

República de Colombia
Ministerio de
Minas y Energía

NORMATIVIDAD DEL SECTOR ELECTRICO

**UNIDAD DE INFORMACIÓN
MINERO ENERGÉTICA
U. I. M. E.**

PRESENTACION

Desde cuando el Ministerio de Minas y Energía publicó, en 1986, una compilación de las normas legales y reglamentarias entonces vigentes en el sector eléctrico colombiano, no se había llevado a cabo una recopilación de la abundante normatividad del sector como la que ahora presenta el Ministerio gracias al empeño de su Unidad de Información Minero Energética - UIME - con la colaboración del doctor Camilo González Chaparro.

Esta publicación viene así a satisfacer la necesidad de una obra que, al ofrecer en forma integrada la información normativa actualizada, facilite el trabajo de consulta de los textos, permita la más recta interpretación del contexto normativo que rige la materia y, al hacerlo, redunde en su mejor aplicación.

Las compilaciones de normas vigentes constituyen una necesidad periódica común a diversos sectores de la administración para los fines indicados y porque, de modo continuo, porciones considerables de la normatividad van quedando adicionadas, complementadas o sin vigencia, por fuerza de la expedición de nuevas normas legislativas y reglamentarias destinadas a adaptar la conducta del Estado, de las empresas y de los individuos a la propia dinámica de las actividades respectivas, así como a la evolución de las políticas de desarrollo nacional.

De allí también que estas compilaciones suelen tener un ciclo de vida útil relativamente breve y que por ello se haga preciso sustituirlas con alguna frecuencia.

Las modificaciones en la concepción de la prestación de los servicios públicos cristalizadas en la Constitución de 1991, junto con las lecciones que dejó la crisis de suministro eléctrico ocurrida en 1992, dieron lugar a la expedición de la Ley 142 de 1994, por la cual se estableció el régimen de los servicios públicos domiciliarios, por una parte, y por otra a la Ley 143 del mismo año, por la cual se estableció el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se concedieron unas autorizaciones y se dictaron otras disposiciones en materia energética.

Esta nueva legislación ha producido en el sector eléctrico, un reordenamiento institucional de gran alcance y ha generado abundantes disposiciones reglamentarias, emanadas del Gobierno Nacional, del Ministerio en su actividad reglamentaria propia, y de la nueva Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios al lado de un crecido número de disposiciones regulatorias provenientes de la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, sucesora de la antigua Junta Nacional de Tarifas, de la Comisión Nacional de Energía y de la Comisión de Regulación Energética.

Al agregar aquellas normas anteriores cuya compatibilidad con las nuevas conservó su vigencia, la profusión normativa resultante demanda esfuerzos de recopilación, ordenación y clasificación como el que en buena hora se materializa en esta compilación y el cumplimiento por la CREG con la publicación compilada de sus resoluciones expedidas en 1994 y 1995.

Desde luego, es importante continuar esta tarea mediante la conservación de los archivos correspondientes en el medio magnético, la incorporación de tecnologías que permitan el acceso y la consulta fácil de la información normativa por los usuarios y la actualización permanente de esta información.

RODRIGO VILLAMIZAR ALVARGONZALEZ
Ministro de Minas y Energía

Coordinación:
Unidad de Información Minero Energética - UIME
Ministerio de Minas y Energía

Impresión:
EDIFARNI LTDA.
Carrera 31 No. 77-00
Tels.: 2402983 - 2252582
Santafé de Bogotá, D. C. - Colombia

ABREVIATURAS USADAS EN ESTA COMPILACION

Art. o art.	artículo
Arts. o arts.	artículos
CNE	Comisión Nacional de Energía
CRE	Comisión Regulatoria de Energía
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
D	Decreto
inc.	inciso
L	Ley
lit.	literal
MMA	Ministerio del Medio Ambiente
MME	Ministerio de Minas y Energía
num.	numeral
parag.	parágrafo
Res.	Resolución
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
UIME	Unidad de Información Minero Energética
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética

**SECTOR ELECTRICO
REGIMEN LEGAL Y REGLAMENTARIO**

CONTENIDO

	Página
LEYES	
Ley 126 de 1938 , por la cual se dictan normas sobre suministro de luz y fuerza eléctricas, a los municipios, adquisición de empresas de energía eléctrica, de teléfonos y de acueductos e intervención del Estado en la prestación de los servicios de las mismas empresas, arts. 17 y 18.	3
Ley 56 de 1981 , por la cual se dictan normas sobre obras públicas de generación eléctrica y de acueductos, sistemas de riego y otras y se regulan las expropiaciones y servidumbres de los bienes afectados por tales obras.	3
D.O. 38.856	
Ley 51 de 1986 , por la cual se reglamenta el ejercicio de las profesiones de Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Mecánica y Profesiones Afines y se dictan otras disposiciones.	13
D.O. 37.673	
Ley 59 de 1987 , por la cual se autoriza a unas entidades a constituir sociedades o asociaciones.	20
D.O. 38.171	
Ley 38 de 1989 , art. 10 (Decreto 111 de 1996, por el cual se compilan la Ley 38 de 1989, la Ley 179 de 1994 y la Ley 225 de 1995 que conforman el Estatuto Orgánico del Presupuesto, art. 14)	294
Ley 19 de 1990 , por la cual se reglamenta la profesión de Técnico Electricista en el territorio nacional.	21
D.O. 39.157	
Ley 99 de 1993 , por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones, arts. 45, 49 a 62 y 118.	
D.O. 41.146	24

Ley 142 de 1994, por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. 30

D.O. 41.433

Ley 143 de 1994, por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. 96

D.O. 41.434

Ley 188 de 1995, por la cual se expide el Plan de Desarrollo y de Inversiones 1995-1998, art. 20, numeral 4.1.3.5, art. 34 123

Ley 225 de 1995, art. 11 (Decreto 111 de 1996, por el cual se compilan la Ley 38 de 1989, la Ley 179 de 1994 y la Ley 225 de 1995 que conforman el Estatuto Orgánico del Presupuesto, art. 5º) 294

Ley 226 de 1995, por la cual se desarrolla el art. 60 de la Constitución Política en cuanto a la enajenación de la propiedad accionaria estatal, se toman medidas para su democratización y se dictan otras disposiciones. 125

D.O. 42.159

Ley 286 de 1996, por la cual se modifican parcialmente las Leyes 142 y 143 de 1994. 131

DECRETOS

Decreto 2024 de 1982, por el cual se reglamenta parcialmente la Ley 56 de 1981. 137

Decreto 222 de 1983, por el cual se expiden normas sobre contratos de la Nación y sus entidades descentralizadas y se dictan otras disposiciones, arts. 108 a 113. 148

Decreto 0482 de 1984, por el cual se modifica el art. 27 del Decr. 2024/82, reglamentario de la Ley 56/81. 150

Decreto 2580 de 1985, por el cual se reglamenta parcialmente el Capítulo II del Título II de la Ley 56/81. 152

Decreto 1167 de 1987, por el cual se reglamenta la Ley 51 de 1986 y se dictan otras disposiciones. 155

D.O. 37.941

Decreto 2658 de 1988, por el cual se dictan disposiciones sobre el Régimen Jurídico de Empresas vinculadas al sector de Minas. 161

D.O. 38.626

Decreto 1303 de 1989, por el cual se establece el régimen de suspensiones del servicio eléctrico y sanciones pecuniarias por uso no autorizado o fraudulento del mismo. 162

D.O. 38.865

Decreto 1555 de 1990, por el cual se reglamenta el Decreto-ley 3069 de 1968 y el Capítulo V de la Ley 81 de 1988 y se establece una estructura nacional de tarifas para el servicio de energía eléctrica. 168

D.O. 39.469

Decreto 0991 de 1991, por el cual se reglamenta la Ley 19/90 y se dictan otras disposiciones. 173

D.O. 39.798

Decreto 1842 de 1991, por el cual se expide el Estatuto Nacional de Usuarios de los Servicios Públicos Domiciliarios. 179

Decreto 0562 de 1992, Por el cual se establece la suspensión del servicio de energía eléctrica a los usuarios por su uso no racional durante períodos de racionamiento originados en escasez del recurso energético. 194

D.O. 40.402

Decreto 2119 de 1992, por el cual se reestructura el Ministerio de Minas y Energía, el Instituto de Asuntos Nucleares -IAN y Minerales de Colombia S.A., Mineralco, arts. 1º a 4º, 7º a 24, 28 a 31, 42 a 45 y 68 195

D.O. 40.704

Decreto 0277 de 1993, por el cual se reglamenta la Ley 19/90. 226

D.O. 40.743

Decreto 1253 de 1993, por el cual se desarrolla y reglamenta el Decreto 2119/92. 227

D.O. 40.931

Decreto 1524 de 1994, por el cual se delegan las funciones presidenciales de señalar políticas generales de administración y control de eficiencia en los servicios públicos domiciliarios, y se dictan otras disposiciones. 239

D.O. 41.453

Decreto 1753 de 1994 , por la cual se reglamentan parcialmente los títulos VIII y XII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales.	240
Decreto 1933 de 1994 , por el cual se reglamenta el artículo 45 de la Ley 99 de 1993.	256
Decreto 2253 de 1994 , por el cual se delegan unas funciones. D.O. 41.561	261
Decreto 2914 de 1994 , por el cual se adecúa la estructura orgánica del Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas -INEA-. D.O. 41.660	262
Decreto 10 de 1995 , por el cual se reestructura el Ministerio de Minas y Energía. D.O. 41.673	263
Decreto 27 de 1995 , por el cual se reestructura el Ministerio de minas y Energía. D.O. 41.673	265
Decreto 28 de 1995 , por el cual se reglamenta parcialmente la Ley 143/94, en lo concerniente a la organización y el funcionamiento de la Unidad de Planeación Minero Energética. D.O. 41.673	272
Decreto 570 de 1995 , por el cual se determina el procedimiento para nombrar Miembros del Comité de Uso Racional de Energía. D.O. 41.795	279
Decreto 813 de 1995 , por medio de la cual se adicionan las funciones y se adecúa la estructura interna del Instituto de Ciencias Naturales y Energías Alternativas, INEA. D.O. 41.853	280
Decreto 1429 de 1995 , por el cual se reglamenta el Capítulo I del Título V de la Ley 142 de 1994, en relación con el Control Social de los Servicios Públicos Domiciliarios	282
Decreto 1596 de 1995 , por el cual se establece el mecanismo especial a través del cual se manejarán y asignarán los recursos provenientes de la contribución de usuarios no regulados del servicio de energía eléctrica. D.O. 42.014	292

Decreto 2150 de 1995 , por el cual se suprimen y reforman regulaciones, procedimientos o trámites innecesarios existentes en la Administración Pública, arts. 132,133,134 y 135	293
Decreto 1538 de 1996 , por el cual se reglamenta el Título VI, Capítulo IV de la Ley 142 de 1994 y el artículo 34 de la Ley 188 de 1995 sobre estructuración socioeconómica.	295
RESOLUCIONES	
Ministerio de Minas y Energía	
Resolución 002360 de 1979 , por la cual se dicta reglamento general para el suministro de energía eléctrica en el país, por parte de las empresas que prestan este servicio público. D.O. 37.175	303
Resolución 000283 de 1985 , por la cual se dictan disposiciones sobre fuentes no convencionales de energía.	316
Resolución 3293 de 1988 , por la cual se crea el Comité Interinstitucional del Sistema de Informaciones Energéticas. D.O. 38.542	319
Resolución 3 0698 de 1993 , por la cual se delegan en la Financiera Energética Nacional S.A. -FEN-, funciones de negociación, aprobación y seguimiento de convenios de desempeño de las entidades del sector eléctrico. D.O. 40.863	321
Resolución 8 0103 de 1995 , por la cual se reglamenta la organización y funcionamiento del Consejo Nacional de Operación. D.O. 41.705	406
Resolución 8 0238 de 1995 , por la cual se delegan unas funciones en el Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. D.O. 41.739	408
Resolución 8 0263 de 1995 , por la cual se delegan unas funciones. D.O. 41.733	409
Resolución 8 2189 de 1995 , por la cual se modifica parcialmente la Resolución 8 0302 del 28 de febrero de 1995. D.O. 42.023	409

Resolución 8 1132 de 1996, por la cual se reglamenta el otorgamiento de contratos de concesión para el suministro, mantenimiento y expansión del servicio de alumbrado público.

681

Resolución 8 1745 de 1996, por la cual se fijan los criterios que ha utilizado y continuará utilizando el Ministerio de Minas y Energía para compensar los subsidios que las distribuidoras o comercializadoras de electricidad conceden a los usuarios finales de menores ingresos, de acuerdo con lo establecido por la Constitución Nacional y las leyes y según la disponibilidad de recursos del Presupuesto de la Nación para este fin y se deroga la Resolución 8 1412 de 1996.

683

Ministerio del Medio Ambiente

Res. 898 de 1995, por la cual se regulan los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna de vehículos automotores, arts. 6, 7, 9, arts. 11 a 14

410

Res. 655 de 1996, por la cual se establecen los requisitos y condiciones para la solicitud y obtención de la licencia ambiental establecida por el artículo 132 del Decreto-Ley 2150 de 1995.

695

Superintendencia de Servicios Públicos

Res. 127 de 1995, por la cual se expide el procedimiento para el trámite de los recursos ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, se establecen los procedimientos para adelantar investigaciones en caso de emergencia, así como aquellas de orden administrativo en las personas prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

414

Res. 365 de 1995, por la cual se reglamenta el procedimiento para hacer efectivo el silencio administrativo positivo por parte de las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios a que se refiere la Ley 142 de 1994, en favor de los usuarios, suscriptores y suscriptores potenciales, y se dictan otras disposiciones.

424

Res. 426 de 1996, por la cual se modifica la Resolución SSPD Número 127 de 1995.

698

Circular 009 de 1996, por la cual se señalan criterios para aplicación de la estratificación socioeconómica.

701

Comisión de Regulación Energética

Res. CRE 0003/93, por la cual se establece el sistema de facturación para el sector rural.

D.O. 41.261

322

Res. CRE 0005/93, por la cual se establece el procedimiento para determinar los consumos de demanda máxima para las ventas en bloque de potencia.

D.O. 41.261

323

Res. CRE 0010/93, por la cual se establecen las condiciones de suministro de energía y potencia a grandes consumidores de los sectores industrial y comercial y se dictan otras disposiciones.

D.O. 41.261

324

Res. CRE 0012/93, por la cual se modifica el sistema tarifario para las empresas privadas y mixtas que prestan el servicio de acueducto.

D.O. 41.261

327

Res. CRE 0013/93, por la cual se establece la tasa de actualización para las tarifas no residenciales de servicio de energía eléctrica.

D.O. 41.261

328

Res. CRE 0014/93, por la cual se establece la tasa de actualización para las tarifas residenciales del servicio de energía eléctrica.

D.O. 41.261

330

Res. CRE 0015/93, por la cual se precisa el alcance de la Resolución 070 de 1993 expedida por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos.

D.O. 41.261

331

Res. CRE 006/94, por la cual se establece una opción tarifaria para usuarios comerciales del sector eléctrico.

D.O. 41.306

332

Res. CRE 009/94, por la cual se modifica el art. 2° de la Resolución CRE 013 del 30 de diciembre de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética.

D.O. 41.387

333

Res. CRE 017/94, por la cual se delega en los alcaldes la fijación de tarifas de energía eléctrica.

D.O. 41.420

334

Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Res. CREG 001/94, por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por el sistema de transmisión nacional y se regula la liquidación y administración de las cuentas originadas por los cargos de uso de dicho sistema.

336

Res. CREG 002/94, por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de transmisión, se establece la metodología y régimen de los cargos por conexión y uso de los sistemas de transmisión.

349

Res. CREG 003/94, por la cual se reglamenta el transporte de energía por el sistema de Transmisión Regional y Distribución Local.

360

Res. CREG 004/94, por la cual se regula el acceso de los sistemas de distribución, se establecen la metodología y régimen de cargos por conexión y uso del sistema de distribución.

369

Res. CREG 008/94, por la cual se modifica el artículo 1º de la Resolución No. 009 de 1994 expedida por la Comisión de Regulación Energética.

374

Res. CREG 009/94, por la cual se dictan disposiciones sobre contratos de energía eléctrica durante período de transición hacia un mercado libre y se modifica parcialmente el Acuerdo Reglamentario para Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Nacional.

375

D.O. 41.640

Res. CREG 053/94, por la cual se dictan disposiciones para funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica durante el período de transición hacia mercado libre y se modifica parcialmente el Acuerdo Reglamentario para el Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Nacional.

380

D.O. 41.657

Res. CREG 054/94, por la cual se regula la actividad de comercialización de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.

386

D.O. 41.657

Res. CREG 055/94, por la cual se regula la actividad de generación de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.

392

D.O. 41.657

Res. CREG 056/94, por la cual se adoptan disposiciones generales sobre servicio público de energía eléctrica.

399

D.O. 41.657

Res. CREG 058/94, por la cual se precisa el alcance de la Resolución 070/93 expedida por la Junta Nacional Tarifaria, y se dictan otras disposiciones.

405

D.O. 41.657

Res. CREG 001/95, por la cual se aclaran los artículos 1. 2 y 4 de la Resolución 058 de 1994.

430

Res. CREG 011/95, por la cual se modifica el artículo 5º de la Resolución 009 de 1994 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas y se dictan otras disposiciones.

431

Res. CREG 012/95, por la cual se aprueba el reglamento para la liquidación y administración cuentas por uso del Sistema de Transmisión Nacional y se modifica parcialmente la Resolución 001/94 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

433

Res. CREG 024/95, por la cual se reglamentan los aspectos comerciales mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.

457

D.O. 41.937

Res. CREG 025/95, establece Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

509

D.O. 41937

Res. CREG 035/95, por la cual se modifica parcialmente la Resolución 024/95 expedida por la CREG.

662

Res. CREG 043 de 1995, por la cual se regula de manera general el suministro y el cobro que efectúen las empresas de servicios públicos domiciliarios a municipios por el servicio de energía eléctrica que se destine para alumbrado público.

663

Res. CREG 049/95, por la cual se modifica y aclara el alcance de la Resolución CREG 035/95 del 06-10-95.

668

Res. CREG 070/95, Por la cual se establecen medidas transitorias para reglamentar el manejo y control de la demanda en situaciones de racionamiento de emergencia, que regirán hasta la expedición oficial del Estatuto de Racionamiento.

670

Res. CREG 080/95, por la cual se adoptan decisiones en materia de tarifas de energía eléctrica y otras disposiciones de transición.

671

Res. CREG 001/96, por la cual se fijan las reglas previas a la entrada en vigencia de un cargo por capacidad en el mercado mayorista de energía eléctrica.

702

Res. CREG 003/96, por la cual se modifica el artículo 6° de la Resolución 080 de 1995 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

703

Res. CREG 004/96, por la cual se crean opciones tarifarias a los usuarios no residenciales del nivel de Tensión I, independientemente de su capacidad instalada.

704

Res. CREG 005/96, por la cual se definen criterios, características, indicadores y modelos obligatorio que permiten evaluar la gestión y resultados de las Empresas de Servicios Públicos.

705

Res. CREG 018/96, por la cual se dictan normas sobre cargos por el uso de la red de transmisión regional y distribución local.

713

Res. CREG 019/96, por la cual se modifica la resolución CREG-005/96.

714

Res. CREG 020/96, por la cual se dictan normas con el fin de promover la libre competencia en las compras de energía eléctrica en mercado mayorista.

715

Res. CREG 022/96, por la cual se determinan las reglas aplicables al cargo por capacidad en el mercado mayorista de energía.

718

Res. CREG 023/96, por la cual se aclara y amplía el alcance de la Resolución CREG 005/96

725

Res. CREG 030/96, por la cual se complementan los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión a los Sistemas de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional o Sistemas de Distribución Local.

731

Res. CREG 034/96, por medio de la cual se define el concepto de red pública.

735

Res. CREG 038/96, por la cual se establecen las bases para el estudio de viabilidad empresarial que deben realizar las empresas de servicios públicos de energía eléctrica.

735

Res. CREG 041/96, por medio de la cual se establece plazo máximo para el reporte de modificaciones, en la información correspondiente a las mediciones que se efectúen en las fronteras comerciales del mercado mayorista.

759

REGIMEN LEGAL Y REGLAMENTARIO

DEL

SECTOR ELECTRICO

INDICE CRONOLOGICO

Página

AÑO 1938

Ley 126

3

Art. 17

3

Art. 18

3

AÑO 1979

Ministerio de Minas y Energía

Resolución 002360

303

AÑO 1981

Ley 56

3

AÑO 1982

Decreto 2024

137

AÑO 1983

Decreto 222

148

Art. 108

149

Art. 109

149

Art. 110

149

Art. 111

150

Art. 113

AÑO 1984

Decreto 0482

150

AÑO 1985

Decreto 2580

152

Ministerio de Minas y Energía		
Resolución 000283		316
AÑO 1986		
Ley 51		13
AÑO 1987		
Ley 59		20
Decreto 1167		155
AÑO 1988		
Decreto 2658		161
Ministerio de Minas y Energía		
Resolución 3293		319
AÑO 1989		
Ley 38, Art. 10 (D. 111/96, art. 14)		295
Decreto 1303		162
AÑO 1990		
Ley 19		21
Decreto 1555		168
AÑO 1991		
Decreto 0991		173
Decreto 1842		179

AÑO 1992		
Decreto 0562		194
Decreto 2119		195
art. 1° (D. 10/95, art. 4°)		195
art. 2°		196
art. 3° (D. 10/95, art. 5°)		196
art. 4° (D. 10/95, art. 9°)		199
art. 5°		201
art. 6°		202
art. 7° (D. 10/95, art. 10)		204
art. 8°		205
art. 9°		206
art. 10 (D. 10/95, art. 13)		206
art. 11 (D. 10/95, art. 14)		207
art. 12 (D. 10/95, art. 15)		211
art. 13 (D. 10/95, art. 16)		211
arts. 14 a 22		212
art. 23 (D. 10/95, art. 19)		215
art. 24 (D. 10/95, art. 20)		216
art. 28		217
art. 29		217
art. 30 (D. 10/95, art. 21)		218
art. 31 (D. 10/95, art. 22)		218
art. 32		219
art. 33		219
art. 8, 9 D.27/95		276
arts. 42 a 46		224
arts. 63 a 68		225
AÑO 1993		
Ley 99		24
art. 45		24
arts. 49 a 62		25
art. 118		29
Decreto 0277		226
Decreto 1253		227
Decreto 1844		238
Ministerio de Minas y Energía		
Resolución 3 0698		321

Comisión de Regulación Energética

Resolución 0003	322
Resolución 0005	323
Resolución 0010	324
Resolución 0012	327
Resolución 0013	328
Resolución 0014	330
Resolución 0015	331

Resolución 004	369
Resolución 008	374
Resolución 009	375
Resolución 053	380
Resolución 054	386
Resolución 055	392
Resolución 056	399
Resolución 058	405

AÑO 1994

Ley 142	30
Ley 143	96
Decreto 1524	239
Decreto 1753	240
Decreto 1933	256
Decreto 2253	261
Decreto 2914	262

Comisión de Regulación Energética

Resolución 006	332
Resolución 009	333
Resolución 017	334

Comisión de Regulación de Energía y Gas

Resolución 001	336
Resolución 002	349
Resolución 003	360

AÑO 1995

Ley 188	123
art. 20, numeral 4.1.3.5	123
art. 34	124
art. 47	124
Ley 225	294
Art. 11 (Estatuto Orgánico del Presupuesto, art. 5, 127 D. 111/96)	
Ley 226	125
Decreto 10	263
art. 1º	263
art. 2º	263
art. 3º	263
arts. 4º a 22, inclusive, incorporados dentro del texto del D. 2119/92	199
art. 23	264
art. 24	264
Decreto 27	265
Decreto 28	272
Decreto 570	279
Decreto 813	280
Decreto 1429	282
Decreto 1596	292
Decreto 2150	293

Decreto 2150	
art. 132	293
art. 133	294
art. 134	294
art. 135	294
art. 152	295
Ministerio de Minas y Energía	
Resolución 8 0103	406
Resolución 8 0238	408
Resolución 8 0263	409
Resolución 8 2189	409
Ministerio del Medio Ambiente	
Resolución 898	410
arts. 6 y 7	411
art. 9	412
arts. 11 a 15	412
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	
Resolución 127	414
Resolución 365	424
Comisión de Regulación de Energía y Gas	
Resolución 001	430
Resolución 011	431
Resolución 012	433
Resolución 024	457
Resolución 025 *Texto suministrado por la CREG en medio magnético	509
Resolución 035	662
Resolución 043	663
Resolución 049	668
Resolución 070	670
Resolución 080	671

AÑO 1996

Ley 286	131
Decreto 111, art. 5°	295
Decreto 1538	295
Ministerio de Minas y Energía	
Resolución 8 1132	681
Resolución 8 1745	683
Ministerio del Medio Ambiente	
Resolución 655	695
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	
Resolución 0426	698
Circular 009	701
Comisión de Regulación de Energía y Gas	
Resolución 001	702
Resolución 003	703
Resolución 004	704
Resolución 005	705
Resolución 018	713
Resolución 019	714
Resolución 020	715
Resolución 022	718
Resolución 023	725
Resolución 030	731
Resolución 034	735
Resolución 038	735
Resolución 041	759

SECTOR ELECTRICO
REGIMEN LEGAL Y REGLAMENTARIO
INDICE ALFABETICO

A

	Página	
Abuso de posición dominante		
Definición y causales, L. 143/94, art. 43	111	
Es fin de la intervención estatal impedirlo, L. 142/94, art. 2.6	31	
Interpretación de normas contractuales en el sentido que lo impida, L. 142/94, art. 30	45	
Obligación de abstención en el servicio, L. 142/94, art.11.1	34	
Presunción, L. 142/94, art. 133	81	
Prohibición, L. 142/94, art. 34	46	
Sanciones, L. 143/94, art. 43, inciso segundo L. 142/94, arts. 81 y 82	112 65	
Acceso		
A las redes, L. 143/94, arts. 30 y 31 Res. CREG 001/94, art. 1º Res. CREG 003/94, arts. 1º y 2º	108 337 360-368	
De nuevas conexiones a las redes, Res. CREG 003/94, art. 6º Res. CREG 001/94, art. 6º	364 340	
A los servicios públicos domiciliarios, D. 1842/91, arts. 3º a 10	179 179	
Físico al servicio de energía eléctrica, D 1303/89, art. 3º	163	
A predios de particulares, solicitud escrita, D. 2024/82, art. 42 obligación de permitirlo, L. 56/81, art. 33	147 11	
De las empresas generadoras a la bolsa de energía, Res. CREG 011/95, art. 3	432	
Libre a los sistemas de transmisión, Res. CREG 001/94, art. 4º	339	
		Libre a los sistemas de distribución, Res. CREG 003/94, art. 4º
		Regulación del acceso y uso de los sistemas de transmisión, Res. CREG 002/94
		Regulación del acceso y uso de los sistemas de distribución, Res. CREG 004/94
		Tarifas de acceso y uso de las redes del sistema interconectado, L. 143/94, arts. 39 a 41
		Acometida,
		Definición, Ley 142/94, art. 14.1 D. 1555/90, art. 2º. Res. MME 002360/79, art. 72
		Fraudulenta, D. 1303/89, art. 2º
		Régimen, D. 1303/89, art. 6º
		Cambio de ubicación, D. 1303/89, art. 7º
		Actividad complementaria de un servicio público Ley 142/94, art. 14.2
		Actividades del sector eléctrico
		Actividades comprendidas, L. 143/94, art. 1
		Agentes económicos que pueden participar, L. 143/94, art. 7; L. 143/94, art. 4, párrafo.
		Carácter de servicio público, L. 143/94, art. 5 L. 142/94, art.4 art. 14.25
		Finalidad, L. 143/94, art. 5
		Principios que las rigen, L. 143/94, art.6
		Responsabilidad por las decisiones de inversión en, L. 143/94, art. 85.
		Separación, L. 143/94, art. 74 Res. CREG 001/94, arts. 3º y 7º Res. CREG 056/94, art. 5º
		Acueducto,
		Suministro de electricidad para servicio de, Res. CRE 0012/93

120
339-340
402

327

Acuerdo de conexión	
Definición, Res. CREG 001/94, art. 4	339
Res. CREG 003/94, art. 1	360
Adaptabilidad	
Principio de; L. 143/94, art. 6, inciso quinto.	98
Adquisición de inmuebles para obras de generación,	
L. 56/81, arts. 9° a 11	6
D. 2024/82, arts. 18 a 28	141
D. 0482/84, art. 1°.	151
Expropiaciones, L. 56/81, arts. 18 a 24	8
D. 2024/82, arts. 39 y 40	146
L. 142/94, art. 116	78
Ahorro, optimización y conservación de energía	
Ahorro, conservación y uso eficiente, L. 143/94 arts. 66, 67, 68.	117
Comité de uso racional de energía, D. 2119/92, art. 44 D. 570/95	225 279
Competencia de la UPME para establecer un programa de ahorro y optimización, L. 143/94, art. 16, lit. j.	103
Competencia del INEA para establecer y fomentar programas de ahorro, conservación y uso eficiente, L. 143/94, art. 67, lit. f.	118
Agentes económicos	
Definición, Res. CREG 001/94	336
Condiciones que deben reunir en caso de convocatoria estatal, L. 143/94, art. 10	99
Control, inspección y vigilancia de los agentes económicos, L. 143/94, art. 9	99
Competencia para definir conflictos entre ellos, L. 143/94, art. 23, lit. p.	106
Objetivos que deben cumplir, L. 143/94, art. 4, párrafo.	97
Pueden participar en las actividades del sector, L. 143/94, art. 7	98
A cuáles se aplica la Res. 001/94; ibid, art. 2°	339

Alcaldes municipales, (Ver Municipios)	
Alumbrado público, Res. CREG 043/95 Res. MME 8 1132/96	663 681
Ambito de aplicación	
de la Ley 142 de 1994, L. 142/94, art. 1	30 30
de la Res. CREG 001/94, ibid., art. 2°	339
Ambito territorial de operación de las empresas de servicios públicos, L. 142/94, art. 23	42
Amparo policivo, (Ver Protección de bienes de entidades de servicios públicos)	
Aplicación de los criterios de solidaridad y distribución de ingresos, L. 142/94, art. 89. L. 143/94, art. 6°, inc. 7°	69 98
Aportes y transferencias por ventas de energía, L. 56/81, art. 13 L. 99/93, art. 45 D. 1933/94, arts. 1° a 10°	7 24 256
Aprovechamiento económico, de fuentes de energía (definición de criterios). L. 143/94, art. 2°	96
Areas, Operativas, Res. CREG 025/95, Cod. de Operación De influencia del proyecto, D. 1933/94, art. 2° De cuencas, embalses y municipios, D. 1933/94, art. 3° De servicio exclusivo para distribución domiciliaria de electricidad, L. 142/94, art. 40	582 256 257 49
Asociaciones, Facultad para constituir las, L. 59/87, art. 1°	20
Aspectos ambientales (ver medio ambiente)	
Incorporación en el servicio público de energía, L. 143/94, art. 2; L. 143/94, art. 4, lit. c; L. 143/94, art. 7, inciso segundo. L. 99/93, art. 45	96 97 98 24

Autogenerador,	
L. 143/94, art. 11	99
Res. CREG 001/94, arts. 1 y 30	337-347
Res. CREG 003/94, art. 1	360
Res. CREG 053/94, art. 1	380
Res. CREG 054/94, art. 11	390
Res. CREG 055/94, arts. 1 y 2	392
Res. CREG 056/94, art. 1	400
Venta de excedentes de energía, L. 143/94, art. 54.	115

C

Cálculos de Tarifas y Cargos	
Asociados con el acceso y uso de redes del sistema interconectado nacional, L. 143/94, art. 39	110
Res. CREG 025/95	509
Res. CREG 053/94	380

Calidad	
Principio de; L. 143/94, art. 6, inc. 3° Res. CREG 025/95, arts. 5 y 7.7	97
Del bien objeto del servicio, L. 142/94, art. 2.1 art. 9.3	511-539
	30
	34

Capacidad,	
Instalada, D. 1303/89, art. 2°	162
De generación de respaldo, Res. CREG 053/94	380
Efectiva, Res. CREG 025/95	509
Reglas aplicables al Cargo por Capacidad, Res. CREG 022/96	718

Carbón	
Adquisición para generación térmica, L. 143/94, art. 27, segundo inciso.	107
Normas de calidad para uso en hornos y calderas, Res. MMA 898/95, arts. 6 y 7 art. 9	411
arts. 11 a 14	412
	412

Carga o capacidad contratada,	
D. 1303/89, art. 2°	162

Cargos,	
Que deben incluir las tarifas, L. 143/94, art. 40.	110
Res. CREG 080/95	671
Res. CREG 012/95	433
Res. CREG 001/94	336
Res. CREG 053/94	380

Centro Nacional de Despacho,	
L. 143/94, art. 11	99
art. 34 y 35	109
art. 38	110
Res. CREG 053/94, art. 1	380
Res. CREG 054/94, art. 1	387
Res. CREG 055/94, arts. 1, 12, 13 y 15	392-397-398
Res. CREG 024/95, art. 1	457
Res. CREG 025/95, Cod. de Operación	583-593-615
Res. CREG 049/95, art. 4	669
Res. CREG 070/95, art. 3	670

Centro Regional de Despacho,	
L. 143/94, art. 11	99
art. 38	110
Res. CREG 024/95, art. 1	457
Res. CREG 025/95, Cod. de Operación	583 582
Res. CREG 055/94, art. 1	392
Res. CREG 070/95, art. 4	670

Cobro oportuno,	
D. 1842/91, art. 12	181
L. 142/94, art. 150	87

Código de redes,	
Res. CREG 001/94, arts. 1, 9, 10 y 12	337-340-341
Res. CREG 025/95	509
Res. CREG 003/94, arts. 1, 9, 10 y 12	360-366-365
Res. CREG 024/95, art. 1	457
Res. CREG 055/94, art. 1	393
Res. CREG 056/94, art. 1	400

Comercialización de energía eléctrica,	
Definición, L. 143/94, art. 11	99
Res. CREG 001/94, art. 1	337
Res. CREG 056/94, art. 1	400
Res. CREG 003/94, art. 1	360
Res. CREG 053/94, art. 1	380
Res. CREG 055/94, art. 10	396
Res. CREG 009/94, art. 4	378

Sólo pueden desarrollarla los generadores, distribuidores y agentes independientes que se ajusten a reglamento de la CREG, L. 143/94, art. 7, parág.	98	Funciones especiales, L. 142/94, art. 74.1	61
Regulación en el sistema interconectado nacional, Res. CREG 054/94, arts. 1 a 17 (Ver Mercado)	387	Funciones específicas, D. 27/95, art. 5°.	268
Comercializador de energía eléctrica,		Integración	206
Definición, Res. CREG 001/94	336	D. 2119/92, art. 10 (D. 10/95, art. 13)	59
Res. CRE 010/93, art. 1°	325	L. 142/94, art. 71	104
Res. CREG 003/94	360	L. 143/94, art. 21	
Res. CREG 053/94	380	Calidad de los expertos integrantes de la Comisión, L. 143/94, art. 21	104
Res. CREG 054/94, arts. 1,4,5,6,8,13 y 14	387-388-390	D. 2119/92, art. 10 (D.10/95, art. 13)	206
Res. CREG 055/94	392	Condiciones que deben reunir los expertos, L. 143/94, art. 21, parag. 1	104
Res. CREG 080/95, arts. 11 y 12	674	Contribución especial para la: L. 143/94, art. 22	105
Comisión de Regulación de Energía y Gas		Definición de metodología para calcular tarifas y costos, L. 143/94, art. 23, lit. c.	105
Delegación de funciones presidenciales,		Definición de factores para subsidio aplicables a tarifas; L. 143/94, art. 23, lit. h.	106
L. 142/94, art. 68	58	Definición y operatividad de criterios técnicos del servicio, L. 143/94, art. 23, lit. n	106
D. 1524/94, arts. 2° y 7°	239	Definición de conflictos entre agentes económicos L. 143/94, art. 23, lit. p	106
D. 2253/94, arts. 1° y 2°	261	Determinación alcance de competencias en otorgamiento de contratos de concesión, L. 143/94, art. 57	116
Delegación de funciones ministeriales, Res. MME 80238/95, art. 1°	408	Estatuto de racionamiento, L. 143/94, art.88	122
Funciones		Expedición del reglamento propio, L. 143/94, art. 21, inciso sexto.	104
D. 2119/92, art. 11 (D.10/95, art. 14)	207	Fijación de tarifas y cargos, L. 143/94, art. 23, lit. d	105
L. 142/94, art. 73	59	Manejo de recursos presupuestales, L. 143/94, art. 21, inciso cuarto.	104
L. 143/94, art. 23	105	Naturaleza y organización, L. 143/94, art. 21.	104
art. 7, parag.	98	L. 142/94, art. 69	58
art. 8, parag.	99	Nombramiento de los expertos	
art. 11, incisos cuarto, octavo, décimo, undécimo y décimonoveno.	100		
art. 19, parag. 2	100-101		
art. 25	104		
art. 29, lit. b.	107		
art. 32, parag. 5	108		
art. 36, inciso segundo	108		
art. 37, inciso final	110		
art. 41	110		
art. 42, tercer inciso y parag.	111		
art. 44	111		
art. 45	112		
art. 46	113		
art. 47, tercer inciso	113		
art. 54, inciso final	114		
art. 55, segundo inciso	115		
art. 81	116		
art. 82	116		
art. 88	121		
art. 93	121		
art. 94	122		
	122		
	122		

L. 143/94, art. 21, parag. 2	105	Compras de energía,	716
L. 142/94, art. 71.2	59	por usuarios no regulados, Res. CREG 020/96, art. 2º.	
Objetivo básico de la regulación,		mínimas por empresas	
L. 143/94, art. 20	104	que combinen generación con comercialización o	
Personal de la Comisión,		distribución - comercialización,	717
L. 143/94, art.21	104	Res. CREG 020/96, art. 6º	
Regulación de prestación del servicio		Condiciones para suministro de energía y potencia	
en barrios subnormales,		a grandes consumidores,	
L. 143/94, art. 23, lit. o	106	Res. CRE 010/93	324
Comisión de seguimiento al desarrollo		Conflictos,	
de la Ley 143/94, art. 95, ibid.	123	De intereses, L. 142/94, art. 44	50
Competencia		Entre funciones de regulación y de control,	
de los departamentos para la prestación de		L. 142/94, art. 83.	65
los servicios públicos, L. 142/94, art. 7	33	Solución en el mercado mayorista,	
de los departamentos para otorgar contratos		Res. CREG 024/95, art. 28467	
de concesión de redes regionales de		Consejo Nacional de Operación,	
transmisión, L. 143/94, art. 57.	116	Funciones, L. 143/94, art. 36;	110
de los gobernadores acerca del control social		L. 142/94, art. 172	92
de los servicios, L. 142/94, art. 65.2		Integración, Ley 143/94 art. 37;	110
D. 1429/95, art. 17	56	L. 142/94, art. 173.	92
de los municipios en cuanto a la prestación	290	Res. MME 8 2189/95	409
de servicios públicos, L. 142/94, art. 5		Organización y funcionamiento,	
de los municipios para otorgar contratos de		Res. MME 8 0103/95, arts. 1º a 8º	406
concesión para la distribución de electricidad,		Res. CREG 054/94, art 4	388
L. 143/94, art. 57	32	Res. CREG 025/95, Cod. de Operación	583 582
de los alcaldes acerca del control social de los		Consumo de subsistencia	
servicios, L. 142/94, art. 62, inc. 6º	116	Definición,	
art. 65.1		L. 143/94, art. 11, inciso décimosexto.	101
D. 1429/95,art. 15	55	Los subsidios no excederán su valor,	
de la Nación para la prestación de los	56	L. 142/94, art. 99.5	73
servicios públicos, L. 142/94, art. 8	289	Consumo a subsidiar, L. 143/94, art. 47	114
de la Nación para otorgar contratos de		Res. MME 8 1745/96, art. 3º	686
concesión relacionados con la generación,		(ver Subsidios)	
interconexión y redes interregionales de		Consumo y facturación,	
transmisión, L. 143/94, art. 57	33	D. 1842/91, arts. 11 a 31	181
de la Superintendencia de Servicios Públicos		Res. CREG 058/94, arts. 1º y 2º	405
sobre el control social de los mismos,		Res. CRE 015/93, art. 4	331
L. 142/94, arts. 65.2 y 65.3	116	Res. CREG 043/95, art. 4	665
D. 1429/95, art. 18		Res. CREG 001/95, arts. 1 y 2	337
(Ver también MME, CREG, SSPD y Municipios)	56	Res. CREG 080/95, Anexo IV	678
	291	(Ver también factura)	

Continuidad,				
Principio de; L. 143/94, art. 6°.		97		
Finalidad de la intervención estatal, L. 142/94, art. 2.4		31		
Obligación de las empresas, L. 142/94, art. 11.1		34		
Indicador de gestión, Res. CREG 023/96, art. 10		727		
Sustitución del concedente al concesionario, L. 143/94, art. 63		117		
De actividades en caso de conflicto, Res. CREG 024/95, art. 28 Parag. 3		468		
Restricción de las causales de disolución, L. 142/94, art. 19.12		41		
En caso de disolución de la empresa, L. 142/94, art. 61		54		
En transmisión, Res. CREG 001/94, art. 15		342		
En distribución, Res. CREG 003/94, art. 14		365		
(Ver también Restablecimiento del servicio y Suspensiones)				
Contratos a largo plazo para abastecimiento de combustible, L. 143/94, art. 27		107		
Contratación (Régimen de)				
Aplicable a las empresas públicas que prestan el servicio de electricidad, L. 143/94, arts. 8, parag. y 76 L. 142/94, arts. 31 y 32		98-120 45-46		
Régimen aplicable a los contratos celebrados por sociedades por acciones con participación pública, L. 143/94, art. 76		120		
Contratos de energía eléctrica,				
Res. CREG 009/94		375		
Res. CREG 024/95		457		
Res. CREG 043/95		663		
Res. CREG 011/95		431		
Res. CREG 055/94		392		
Res. CREG 056/94		399		
Contratos de Servicios Públicos,				
Ley 142/94, arts. 128 a 133		80		
Res. CREG 054/94, art. 15		390		
Verificación de su cumplimiento, L. 142/94, art. 143		85		
Contrato de concesión				
Requerido para quienes presten servicios públicos, L. 142/94 art. 25 L. 143/94, art. 56		43 116		
Cláusulas excepcionales, L. 143/94, art. 8, parag.		98		
Competencia para otorgarlo, L. 143/94, art. 57		116		
Contenido del relacionado con actividades del servicio de electricidad, L. 143/94, art. 58.		116		
De la organización, prestación, mantenimiento y gestión de actividades del servicio de electricidad, L. 143/94, art. 55		116 117		
Duración, L. 143/94, art. 62				
Obligaciones especiales del concesionario, L. 143/94, art.61		117		
Para uso de recursos naturales o del medio ambiente, L. 142/94, art. 39.1		48 120		
Régimen aplicable, L. 143/94, art. 76 L. 143/94, art. 8, parag.		98 117		
Remuneración, L. 143/94, art. 60		117		
Reversión, L. 143/94, art. 65				
Terminación anticipada, L. 143/94, art. 64		117 116		
Vigilancia y control, L. 143/94, art.55				
Contratos especiales, L. 142/94, art. 39				47
Control,				
Fiscal, L. 143/94, art. 49 L. 142/94, art. 50 art. 27.4				51 44
De gestión y resultados L. 142/94, arts, 45 a 52				51
De frecuencia, Res. CREG 025/95, Cod. de Operaciones		612		582
Social de los servicios públicos, L. 142/94, arts. 62 a 66 D. 1429/95				55 282

Costos		
Res. CREG 025/95, Cod. de Operación	509	
Res. CREG 001/95	430	
Res. CREG 080/95	671	
Mínimo optimizado, L. 142/94, art. 14.3	36	
de distribución, L. 143/94, art. 45	113	
Variables con nivel de consumo, L. 142/94, art 90.1	71	
necesarios para garantizar permanencia servicio, L. 142/94. art. 90.2	71	
de compras al por mayor para distribuidoras con posición dominante, L. 142/94, art. 93	72	
de operación, administración y mantenimiento, L. 142/94, art. 99.6	73	
medio del suministro, L. 142/94, art. 99.6	73	
real eficiente, Res. MME 8 1745/96, art. 2°	685	
Corte del servicio,		
Causales, D. 1303/89, art. 18	165	
D. 0562/92, art. 2°.		
Cuenca hidrográfica,		
Definición, D. 1933/94, art. 2°.	194	
		D
Defensa del área de influencia del proyecto		
Definición, D. 1933/94, art. 2°.	194	
Defensa de la cuenca hidrográfica,		
Definición, D. 1933/94, art. 2°.	194	
Delimitación de áreas de cuencas, embalses y municipios,		
D. 1933/94, art. 3°.	194	
Demanda de electricidad.		
Abastecimiento y cubrimiento, L. 143/94, art. 4, lit. a	97	
Res. CRE 005/93, art. 1	323	
Res. CRE 010/93	324	
Res. CREG 025/95, Cod. de Operación	584	
Res. CREG 070/95	670	
(Ver Oferta y Demanda energética)		

Democratización de la propiedad de las empresas, L. 226/95		125
L. 142/94, art. 151		87
art. 19.4		40
art. 19.10		41
art. 27.2		43
Departamentos, (Ver Competencia)		
Derechos de petición y recursos de los usuarios, L. 142/94, arts. 152 a 159		88
Res. SSPD 127/95		414
Res. SSPD 365/95		424
Res. SSPD 426/96		698
Derechos de los suscriptores,		
Res. MME 002360/79, arts. 65 a 71		312
Derechos del usuario,		
L. 142/94, arts. 9 y 11		34
Protección, L. 143/94, art. 3, lit. d.		96
Res. CREG 054/94, art. 15 (ver Usuario)		390
Derechos de la empresa,		
Res. MME 002360/76, arts. 2° a 17		303
L. 142/94, art. 33		46
Distribución,		
Del porcentaje de las ventas brutas por generación hidroeléctrica, D. 1933/94, art. 5°.		258
Del porcentaje de las ventas brutas por generación termoeléctrica, D.1933/94, art. 6°.259		
Redes de, L.143/94, art.11, inciso quinto. Res. CREG 003/94		100 360
Regulación del acceso y uso de los sistemas de distribución, Res. CREG 004/94 Res. CREG 080/95		369 671
Transporte de energía eléctrica por los sistemas de Distribución Local, Res. CREG 003/94		360
Cargos por uso de redes de distribución local, Res. CREG 018/96		713
Puntos de conexión de sistemas de Distribución Local, Res. CREG 030/96		731

E

Economías de aglomeración, L. 142/94, art. 14.4

Eficiencia,

Principio de; L. 143/94, art. 6, incisos segundo y quinto. 97-98

Obligación de asegurarla en el servicio, L. 142/94, art.11.1 34

En régimen tarifario, L. 142/94, art. 87.1 67

Fin e instrumento de intervención estatal, L. 142/94, art. 2.5 31
art. 3.3. 31

Costo real eficiente de prestación del servicio Res. MME 8 1745/96, art. 2º 685

Electrificación rural,

L. 56/81, arts. 13 y 14 7
D. 2024/82, arts. 35 a 37 146

Embalse,

Definición, D. 1933/94, art. 2º. 256

Delimitación de área, D. 1933/94, art. 3º 257

Declaración de parámetros, Res. CREG 025/95, Cod. de Operación 616

Empresa,

Definición, Res. CREG 001/94, art. 1º 337

Vinculación económica, L. 142/94, art. 14.34 38

Empresas de energía eléctrica

(Ver también Agentes Económicos)
Constituidas antes de la Ley 143/94; actividades, L. 143/94, art. 8 98
L. 143/94, art. 80 121

Aprobación del presupuesto de las entidades públicas del orden territorial, L. 143/94, art. 8, inciso segundo 99

Características de las que prestan el servicio, L. 143/94, art. 8 98

Constituidas después de la Ley 143/94; actividades, L. 143/94, art. 74 120

Derechos, Res. Minminas 002360/76, arts. 2º a 17 L. 142/94, art. 33 46

Empresas Regionales, proyecto de creación, L. 143/94, art. 70 119

Evaluación de gestión y resultados de las empresas; criterios, características, indicadores y modelos obligatorios, Res. CREG 005/96 705
Res. CREG 019/96 714
Res. CREG 023/96 725

Viabilidad empresarial, L. 142/94, art. 181 94
L. 286/96, art. 4º 131
Res. CREG 038/96 735

Empresas nuevas, L. 142/94, art. 182 94
L. 286/96, art. 3º 131
L. 143/94, art. 70 119
art. 74 120

Régimen de contratación, L. 143/94, art. 8, parag. 98
L. 143/94, art. 76 120
L. 142/94, art. 32 46

Régimen jurídico, L. 142/94, art. 19 40
art. 20 41

Régimen de funcionamiento, L. 142/94, art. 22 42

Régimen tributario, L. 142/94, art. 24 42

Empresas de servicios públicos,

Definición y naturaleza, L. 142/94, art. 17. 39

Empresa de servicios públicos oficial, Definición, L. 142/94, art. 14.5 36

Empresa de servicios públicos mixta, Definición, L. 142/94, art. 14.6 36

Empresa de servicios públicos privada, Definición, L. 142/94, art. 14.7 36

Empresas en municipios menores y zonas rurales, L. 142/94, art. 20 41

Régimen presupuestal de aquéllas cuyo capital pertenezca a entidades estatales del orden nacional en 90% o más, L. 225/95, art. 11 (D. 111/96, art. 5) 295

Transformación de entidades descentralizadas y otras, L. 142/94, arts. 17 y 180	39-93
L. 286/96, arts. 2º y 3º	131
L. 143/94, art. 75	120
Energía Eléctrica	
Ahorro, conservación y uso eficiente,	
L. 143/94, art. 66	117
art. 67	118
art. 68	118
L. 143/94, art. 16, lit. j	107
art. 67, lit. f	118
D. 2119/92, art. 44	225
(Ver también Ahorro, optimización y conservación de energía)	
Disponibles en entidades, L. 143/94, art. 26	107
Compras mínimas por empresas que combinen generación con comercialización o distribución-comercialización, Res. CREG 020/96, art. 6º	717
Compras por usuarios no regulados, Res. CREG 020/96, art. 2º	716
Plantas generadoras, L. 143/94, art. 7,	98
art. 24	106
L. 56/81	
D. 2024/82	
Libertad de transacciones y precios,	
L. 143/94, art. 42	111
Venta de excedentes del autogenerador,	
L. 143/94, art. 54	115
Energía propia,	
Res. CREG 020/96, art. 1º	715
Energía nuclear	
Desarrollo para usos pacíficos	
L. 143/94, art. 16, lit. d	103
(Ver INEA)	
Equidad	
Principio de;	
L. 143/94, art. 6, inciso octavo	98
L. 142/94, art. 2.2	30
art. 2.9	31
L. 143/94, arts. 12 y 71	101-119
L. 56/81, arts. 13 y 14	7
D. 2024/82, arts. 35 a 37	146

Estado	
Competencia para prestación de los servicios públicos, L. 142/94, art. 8º	33
Intervención, L. 142/94, arts. 2 y 3	30
Competencia, en relación con servicio público de electricidad, L. 143/94, art. 3	96
Objetivos en relación con servicio de electricidad, L. 143/94, art. 4	97
Objetivos en relación con función reguladora, L. 143/94, art. 20	104
Convocatoria a agentes económicos, L. 143/94, art. 10	99
Estratificación socioeconómica,	
L. 142/94, art. 14.8	36
art. 101 a 104	74
L. 188/95, art. 34	124
D. 1538/96	295
L. 286/96, art. 5º	131
D. 1555/90, art. 2º	168
Competencia de los alcaldes municipales,	
L. 142/94, art. 101.	74
D. 1538/96, art. 1o.	296
art. 4o.	296
art. 6o.	297
art. 8o.	297
art. 11	298
Criterios para su aplicación,	
Circular SSPD 009/96	701
Recursos de los usuarios, L. 142/94, art. 104	75
Res. SSPD 127/95, art. 4º.	415
Tránsito de legislación	
L. 142/94, art. 184	94
L. 286/96	131
Exclusividad del servicio de energía eléctrica,	
D. 1303/89, art. 4º.	163
Expropiaciones,	
L. 56/81, arts. 18 a 24	8
D. 2024/82, arts. 39 y 40	146
L. 142/94, art. 116	78
D. 222/83, art. 110	149
art. 113	150

F

Factura,				
De servicios públicos, L. 142/94, art. 14.9		36	De exigir aportes de conexión, L. 142/94, art. 95	72
Naturaleza y requisitos de las facturas, L. 142/94, arts. 147 y 148		87	De imponer servidumbres, hacer ocupaciones temporales y remover obstáculos, L. 142/94, art. 57	53
D. 1842/91, art. 11		181	Especiales por la prestación de servicios públicos, L. 142/94, art. 33	46
L. 143/94, art. 47, incisos 7 y 8		114	De las comisiones de regulación, L. 142/94, art. 73.	59
Revisión previa, L. 142/94, art. 149		87		
Facturación y pagos,				
Res. MME 002360/79, arts. 36 a 50		308	Forma de subsidiar L. 142/94, art. 99	73
D. 1842/91, arts. 11 a 29		181	Fórmulas tarifarias, L. 142/94, arts. 89 a 98 arts. 124 a 127	69 79
Res. CREG 058/94		405	Res. CREG 001/94	336
Res. CREG 001/95		430	Res. CREG 080/95	671
Res. CREG 012/95		433		
Res. CREG 024/95		457	Fuentes alternas o no convencionales de energía L. 143/94, art. 87	122
Res. CREG 043/95		663	Res. MME 00283/85, arts. 1º a 6º (Ver INEA)	316
Res. CREG 080/95		671		
Res. CREG 023/96		725	Función Social de la propiedad en las entidades prestadoras de servicios públicos, L. 142/94, art. 11	34
Facturación para el sector rural, Res. CRE 003/93		322	Sancionatoria de la SSPD, L. 142/94, art. 81	
Facultades			Sancionatoria de los personeros municipales, L. 142/94, art. 82	65
Para constituir sociedades o asociaciones destinadas a cumplir objetivos de las entidades descentralizadas del Ministerio de Minas y Energía, L. 59/87, art. 1º		20	Funciones De las cámaras de comercio, L. 142/94, art. 54	52
Para constituir sociedades vinculadas al sector eléctrico, L. 143/94, art. 79		121	De las instituciones financieras, L. 142/94, art. 55	52
Para crear empresas regionales de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica como sociedades de economía mixta, L. 143/94, art. 70		119	Del control social de los servicios públicos L. 142/94, art. 63 D. 1429/95, art. 8º	56 285
Para transformar entidades descentralizadas del orden nacional, L. 143/94, art. 75.		120	De los vocales de control de los comités de control social L. 142/94, art. 64 D. 1429/95, art. 12	56 288
Para reformar estructura administrativa del Ministerio de Minas y Energía, L. 143/94, art. 89		122	De los Ministerios en relación con los servicios públicos, L. 142/94, art. 67	57
Para asegurar el control interno de las empresas de servicios públicos, L. 142/94, art. 48		51		

Especiales de las comisiones de regulación, L. 142/94, art. 74	61	Agentes económicos de la; L. 143/94, art. 7	98
Generales de las comisiones de regulación, L. 142/94, art. 73	59	L. 143/94, art. 24	106
Presidenciales sobre conflictos de competencia entre regulación y control, L. 142/94, art. 83	65	Res. CREG 055/94, art. 3	394
Presidenciales delegables en las comisiones de regulación, L. 142/94, art. 68	58	Cogeneración, Res. CREG 055/94, art. 10	396
D. 1524/94, arts. 1° a 7°	239	Construcción de plantas de; L. 143/94, art. 24.	106
D. 2253/94, arts. 1° y 2°	261	L. 56/81	3
Presidenciales de la Superintendencia de Servicios Públicos, L. 142/94, art. 75	62	D. 2024/82	137
L. 143/94, art. 9°	99	Estudios de preinversión en proyectos de; L. 143/94, art. 19	103
Especiales de la Superintendencia de Servicios Públicos, L. 142/94, art. 79	63	Generación propia; definición, D. 1933/94, art. 2°.	256
De la Superintendencia de Servicios Públicos en apoyo de los usuarios, L. 142/94, art. 80	64	Capacidad propia de generación, Res. CREG 009/94, art. 1°	375
Del Centro Nacional de Despacho, L. 142/94, art. 171	92	Generación térmica, contratos de abastecimiento de combustible por empresas de; L. 143/94, art. 27	107
Funcionario		Licencia ambiental para proyectos de; L. 143/94, art. 52.	115
para la práctica de pruebas y decisión de recursos, L. 142/94, art. 109]	76	L. 99/93, arts. 49 a 62	25
D. 1842/91, art. 52	191	D. 1753/94	240
Impedimentos y recusaciones, L. 142/94, arts. 44 y 110	50-77	Res. MMA 655/96 (Ver Medio Ambiente)	695
Conflictos de competencias de regulación y control, L. 142/94, art. 83.	65	Modalidad de vinculación a las redes de interconexión, L. 143/94, art. 31	108
Conflictos de intereses, inhabilidades e incompatibilidades, L. 142/94, art. 44	50	Proyectos de propósito múltiple, L. 143/94, art. 24 parag.	107
Identificación del; D. 1842/91, art. 22	183	Regulación de la actividad en el sistema interconectado nacional, Res. CREG 055/94	392
FEN, Financiera Energética Nacional		Responsabilidad por las decisiones de inversión en actividades de generación; L. 143/94, art. 85	121
Delegación de funciones del MME Res. MME 3 0698/93, arts. 1° y 2°	321	Sanciones por incumplimiento del Reglamento y Acuerdo de operación del Sistema Nacional, L. 143/94, art. 25	107
G			
Generación de aguas y cuencas hidrográficas L. 142/94, art. 161	89	Servicio público esencial, obligatorio, solidario y de utilidad pública, L. 143/94, art. 5	97
Generación de energía eléctrica. Adquisición de carbón para; L. 143/94, art. 27	107		

		para comercialización de electricidad, planeamiento y operación del sistema interconectado, L. 143/94, art.38 (Ver Centro Nacional y Centro Regional de Despacho)	110
ICEL,			
Actividades en zonas no interconectadas, L. 143/94, art. 71	119	sectorial, L. 142/94, art. 67.7, (Ver UIME)	57
		sistemas de las empresas, L. 142/94, art, 53	52
INEA, Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas.		Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Afines	
D. 2119/92, arts. 42 a 45	224	L. 51/86	13
D. 2914/94, arts. 1º y 2º	264	D. 1167/87	155
D. 813/95, arts. 1º a 5º	280		
L. 143/94, arts. 66,67,68 y 87	117-118-122	Inhabilidades e incompatibilidades,	
		L. 142/94, art. 44	50
Igualdad			
De condiciones para los proveedores de distribuidoras con posición dominante, L. 142/94, art. 35.	47	De vocales de comités, L. 142/94, art.66	57
		Actuación del Superintendente, L. 142/94, art.110	77
De condiciones de los oferentes nacionales y extranjeros, L. 143/94, art. 84	121	Sanciones, L. 142/94, arts. 81 y 82	65
Del trato a los usuarios (principio de neutralidad), L. 143/94, art. 6, inc. 6º (Ver Neutralidad)	98	Interconexión	
		L. 143/94, art. 11	99
		Res. CREG 055/94	392
Impuestos,		Acceso a las redes, L. 143/94, arts. 30 y 31	108
Compensaciones y beneficios a cargo de entidades propietarias de obras de generación eléctrica, L. 56/81, arts. 4º a 7º	4	Res. CREG 001/94, art. 1	337
D. 2024/82, arts. 3º a 16	137	Res. CREG 003/94, art. 1	360
Incentivos laborales		Coordinación con el centro nacional de despacho, L. 143/94, art. 35	109
En las empresas de servicios públicos, L. 142/94, art. 42	49	Res. CREG 024/95	457
		Res. CREG 025/95	509
		Res. CREG 053/94	380
		Res. CREG 055/94	392
		Res. CREG 070/95	670
Incorporación		Licencia ambiental para proyectos, L. 143/94, art. 52	115
De los avances de la ciencia y la tecnología (adaptabilidad), L. 143/94, art. 6	97	L. 99/93, arts. 49 a 62	25
L. 142/94, art. 67.5	57	D. 1753/94	240
		D. 2150/95, arts. 132 a 135	293
Incumplimiento, terminación y corte del servicio		Res. MMA 655/96	695
L. 142/94, art. 141	85	(Ver Medio Ambiente)	
Información,		Modalidad de vinculación de centrales generadoras a las redes de interconexión, L. 143/94, art. 31	108
Derecho de los usuarios, L. 142/94, art. 9.4	34		
art. 11.4	35	Obligaciones generadas por la conexión a la red nacional , L. 143/94, art. 29	107
Función ministerial, L. 142/94, art. 67.7	57		
D. 2119/92, art.3, num.3(D.10/95,art.6)	197		
L. 142/94, art. 3.5	31		
(Ver UIME)			

Operación de elementos de la red nacional L. 143/94, art. 28	107	Libertad de Empresa, L. 142/94, art. 10	34
Planes de interconexión, L. 143/94, art. 18	103	de acceso a redes y sistemas de transmisión y distribución, (Ver Acceso)	
Recursos para la empresa encargada de la interconexión, L. 143/94, art. 32, parag. 2	108	de transacciones y tarifas en el servicio de electricidad, L. 143/94, art. 42	111
Responsabilidad por las decisiones de inversión en actividades de interconexión, L. 143/94, art. 85	121	Regulada, L. 142/94, art. 14.10 L. 143/94, art. 11	36 99
Sanciones por incumplimiento del Reglamento y Acuerdo de operación del Sistema Nacional, L. 143/94, art. 25.	107	Vigilada, L. 142/94, art. 14.11	36
Sanciones por incumplimiento de las normas de operación de la red nacional, L. 143/94, art. 28 inc. 2º	107	Libre competencia Contexto de libre competencia para desarrollar actividades del sector eléctrico, L. 143/94, art. 42 L. 142/94, art. 2.6	111 31
Suministro de información para el planeamiento y operación del sistema, L. 143/94, art. 38	110	Su promoción es competencia del Estado, L. 143/94, art. 3.	96
Interpretación de la ley L. 142/94, art. 13 L. 143/94, art. 11 L. 142/94, art. 30 L. 143/94, art. 83 L. 143/94, art. 96	35 99 45 121 123	Interpretación de normas contractuales en el sentido que mejor la garantice, L. 142/94, art. 30	45
Interconexión Eléctrica S.A. L. 143/94, art. 32 L. 142/94, art. 167 Res. CREG 001/94, art. 24 Res. CREG 025/95, Cod. de Planeamiento Res. CREG 001/94, art. 29	108 91 343 514 347	Normas con el fin de promoverla en las compras de energía eléctrica en el mercado mayorista, Res. CREG 020/96.	715
Intervención del Estado en servicios públicos, L. 142/94, arts. 2 y 3	30	Obligación y sanciones de abstención de prácticas monopolísticas o restrictivas, L. 142/94, art. 11.2	34
Investigaciones de emergencia y administrativas en entidades prestadoras de servicios públicos, Res. SSPD 127/95.	414	Prohibición de prácticas tarifarias restrictivas de la competencia, L. 142/94, art. 98	72
		Prohibición de prácticas discriminatorias abusivas o restrictivas, L. 142/94, art. 34	46
		Protección de la competencia en distribución, transmisión y servicios públicos de energía eléctrica (prácticas restrictivas), Res. CREG 003/94, art. 5º. Res. CREG 001/94, art. 5º Res. CREG 056/94, art. 6º	363 340 403
Liberación gradual del mercado, L. 143/94, art. 23, lit. b); L. 143/94, art. 81.	105 121	Sanciones por violación, L. 143/94, art. 43 L. 142/94, art. 81 art. 82 art. 98, inc. 5	111 65 65 73

Reglas relativas al cargo por capacidad, Res. CREG 001/96	702	Participación en el sistema nacional de cofinanciación, L. 143/94, art. 92	122
Res. CREG 022/96	718		
Normas para promover libre competencia en compras, Res. CREG 020/96	715	Pequeñas hidroeléctricas priorizadas por el Ministerio. L. 143/94, art. 71, parag. 4	119
Ministerios		Promoción de investigaciones, desarrollo y aprovechamiento de fuentes de energía, L. 143/94, art. 87	122
Funciones en relación con los servicios públicos, L. 142/94, art. 67	57	Régimen de transición, L. 143/94, art. 94	122
Ministerio de Minas y Energía		Requerimientos para planes de expansión, L. 143/94, art. 12	101
Funciones, L. 142/94, art. 67	57	Tutela y control administrativo sobre organismos adscritos y vinculados, D. 2119/92, art. 2°	196
L. 143/94, art. 1	96	Vigilancia y control de contratos de concesión, L. 143/94, art. 55	116
art. 2	96		
art. 12	101	Modalidades	
art. 18	103	Del servicio de energía eléctrica, D. 1555/90, art. 4°	169
art. 21, inciso 18	104	Res. MME 002360/79, arts. 18 a 35	305
art. 29, lit. a	107	De la vinculación de las generadoras a las redes de interconexión, L. 143/94, art. 31	108
art. 55, incisos 2 y 4	116		
Funciones Generales		Municipios	
D. 2119/92, art. 3° (D.10/95, art. 5°)	196	Competencia en prestación de servicios públicos, L. 142/94, art. 5	32
D. 27/95, art. 2°	265	Con territorio en cuenca o embalse, D. 1933/94, art. 2°	256
Funciones específicas del subsector de energía eléctrica,		Delimitación de áreas municipales, D. 1933/94, art. 3°	257
D. 2119/92, art. 4° (D. 10/95, art. 9°)	199	Donde está situada planta termoeléctrica, D. 1933/94, art. 2°	256
D. 27/95, art. 3°.	267	Fijación de tarifas por alcaldes, Res. CRE 017/94	334
Dirección General de Energía Eléctrica, funciones D. 27/95, art. 7°.	270	Fondos de solidaridad para subsidios, L. 142/94, art. 99.8	73
Cuerpo consultivo permanente, L. 143/94, art. 17	103	Funciones relacionadas con el control social de los servicios, L. 142/94, art. 62, inc 6°	55
D. 2119/92, art. 7°, parag. (D.10/95, art. 12)	205	art. 65.1	56
Definición de criterios para aprovechamiento de fuentes de energía, L. 143/94, art. 2	96	D. 1429/95, art. 15	289
Definición de planes de expansión, de generación y de la red de interconexión, L. 143/94, art. 18	103	art. 6°, parag.	285
Enajenación de participación del Estado en entidades adscritas o vinculadas al Ministerio,			
L. 143/94, art. 77	120		
L. 226/95	125		
L. 142/94, art. 27.2	43		
art. 151	87		
Organismos adscritos y vinculados, D. 2119/92, art. 1°. (D. 10/95, art. 4°)	195		

Otorgamiento de concesiones para distribución de electricidad, L. 143/94, art. 57	116
Prestación directa de servicios públicos por su parte, L. 142/94, art. 6 art. 14.14	32 36
Permisos municipales, L. 142/94, art. 26	43
Relaciones con entidades propietarias de obras de generación, L. 56/81, arts. 1° y ss. D. 2024/82	4 137
Régimen de empresas en municipios menores, L. 142/94, art. 20	41
Régimen de estratificación socioeconómica, L. 142/94, art. 101	74
Sanciones a los alcaldes, L. 142/94, art. 99.4	73

N

Nación, Competencia para prestación de servicios públicos, L. 142/94, art. 8 (Ver Ministerios y Ministerio de Minas y Energía)	33
Enajenación de su propiedad accionaria, L. 226/95 L. 142/94, art. 27.2 art. 27.7 art. 151	125 43 44 87
Naturaleza De empresas de servicios públicos, L. 142/94, art. 17	39
Del contrato de servicios públicos, L. 142/94, art. 128	80
De las facturas, L. 142/94, art. 147.	87
De las comisiones de regulación, L. 142/94, art. 69	58
De la Superintendencia de Servicios Públicos, L. 142/94, art. 76	63
De la UPME, D. 28/95, art. 1°	272

Neutralidad Principio de; L. 143/94, art. 6 L. 142/94, art. 3.9	97 31
En régimen tarifario, L. 142/94, art. 27.2 (Ver Igualdad)	43
Nombramiento De liquidador de empresas de servicios públicos, L. 142/94, art. 123 De expertos de la CREG, L. 143/94 art. 21, parag. 2	79 105
Notificaciones Por empresas especializadas, L. 142/94, art. 112	77
De decisión sobre peticiones y recursos, L. 142/94, art. 159.	89
Normalización técnica, Res. MME 000246/86	

O

Objeto De la Ley 143/94, art. 1°	96
De las empresas de servicios públicos, L. 142/94, art. 18	40
Del contrato de concesión, L. 143/94, art. 55	116
Del contrato de servicios públicos, L. 142/94, art. 128.	80
De los recursos, L. 142/94, art. 154	88
Obras de generación, Públicas, L. 56/81 D. 2024/82	3 137
Permitidas a todos los agentes económicos, L. 143/94, art. 24	106
Ocupación temporal de predios, D. 222/83, arts. 108 y 109	148
Oferta y demanda energética Condiciones, L. 143/94, art. 23, lit. a, art. 33.	105-109

Mecanismos y procedimientos de evaluación y regulación, L. 143/94, art. 16, lit. g Res. CREG 055/94, arts. 6 y 15 (Ver Demanda de electricidad)	103 396-398
Oferentes de bienes y servicios	
Igualdad de condiciones para los de origen nacional y extranjero, L. 143/94, art. 84. L. 142/94, art. 35.	121 47
Operación	
Características, L. 143/94, art. 4, lit. b	97
Del sistema interconectado, L. 143/94, art. 33	109
Integrada, definición, L. 143/94, art. 11	99
Consejo Nacional de Operación, L. 142/94, art. 172, L. 143/94, art. 36 L. 143/94, art. 37	92 110 110
Integración, L. 142/94, art. 173; L. 143/94, art. 37 Res. MME 8 2189/95	92 110 409
Reglamento, L. 142/94, art. 167, parágrafo 1,	91
Obligatoriedad del reglamento, L. 142/94, art. 168	91
Oportunidad para decidir en actuaciones administrativas	
L. 142/94, art. 111	77
Organización	
Del control social de los servicios públicos, L. 142/94, art. 62 D. 1429/95	55 282
De las comisiones de regulación, L. 142/94, art. 69	58
Otros cobros tarifarios	
L. 142/94, art. 96. Res. CREG 053/94, art. 13 Res. CREG 080/95, art. 13	72 385 674
P	
Participación	
De entidades públicas en empresas de servicios públicos, L. 142/94, art. 27 L. 143/94, arts. 72 y 73	43 119

De la Superintendencia de Servicios Públicos en control interno de las empresas, L. 142/94, art. 47	51
De agentes económicos en actividades del sector eléctrico, L. 143/94, art. 7 L. 143/94, art. 4, parág.	98 97
En el mercado de energía, (Ver Mercado)	
Periodo probatorio en procedimientos administrativos L. 142/94, art. 108	76
Permisos , L. 142/94, arts. 25 y 26	43
Personas prestadoras de servicios públicos , L. 142/94, art. 15	38
Personeros municipales , D. 1429/95, art. 8º, lit. I	287
Impugnación de la elección de vocales de control, L. 142/94, art. 62, inc. 8º D. 1429/95, art. 11	55 288
Plan de expansión	
De referencia, Res. CREG 025/95, art. 7	514
De costo mínimo, definición L.142/94, art.14.12	36
Competencia para presentación L. 143/94, art. 17, parag.	103
Definición por el Ministerio de Minas y Energía, L. 143/94, art. 18	103
Criterios, L. 143/94, art. 9	99
Determinación de sus requerimientos, L. 143/94, art. 12 Res. CREG 025/95 Res. CREG 001/94, art. 8º Res. CREG 003/94, art. 8º	101 509 340 364
Elaboración y actualización L. 143/94, art. 16, lit. c)	102
Consulta al cuerpo consultivo permanente del Ministerio, L. 143/94, art. 17, parag.	103
Plan energético nacional	
Elaboración y actualización L. 143/94, art. 16, lic. c)	102

Productor marginal,		
Definición, L. 142/94, art. 14.15		36
Res. CREG 055/94, arts. 1 y 10		392-396
Aplicación de la ley a productores marginales, L. 142/94, art. 16		39
Programas prioritarios de energización		
L. 143/94, art. 48		114
L. 56/81, arts. 13 a 14		7
Prohibición		
a municipios de gravar la venta de energía,		
L. 126/38, art. 17		3
L. 142/94, art. 24.1		42
de prácticas discriminatorias, abusivas o restrictivas,		
L. 142/94, art. 34		46
de ejercer la Ingeniería Eléctrica sin matrícula, L. 51/86, art. 3°.		13
de ejercer la profesión de técnico electricista sin matrícula, L. 19/90, art. 11		23
D. 0277/93, art. 1°		227
de cobros no autorizados,		
D. 1842/91, art. 39		118
D. 1555/90, art. 18		172
L. 142/94, art. 95		72
de exoneración en el pago de servicio de energía eléctrica,		
D. 1555/90, art. 20		172
L. 143/94, art. 42		111
Protección de bienes de entidades de servicios públicos,		
L. 142/94, art. 29		45
L. 56/81, art. 15		8
D. 2024/82, art. 38		146
Proyectos de generación de propósito múltiple, L. 143/94, art. 24, parag.		107
R		
Racionamiento		
Estatuto, L. 143/94, art. 88		122
Res. CREG 070/95		670
Suspensiones del servicio, D. 0562/92, arts. 1o. a 4o.		194

Recursos		
Elemento esencial del contrato de servicios públicos, L. 142/94, art. 152		88
Objeto y procedencia, L. 142/94, art. 154.		88
Contra decisiones que terminan actuaciones administrativas, L. 142/94, art. 113		77
Contra estratificación, L. 142/94, art. 104		75
Res. SSPD 127/95, art. 4°		415
Oficinas encargadas, L. 142/94, art.153		88
Trámite ante Superintendencia de Servicios Públicos, Res. SSPD 127/95		414
Redes,		44
L. 142/94, art. 28		36
Interna, L. 142/94, art. 14.16		37
Local, L. 142/94, art. 14.17		99
Nacional de Interconexión, L. 143/94, art. 11		108
- Acceso, L. 143/94, art. 30		108
- Expansión, L. 143/94, art. 32, parag.		107
- Obligaciones generadas por la conexión a la red nacional, L. 143/94, art. 29		107
- Operación, L. 143/94, art. 28		735
Pública, Res. CREG 034/96		457
Res. CREG 024/95		
Utilización de redes y líneas por particulares y por entidades prestadoras del servicio, D. 1303/89, art. 5°.		163
Código de;		509
Res. CREG 25/95		336
Res. CREG 001/94		
De distribución,		99
- Definición, L. 143/94, art. 11		
- Control y supervisión de su aprobación, L. 143/94, art. 11		99
Regionales o Interregionales de Transmisión, L. 143/94, art. 11		99
(Ver Acceso, Distribución, Transmisión e Interconexión)		
Régimen		
Laboral de empresas de servicios públicos privadas o mixtas, L. 142/94, art. 41		49

De inhabilidades e incompatibilidades, L. 142/94, art. 44 (Ver Inhabilidades e incompatibilidades)	50	Reglamento De la prestación del servicio en barrios subnormales y áreas de menor desarrollo, L. 143/94, art. 23, lit. o	106
Tarifario para servicios públicos domiciliarios L. 142/94, arts. 86 a 98	67	De los aspectos comerciales del mercado mayorista Res. CREG 024/95.	457
Tarifario para usuarios finales regulados, L. 143/94, art. 44	112	De operaciones, L. 143/94, art. 11	99
De aportes por reducción del valor nominal de las acciones, L. 142/94, art. 122	79	L. 142/94, art. 167, parag. 1 Res. CREG 025/95	91 509
De derecho privado para actos y contratos de las empresas, L. 142/94, art. 32 L. 143/94, art. 8, parag. L. 143/94, art. 76	46 99 120	Organo ejecutor del Reglamento de Operación, L. 142/94, art. 172	92
De estratificación, L. 142/94, art. 101 (Ver Estratificación socioeconómica)	74	Competencia de la CREG para establecerlo L. 143/94, art. 23, lit. i	106
De empresas de servicios públicos en municipios menores y zonas rurales, L. 142/94, art. 20	41	General para suministro de energía eléctrica por empresas prestadoras del servicio. Res. MME 002360/79.	303
De funcionamiento de empresas de servicios públicos, L. 142/94, art. 22	42	Reglamentación De la ingeniería eléctrica, L. 51/86	13
De suspensiones del servicio eléctrico, D. 1303/89 D. 0562/92 L. 142/94, art. 138 art. 139 art. 140	162 194 84 84 84	De la profesión de técnico electricista, L. 19/90.	21
Económico y tarifario para las ventas de electricidad, L. 143/94, arts. 42 a 49	111	Reglas Contractuales especiales, L. 142/94, art. 36	47
Jurídico de empresas de servicios públicos, L. 142/94, art. 19	40	De reorganización administrativa, L. 142/94, art. 105.	75
Del contrato de servicios públicos, L. 142/94, art. 132	81	Sobre participación de entidades públicas en empresas de servicios públicos, L. 142/94, art. 27	43
Presupuestal para las comisiones de regulación y Superintendencia de Servicios Públicos, L. 142/94, art. 84.	66	De distribución, Res. CREG 025/95, Anexo CO4	650
Presupuestal para la UPME, L. 143/94, art. 14	102	Regulación De servicios públicos domiciliarios, L. 142/94, art. 14.18	37
Tributario de empresas de servicios públicos, L. 142/94, art. 24	42	Del sector energético, L. 143/94, arts. 20 a 23	104
		Regulación y libertad de tarifas, L. 142/94, art. 88	68

De las actividades de transmisión, generación, comercialización y distribución, Res. CREG 001/94, art. 2	339
Res. CREG 055/94, art. 2	394
Res. CREG 054/94, art. 2	388
Res. CREG 003/94, art. 2	362
Automática de generación, Res. CREG 025/95, Cod. de Operación	589 582
Responsabilidad	
Por decisiones de inversión en actividades del sector, L. 143/94, art. 85	121
Por perjuicios causados a los usuarios, L. 142/94, art. 11.9	35
Por preparación y ejecución de presupuestos y cancelación de obligaciones, L. 143/94, art. 49	114
Por control interno, L. 142/94, art. 49	51
Por bienes de uso público y fiscales afectados por obras de generación, D. 2024/82, art. 1º.	137
Por daños en acceso a un predio, D. 2024/82, art. 42.	147
Por falla en prestación del servicio, L. 142/94, arts. 136 y 137 D. 1842/91, art. 37	83 187
Por perjuicios ocasionados por servidumbres, L. 142/94, art. 57 art. 119	53 78
Restablecimiento del servicio	
L. 142/94, art. 142	85
L. 1842/91, art. 33	186
art. 36	187
D. 1303/89, art. 17,	165
art. 19	166
D. 0562/92, art. 3º	194
(Ver también Continuidad y Suspensiones)	

S

Sanciones

Por el Presidente y la Gobernación a los alcaldes, L. 142/94, art. 99.4	73
Por la Superintendencia de Servicios Públicos, L. 142/94, art. 79.1 art. 81 Res. CREG 055/94, art. 3	163 65 394
Por las comisiones de regulación, L. 142/94, art. 98, inc. 5	73
Por los contralores, L. 143/94, art. 49	114
Por los personeros municipales, L. 142/94, art. 82 art. 63.5 D. 1429/95, art. 8º, lit. I	65 56 287
Por falta de incorporación y ejecución de apropiaciones presupuestales o de cancelar obligaciones, L. 143/94, art. 49	114
Por violación de normas sobre competencia y abuso de posición dominante, L. 143/94, art. 43 L. 142/94, art. 98, inc.5	111 73
Por incumplimiento del reglamento y los acuerdos de operación del sistema interconectado, L. 143/94, art. 25. Res. CREG 055/94, art. 3	107 394
Por incumplimiento de las normas de operación de la red nacional de interconexión, mantenimiento de líneas, subestaciones y equipos asociados, L. 143/94, art. 28, inc. 2º Res. CREG 001/94, arts. 3 y 7 Res. CREG 003/94, art. 7	107 339-340 364
Por uso no autorizado o fraudulento del servicio de electricidad, D. 1303/89, art. 20	166
Por infracción de los suscriptores al Reglamento, Res. MME 002360/79, arts. 51 a 64.	309
Por violación de las normas sobre ejercicio de la ingeniería eléctrica,	

L. 51/86, arts. 15 y 16	16
Por violación del Código de Ética Profesional de la Ingeniería Eléctrica, D. 1167/87, art. 22	158
Por infracción del Código de Ética de los técnicos electricistas, L. 19/90, art. 11	23
Servicios Públicos,	
Definición, L. 142/94, art. 1º art. 14.20	30 37
Esenciales, L. 142/94, art. 4 L. 143/94, art. 5	31 97
Domiciliarios, L. 142/94, art. 1º art. 14.21	30 37
Regulación, L. 142/94, art. 14.18	37
Domiciliario de energía eléctrica, definición, L. 142/94, art. 14.25	37
De energía eléctrica, disposiciones generales, Res. CREG 056/94	399
Servidumbres	
Adquisición, L. 142/94, art. 117	78
Facultad de imponerlas, L. 142/94, art. 57	53
Entidades facultadas para imponerlas, L. 142/94, art. 118	78
Indemnización, L. 142/94, art. 57 L. 56/81, arts. 28 a 31	53 10
Suma diligencia y cuidado en su ejercicio, L. 142/94, art. 119.	78
Extinción, L. 142/94, art. 120	78
Servidumbre legal de conducción de energía eléctrica, L. 126/38, art. 18 L. 56/81, art. 16 arts. 25 a 32	3 8 10
De acceso al uso de las redes, Res. CREG 003/94, arts. 1 y 20º Res. CREG 001/94, arts. 1 y 2	360-368 337-344
Procedimiento de imposición, D: 2024/82, art. 42 D. 2580/85, D. 222/83, arts. 111 y 113	147 152 149

Sistemas de información	
L. 142/94, art. 53 art. 3.5	52 31
Res. MME 3293/88 L. 142/94, art. 67.7 L. 143/94, art. 38	319 57 110
(Ver Información, UIME y Centro Nacional de Despacho)	
Sistema de Intercambios Comerciales (SIC),	
Res. CREG 024/95 Res. CREG 055/94 Res. CREG 041/96	457 392 759
Sistema Interconectado Nacional (SIN)	
-Definición, L. 143/94, art. 11, inciso segundo Res. CREG 024/95, arts. 1 y 4	99 457-461
Cargos y tarifas asociadas con el acceso y uso de las redes del; L. 143/94, art. 41	111
Competencia para definir metodología y para cálculo de tarifas, L. 143/94, art. 23, lit. c y e; art. 41.	105 111
-Criterios para planeación de la expansión, Ley 143/94, art. 9	99
-Factores del cálculo de tarifas y costos, L. 143/94, art. 41, parágrafo 1.	111
-Plan de expansión, requerimientos, L. 143/94, art. 12.	101
-Competencia para elaboración de los planes de expansión, L. 143/94, art. 17, parágrafo.	103
-Competencia para definir los planes de expansión, L. 143/94, art. 18.	103
-Operación del sistema, L. 143/94, art. 33 Res. CREG 025/95	109 509
-Suministro de información para planeamiento y operación del sistema, L. 143/94, art. 38.	110
- Zonas no interconectadas, L. 143/94, art. 11 art. 71	99 119
Verificación de restricciones operativas para racionamiento, Res. CREG 070/95, art. 3	670
Vinculación de generadores al SIN, Res. CREG 055/94, art. 4	395
(Ver Consejo Nacional de Operación)	
Sociedades	
Autorizaciones legales para constituir las, en el sector, L. 59/87, art. 1º L. 143/94, art. 79	20 121

Son sociedades por acciones las empresas de servicios públicos, L. 142/94, art. 17	39	Inclusión en facturas, L. 143/94, art. 47, incisos 7 y 8 Res. MME 8 1745/96, arts. 3° y 4°	114 686
Causales de disolución de las empresas de servicios públicos, L. 142/94, art. 19.12 L. 143/94, art. 75, parág.	41 120	Presupuesto y fuentes, L. 142/94, art. 100 L. 143/94, art. 47 Res. MME 8 1745/96, art. 9°	74 114 689
Causales de disolución de las empresas industriales y comerciales del Estado organizadas como sociedades anónimas, D. 2658/88, art. 1°.	161	Prevalencia de la Ley 143/94 (art. 3, lit. g) sobre la Ley 142/94 (art. 99.7) en materia de subsidios de electricidad al estrato III, L.188/95, art. 20, numeral 4.1.3.5. L. 143/94, art. 96	97 73 123 123
Régimen jurídico de las que son empresas de servicios públicos, L. 142/94, arts. 17 a 26	39	Variables para cálculo de transferencias nacionales destinadas a subsidios, Res. 8 1745/96, art. 1°	685
Solidaridad y redistribución del ingreso, Principio de; L. 143/94, art. 6° L. 142/94, art. 2.9	97 31	Vigilancia sobre su utilización, L. 142/94, art. 79.6	63
Aplicación, L. 142/94, art. 89	69	Para bombeo en acueductos públicos, L.143/94, art. 93.	122
En régimen tarifario, L. 142/94, art.87.3 (Ver también Neutralidad)	67	Tránsito de legislación, L. 286/96, art. 1°	131
Subsidios, Definición, L. 142/94, art. 14.29 (Ver Neutralidad, Solidaridad y redistribución del ingreso)	38	Superintendencia de Servicios Públicos, L. 142/94, art. 14.30, arts. 75 a 81	30 38 62
Anualidad para su cálculo, L. 38/89, art. 10 (D. 111/96, art. 14)	295	Control del servicio y vigilancia de entidades que lo prestan, L. 143/94, art. 9	99
Consumo a subsidiar, Res. MME 8 1745/96, art. 3°	686	Decisión sobre disolución de empresas, L. 142/94, art. 61	54
Contribuciones de los usuarios, L. 286/96, art. 5°.	131	Funciones relacionadas con el control social de los servicios públicos, L. 142/94, arts. 65.2 y 65.3 D. 1429/95, art. 18	56 291
Las contribuciones de usuarios no excederán el 20% del costo de prestación del servicio, L. 143/94, art. 47	114	Función sancionatoria, L. 142/94, art. 81 art. 79.1	65 63
Costo real eficiente de prestación del servicio, Res. MME 8 1745/96, art. 2°	685	Participación en control interno de las empresas, L. 142/94, art. 47 art. 79.10	51 64
Disponibilidad de recursos necesarios para cubrirlos, L. 143/94, art. 3 lit. g	97	Procedimiento para trámite de recursos, Res. SSPD 127/95, Res. SSPD 426/96.	414 698
Forma de subsidiar, L. 142/94, art. 99 Res. MME 8 1745/96	73 683	Presupuesto y contribuciones, L. 142/94, arts. 84 y 85	66
Identificación del monto y criterios de asignación, L. 142/94, art. 67.4 Res. MME 8 1745/96, art. 8°	57 688		

Silencio administrativo positivo por las entidades prestadoras de servicios domiciliarios. Res. SSPD 365/95.	424	Componentes de la estructura tarifaria, L. 143/94, art. 46	113
Toma de posesión de las empresas, L. 142/94, arts. 58 a 60 art. 79.9	53	Fórmulas y prácticas L. 142/94, arts. 89 a 98 arts. 124 a 127	69 79
L. 143/94, art. 43, lit.g	63 112	Restricciones al criterio de recuperación de costos y gastos de operación, L. 142/94, art. 92	71
Suscriptor,		Delegación de la fijación de tarifas en alcaldes de algunos municipios, Res. CRE 017/94	334
L. 142/94, art. 14.31	38	Metas tarifarias para consumos comerciales, industriales, provisionales, especiales y oficiales, Res. CREG 015/93	331
D. 1555/90, art. 2°	168	Opción tarifaria para usuarios comerciales, Res. CRE 006/94	332
Potencial, L. 142/94, art. 14.32	38	Política tarifaria, criterios; Res. CRE 015/93	331
Obligaciones y sanciones, Res. MME 002360/79	303	Por acceso y uso de las redes, L. 143/94, arts. 39 a 41	110
Suspensiones de un servicio público en general,		Tasa de actualización para tarifas no residenciales, Res. CRE 013/93 Res. CRE 009/94 Res. CREG 008/94	328 333 374
Causales, D. 1842/91, art. 32	185	Tasa de actualización para tarifas residenciales, Res. CRE 014/93	330
De común acuerdo, L. 142/94, art. 138	84	Tránsito de legislación, L. 286/96, art. 1° L. 143/94, arts. 80 a 82	131 121
En interés del servicio, L. 142/94, art. 139	84	Sistema tarifario para empresas de acueducto, Res. CRE 012/93	327
Por incumplimiento, L. 142/94, art. 140 (Ver también Continuidad)	84	Decisiones en materia de tarifas, Res. CREG 080/95 Res. CREG 003/96	671 703
Suspensiones del servicio eléctrico en especial,		Opciones tarifarias para usuarios no residenciales del nivel de Tensión I, Res. CREG 004/96	704
Causales, D. 1303/89, art. 16	164	Técnico electricista, L. 19/90 D. 0991/91	21 173
Durante periodos de racionamiento, D. 0562/92, arts. 1° a 4° (Ver también Continuidad)	194	Delegación de la expedición de matrículas, Res. MME 8 0263/95	409
Tarifas			
De energía eléctrica, L. 143/94, arts. 42 a 49	111		
Criterios para definir régimen tarifario, L. 142/94, art. 87	67		
Criterios para régimen tarifario de usuarios regulados, L. 143/94, art. 44	112		
Costos de distribución para definir tarifas a usuarios regulados, L. 143/94, art. 45	113		

Toma de posesión de las empresas				
Causales, modalidad y duración, L. 142/94, art. 59 art. 79.9	53 63		Normas sobre cargos por uso de la red de transmisión regional y distribución local, Res. CREG 018/96	713
Medidas preventivas, L. 142/94, art. 58	53		Asignación de puntos de conexión a Sistemas de Transmisión Nacional, Transmisión Regional o Distribución Local, Res. CREG 030/96731	
Procedimiento y alcance, L.142/94, art.121	78		Enajenación de activos o participación en proyectos compartidos, L. 143/94, art. 72	119
Efectos, L.142/94, art. 60	54		Licencia ambiental para proyectos, Ley 143/94, art. 52. Res. MMA 655/96 (Ver Medio ambiente)	115 695
Transformación de entidades prestadoras de servicios públicos,			Redes regionales e interregionales, L. 143/94, art. 11 L. 143/94, art. 57	99 116
L. 142/94, arts. 17 y 180	39-93		Responsabilidad por las decisiones de inversión, L. 143/94, art. 85.	121
L. 286/96, arts. 2º y 3º	131		Restricción global y regional, Res. CREG 049/95, art. 1º	669
Tránsito de legislación				
Sobre factores de contribución, tarifas y subsidios, L. 286/96, art. 1º	131			
Sobre estratificación, L.142/94, art. 184 L. 286/96, art. 5º	94 131			
Sobre inspección control y vigilancia, L. 142/94, art. 185	94			
En tarifas L. 143/94, arts. 80 a 82 L. 286/96, art. 1º	121 131			
Sobre aportes o transferencias por ventas de energía, D. 1933/94, art. 10º	260			
Transmisión				
Criterios de confiabilidad, calidad y continuidad, Res. CREG 001/94, art. 15	342		UIME, Unidad de Información Minero Energética	
Transporte de energía eléctrica por el sistema de transmisión nacional, Res. CREG 001/94	336		Creación, D. 2119/92, art. 14	212
Transporte de energía eléctrica por los Sistemas de Transmisión Regional, Res. CREG 003/94	360		Organización, D. 1253/93, arts. 15 a 17	232
Regulación de acceso y uso de los sistemas de transmisión, Res. CREG 002/94 Res. CREG 001/94, art. 2	349 339		Función ministerial, L. 142/94, art. 67.7	57
Liquidación y administración de cuentas por uso del Sistema de Transmisión Nacional, Res. CREG 001/94 Res. CREG 012/95	336 433		Funciones, D. 2119/92, art. 15	212
			Funciones del Director, D. 1253/93, art. 18 (Ver Sistemas de información)	232
			UPME, Unidad de Planeación Minero Energética,	
			Naturaleza Jurídica, D. 28/95, art. 1º	272
			Creación, D. 2119/92, art. 12	211
			Organización, L. 143/94, art. 13	102
			Presupuesto, L. 143/94, art. 14	102

Funciones, D. 2119/92, art. 13 (D. 10/95, art. 16) L. 143/94, art. 16 D. 28/95, art. 2°	211 102 272	Compras de energía, Res. CREG 020/96, art. 2°	716
Funciones del Director, D. 28/95, art. 5°.	274	Régimen tarifario, L. 143/94, art. 45	113
Estructura interna, D. 28/95, art. 3°.	273	Contribución, L. 143/94, art. 47, incisos primero y quinto.	114
Uso racional de energía, (Ver Ahorro y optimización de energía)		Mecanismo para manejo y asignación de recursos D. 1596/95, arts. 1° a 5°	292
Usuario,	38		
Definición, L. 142/94, art. 14.33	282		
D. 1429/95, art. 1°.	332		
Comercial, Res. CRE 006/94			
	34		
Derechos, L. 142/94, arts. 9 y 11			
Protección de sus derechos,	96		
L. 143/94, art. 3, lit. d	106		
L. 143/94, art. 23, lit. q	181		
D. 1842/91, arts. 11 a 43	390-391		
Res. CREG 054/94, arts. 15 y 17			
Defensa en sede de la empresa	76		
L. 142/94, arts. 106 a 115	88		
arts. 152 a 159	189		
D. 1842/91, arts. 44 a 63			
Recursos contra estratificación	75		
L. 142/94, art. 104	415		
Res. SSPD 127/95, art. 4°.			
Contrato de servicios públicos,	80		
L. 142/94, arts. 128 a 133			
Control social de los servicios,	282		
D. 1429/95, arts. 1° al 21			
Usuario regulado,	99		
Definición, L. 143/94, art. 11			
Régimen tarifario, L.143/94, art. 44	112		
Res. CREG 054/94, arts. 15 a 17	390		
Usuarios no regulados,	99		
Definición, L. 143/94, art. 11	380		
Res. CREG 053/94, art. 1	387-389		
Res. CREG 054/94, arts. 1 y 5			
Alumbrado público, Res. CREG 043/95, art. 5, parag.	666		
Res. MME 8 1132/96	681		
		V	
		Ventas de electricidad	
		A terceros, Res. CREG 055/94, art. 10	396
		Brutas de energía por generación propia, D. 1933/94, art. 2°.	256
		Cálculo de ventas brutas, L.143/94, art. 54	115
		D. 1933/94, art. 4°	258
		Libertad de precios o tarifas entre empresas del sector, L.143/94, art. 42, inciso primero	111
		Tarifas reguladas en ventas a usuarios finales, L. 143/94, art. 42, segundo inciso	111
		Determinación de consumos de demanda máxima para ventas en bloque de potencia, Res. CRE 005/93	323
		De térmicas a través del sistema interconectado, L. 143/94, art. 27	107
		Vigencia,	
		De las fórmulas tarifarias L. 142/94, art. 126	80
		De la Ley 142/94 L. 142/94, art. 189	95
		De la Ley 143/94 L. 143/94, art. 97	123
		De la Ley 286/96 L. 286/96, art. 7°	132

LEYES

LEY 126 DE 1938
(octubre 26)

(Derogada por el artículo 97 de la Ley 143/94, con excepción de los artículos 17 y 18).

sobre suministro de luz y fuerza eléctricas a los Municipios, adquisición de empresas de energía eléctrica, de teléfonos y de acueductos e intervención del Estado en la prestación de los servicios de las mismas empresas.

EL CONGRESO DE COLOMBIA

DECRETA:

(...)

Artículo 17. (Modificado por el art. 6º, Ley 99/45). Para los fines de esta Ley, prohíbese a los Municipios gravar en lo sucesivo, en cualquier forma, las canalizaciones primarias que atraviesen por su territorio bienes de uso público o de particulares, y en las cuales tengan interés la Nación, los Departamentos u otros Municipios. Tampoco podrá gravarse la venta de energía generada por las plantas eléctricas de propiedad de estas mismas entidades.

Artículo 18. Grávanse con la servidumbre legal de conducción de energía eléctrica los predios por los cuales deban pasar las líneas respectivas. Ley 56/81, art. 25, y Decreto 2580/85.

Organo Ejecutivo - Bogotá, octubre 26 de 1938.

Publíquese y ejecútese.

EDUARDO SANTOS

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Carlos Lleras Restrepo.

El Ministro de Economía Nacional,

Jorge Gartner.

El Ministro de Obras Públicas,

Abel Cruz Santos.

LEY 56 DE 1981
(septiembre 1)

Por la cual se dictan normas sobre obras públicas de generación eléctrica, y acueductos, sistemas de regadío y otras y se regulan las expropiaciones y servidumbres de los bienes afectados por tales obras.

EL CONGRESO DE COLOMBIA

DECRETA:

TITULO I

DE LAS RELACIONES Y OBLIGACIONES ENTRE LOS MUNICIPIOS
Y LAS ENTIDADES PROPIETARIAS DE OBRAS

Artículo 1o. Las relaciones que surjan entre las entidades propietarias de las obras públicas que se construyan para generación y transmisión de energía eléctrica, acueductos, riegos y regulación de ríos y caudales y los municipios afectados por ellas, así como las compensaciones y beneficios que se originen por esas relaciones, se regirán por la presente Ley.

Las que por la misma causa se generan entre esas entidades y los particulares en lo no regulado por la presente Ley, se seguirán rigiendo por las disposiciones del Código Civil y demás normas complementarias.

Artículo 2o. Para los efectos de esta Ley se entiende por entidad propietaria entidades tales como la Nación, los departamentos, los municipios y sus establecimientos públicos, empresas industriales y comerciales del Estado, sociedades de economía mixta y las empresas privadas que, a cualquier título, exploten o sean propietarias de las obras públicas señaladas en el Artículo anterior.

CAPITULO I
OBLIGACIONES BASICAS

Artículo 3o. Las entidades propietarias que con el lleno de los requisitos legales acometan las obras de que trata la presente Ley, están en la obligación de pagar, reponer o adecuar a su cargo, con las características necesarias y similares de uso, todos los bienes del Estado que por causa de los trabajos desaparezcan o se destruyan total o parcialmente y que sean indispensables para la nueva estructura regional.

CAPITULO II
IMPUESTOS, COMPENSACIONES Y BENEFICIOS

Artículo 4o. La entidad propietaria de las obras reconocerá anualmente a los municipios de que trata el artículo 1o. de esta Ley.

a) Una suma de dinero que compense el impuesto predial que dejen de percibir por los inmuebles adquiridos.

b) El impuesto predial que corresponda a los edificios y a las viviendas permanentes de su propiedad, sin incluir las presas, estaciones generadoras u otras obras públicas, ni sus equipos.

PARAGRAFO. La compensación de que trata el literal a) del presente artículo se calculará aplicando a toda el área adquirida por la entidad propietaria -avaluada por el valor catastral promedio por hectárea rural en el resto del municipio- una tasa igual al 150% de la que corresponde al impuesto predial vigente para todos los predios en el municipio.

Artículo 5o. Los municipios en cuyo territorio se construyan las obras a que se refiere esta Ley, constituirán fondos especiales cuyos recursos estarán destinados a inversión, en los programas y obras que el estudio socio-económico de que trata el artículo 6o. de esta Ley, recomiende.

Los recursos de estos fondos provendrán del pago que las entidades propietarias deberán hacer a los municipios de un valor igual a la suma de los avalúos catastrales de todos los predios que dichas entidades adquieran y programen adquirir a cualquier título en la zona y que pagarán, por una sola vez, a los respectivos municipios, independientemente del pago del precio de compraventa a sus propietarios. El avalúo catastral, base para este pago será el último hecho por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi o por las entidades regionales autorizadas para ello, a la fecha en que la zona de las obras a que esta Ley se refiere, sea declarada de utilidad pública.

PARAGRAFO 1o. Dicha suma será pagada así:

a) A más tardar en la fecha de apertura de la licitación de las obras civiles principales, un primer contado equivalente al 50% de la suma total de los avalúos catastrales de los predios que haya adquirido y programe adquirir la entidad propietaria según el estudio socio-económico de que trata el artículo 6o. de esta Ley.

b) El 50% restante se irá pagando a medida que se registre la escritura de cada uno de los predios que se adquieran.

PARAGRAFO 2o. Los recursos a que se refiere este artículo se destinarán exclusivamente a gastos de inversión en los programas y obras recomendadas en el respectivo estudio socio-económico y bajo el control de la Contraloría Departamental correspondiente.

Sin perjuicio de las sanciones penales a que hubiere lugar, la destinación de los recursos de los fondos a finalidades diferentes de las que por esta Ley se señalan, constituirán causal de destitución de los tesoreros y demás funcionarios que resultaren responsables.

Artículo 6o. Para determinar los beneficios, la posible incidencia de las obras y mejorar la calidad de la vida de los habitantes de la región, la entidad propietaria deberá realizar un estudio económico y social que hará parte del estudio ecológico a que se refiere el artículo 28 del Código de Recursos Naturales, que contendrá, de una parte, consideraciones sobre la incidencia de las obras en las condiciones económicas, sociales y culturales de las comunidades o grupos humanos que habiten el área de influencia, y de la otra, las recomendaciones y propuestas sobre las obras o rubros necesarios para la mejor inversión de los recursos.

PARAGRAFO. Este estudio será entregado por la entidad propietaria a los municipios interesados, con una anticipación no inferior a un año, de la fecha de la firma del contrato de construcción de las obras de la presa o central generadora, en el caso de obras pertenecientes a empresas privadas, el estudio socio-económico será hecho por la entidad que señale el Gobierno.

Artículo 7o. Las entidades propietarias, pagarán a los municipios los impuestos, tasas, gravámenes o contribuciones de carácter municipal diferentes del impuesto predial, únicamente a partir del momento en que las obras entren en operación o funcionamiento y dentro de las siguientes limitaciones:

a) Las entidades propietarias de obras para generación de energía eléctrica, podrán ser gravadas con el impuesto de industria y comercio, limitada a cinco pesos anuales (\$5.00) por cada kilovatio instalado en la respectiva central generadora.

El Gobierno Nacional fijará mediante decreto la proporción en que dicho impuesto debe distribuirse entre los diferentes municipios afectados en donde se realicen las obras y su monto se reajustará anualmente en un porcentaje igual al índice nacional de incremento del costo de vida certificado por el DANE correspondiente al año inmediatamente anterior.

b) Las entidades públicas que realicen obras de acueductos, alcantarillados, regos o simple regulación de caudales no asociada a generación eléctrica, no pagarán impuestos de industria y comercio.

c) Las entidades propietarias de explotaciones de canteras o minas diferentes de sal, esmeraldas y metales preciosos, podrán ser gravadas con impuesto de industria y comercio, por los respectivos municipios, limitado al 3% del valor del mineral en boca de mina, determinado actualmente por el Ministerio de Minas y Energía.

PARAGRAFO. Las entidades públicas propietarias de las obras de que aquí se trata no estarán obligadas a pagar compensaciones o beneficios adicionales a los que esta Ley establece con motivo de la ejecución de dichas obras.

CAPITULO III DISPOSICIONES VARIAS

Artículo 8o. Las entidades propietarias de los proyectos, deberán proveer oportunamente las soluciones de vivienda y servicios que se requieran, para alojar y servir al personal que se emplee en las obras.

Artículo 9o. A partir de la fecha de la resolución ejecutiva que declare de utilidad pública la zona de un proyecto, corresponderá a la entidad que en ella se señale como propietaria, la primera opción de compra de todos los inmuebles comprendidos en tal zona.

Una vez ejecutoriada la mencionada resolución se fijará copia de ella junto con la lista que contenga el censo de las propiedades afectadas, en las notarías, oficinas de registro de instrumentos públicos, alcaldías e inspecciones de policía de los municipios y corregimientos involucrados.

Las oficinas de registro se abstendrán de registrar las escrituras que contengan transferencias entre vivos, del dominio o limitaciones del mismo de tales propiedades, si no se acredita que la entidad propietaria en cuyo favor se establece esta opción, ha renunciado a ella o no ha hecho uso oportuno de la misma.

Si la entidad propietaria no ejerce la opción de compra dentro del plazo que señale el decreto reglamentario de esta ley, que no podrá pasar de dos (2) años, o lo hiciere en forma negativa, la opción caducará.

Artículo 10. Para determinar los valores que se han de pagar a los propietarios de los predios y de las mejoras, que se requieran para el desarrollo de los proyectos, se procederá en la siguiente forma:

1. Para cada proyecto se integrará una comisión, así: Un representante de la empresa propietaria del proyecto, un representante designado por los propietarios de los predios afectados por el mismo, cuya remuneración será sufragada por el ministerio del ramo, y un representante del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

Los tres representantes deberán tener experiencia comprobada en avalúos de bienes inmuebles y ser profesionales titulados.

2. La comisión tendrá las siguientes funciones: Elaborar un manual con los valores unitarios que sirvan de base para liquidar los inventarios de los bienes que habrán de afectarse con la obra, determinar el avalúo comercial de los predios, dirimir los conflictos que se presenten en la determinación de inventarios y las áreas.

El manual deberá ser aprobado por el Ministerio de Minas y Energía.

3. Los inventarios serán realizados por las partes y para la determinación del área afectada en cada predio, se tendrá en cuenta el respectivo plano de la obra. Si en un predio el área afectada fuere mayor del

70% del área total, el propietario tendrá el derecho de exigirle a la entidad propietaria que le compre la totalidad del predio, o solamente la parte afectada por la obra.

4. Además de los elementos físicos de cada predio, se tendrán en cuenta primas especiales de reubicación familiar y de negocio.

Como prima de reubicación familiar se pagará, por una sola vez, una suma equivalente al salario mínimo mensual vigente en el área rural de la zona, por cada uno de los hijos que dependan económicamente de la cabeza familiar, y dos salarios mínimos mensuales de la misma clase, por una sola vez, para cada uno de los cónyuges, según el censo hecho inmediatamente antes de la resolución ejecutiva que declare de utilidad pública la respectiva zona.

La prima de negocio se pagará cuando dentro del predio existan establecimientos comerciales o industriales, y será equivalente al 25% de las utilidades líquidas del establecimiento, según la declaración de renta del año gravable anterior a la declaratoria de utilidad pública.

PARAGRAFO. Para el reconocimiento de las primas de reubicación familiar y de negocio será necesario que el interesado presente su solicitud acompañada de las respectivas pruebas. El derecho a solicitar el reconocimiento de dichas primas prescribe en tres (3) años, contados a partir de la firma de la escritura.

Para las obras que se hallen en construcción al entrar en vigencia esta Ley, los interesados que no hubieren recibido ningún pago por reubicación familiar o de negocios, podrán exigirle a la entidad propietaria de la obra el pago de la prima, pero sólo dentro del año siguiente a la fecha de la promulgación de la Ley.

Artículo 11. Las entidades propietarias no estarán obligadas a reconocer las adiciones, reformas, reconstrucciones o mejoras permanentes que se efectuaren a los inmuebles afectados por las obras, con posterioridad a la fecha de la declaratoria de utilidad pública.

Exceptúanse las mejoras necesarias para la conservación de los inmuebles.

Tampoco estarán obligadas las entidades propietarias a reconocer prima de reubicación familiar por personas que no figuren en el censo de que trata el artículo anterior, salvo los hijos nacidos con posterioridad a la fecha de dicho empadronamiento.

Artículo 12. **Derogado por los artículos 45 y 118 de la Ley 99 de 1993.**

Artículo 13. Las inversiones de que trata el artículo anterior deberán efectuarse dentro del año siguiente a aquél en que se haya efectuado la respectiva liquidación.

Si la entidad propietaria de la planta no lo hiciera así, deberá invertir en el año siguiente la suma omitida, aumentada en el 50% como sanción.

Los gobernadores, intendentes y comisarios, por intermedio del organismo regional correspondiente, tendrán la facultad, de supervigilar las inversiones ordenadas en el artículo anterior, para el debido cumplimiento de esta Ley.

PARAGRAFO. Con el fin de asegurar que los programas a que se refiere el literal b) del artículo 12 tengan una efectiva ejecución, el Consejo Nacional de Política Económica y Social propondrá, para reglamentación del Gobierno Nacional, criterios y fórmulas que eviten la sustitución de recursos nacionales o de crédito externo que normalmente se asignan para electrificación rural de la respectiva región, por los especiales establecidos en la presente Ley.

Artículo 14. Las inversiones de que trata el artículo 12 no eximen a las entidades generadoras de energía eléctrica de cubrir los impuestos departamentales y municipales que las disposiciones vigentes hayan establecido o que en el futuro señalen.

Artículo 15. Corresponde a las autoridades nacionales, departamentales y municipales, tanto civiles como militares, velar por la protección de los bienes de las entidades propietarias de las obras de que trata esta Ley.

TITULO II DE LAS EXPROPIACIONES Y SERVIDUMBRES

Artículo 16. Decláranse de utilidad pública e interés social los planes, proyectos y ejecución de obras para la generación, transmisión, distribución de energía eléctrica, acueductos, riego, regulación de ríos y caudales, así como las zonas a ellas afectadas.

Artículo 17. Corresponde al Ejecutivo aplicar esta calificación, de manera particular y concreta a los proyectos, obras y zonas definidas y señalar la entidad propietaria que está facultada para expedir el acto a que se refiere el artículo 18.

PARAGRAFO. Contra la respectiva providencia no procederá recurso alguno por la vía gubernativa.

CAPITULO I PROCEDIMIENTOS PARA EXPROPIACIONES

Artículo 18. Al igual que la Nación, los departamentos y los municipios, sus establecimientos públicos, sus empresas industriales y comerciales y las sociedades de economía mixta en las que la participación del Estado sea o exceda del 90% del capital y a las cuales esté asignada alguna o algunas de las actividades previstas en el artículo anterior, están facultadas para decretar la expropiación de los bienes o derechos que sean necesarios.

El acto administrativo mediante el cual se decreta la expropiación procederá cuando los titulares de tales bienes, o derechos se nieguen a enajenar o están incapacitados para hacerlo voluntariamente.

PARAGRAFO. Las entidades señaladas en el presente artículo quedan facultadas para adelantar los procesos judiciales a que haya lugar. - Art. 4o. Decreto 2580/85.

Artículo 19. En el evento contemplado en el artículo 457 del Código de Procedimiento Civil y previa la consignación de la suma que allí se habla, el juez decretará la entrega material del inmueble a más tardar dentro de los tres (3) días siguientes a la presentación de la respectiva solicitud. Esta deberá practicarse dentro de los diez (10) días siguientes por el mismo juez que la hubiere decretado, quien por lo tanto no podrá comisionar para ella.

El auto que niegue la entrega anticipada, podrá ser recurrido en reposición o apelación y esta última se concederá en el efecto devolutivo.

Artículo 20. La omisión o retardo del juez en decretar la entrega del inmueble, lo hará incurrir en la falta disciplinaria prevista en el numeral 1o. del artículo 95 del Decreto Ley 250 de 1970 o en las normas que lleguen a sustituirlo.

Artículo 21. El juez, al hacer la designación de peritos en los eventos previstos en el artículo 456 del

Código de Procedimiento Civil, en todos los casos escogerá uno de la lista de auxiliares de que disponga el tribunal superior correspondiente y el otro de acuerdo con lo señalado en el artículo 20 del Decreto 2265 de 1969. En caso de desacuerdo en el dictamen se designará un tercer perito, dirimente, de la respectiva lista del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

Artículo 22. Además de los requisitos exigidos por el Código de Procedimiento Civil en sus artículos 75 y 451, a la demanda se acompañará plano del área requerida.

Cuando no fuere posible acompañar el certificado de registro de la propiedad y demás derechos reales constituidos sobre los inmuebles que se pretenden expropiar, conforme lo manda el artículo 451 del Código de Procedimiento Civil, en la demanda se expresará dicha circunstancia, bajo juramento que se entenderá prestado con la sola presentación de aquélla.

En el mismo auto admisorio de la demanda, el juez ordenará que se emplace a todas las personas que puedan tener derecho a intervenir en el proceso, de conformidad con el artículo 318 del Código de Procedimiento Civil.

Artículo 23. Las personas que comparezcan y sean admitidas como interesadas, tomarán el proceso en el estado en que se encuentre.

Admitido el interesado, el juez ordenará, con base en los datos que contenga el título presentado por aquél para acreditar su interés, que aporte al proceso el certificado de registro cuya presentación con la demanda no fue posible, o en su defecto la prueba sumaria de su derecho.

Las indemnizaciones que correspondan a titulares de derechos reales principales que aparezcan inscritos en el certificado de registro y que no hayan comparecido, se dejarán en el juzgado a disposición de ellos.

Artículo 24. Una vez notificado el auto admisorio de la demanda, no se podrán efectuar en el bien, mejoras distintas de las necesarias para la conservación del inmueble, so pena de no incluir dentro del respectivo avalúo el valor de las que, contraviniendo esta disposición, se hicieren.

**CAPITULO II
PROCEDIMIENTO PARA SERVIDUMBRES**

Artículo 25. La servidumbre pública de conducción de energía eléctrica establecida por el artículo 18 de la Ley 126 de 1938, supone para las entidades públicas que tienen a su cargo la construcción de centrales generadoras, líneas de interconexión, transmisión y prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, la facultad de pasar por los predios afectados, por vía aérea, subterránea o superficial, las líneas de transmisión y distribución del fluido eléctrico, ocupar las zonas objeto de la servidumbre, transitar por los mismos, adelantar las obras, ejercer la vigilancia, conservación y mantenimiento y emplear los demás medios necesarios para su ejercicio.

Artículo 26. En el trazado de la servidumbre a que se refiere la presente Ley, se atenderá a las exigencias técnicas de la obra.

Artículo 27. Corresponde a la entidad de derecho público que haya adoptado el respectivo proyecto y ordenado su ejecución, promover en calidad de demandante los procesos que sean necesarios para hacer efectivo el gravamen de servidumbre de conducción de energía eléctrica.

Sin perjuicio de las reglas generales contenidas en los Libros 1o. y 2o. del Código de Procedimiento Civil,

que le serán aplicables en lo pertinente, el proceso de servidumbre de conducción de energía eléctrica se sujetará a las siguientes reglas:

1. A la demanda se adjuntará el plano general en que figure el curso que habrá de seguir la línea objeto del proyecto con la demarcación específica del área, inventario de los daños que se causen, con el estimativo de su valor realizado por la entidad interesada en forma explicada y discriminada, que se adjuntará al acta elaborada al efecto y certificado de tradición y libertad del predio.

Es aplicable a este proceso, en lo pertinente, el artículo 19 de la presente Ley.

2. Con la demanda, la entidad interesada pondrá a disposición del juzgado la suma correspondiente al estimativo de la indemnización.

3. Una vez admitida la demanda, se correrá traslado de ella al demandado por el término de tres (3) días.

4. Si dos (2) días después de proferido el auto que ordena el traslado de la demanda ésta no hubiere podido ser notificada a los demandados, se procederá a emplazarlos en la forma indicada en el inciso 2o. del artículo 452 del Código de Procedimiento Civil.

5. Sin perjuicio del deber del juez de abstenerse de proferir sentencia de fondo en los casos previstos por la Ley, en este proceso no pueden proponerse excepciones.

Artículo 28. El juez, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas siguientes a la presentación de la demanda, practicará una inspección judicial sobre el predio afectado y autorizará la ejecución de las obras, que de acuerdo con el proyecto sean necesarias para el goce efectivo de la servidumbre.

En la diligencia, el juez identificará el inmueble y hará un examen y reconocimiento de la zona objeto del gravamen.

Artículo 29. Cuando el demandado no estuviere conforme con el estimativo de los perjuicios, podrá pedir dentro de los cinco (5) días siguientes a la notificación del auto admisorio de la demanda, que por peritos designados por el juez se practique avalúo de los daños que se causen y tasen la indemnización a que haya lugar por la imposición de la servidumbre.

Los peritos se nombrarán conforme a lo indicado en el artículo 21 de esta Ley.

Artículo 30. Al poseedor o tenedor del predio gravado no le es permitido realizar en éste, acto y obra alguna que pueda perturbar, alterar, disminuir, hacer incómodo o peligroso el ejercicio de la servidumbre de conducción de energía eléctrica tal como ésta haya quedado establecida, según los planos del proyecto respectivo. Si por razón de nuevas circunstancias fuere necesario introducir variaciones en el modo de ejercer la servidumbre, el poseedor o tenedor del predio gravado está obligado a permitir las, pero quedará a salvo su derecho de exigir la indemnización por los daños que tales variaciones le cause.

Artículo 31. Con base en los estimativos, avalúos, inventarios o pruebas que obren en el proceso, el juez dictará sentencia, señalará el monto de la indemnización y ordenará su pago.

Si en la sentencia se fijare una indemnización mayor que la suma consignada, la entidad demandante deberá consignar la diferencia en favor del poseedor o tenedor del predio, y desde la fecha que recibió la zona objeto de la servidumbre hasta el momento en que deposite el saldo, reconocerá intereses sobre el

valor de la diferencia, liquidados según la tasa de interés bancario corriente en el momento de dictar la sentencia.

Artículo 32. Cualquier vacío en las disposiciones aquí establecidas para el proceso de la imposición de la servidumbre de conducción de energía eléctrica, se llenará con las normas de que habla el Título XXII, Libro 2o. del Código de Procedimiento Civil.

Reglamentado por el Decreto 2580/85

**CAPITULO III
OTRAS DISPOSICIONES, APLICACION Y VIGENCIA**

Artículo 33. Los poseedores y tenedores de predios están obligados a permitir el acceso a ellos a las entidades del sector eléctrico y demás de que trata esta Ley para practicar estudios, levantar planos y proyectos.

La persona que se negare a permitir este acceso a solicitud de la entidad interesada será conminada por el alcalde del municipio donde estuviere ubicado el inmueble, bajo multas sucesivas de \$1.000.00 a \$10.000.00. La entidad en cuyo favor se otorgare el permiso, indemnizará al propietario los daños que le cause.

PARAGRAFO. El Gobierno autorizará anualmente el valor de las multas de acuerdo con las variaciones de los índices del costo de la vida, certificados por el DANE.

Artículo 34. Las disposiciones de esta Ley se aplicarán, en lo pertinente, a las obras que estén en construcción al entrar en vigencia. Pero aquellas obligaciones de cumplimiento anticipado a que se refieren los artículos 5o y 6o. y que por efectos del tiempo no fuere posible cumplir en las oportunidades previstas, deberán cumplirse dentro de los diez y ocho (18) meses siguientes a la promulgación de esta Ley.

PARAGRAFO. Lo dispuesto en el ordinal a) del artículo 4o. de esta Ley, sobre compensación de impuesto predial es aplicable, a partir de su promulgación, a favor de los municipios y en cuya jurisdicción existen las obras a que esa disposición se refiere.

Artículo 35. Las relaciones que surjan entre los municipios y las entidades públicas y privadas que adelanten explotaciones de canteras o de minas a cielo abierto, o de minas de aluvión se sujetarán, en lo pertinente y de acuerdo con la reglamentación que haga el Gobierno a las disposiciones del Título 1o. de la presente Ley.

Artículo 36. La Presente Ley regirá a partir de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Dada en Bogotá, a los doce días de mes de agosto de mil novecientos ochenta y uno

El Presidente del H. Senado,

GUSTAVO DAJER CHADID

El Presidente de la H. Cámara,

AURELIO IRAGORRI HORMAZA

El Secretario General del H. Senado,

CRISPIN VILLAZON DE ARMAS

El Secretario de la H. Cámara,

JAIRO MORERA LIZCANO

República de Colombia - Gobierno Nacional, Bogotá, D.E.

PUBLIQUESE Y EJECUTESE.

El Ministro de Gobierno de la República de Colombia delegatario de funciones presidenciales.

El Ministro de Minas y Energía, (E)

JORGE MARIO EASTMAN

El Ministro de Agricultura, (E)

CARLOS ZAMBRANO ULLOA

El Ministro de Salud,

CARLOS OSSA ESCOBAR

ALFONSO JARAMILLO SALAZAR.

LEY 51 DE 1986
(octubre 10)

por la cual se reglamenta el ejercicio de las profesiones de ingeniería eléctrica, ingeniería mecánica y profesiones afines y se dictan otras disposiciones.

EL CONGRESO DE COLOMBIA,

DECRETA:

Artículo 1º. Para los efectos de esta Ley, se entiende por ejercicio de las profesiones de Ingeniería Eléctrica e Ingeniería Mecánica y profesiones afines, todo lo relacionado con la investigación, estudio, planeación, asesoría, ejecución, reparación, construcción, instalación, funcionamiento, mantenimiento y fabricación, referidos a tareas, obras o actividades especificadas en los subgrupos pertinentes de la "Clasificación Nacional de Ocupaciones" adoptadas por el Ministerio de Trabajo y Seguridad Social mediante Resolución 1186 de 1970 y de acuerdo con las denominaciones y clases 023 y 024 de la "Clasificación Internacional Uniforme de Ocupaciones", revisión 1968 de la Oficina Internacional del Trabajo, Ginebra y por tanto la presente reglamentación cubre a las personas contempladas en ellas.

Parágrafo. El Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines podrá ampliar el alcance (alcance) de las actividades a que se refiere dicha clasificación, teniendo en cuenta las características especiales del país.

Artículo 2º. Para los efectos de esta Ley, se consideran como ramas o profesiones afines de las Ingenierías Eléctrica y Mecánica las siguientes profesiones: Ingeniería Nuclear, Ingeniería Metalúrgica, Ingeniería de Telecomunicaciones, Ingeniería Aeronáutica, Ingeniería Electrónica, Ingeniería Electromecánica, Ingeniería Naval.

Artículo 3º. Nadie podrá ejercer la Ingeniería Eléctrica en cualquiera de sus ramas o la Ingeniería Mecánica, en cualquiera de sus ramas, sin la correspondiente matrícula expedida por un Consejo Profesional Seccional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines, confirmada por el Consejo Profesional Nacional de Ingeniería Eléctrica, Mecánica y profesiones afines, de acuerdo con el reglamento que sobre el particular dicte el Gobierno. El certificado así expedido se presume auténtico.

Parágrafo 1º. Los Consejos Profesionales Seccionales podrán expedir un certificado profesional a los Ingenieros que, con el cumplimiento de todos los requisitos, hubieren solicitado su respectiva matrícula provisional, en el cual conste que la misma se halla en trámite.

Dicho certificado suplirá en forma temporal la matrícula y su validez, será hasta el momento en que el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines confirme o niegue la matrícula expedida por el respectivo Consejo Profesional Seccional sin exceder de dos (2) años contados a partir de la fecha de su expedición.

Parágrafo 2°. La negativa de la matrícula no puede basarse sino en la carencia de las condiciones exigidas por la ley para el ejercicio de las profesiones de Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Mecánica y profesiones afines.

Artículo 4°. Para ejercer cualquiera de las profesiones afines de la Ingeniería Eléctrica y de la Ingeniería Mecánica se requiere igualmente la matrícula profesional expedida por un Consejo Profesional Seccional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines, de acuerdo con el reglamento que sobre el particular dicte el Gobierno. La matrícula así expedida se presume auténtica.

Artículo 5°. Sólo podrá expedirse matrícula de Ingeniero Electricista o de Ingeniero Mecánico de acuerdo con su especialidad, en favor de quien posea el respectivo título, otorgado por Universidad, Instituto o Escuela Nacional que cuente con la debida autorización del Gobierno para tal efecto.

También podrá expedirse matrícula de Ingeniero Electricista o de Ingeniero Mecánico en cualquiera de las especialidades correspondientes a tales profesiones, a quien posea el respectivo título otorgado por Universidad, Escuela o Instituto extranjero. En este caso se procederá así:

a) A la solicitud para la expedición de matrícula con base en título otorgado en el país con el cual Colombia tenga tratado de intercambio de títulos, el interesado agregará la prueba del reconocimiento del suyo por parte del Ministerio de Educación Nacional.

b) A la solicitud para la expedición de matrícula con base en título otorgado en país con el cual Colombia no tenga tratado de intercambio de títulos, el interesado agregará la prueba de la convalidación del suyo por parte del Ministerio de Educación Nacional, de acuerdo con lo establecido en los Decretos 1074 y 2725 de 1980 reglamentarios del Sistema de Convalidación y Registro de Títulos obtenidos en el exterior.

Parágrafo 1°. Los títulos obtenidos en los programas de educación abierta y a distancia y en el uso de recursos telemáticos, debidamente aprobados por el Instituto Colombiano para el Fomento de la Educación Superior ICFES, serán reconocidos por los Consejos Profesionales Seccionales y por el Consejo Profesional Nacional para la expedición de la matrícula correspondiente.

Parágrafo 2°. En ninguno de los casos contemplados en el presente artículo, los títulos basados exclusivamente en estudios por correspondencia, serán reconocidos.

Artículo 6°. Las matrículas profesionales de Ingenieros Electricistas y de Ingenieros Mecánicos, expedidas de acuerdo con las disposiciones del Decreto 1782 de 1954, de la Ley 64 de 1978 y del Decreto reglamentario 923 de 1979, conservarán su validez y se presumen auténticas.

Artículo 7°. Los Ingenieros Electricistas, Mecánicos y afines titulados y domiciliados en el exterior que suscriban contratos de trabajo, asesoría o consultoría con entidades públicas o privadas para prestar sus servicios profesionales en el país por tiempo determinado o período fijo, no mayor de seis (6) meses, podrán cumplir el requisito de la matrícula mediante licencia especial que para el ejercicio profesional soliciten al Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines. La licencia no tendrá validez mayor de seis (6) meses renovables de acuerdo al criterio del Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines.

Parágrafo. Estas licencias especiales serán expedidas cuando, según concepto del Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines, sea conveniente o necesario el concurso de ese personal, en especial cuando se trate de especialidades que no existan en el país, o que existan en grado muy limitado. El beneficiario de una licencia especial adquiere la obligación de entrenar personal

colombiano en su respectiva especialidad. El Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines podrá cancelar la licencia temporal cuando lo juzgue conveniente.

Artículo 8°. En las construcciones, estudios, instalaciones, montajes, interventorías, asesorías y demás trabajos que estén relacionados con los profesionales a quienes se refiere la presente Ley, la participación de los profesionales extranjeros no podrá ser superior a un 20% en número ni en el valor de la nómina de profesionales de las Ingenierías Eléctrica, Mecánica y afines, en cualquiera de sus ramas. Dichos profesionales deberán cumplir el requisito de la matrícula profesional expedida por un Consejo Profesional Seccional y confirmada por el Consejo Profesional Nacional.

Parágrafo. Cuando, previa autorización del Ministerio de Trabajo, y por tratarse de personal estrictamente técnico e indispensable, fuere necesaria una mayor participación de profesionales extranjeros, el patrono o la firma, empresa o entidad que haga sus veces, dispondrá de un año, contado a partir de la fecha de la iniciación de los trabajos, para dar adecuada capacitación al personal nacional que fuere menester con el fin de reemplazar a los extranjeros, hasta completar el mínimo de ochenta por ciento (80%) de colombianos y el ochenta por ciento (80%) de la nómina. En casos excepcionales, al tenor del artículo 7° se podrá extender este plazo, considerando individualmente cada solicitud.

Artículo 9°. Ejercen ilegalmente las profesiones de Ingeniero Electricista o Ingeniero Mecánico en cualquiera de sus respectivas ramas, y, por tanto, incurrirán en las sanciones para la correspondiente infracción, las personas que sin haber llenado los requisitos previstos en esta ley practiquen cualquier acto comprendido en el ejercicio de dichas profesiones, así como las personas que, mediante avisos, propaganda, anuncios profesionales, instalación de oficinas, fijación de placas murales o en cualquier otra forma, actúen o se anuncien como Ingenieros Electricistas o como Ingenieros Mecánicos en cualquiera de sus ramas respectivas, sin poseer tal calidad ni reunir los requisitos exigidos en la presente ley.

Artículo 10. La sociedad, firma, empresa u organización profesional cuyas actividades comprendan, en forma exclusiva o parcial, alguna o algunas de aquellas que, según la presente ley, correspondan al ejercicio de cualquiera de las ramas de las Ingenierías Eléctrica o Mecánica, está obligada a incluir en su nómina permanente, como mínimo un Ingeniero en estas especialidades, debidamente matriculado. El gerente o la persona que desempeñe las funciones correspondientes a dicho cargo, de la sociedad, firma, empresa u

organización que no diere cumplimiento a lo dispuesto en este artículo, incurrirá en las sanciones establecidas para el ejercicio ilegal de profesión u oficio.

Artículo 11. Todo trabajo relacionado con el ejercicio de las Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines debe ser dirigido, según el caso, por Ingeniero cuya matrícula corresponda a la especialidad profesional que la obra requiera. Si para la ejecución de la obra se exige licencia, en ésta se incluirá el nombre, apellido y el número de la matrícula del Ingeniero.

Artículo 12. El cargo del perito, cuando el dictamen comprenda cuestiones técnicas de las Ingenierías Eléctrica, Mecánica y afines, en cualquiera de sus ramas, se encomendará a Ingeniero con matrícula en la especialidad que requiera el peritazgo, según la materia de que se trate. Lo dispuesto en el inciso anterior no rige para los dictámenes que deban rendirse en los procesos y asuntos cuyo conocimiento corresponda a los Jueces Municipales o a la autoridad de Policía.

Artículo 13. Para tomar posesión de cualquier cargo oficial cuyo desempeño demande conocimiento de Ingenierías Eléctrica, Mecánica o profesiones afines, en cualquiera de sus ramas, o implique el ejercicio de una de dichas profesiones, la persona nombrada deberá presentar, ante el funcionario a quien corresponda

darle posesión, su matrícula profesional. En el Acta de posesión, se dejará constancia del número de la matrícula, del Consejo Profesional que la hubiere expedido y de la especialidad del posesionado.

Artículo 14. Las propuestas que se formulen en las licitaciones y concursos abiertos por la Nación, los Departamentos, Intendencias, Comisarias, Municipios y Distrito Especial, para la adjudicación de contratos cuya ejecución se relacione con el ejercicio de las Ingenierías Eléctrica, Mecánica o afines, en cualquiera de sus ramas, deberán, para que puedan considerarse válidos, estar respaldados, cuando menos, por un profesional matriculado y especializado en la rama respectiva.

En los contratos que se celebren como resultado de la licitación o del concurso se impondrá a los contratistas la obligación de encomendar los estudios, la dirección técnica y la ejecución de los trabajos a profesionales que posean matrícula en la especialidad requerida. El incumplimiento de esta obligación por parte de los contratistas figurará como causal de caducidad en los contratos.

Parágrafo. Lo dispuesto en este artículo se aplicará en todas sus partes, tanto a las propuestas que se presenten como a los contratos de igual naturaleza y con el mismo objeto que se celebren con las sociedades de economía mixta en las cuales más del 90% del capital social pertenezca a entidades oficiales y con los establecimientos públicos y empresas industriales o comerciales del orden nacional, departamental, distrital o municipal.

Artículo 15. El empleauo oficial que en el ejercicio de su cargo viole cualquiera de las disposiciones anteriores, o autorice, facilite, patrocine o encubra el ejercicio ilegal de las Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines, en cualquiera de sus ramas, incurrirá, sin perjuicio de las sanciones que le fueren aplicables por la transgresión de las leyes penales o de policía, en falta disciplinaria que se castigará con la suspensión del cargo por primera vez y con la destitución en caso de reincidencia.

Artículo 16. El particular que viole las disposiciones de la presente ley, incurrirá, sin perjuicio de las sanciones penales y policivas a que hubiere lugar, en multa de quince mil pesos (\$15.000.00) a trescientos mil pesos (\$300.000.00); La multa deberá consignarse a favor del Tesoro Municipal del lugar en donde se cometa la infracción y será impuesta por el respectivo Alcalde o por quien haga sus veces, mediante la aplicación de las normas de procedimiento establecidas para las contravenciones especiales en el Capítulo XII, del Título IV, del Libro III del Código Nacional de Policía:

Artículo 17. Créase el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines, el cual funcionará como la entidad encargada del control y vigilancia de estas profesiones y sus ramas y tendrá como sede la ciudad de Bogotá.

Artículo 18. El Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines estará integrado así:

- 1º. El Ministro de Minas y Energía o su Delegado, quien lo presidirá.
- 2º. El Ministro de Desarrollo o su Delegado.
- 3º. El Ministro de Educación o su Delegado.
- 4º. Un representante de las Universidades privadas oficialmente reconocidas y aprobadas, que otorguen títulos en cualquiera de las ramas de la Ingeniería Eléctrica, de la Ingeniería Mecánica o de las demás profesiones afines, nombrado por los rectores de dichas universidades.

5º. El Rector de la Universidad Nacional o el Decano de la facultad de Ingeniería de la misma.

6º. El Presidente Nacional de la Asociación Colombiana de Ingenieros Electricistas, Mecánicos y profesiones afines, ACIEM.

7º. Un representante de las Universidades oficiales, reconocidas y aprobadas, que otorguen título en cualquiera de las ramas de la Ingeniería Eléctrica, de la Ingeniería Mecánica o de las demás profesiones afines, nombrado por los Rectores de dichas Universidades.

Parágrafo 1º. Con excepción de los señores Ministros de Minas y Energía o su Delegado, de Desarrollo o su Delegado, de Educación o su Delegado y del señor Rector de la Universidad Nacional o del Decano de la Facultad de Ingenierías de la misma, los demás miembros del Consejo Profesional Nacional a quienes se refiere el presente artículo deben ser profesionales titulados y matriculados en Ingeniería Eléctrica, Mecánica o en cualquiera de sus ramas afines.

Parágrafo 2º. El período de los representantes de las Universidades de la Asociación Colombiana de Ingenieros Electricistas, Mecánicos y profesiones afines, ACIEM, será de dos (2) años, pudiendo ser reelegidos indefinidamente.

Artículo 19. En las capitales de Departamento, Intendencia o Comisaría que determine el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines se crearán Consejos Profesionales Seccionales de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines, integrados así:

1. El Gobernador, el Intendente, el Comisario o el Secretario de Educación, quien lo presidirá.
2. El Secretario de Obras Públicas o quien ocupe el cargo equivalente o su Delegado.
3. El Presidente Seccional de la Asociación Colombiana de Ingenieros Electricistas, Mecánicos y profesiones afines ACIEM.
4. Un ingeniero debidamente matriculado, en una de las profesiones contempladas en la presente ley, residente en la ciudad sede del Consejo Seccional, elegido por las Asociaciones reconocidas de Ingenieros egresados, en estas profesiones.
5. Un representante de las Universidades, Escuelas o Institutos seccionales oficialmente reconocidas y aprobadas, que otorguen los títulos en cualquiera de las ramas de Ingeniería Eléctrica, Mecánica o de las profesiones afines, designado por los rectores de dichas universidades y el cual deberá ser un profesional titulado y matriculado en cualquiera de sus ramas.

En aquellas capitales en donde no funcione universidad, escuela o instituto autorizado por el Gobierno para otorgar títulos de Ingeniero Electricista, Ingeniero Mecánico o de sus profesiones afines, el representante respectivo será nombrado por el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines.

Artículo 20. Son funciones del Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines, las siguientes:

- a) Dictar sus propios reglamentos y los de los Consejos Profesionales Seccionales;

b) Confirmar las matrículas profesionales expedidas por los Consejos Profesionales Seccionales y otorgar las licencias temporales especiales de que habla el artículo 7° de la presente ley;

c) Conocer, por recurso de apelación o de consulta, las resoluciones que dicten los Consejos Profesionales Seccionales y resolver sobre ellos;

d) Resolver sobre la cancelación o suspensión de las matrículas y de las licencias temporales especiales, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 3, 7, 8 y 23;

e) Asesorar al Ministro de Relaciones Exteriores, cuando éste lo considere conveniente, sobre la expedición de visas a Ingenieros Electricistas, Mecánicos y profesiones afines, solicitadas con el fin de ejercer su profesión en Colombia;

f) Asesorar al Ministro de Educación Nacional, cuando éste lo considere conveniente sobre la aprobación de nuevos programas de estudios y establecimiento de centros educativos relacionados en cualquiera de las ramas de las Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines;

g) Asesorar a las universidades e instituciones que así lo soliciten en todo lo relacionado con los requisitos exigidos para el otorgamiento del título en cualquiera de las ramas de las Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines;

h) Fijar los derechos de expedición de la matrícula profesional;

i) Elaborar y mantener actualizado un registro de Ingenieros Electricistas, Mecánicos y de profesiones afines;

j) Denunciar ante las autoridades competentes las violaciones comprobadas de las disposiciones legales que reglamentan el ejercicio de cualquiera de las ramas de las Ingenierías Eléctrica, Mecánica y de las profesiones afines, y solicitar de aquellas la imposición de las penas correspondientes;

k) Las demás funciones que le señalen la ley y los decretos reglamentarios.

Artículo 21. Son funciones de los consejos Profesionales Seccionales de Ingeniería Eléctrica, Mecánica y profesiones afines las siguientes:

a) Expedir la matrícula a los profesionales que llenen los requisitos establecidos;

b) Denunciar ante las autoridades competentes las violaciones comprobadas de las disposiciones legales que reglamentan el ejercicio de cualquiera de las ramas de las Ingenierías Eléctrica, Mecánica y sus profesiones afines, y solicitar de aquellas la imposición de las penas correspondientes, informando sobre el particular al Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines;

c) Velar por el cumplimiento de la presente ley y su reglamentación;

d) Las demás que le señalen la ley, los decretos reglamentarios y el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines.

Artículo 22. Las faltas contra la ética profesional en que incurran los Ingenieros matriculados serán sancionadas por el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y profesiones afines, sin perjuicio de lo que dispongan las leyes vigentes y de acuerdo con el Código de ética profesional que

elaborará el Gobierno Nacional, en el que se fijarán el procedimiento para imponer las sanciones y se establecerán los recursos que procedan contra ellas.

Parágrafo. El Gobierno al reglamentar esta ley, fijará el procedimiento para imponer las sanciones y establecerá los recursos que procedan contra ellas.

Artículo 23. Reconócese a la Asociación Colombiana de Ingenieros Electricistas, Mecánicos y profesiones afines, ACIEM, con personería jurídica otorgada por el Ministerio de Justicia mediante Resolución número 3197 de 1957, como Cuerpo Técnico Consultivo del Gobierno Nacional, para las cuestiones y problemas relacionados con cualquiera de las ramas de la Ingeniería Eléctrica, Mecánica y profesiones afines, y como Cuerpo Consultivo en las cuestiones de carácter laboral relacionadas con dichas profesiones. Su concepto no tendrá carácter obligatorio.

Artículo 24 El objetivo de esta ley, expedida en desarrollo de los principios expresados en los artículos 17, 32, 39 y 41 de la Constitución Nacional, es la defensa de los intereses de la Nación y de la comunidad colombianos, en particular en lo relativo a la moralidad, la seguridad y la salubridad públicas; de ninguna manera constituye la creación de privilegios indebidos a favor de grupos o personas.

Este artículo será, por consiguiente, la norma básica para su interpretación por el Gobierno Nacional en su reglamentación y por los funcionarios y tribunales de la República.

Artículo 25. Esta Ley rige a partir de su promulgación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Dada en Bogotá, D.E., a los ... días del mes de ... de mil novecientos ochenta y seis (1986).

El Presidente del honorable Senado de la República,

HUMBERTO PELAEZ GUTIERREZ

El Presidente de la honorable Cámara de Representantes,

ROMAN GOMEZ OVALLE

El Secretario General del honorable Senado de la República,

Crispín Villazón de Armas.

El Secretario General de la honorable Cámara de Representantes,

Luis Lorduy Lorduy.

REPUBLICA DE COLOMBIA
Gobierno Nacional.

Publíquese y ejecútese.

Bogotá, D.E., 10 de octubre de 1986.

VIRGILIO BARCO

El Ministro de Desarrollo Económico, Miguel Alfonso Merino Gordillo. El Ministro de Minas y Energía, Guillermo Perry Rubio. La Ministra de Educación Nacional, Marina Uribe de Eusse. El Ministro de Obras Públicas y Transporte, Luis Fernando Jaramillo Correa.

LEY 59 DE 1987
(diciembre 30)

por la cual se autoriza a unas entidades a constituir sociedades o asociaciones.

El Congreso de Colombia,

DECRETA:

Artículo 1o. De conformidad con lo previsto por los ordinales 10 y 11 del artículo 76 de la Constitución Nacional, las entidades descentralizadas u organismos adscritos o vinculados al Ministerio de Minas y Energía, así como sus organismos descentralizados de segundo grado, podrán constituir entre sí o con otras personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, sociedades o asociaciones destinadas a cumplir las actividades comprendidas dentro de sus objetivos.

El Gobierno Nacional expedirá los estatutos básicos correspondientes.

L. 143/94, art. 79

Artículo 2o. Previa la creación de las sociedades o asociaciones, el Gobierno Nacional, determinará, en cada caso, el grado de tutela administrativa, las condiciones y los porcentajes de participación accionaria de cada una de las entidades a que se refiere el artículo primero de la presente Ley.

Artículo 3o. Esta Ley rige desde su publicación en el **Diario Oficial**.

Dada en Bogotá, D.E., a los ... días del mes de diciembre de mil novecientos ochenta y siete.

El Presidente del honorable Senado,

PEDRO MARTIN LEYES HERNANDEZ

El Presidente de la honorable Cámara de Representantes,

CESAR PEREZ GARCIA

El Secretario General del honorable Senado,

Crispín Villazón de Armas.

El Secretario General de la honorable Cámara de Representantes,

Luis Lorduy Lorduy.

República de Colombia - Gobierno Nacional

Publíquese y ejecútese.

Bogotá, D.E., a 30 de diciembre de 1987.

VIRGILIO BARCO

El Ministro de Minas y Energía,

Guillermo Perry Rubio.

LEY 19 DE 1990
(enero 24)

por la cual se reglamenta la profesión de Técnico Electricista en el territorio nacional.

El Congreso de Colombia

DECRETA:

Artículo 1o. **Definición.** Entiéndese como Técnico Electricista a la persona que se ocupa en el estudio y las aplicaciones de la electricidad y ejerce a nivel medio o como auxiliar de los ingenieros electricistas o similares.

Artículo 2o. Será lícito el ejercicio de la profesión de técnico electricista en el territorio nacional, de conformidad como lo establece la presente Ley.

Artículo 3o. Para ejercer la profesión de técnico electricista en el territorio nacional, deberá obtenerse la respectiva matrícula, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, mediante el cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) Los egresados de las instituciones autorizadas por el Ministerio de Educación Nacional o Instituto Colombiano para el Fomento de la Educación Superior, ICFES, deberán solicitar matrícula por intermedio

del Consejo Nacional de Técnicos Electricistas o de los Comités Seccionales. Para el efecto deberán acreditar: Certificado de haber cursado y aprobado íntegramente el plan de estudio de las facultades o escuelas técnica de enseñanza de la electricidad, debidamente reglamentadas y aprobadas por el Gobierno Nacional;

b) Por el término de dos (2) años, contados a partir de la entrada en vigencia de la presente Ley, también podrán obtener matrícula para ejercer la profesión de técnicos electricistas, las personas que sin haber hecho los estudios señalados en el literal a), hayan ejercido con reconocida idoneidad y ética la actividad correspondiente por un lapso no inferior a cinco (5) años, comprobados con certificados expedidos por empresas y, en general, personas jurídicas de carácter público o privado relacionadas directamente con las actividades de la construcción o la ingeniería eléctrica;

c) Toda solicitud será estudiada por el Consejo Nacional de Técnicos Electricistas o por los Comités Seccionales de los Departamentos.

Artículo 4o. En Bogotá, funcionará el Consejo Nacional de Técnicos Electricistas con las siguientes atribuciones:

- a) Tramitar todo lo referente a la expedición de matrículas de los técnicos electricistas;
- b) Conceptuar sobre la cancelación o suspensión de las mismas;
- c) Velar porque se cumpla en el territorio nacional las disposiciones sobre el ejercicio de la profesión de técnico electricista y denunciar ante las autoridades competentes las violaciones que se presenten;
- d) Expedir su reglamento interno;
- e) Elegir sus directivas.

Artículo 5o. El Consejo Nacional de Técnicos Electricistas estará integrado así:

- a) Un (1) representante del Ministerio de Minas y Energía;
- b) Un (1) representante de las escuelas o institutos técnicos de electricidad.
- c) Dos (2) técnicos electricistas, profesionales y matriculados, nombrados por la Federación Nacional de Técnicos Electricistas y Afines de Colombia, Fenaltec;
- d) Un (1) ingeniero electricista titulado y matriculado designado por la Asociación Colombiana de Ingenieros Electricistas;

Parágrafo. El Consejo Nacional de Técnicos Electricistas tendrá Comités Seccionales Departamentales con las mismas calidades del Consejo Nacional. El Gobierno Seccional, las escuelas o institutos técnicos seccionales y las filiales de Fenaltec, nombrarán sus respectivos representantes en dichos comités seccionales.

Artículo 6o. Los miembros del Consejo Nacional de Técnicos Electricistas serán nombrados para un período de dos (2) años y podrán ser reelegidos para otro período subsiguiente. Así mismo, será de dos (2)

años, el período de los miembros de los comités seccionales, que también podrán ser reelegidos para un período inmediato.

Artículo 7o. En su órbita los comités seccionales y el Consejo Nacional de Técnicos Electricistas tendrán las mismas funciones.

Artículo 8o. Los cargos de los miembros del Consejo Nacional y de los comités seccionales de técnicos electricistas no serán remunerados.

Artículo 9o. Los técnicos electricistas con matrícula, de acuerdo con la presente Ley, podrán inscribirse como tales en las entidades oficiales, semioficiales, descentralizadas, empresas industriales o comerciales del Estado y de economía mixta y serán admitidos en las licitaciones de obras eléctricas.

Artículo 10. Los técnicos electricistas con matrícula, conforme a lo dispuesto en la presente Ley, podrán ser nombrados para cargos relacionados con la profesión, en las entidades públicas nacionales, departamentales, regionales y municipales, siempre que la disposición que crea el cargo no exija que el titular del mismo sea ingeniero titulado y matriculado.

Artículo 11. Queda prohibido el ejercicio de la profesión de técnico electricista a quienes no posean la correspondiente matrícula. Obtenida de acuerdo con la presente Ley. (sic) A los infractores se les aplicarán las sanciones que impongan los decretos reglamentarios de la presente Ley.

Quien siendo técnico electricista matriculado, incurra en el ejercicio de su actividad en conductas tipificadas como faltas en el correspondiente Código de Ética Profesional, será sometido a las sanciones contempladas en dicho Código, de acuerdo con los procedimientos que allí se establezcan.

Artículo 12. Derogado por el artículo 97 de la Ley 143 de 1994.

Artículo 13. Esta Ley regirá desde la fecha de su sanción y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Dada en Bogotá, D.E., a los... días del mes de ... de mil novecientos ochenta y nueve (1989).

El Presidente del honorable Senado de la República,

LUIS GUILLERMO GIRALDO HURTADO

El Presidente de la honorable Cámara de Representantes,

NORBERTO MORALES BALLESTEROS

El Secretario General del honorable Senado de la República,
Crispín Villazón de Armas

El Secretario General de la honorable Cámara de Representantes.

Luis Lorduy Lorduy.

República de Colombia - Gobierno Nacional

Publíquese y ejecútense.

Dada en Bogotá, D.E., a 24 de enero de 1990.

VIRGILIO BARCO.

El Ministro de Educación Nacional,

Manuel Francisco Becerra Barney.

La Ministra de Minas y Energía,

Margarita Mena de Quevedo.

LEY 99 DE 1993
(diciembre 22)

por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones.

Artículo 45. Transferencia del Sector Eléctrico. Las empresas generadoras de energía hidroeléctrica cuya potencia nominal instalada total supere los 10.000 kilovatios, transferirán el 6% de las ventas brutas de energía por generación propia, de acuerdo con la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión de Regulación Energética, de la manera siguiente:

1. El 3% para las Corporaciones Autónomas Regionales que tengan jurisdicción en el área donde se encuentra localizada la cuenca hidrográfica y el embalse, que será destinado a la protección del medio ambiente y a la defensa de la cuenca hidrográfica y del área de influencia del proyecto.
2. El 3% para los municipios y distritos localizados en la cuenca hidrográfica, distribuidos de la siguiente manera:

a) El 1.5% para los municipios y distritos de la cuenca hidrográfica que surte el embalse, distintos a los que trata el literal siguiente.

b) El 1.5% para los municipios y distritos donde se encuentra el embalse.

Cuando los municipios sean a la vez cuenca y embalse, participarán proporcionalmente en las transferencias de que hablan los literales a y b del numeral segundo del presente artículo.

Estos recursos sólo podrán ser utilizados por los municipios en obras previstas en el plan de desarrollo municipal, con prioridad para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental.

3. En el caso de centrales térmicas la transferencia de que trata el presente artículo será del 4% que se distribuirá así:

a) 2.5% para la Corporación Autónoma Regional para la protección del medio ambiente del área donde está ubicada la planta.

b) 1.5% para el municipio donde está situada la planta generadora.

Estos recursos sólo podrán ser utilizados por el municipio en obras previstas en el plan de desarrollo municipal, con prioridad para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental.

Parágrafo 1. De los recursos de que habla este artículo sólo se podrá destinar hasta el 10% para gastos de funcionamiento.

Parágrafo 2. Se entiende por saneamiento básico y mejoramiento ambiental la ejecución de obras de acueductos urbanos y rurales, alcantarillados, tratamientos de aguas y manejo y disposición de desechos líquidos y sólidos.

D. 1111/96, art. 2º

Parágrafo 3. En la transferencia a que hace relación este artículo, está comprendido el pago, por parte del sector hidroenergético, de la tasa por utilización de aguas de que habla el artículo 43.

Artículo 49. **De la obligatoriedad de la Licencia Ambiental.** La ejecución de obras, el establecimiento de industrias o el desarrollo de cualquier actividad, que de acuerdo con la ley y los reglamentos, pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje requerirán de una Licencia Ambiental.

Artículo 50. **De la Licencia Ambiental.** Se entiende por Licencia Ambiental la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de una obra o actividad, sujeta al cumplimiento por el beneficiario de la licencia de los requisitos que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales de la obra o actividad autorizada.

D. 2150/95, arts. 132 y 134

Artículo 51. **Competencia.** Las Licencias Ambientales serán otorgadas por el Ministerio del Medio Ambiente, las Corporaciones Autónomas Regionales y algunos municipios y distritos, de conformidad con lo previsto en esta ley.

En la expedición de las licencias ambientales y para el otorgamiento de los permisos, concesiones y autorizaciones se acatarán las disposiciones relativas al medio ambiente y al control, la preservación y la defensa del patrimonio ecológico, expedidas por las entidades territoriales de la jurisdicción respectiva

D. 2150/95, art. 135

Artículo 52. competencia del Ministerio del Medio Ambiente. El Ministerio del Medio Ambiente otorgará de manera privativa la Licencia Ambiental en los siguientes casos

1. Ejecución de obras y actividades de exploración, explotación, transporte, conducción y depósito de hidrocarburos y construcción de refinerías.
2. Ejecución de proyectos de gran minería.
3. Construcción de presas, represas o embalses con capacidad superior a doscientos millones de metros cúbicos, y construcción de centrales generadoras de energía eléctrica que excedan de 100.000 Kw de capacidad instalada así como el tendido de las líneas de transmisión del sistema nacional de interconexión eléctrica y proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes.
4. Construcción o ampliación de puertos marítimos de gran calado.
5. Construcción de aeropuertos internacionales.
6. Ejecución de obras públicas de las redes vial, fluvial y ferroviaria nacionales.
7. Construcción de distritos de riego para más de 20.000 hectáreas.
8. Producción e importación de pesticidas, y de aquellas sustancias, materiales o productos sujetos a controles por virtud de tratados, convenios y protocolos internacionales.
9. Proyectos que afecten el Sistema de Parques Nacionales Naturales.
10. Proyectos que adelanten las Corporaciones Autónomas Regionales a que hace referencia el numeral 19 del artículo 31 de la presente Ley.
11. Transvase de una cuenca a otra de corrientes de agua que excedan de 2 mt³/segundo durante los períodos de mínimo caudal.
12. Introducción al país de parentales para la reproducción de especies foráneas de fauna y flora silvestre que puedan afectar la estabilidad de los ecosistemas o de la vida salvaje.
13. Generación de energía nuclear.

Parágrafo 1. La facultad de otorgar licencias ambientales para la construcción de puertos se hará sin perjuicio de la competencia legal de la Superintendencia General de Puertos de otorgar concesiones

portuarias No obstante la licencia ambiental es prerequisite para el otorgamiento de concesiones portuarias

Parágrafo 2. El Ministerio del Medio Ambiente otorgará una Licencia Ambiental Global para la explotación de campos petroleros y de gas, sin perjuicio de la potestad de la autoridad ambiental para adicionar o establecer condiciones ambientales específicas requeridas en cada caso, dentro del campo de producción autorizado.

Paragrafo 3. Adicionado por el artículo 136 del Decreto 2150. La autoridad ambiental podrá otorgar una licencia ambiental global para la etapa de explotación minera, sin perjuicios de la potestad de ésta para adicionar o establecer condiciones ambientales específicas requeridas en cada caso dentro del área objeto del título minero.

Artículo 53. De la Facultad de las Corporaciones Autónomas Regionales para Otorgar Licencias Ambientales. El Gobierno Nacional por medio de reglamento establecerá los casos en que las Corporaciones Autónomas Regionales otorgarán Licencias Ambientales y aquellos en que se requiera Estudio de Impacto Ambiental y Diagnóstico Ambiental de Alternativas.

Artículo 54. Delegación. Las Corporaciones Autónomas Regionales podrán delegar en las entidades territoriales el otorgamiento de licencias, concesiones, permisos y autorizaciones que les corresponda expedir, salvo para la realización de obras o el desarrollo de actividades por parte de la misma entidad territorial.

Artículo 55. De las Competencias de las Grandes Ciudades. Los municipios, distritos y áreas metropolitanas cuya población urbana sea superior a 1.000.000 habitantes serán competentes, dentro de su perímetro urbano, para el otorgamiento de licencias ambientales, permisos, concesiones y autorizaciones cuya expedición no esté atribuida al Ministerio del Medio Ambiente.

Artículo 56. Del Diagnóstico Ambiental de Alternativas. En los proyectos que requieran Licencia Ambiental, el interesado deberá solicitar en la etapa de factibilidad a la autoridad ambiental competente, que ésta se pronuncie sobre la necesidad de presentar o no un Diagnóstico Ambiental de Alternativas. Con base en la información suministrada, la autoridad ambiental decidirá sobre la necesidad o no del mismo y definirá sus términos de referencia en un plazo no mayor de 30 días hábiles.

El Diagnóstico Ambiental de Alternativas incluirá información sobre la localización y características del entorno geográfico, ambiental y social de las alternativas del proyecto, además de un análisis comparativo de los efectos y riesgos inherentes a la obra o actividad, y de las posibles soluciones y medidas de control y mitigación para cada una de las alternativas.

Con base en el Diagnóstico Ambiental de Alternativas presentado, la autoridad elegirá, en un plazo no mayor de 60 días, la alternativa o las alternativas sobre las cuales deberá elaborarse el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental antes de otorgarse la respectiva licencia.

Parágrafo. Adicionado por el artículo 133 del Decreto 2150 de 1995. El Gobierno Nacional reglamentará los casos en los cuales la autoridad ambiental podrá prescindir de la exigencia del diagnóstico ambiental de alternativas.

Artículo 57. Del Estudio de Impacto Ambiental. Se entiende por Estudio de Impacto Ambiental e conjunto de la información que deberá presentar ante la autoridad ambiental competente el peticionario de una Licencia ambiental.

El Estudio de Impacto Ambiental contendrá información sobre la localización del proyecto, y los elementos abióticos, bióticos y socioeconómicos del medio que puedan sufrir deterioro por la respectiva obra o actividad, para cuya ejecución se pide la licencia, y la evaluación de los impactos que puedan producirse. Además, incluirá el diseño de los planes de prevención, mitigación, corrección y compensación de impactos y el plan de manejo ambiental de la obra o actividad.

La autoridad ambiental competente para otorgar la Licencia Ambiental fijará los términos de referencia de los estudios de impacto ambiental en un término que no podrá exceder de 60 días hábiles contados a partir de la solicitud por parte del interesado.

Artículo 58. Del Procedimiento para Otorgamiento de Licencias Ambientales. El interesado en el otorgamiento de una Licencia Ambiental presentará ante la autoridad ambiental competente la solicitud

acompañada del Estudio de Impacto Ambiental correspondiente para su evaluación. La autoridad competente dispondrá de 30 días hábiles para solicitar al interesado información adicional en caso de requerirse. Allegada la información requerida, la autoridad ambiental dispondrá de 15 días hábiles adicionales para solicitar a otras entidades o autoridades los conceptos técnicos o informaciones pertinentes, que deberán serle remitidos en un plazo no mayor de 60 días hábiles. Recibida la información o vencido el término del requerimiento de informaciones adicionales, la autoridad ambiental decidirá mediante resolución motivada sobre la viabilidad ambiental del proyecto o actividad y otorgará o negará la respectiva licencia ambiental en un término que no podrá exceder de 60 días hábiles.

Parágrafo. El Ministerio del Medio Ambiente dispondrá hasta de 120 días hábiles para otorgar la Licencia Ambiental Global y las demás de su competencia, contados a partir del acto administrativo de trámite que reconozca que ha sido reunida toda la información requerida, según el procedimiento previsto en este artículo.

Artículo 59. De la Licencia Ambiental Unica. A solicitud del peticionario, la autoridad ambiental competente incluirá en la Licencia Ambiental, los permisos, concesiones y autorizaciones necesarias para adelantar la obra o actividad.

En los casos en que el Ministerio del Medio Ambiente sea competente para otorgar la Licencia Ambiental, los permisos, concesiones y autorizaciones relacionados con la obra o actividad para cuya ejecución se pide la licencia, serán otorgados por el Ministerio del Medio Ambiente, teniendo en cuenta la información técnica suministrada por las Corporaciones Autónomas Regionales, las entidades territoriales correspondientes y demás entidades del Sistema Nacional del Ambiente.

Artículo 60. En la explotación minera a cielo abierto se exigirá, la restauración o la sustitución morfológica y ambiental de todo el suelo intervenido con la explotación, por cuenta del concesionario o beneficiario del título minero, quien la garantizará con una póliza de cumplimiento o con garantía bancaria. El Gobierno reglamentará el procedimiento para extender la póliza de cumplimiento o la garantía bancaria.

Artículo 61. Declárase la Sabana de Bogotá, sus páramos, aguas, valles aledaños, cerros circundantes y sistemas montañosos como de interés ecológico nacional, cuya destinación prioritaria será la agropecuaria y forestal.

El Ministerio del Medio Ambiente determinará las zonas en las cuales exista compatibilidad con las explotaciones mineras, con base en esta determinación, la Corporación Autónoma Regional de cundinamarca (CAR), otorgará o negará las correspondientes licencias ambientales.

Los municipios y el Distrito Capital, expedirán la reglamentación de los usos del suelo, teniendo en cuenta las disposiciones de que trata este artículo y las que a nivel nacional expida el Ministerio del Medio Ambiente.

Artículo 62. De la Revocatoria y Suspensión de las Licencias Ambientales. La autoridad ambiental, salvo los casos de emergencia, podrá mediante resolución motivada, sustentada en concepto técnico, revocar o suspender la Licencia Ambiental, los permisos, autorizaciones o concesiones para el uso o aprovechamiento de los recursos naturales y del medio ambiente, cuandoquiera que las condiciones y exigencias por ella establecidas no se estén cumpliendo conforme a los términos definidos en el acto de su expedición.

La revocatoria o suspensión de una Licencia Ambiental no requerirá consentimiento expreso o escrito del beneficiario de la misma.

La suspensión de obras por razones ambientales, en los casos en que lo autoriza la ley, deberá ser motivada y se ordenará cuando no exista licencia o cuando, previa verificación del incumplimiento, no se cumplan los requisitos exigidos en la Licencia Ambiental correspondiente.

Quedan subrogados los artículos 18, 27, 28 y 29 del Decreto legislativo 2811 de 1974.

...

Artículo 118. Vigencia. La presente Ley rige a partir de la fecha de su promulgación y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias, especialmente el artículo 12 de la Ley 56 de 1981, y los artículos 18, 27, 28 y 29 del Decreto Legislativo 2811 de 1974 y el artículo 23 de la Ley 47 de 1993.

El Presidente del honorable Senado de la República,

JORGE RAMON ELIAS NADER.

El Secretario General del honorable Senado de la República,

PEDRO PUMAREJO VEGA.

El Presidente de la honorable Cámara de Representantes,

FRANCISCO JOSE JATTIN SAFAR.

El Secretario General de la honorable Cámara de Representantes,

DIEGO VIVAS TAFUR.

REPUBLICA DE COLOMBIA - GOBIERNO NACIONAL

Publíquese y ejecútese.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., 22 de diciembre de 1993.

CESAR GAVIRIA TRUJILLO

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Rudolf Hommes Rodríguez.

El Ministro de Agricultura,

José Antonio Ocampo Gaviria.

LEY 142 DE 1994
(julio 11)

por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones

EL CONGRESO DE COLOMBIA

DECRETA:

**CAPITULO I
PRINCIPIOS GENERALES**

Artículo 1. Ambito de aplicación de la ley. Esta ley se aplica a los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural; a las actividades que realicen las personas prestadoras de servicios públicos de que trata el artículo 15 de la presente ley, y a las actividades complementarias definidas en el Capítulo II del presente título y a los otros servicios previstos en normas especiales de esta ley.

Arts. 14.20 y 14.21

Artículo 2. Intervención del Estado en los servicios públicos. El Estado intervendrá en los servicios públicos, conforme a las reglas de competencia de que trata esta ley, en el marco de lo dispuesto en los artículos 334, 336, y 365 a 370 de la Constitución Política, para los siguientes fines:

2.1.- Garantizar la calidad del bien objeto del servicio público y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios.

L. 143/94, art. 6, inc. 3

2.2. Ampliación permanente de la cobertura mediante sistemas que compensen la insuficiencia de la capacidad de pago de los usuarios.

2.3.- Atención prioritaria de las necesidades básicas insatisfechas en materia de agua potable y saneamiento básico.

2.4.- Prestación continua e ininterrumpida, sin excepción alguna, salvo cuando existan razones de fuerza mayor o caso fortuito o de orden técnico o económico que así lo exijan.

L. 143/94, art. 6, inc 4

2.5.- Prestación eficiente.

L. 143/94, art. 6, inc 2

2.6.- Libertad de competencia y no utilización abusiva de la posición dominante.

2.7.- Obtención de economías de escala comprobables.

2.8.- Mecanismos que garanticen a los usuarios el acceso a los servicios y su participación en la gestión y fiscalización de su prestación.

2.9.- Establecer un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos de acuerdo con los preceptos de equidad y solidaridad.

L. 143/94, arts. 1º, 3º y 4º y 6, inc. 7

Artículo 3. Instrumentos de la intervención estatal. Constituyen instrumentos para la intervención estatal en los servicios públicos todas las atribuciones y funciones asignadas a las entidades, autoridades y organismos de que trata esta ley, especialmente las relativas a las siguientes materias:

3.1.- Promoción y apoyo a personas que presten los servicios públicos.

3.2.- Gestión y obtención de recursos para la prestación de servicios.

3.3.- Regulación de la prestación de los servicios públicos teniendo en cuenta las características de cada región; fijación de metas de eficiencia, cobertura y calidad, evaluación de las mismas, y definición del régimen tarifario.

L. 143/94, art. 6, inc. 2

3.4.- Control y vigilancia de la observancia de las normas y de los planes y programas sobre la materia.

3.5.- Organización de sistemas de información, capacitación y asistencia técnica.

3.6.- Protección de los recursos naturales.

3.7.- Otorgamiento de subsidios a las personas de menores ingresos.

3.8.- Estímulo a la inversión de los particulares en los servicios públicos.

3.9.- Respeto del principio de neutralidad, a fin de asegurar que no exista ninguna práctica discriminatoria en la prestación de los servicios.

L. 143/94, art 6, inc. 6

Todas las decisiones de las autoridades en materia de servicios públicos deben fundarse en los motivos que determina esta ley; y los motivos que invoquen deben ser comprobables.

Todos los prestadores quedarán sujetos, en lo que no sea incompatible con la Constitución o con la ley, a todo lo que esta ley dispone para las empresas y sus administradores y, en especial, a las regulaciones de las comisiones, al control, inspección y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos, y a las contribuciones para aquéllas y ésta.

Artículo 4. Servicios Públicos Esenciales. Para los efectos de la correcta aplicación del inciso primero del artículo 56 de la Constitución Política de Colombia, todos los servicios públicos, de que trata la presente ley, se considerarán servicios públicos esenciales.

L. 143/94, art. 5°

Artículo 5. Competencia de los municipios en cuanto a la prestación de los servicios públicos. Es competencia de los municipios en relación con los servicios públicos, que ejercerán en los términos de la ley, y de los reglamentos que con sujeción a ella expidan los concejos

- 5.1.- Asegurar que se presten a sus habitantes, de manera eficiente, los servicios domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, y telefonía pública básica conmutada, por empresas de servicios públicos de carácter oficial, privado o mixto, o directamente por la administración central del respectivo municipio en los casos previstos en el artículo siguiente.
- 5.2.- Asegurar en los términos de esta ley, la participación de los usuarios en la gestión y fiscalización de las entidades que prestan los servicios públicos en el municipio.
- 5.3.- Disponer el otorgamiento de subsidios a los usuarios de menores ingresos, con cargo al presupuesto del municipio, de acuerdo con lo dispuesto en la ley 60/93 y la presente ley.
- 5.4.- Estratificar los inmuebles residenciales de acuerdo con las metodologías trazadas por el Gobierno Nacional.
- 5.5.- Establecer en el municipio una nomenclatura alfa numérica precisa, que permita individualizar cada predio al que hayan de darse los servicios públicos.
- 5.6.- Apoyar con inversiones y demás instrumentos descritos en esta ley a las empresas de servicios públicos promovidas por los departamentos y la Nación para realizar las actividades de su competencia.
- 5.7.- Las demás que les asigne la ley.

L. 143/94, art. 57

Artículo 6. Prestación directa de servicios por parte de los municipios. Los municipios prestarán directamente los servicios públicos de su competencia, cuando las características técnicas y económicas del servicio, y las conveniencias generales lo permitan y aconsejen, lo cual se entenderá que ocurre en los siguientes casos:

- 6.1.- Cuando, habiendo hecho los municipios invitación pública a las empresas de servicios públicos, no haya habido empresa alguna que se ofreciera a prestarlo;
- 6.2.- Cuando, no habiendo empresas que se ofrecieran a prestar el servicio, y habiendo hecho los municipios invitación pública a otros municipios, al Departamento del cual hacen parte, a la Nación y a otras personas públicas o privadas para organizar una empresa de servicios públicos que lo preste, no haya habido una respuesta adecuada;
- 6.3.- Cuando, aún habiendo empresas deseosas de prestar el servicio, haya estudios aprobados por el Superintendente que demuestren que los costos de prestación directa para el municipio serían inferiores a los de empresas interesadas, y que la calidad y atención para el usuario serían, por lo menos, iguales a las que tales empresas podrían ofrecer. Las Comisiones de Regulación establecerán las metodologías que permitan hacer comparables diferentes costos de prestación de servicios.
- 6.4.- Cuando los municipios asuman la prestación directa de un servicio público, la contabilidad general del municipio debe separarse de la que se lleve para la prestación del servicio; y si presta más de un servicio, la de cada uno debe ser independiente de la de los demás. Además, su contabilidad distinguirá entre los ingresos y gastos relacionados con dicha actividad, y las rentas tributarias o no tributarias que obtienen como autoridades políticas, de tal manera que la prestación de los servicios quede sometida a las mismas reglas que serían aplicables a otras entidades prestadoras de servicios públicos.

En el evento previsto en el inciso anterior, los municipios y sus autoridades quedarán sujetos, en lo que no sea incompatible con la Constitución o con la ley misma, a todo lo que esta ley dispone para las empresas y sus administradores y, en especial, a las regulaciones de las comisiones y al control, inspección, vigilancia y contribuciones de la Superintendencia de servicios públicos y de las comisiones. Pero los concejos determinarán si se requiere una junta para que el municipio preste directamente los servicios y, en caso afirmativo, ésta estará compuesta como lo dispone el artículo 27 de ésta ley.

Cuando un municipio preste en forma directa uno o más servicios públicos e incumpla las normas de calidad que las comisiones de regulación exijan de modo general, o suspenda el pago de sus obligaciones, o carezca de contabilidad adecuada después de dos años de entrar en vigencia esta ley o, en fin, viole en forma grave las obligaciones que ella contiene, el Superintendente, en defensa de los usuarios y para proteger la salud y bienestar de la comunidad, además de sancionar los alcaldes y administradores, podrá invitar, previa consulta al comité respectivo, cuando ellos estén conformados, a una empresa de servicios públicos para que ésta asuma la prestación del servicio, e imponer una servidumbre sobre los bienes municipales necesarios, para que ésta pueda operar.

De acuerdo con el artículo 336 de la Constitución Política, la autorización para que un municipio preste los servicios públicos en forma directa no se utilizará, en caso alguno, para constituir un monopolio de derecho.

L. 143/94, art. 57

ARTICULO 7. Competencia de los departamentos para la prestación de los servicios públicos. Son de competencia de los departamentos en relación con los servicios públicos, las siguientes funciones de apoyo y coordinación, que ejercerán en los términos de la ley, y de los reglamentos que con sujeción a ella expidan las asambleas:

- 7.1.- Asegurar que se presten en su territorio las actividades de transmisión de energía eléctrica, por parte de empresas oficiales, mixtas o privadas.
- 7.2.- Apoyar financiera, técnica y administrativamente a las empresas de servicios públicos que operen en el Departamento o a los municipios que hayan asumido la prestación directa, así como a las empresas organizadas con participación de la Nación o de los Departamentos para desarrollar las funciones de su competencia en materia de servicios públicos.
- 7.3.- Organizar sistemas de coordinación de las entidades prestadoras de servicios públicos y promover, cuando razones técnicas y económicas lo aconsejen, la organización de asociaciones de municipios para la prestación de servicios públicos, o la celebración de convenios interadministrativos para el mismo efecto.
- 7.4.- Las demás que les asigne la ley.

Arts. 128 a 133;**L. 143/94, arts. 55 a 65**

Artículo 8. Competencia de la Nación para la prestación de los servicios públicos. Es competencia de la Nación:

- 8.1.- En forma privativa, planificar, asignar, gestionar y controlar el uso del espectro electromagnético.
- 8.2.- En forma privativa planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas.
- 8.3.- Asegurar que se realicen en el país, por medio de empresas oficiales, mixtas o privadas, las actividades de generación e interconexión a las redes nacionales de energía eléctrica, la interconexión a la red pública de telecomunicaciones, y las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos y de redes para otros servicios que surjan por el desarrollo tecnológico y que requieran redes de interconexión, según concepto previo del Consejo Nacional de Política Económica y Social.

8.4.- Apoyar financiera, técnica y administrativamente a las empresas de servicios públicos o a los municipios que hayan asumido la prestación directa, así como a las empresas organizadas con participación de la Nación o de los Departamentos para desarrollar las funciones de su competencia en materia de servicios públicos y a las empresas cuyo capital pertenezca mayoritariamente a una o varias cooperativas o empresas asociativas de naturaleza cooperativa.

8.5.- Velar porque quienes prestan servicios públicos cumplan con las normas para la protección, la conservación o, cuando así se requiera, la recuperación de los recursos naturales o ambientales que sean utilizados en la generación, producción, transporte y disposición final de tales servicios.

8.6.- Prestar directamente cuando los departamentos y municipios no tengan la capacidad suficiente, los servicios de que trata la presente ley.

8.7.- Las demás que le asigne la ley.

L. 143/94, art. 57

Artículo 9. Derecho de los usuarios. Los usuarios de los servicios públicos tienen derecho, además de los consagrados en el Estatuto Nacional del Usuario y demás normas que consagren derechos a su favor.

9.1.- Obtener de las empresas la medición de sus consumos reales mediante instrumentos tecnológicos apropiados, dentro de plazos y términos que para los efectos fije la comisión reguladora, con atención a la capacidad técnica y financiera de las empresas o a las categorías de los municipios establecida por la ley.

9.2.- La libre elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes necesarios para su obtención o utilización.

9.3.- Obtener los bienes y servicios ofrecidos en calidad o cantidad superior a las proporcionadas de manera masiva, siempre que ello no perjudique a terceros y que el usuario asuma los costos correspondientes.

9.4.- Solicitar y obtener información completa, precisa y oportuna, sobre todas las actividades y operaciones directas o indirectas que se realicen para la prestación de los servicios públicos, siempre y cuando no se trate de información calificada como secreta o reservada por la ley y se cumplan los requisitos y condiciones que señale la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Parágrafo. Las comisiones de regulación, en el ejercicio de las funciones conferidas por las normas vigentes, no podrán desmejorar los derechos de los usuarios reconocidos por la ley.

Artículo 10. Libertad de empresa.- Es derecho de todas las personas organizar y operar empresas que tengan por objeto la prestación de los servicios públicos, dentro de los límites de la Constitución y la ley.

Artículo 11. Función social de la propiedad en las entidades prestadoras de servicios públicos. Para cumplir con la función social de la propiedad, pública o privada, las entidades que presten servicios públicos tienen las siguientes obligaciones:

11.1.- Asegurar que el servicio se preste en forma continua y eficiente, y sin abuso de la posición dominante que la entidad pueda tener frente al usuario o a terceros.

11.2.- Abstenerse de prácticas monopolísticas o restrictivas de la competencia, cuando exista, de hecho, la posibilidad de la competencia.

11.3.- Facilitar a los usuarios de menores ingresos el acceso a los subsidios que otorguen las autoridades.

11.4.- Informar a los usuarios acerca de la manera de utilizar con eficiencia y seguridad el servicio público respectivo.

11.5.- Cumplir con su función ecológica, para lo cual, y en tanto su actividad los afecte, protegerán la diversidad e integridad del ambiente, y conservarán las áreas de especial importancia ecológica, conciliando estos objetivos con la necesidad de aumentar la cobertura y la costeabilidad de los servicios por la comunidad.

11.6.- Facilitar el acceso e interconexión de otras empresas o entidades que prestan servicios públicos, o que sean grandes usuarios de ellos, a los bienes empleados para la organización y prestación de los servicios.

11.7.- Colaborar con las autoridades en casos de emergencia o de calamidad pública, para impedir perjuicios graves a los usuarios de servicios públicos.

11.8.- Informar el inicio de sus actividades a la respectiva Comisión de Regulación, y a la Superintendencia de Servicios Públicos, para que esas autoridades puedan cumplir sus funciones. Las empresas que a la expedición de esta ley estén funcionando deben informar de su existencia a estos organismos en un plazo máximo de sesenta (60) días.

11.9.- Las empresas de servicios serán civilmente responsables por los perjuicios ocasionados a los usuarios y están en la obligación de repetir contra los administradores, funcionarios y contratistas que sean responsables por dolo o culpa sin perjuicio de las sanciones penales a que haya lugar.

11.10.- Las demás previstas en esta ley y las normas concordantes y complementarias.

Parágrafo. Los actos administrativos de carácter individual no sancionatorios que impongan obligaciones o restricciones a quienes presten servicios públicos y afecten su rentabilidad, generen responsabilidad y derecho a indemnización, salvo que se trate de decisiones que se hayan dictado también para las demás personas ubicadas en la misma situación.

Artículo 12. Deberes especiales de los usuarios del sector oficial. El incumplimiento de las entidades oficiales de sus deberes como usuarios de servicios públicos, especialmente en lo relativo a la incorporación en los respectivos presupuestos de apropiaciones suficientes y al pago efectivo de los servicios utilizados, es causal de mala conducta para sus representantes legales y los funcionarios responsables, sancionable con destitución.

Artículo 13. Aplicación de los principios generales. Los principios que contiene este capítulo se utilizarán para resolver cualquier dificultad de interpretación al aplicar las normas sobre los servicios públicos a los que esta u otras leyes se refieren, y para suplir los vacíos que ellas presenten.

Art. 30;

L. 143/94, arts. 11, 83 y 96

**CAPITULO II.
DEFINICIONES ESPECIALES**

Artículo 14. Definiciones. Para interpretar y aplicar esta ley se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

14.1.- **Acometida.** Derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el registro de corte general. Para el caso de alcantarillado la acometida es la derivación que parte de la caja de inspección y llega hasta el colector de la red local.

D. 1555/90, art. 2º;

Res. MME 0 02360/79, art. 72

D. 1303/89, arts. 2º, 6º y 7º

14.2.- **Actividad complementaria de un servicio público.** Son las actividades a las que también se aplica esta ley, según la precisión que se hace adelante, al definir cada servicio público. Cuando en esta ley se mencionen los servicios públicos, sin hacer precisión especial, se entienden incluidas tales actividades.

**Arts. 4 y 14.25;
L. 143/94, art. 5º**

14.3.- **Costo mínimo optimizado:** es el que resulta de un plan de expansión de costo mínimo.

14.4.- **Economías de aglomeración.** Las que obtiene una empresa que produce o presta varios bienes o servicios.

14.5.- **Empresa de servicios públicos oficial.** Es aquella en cuyo capital la Nación, las entidades territoriales, o las entidades descentralizadas de aquella o estas tienen el 100% de los aportes.

14.6.- **Empresa de servicios públicos mixta.** Es aquella en cuyo capital la Nación, las entidades territoriales, o las entidades descentralizadas de aquella o éstas tienen aportes iguales o superiores al 50%.

14.7.- **Empresa de servicios públicos privada.** Es aquella cuyo capital pertenece mayoritariamente a particulares, o a entidades surgidas de convenios internacionales que deseen someterse íntegramente para estos efectos a las reglas a las que se someten los particulares.

14.8.- **Estratificación socioeconómica.** Es la clasificación de los inmuebles residenciales de un municipio, que se hace en atención a los factores y procedimientos que determina la ley.

14.9.- **Factura de servicios públicos.** Es la cuenta que una persona prestadora de servicios públicos entrega o remite al usuario, por causa del consumo y demás servicios inherentes en desarrollo de un contrato de prestación de servicios públicos.

14.10.- **Libertad regulada.** Régimen de tarifas mediante el cual la comisión de regulación respectiva fijará los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de servicios públicos domiciliarios pueden determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos al usuario o consumidor.

**Arts. 14.18 y 88;
L. 143/94, arts. 11, inc. 8º; 20 y 44**

14.11.- **Libertad vigilada.** Régimen de tarifas mediante el cual las empresas de servicios públicos domiciliarios pueden determinar libremente las tarifas de venta a medianos y pequeños consumidores, con la obligación de informar por escrito a las comisiones de regulación, sobre las decisiones tomadas sobre esta materia.

14.12.- **Plan de expansión de costo mínimo.** Plan de inversión a mediano y largo plazo, cuya factibilidad técnica, económica, financiera, y ambiental, garantiza minimizar los costos de expansión del servicio. Los planes oficiales de inversión serán indicativos y se harán con el propósito de garantizar continuidad, calidad, y confiabilidad en el suministro del servicio.

14.13.- **Posición dominante.** Es la que tiene una empresa de servicios públicos respecto a sus usuarios; y la que tiene una empresa, respecto al mercado de sus servicios y de los sustitutos próximos de éste, cuando sirve al 25% o más de los usuarios que conforman el mercado.

14.14.- **Prestación directa de servicios por un municipio.** Es la que asume un municipio, bajo su propia personalidad jurídica, con sus funcionarios y con su patrimonio.

14.15.- **Productor marginal, independiente o para uso particular.** Es la persona natural o jurídica que desee utilizar sus propios recursos para producir los bienes o servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos para sí misma o para una clientela compuesta principalmente por quienes tienen vinculación económica con ella o por sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal.

14.16.- **Red interna.** Es el conjunto de redes, tuberías, accesorios y equipos que integran el sistema de suministro del servicio público al inmueble a partir del medidor. Para edificios de propiedad horizontal o

condominios, es aquel sistema de suministro del servicio al inmueble a partir del registro de corte general cuando lo hubiere.

14.17.- **Red local.** Es el conjunto de redes o tuberías que conforman el sistema de suministro del servicio público a una comunidad en el cual se derivan las acometidas de los inmuebles. La construcción de estas redes se regirá por el Decreto 951 de 1989, siempre y cuando éste no contradiga lo definido en esta ley.

14.18.- **Regulación de los servicios públicos domiciliarios.** La facultad de dictar normas de carácter general, para someter la conducta de las personas que prestan los servicios públicos domiciliarios a las reglas, normas, principios y deberes establecidos por la ley y los reglamentos.

**Arts. 14.10 y 88;
L. 143/94, art. 20**

14.19.- **Saneamiento básico.** Son las actividades propias del conjunto de los servicios domiciliarios de alcantarillado y aseo.

14.20.- **Servicios públicos.** Son todos los servicios y actividades complementarias a los que se aplica esta ley.

Art. 1

14.21.- **Servicios públicos domiciliarios.** Son los servicios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, telefonía pública básica conmutada, telefonía móvil rural, y distribución de gas combustible, tal como se definen en este capítulo.

14.22.- **Servicio público domiciliario de acueducto.** Llamado también servicio público domiciliario de agua potable. Es la distribución municipal de agua apta para el consumo humano, incluida su conexión y medición. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias tales como captación de agua y su procesamiento, tratamiento, almacenamiento, conducción y transporte.

14.23.- **Servicio público domiciliario de alcantarillado.** Es la recolección municipal de residuos, principalmente líquidos, por medio de tuberías y conductos. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias de transporte, tratamiento y disposición final de tales residuos.

14.24.- **Servicio público domiciliario de aseo.** Es el servicio de recolección municipal de residuos, principalmente sólidos. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias de transporte, tratamiento, aprovechamiento y disposición final de tales residuos.

14.25.- **Servicio público domiciliario de energía eléctrica.** Es el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias de generación, de comercialización, de transformación, interconexión y transmisión.

**Arts. 4 y 14.2
L. 143/94, arts. 1,4, 5,6,7 y 85**

14.26.- **Servicio público domiciliario de telefonía pública básica conmutada.** Es el servicio básico de telecomunicaciones, uno de cuyos objetos es la transmisión conmutada de voz a través de la red telefónica conmutada con acceso generalizado al público, en un mismo municipio. También se aplicará esta ley a la actividad complementaria de telefonía móvil rural y al servicio de larga distancia nacional e internacional. Exceptúase la telefonía móvil celular, la cual se regirá, en todos sus aspectos por la ley 37 de 1993 y sus decretos reglamentarios o las normas que los modifiquen, complementen o sustituyan.

14.27.- **Servicio público de larga distancia nacional e internacional.** Es el servicio público de telefonía básica conmutada que se presta entre localidades del territorio nacional o entre estas en conexión con el exterior.

14.28.- Servicio público domiciliario de gas combustible. Es el conjunto de actividades ordenadas a la distribución de gas combustible, por tubería u otro medio, desde un sitio de acopio de grandes volúmenes o desde un gasoducto central hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición. También se aplicará esta ley a las actividades complementarias de comercialización desde la producción y transporte de gas por un gasoducto principal, o por otros medios, desde el sitio de generación hasta aquel en donde se conecte a una red secundaria.

Arts. 1,4,14.2,14.20 y 14.21

14.29.- Subsidio. Diferencia entre lo que se paga por un bien o servicio, y el costo de éste, cuando tal costo es mayor al pago que se recibe.

**Arts. 67.4 y 99;
L. 143/94, art. 47;
L.286/96, art. 1º**

14.30.- Superintendencia de servicios públicos. Es una persona de derecho público adscrita al Ministerio de Desarrollo que tendrá las funciones y la estructura que la ley determina. En la presente ley se aludirá a ella por su nombre, o como "Superintendencia de servicios públicos" o simplemente, "Superintendencia".

Arts. 75 a 81

14.31.- Suscriptor. Persona natural o jurídica con la cual se ha celebrado un contrato de condiciones uniformes de servicios públicos.

14.32.- Suscriptor Potencial. Persona que ha iniciado consultas para convertirse en usuario de los servicios públicos

14.33.- Usuario. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se denomina también consumidor.

14.34.- Vinculación económica. Se entiende que existe vinculación económica en todos los casos que definen las legislaciones comercial y tributaria. En caso de conflicto, se preferirá esta última.

L. 222/95, arts. 26, 27 y 28;

TITULO I DE LAS PERSONAS PRESTADORAS DE SERVICIOS PUBLICOS

Artículo 15. Personas que prestan servicios públicos. Pueden prestar los servicios públicos:

15.1.- Las empresas de servicios públicos.

15.2.- Las personas naturales o jurídicas que produzcan para ellas mismas, o como consecuencia o complemento de su actividad principal, los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicios públicos.

15.3.- Los municipios cuando asuman en forma directa, a través de su administración central, la prestación de los servicios públicos, conforme a lo dispuesto en esta ley.

15.4.- Las organizaciones autorizadas conforme a esta ley para prestar servicios públicos en municipios menores en zonas rurales y en áreas o zonas urbanas específicas.

15.5.- Las entidades autorizadas para prestar servicios públicos durante los períodos de transición previstos en esta ley.

15.6.- Las entidades descentralizadas de cualquier orden territorial o nacional que al momento de expedirse esta ley estén prestando cualquiera de los servicios públicos y se ajusten a lo establecido en el párrafo del Artículo 17.

Artículo 16. Aplicación de la ley a los productores de servicios marginales, independiente o para uso particular. Los productores de servicios marginales o para uso particular se someterán a los artículos 25 y 26 de esta ley. Y estarán sujetos también a las demás normas pertinentes de esta ley, todos los actos o contratos que celebren para suministrar los bienes o servicios cuya prestación sea parte del objeto de las empresas de servicios públicos, a otras personas en forma masiva, o a cambio de cualquier clase de remuneración, o gratuitamente a quienes tengan vinculación económica con ellas según la ley, o en cualquier manera que pueda reducir las condiciones de competencia. Las personas jurídicas a las que se refiere este artículo, no estarán obligadas a organizarse como empresas de servicios públicos, salvo por orden de una comisión de regulación. En todo caso se sobreentiende que los productores de servicios marginales, independientes o para uso particular de energía eléctrica están sujetos a lo dispuesto en el artículo 45 de la ley 99 de 1993.

Parágrafo. Cuando haya servicios públicos disponibles de acueducto y saneamiento básico será obligatorio vincularse como usuario y cumplir con los deberes respectivos, o acreditar que se dispone de alternativas que no perjudiquen a la comunidad. La Superintendencia de Servicios Públicos será la entidad competente para determinar si la alternativa propuesta no causa perjuicios a la comunidad.

Las autoridades de policía, de oficio o por solicitud de cualquier persona procederán a sellar los inmuebles residenciales o abiertos al público, que estando ubicados en zonas en las que se pueden recibir los servicios de acueducto y saneamiento básico no se hayan hecho usuarios de ellos y conserven tal carácter.

CAPITULO I REGIMEN JURIDICO DE LAS EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS

Artículo 17. Naturaleza. Las empresas de servicios públicos son sociedades por acciones cuyo objeto es la prestación de los servicios públicos de que trata esta ley.

Parágrafo 1. Las entidades descentralizadas de cualquier orden territorial o nacional, cuyos propietarios no deseen que su capital esté representado en acciones, deberán adoptar la forma de empresa industrial y comercial del estado.

**Art. 180;
L. 286/96, art. segundo
L. 143/94, art. 75**

Mientras la ley a la que se refiere el artículo 352 de la Constitución Política no disponga otra cosa, sus presupuestos serán aprobados por las correspondientes juntas directivas. En todo caso, el régimen aplicable a las entidades descentralizadas de cualquier nivel territorial que presten servicios públicos, en todo lo que no disponga directamente la Constitución, será el previsto en esta ley. La Superintendencia de Servicios Públicos podrá exigir modificaciones en los estatutos de las entidades descentralizadas que presten servicios públicos y no hayan sido aprobados por el Congreso, si no se ajustan a lo dispuesto en esta ley.

L. 143/94, art. 8º, inc. segundo

Parágrafo 2. Las empresas oficiales de servicios públicos deberán, al finalizar el ejercicio fiscal, constituir reservas para rehabilitación, expansión y reposición de los sistemas.

Artículo 18. Objeto. La empresa de servicios públicos tiene como objeto la prestación de uno o más de los servicios públicos a los que se aplica esta ley, o realizar una o varias de las actividades complementarias, o una y otra cosa.

Las comisiones de regulación podrán obligar a una empresa de servicios públicos a tener un objeto exclusivo cuando establezcan que la multiplicidad del objeto limita la competencia y no produce economías de escala o de aglomeración en beneficio del usuario. En todo caso, las empresas de servicios públicos que tengan objeto social múltiple deberán llevar contabilidad separada para cada uno de los servicios que presten; y el costo y la modalidad de las operaciones entre cada servicio deben registrarse de manera explícita.

Las empresas de servicios públicos podrán participar como socias en otras empresas de servicios públicos; o en las que tengan como objeto principal la prestación de un servicio o la provisión de un bien indispensable para cumplir su objeto, si no hay ya una amplia oferta de este bien o servicio en el mercado. Podrán también asociarse, en desarrollo de su objeto, con personas nacionales o extranjeras, o formar consorcios con ellas.

Parágrafo. Independientemente de su objeto social, todas las personas jurídicas están facultadas para hacer inversiones en empresas de servicios públicos. En el objeto de las comunidades organizadas siempre se entenderá incluida la facultad de promover y constituir empresas de servicios públicos, en las condiciones de esta ley y de la ley que las regule. En los concursos públicos a los que se refiere esta ley se preferirá a las empresas en que tales comunidades tengan mayoría, si estas empresas se encuentran en igualdad de condiciones con los demás participantes.

Artículo 19. Régimen jurídico de las empresas de servicios públicos. Las empresas de servicios públicos se someterán al siguiente régimen jurídico:

19.1.- El nombre de la empresa deberá ser seguido por las palabras "empresa de servicios públicos" o de las letras "E.S.P."

19.2.- La duración podrá ser indefinida.

19.3.- Los aportes de capital podrán pertenecer a inversionistas nacionales o extranjeros.

19.4.- Los aumentos del capital autorizado podrán disponerse por decisión de la Junta Directiva, cuando se trate de hacer nuevas inversiones en la infraestructura de los servicios públicos de su objeto, y hasta por el valor que aquellas tengan. La empresa podrá ofrecer, sin sujeción a las reglas de oferta pública de valores ni a las previstas en los artículos 851, 853, 855, 856 y 858 del Código de Comercio, las nuevas acciones a los usuarios que vayan a ser beneficiarios de las inversiones, quienes en caso de que las adquieran, las pagarán en los plazos que la empresa establezca, simultáneamente con las facturas del servicio.

19.5.- Al constituir la empresa, los socios acordarán libremente la parte del capital autorizado que se suscribe.

19.6.- Serán libres la determinación de la parte del valor de las acciones que deba pagarse en el momento de la suscripción, y la del plazo para el pago de la parte que salga a deberse. Pero la empresa informará, siempre, en sus estados financieros, qué parte de su capital ha sido pagado y cual no.

19.7.- El avalúo de los aportes en especie que reciban las empresas no requiere aprobación de autoridad administrativa alguna; podrá hacerse por la asamblea preliminar de accionistas fundadores, con el voto de las dos terceras partes de los socios, o por la Junta Directiva, según dispongan los estatutos. En todo caso los avalúos estarán sujetos a control posterior de la autoridad competente.

19.8.- Las empresas podrán funcionar aunque no se haya hecho el registro prescrito en el artículo 756 del Código Civil para los actos relacionados con la propiedad inmueble, relacionados con su constitución. Es deber de los aportantes y de los administradores emplear la mayor diligencia para conseguir que se hagan tales registros, y mientras ello no ocurra, no se tendrán por pagados los aportes respectivos. Quienes se aprovechen de la ausencia de registro para realizar acto alguno de disposición o gravamen respecto de los

bienes o derechos que sobre tales bienes tenga la empresa, en perjuicio de ella, cometen delito de estafa, y el acto respectivo será absolutamente nulo.

19.9.- En las asambleas los socios podrán emitir tantos votos como correspondan a sus acciones; pero todas las decisiones requieren el voto favorable de un número plural de socios.

19.10.- La emisión y colocación de acciones no requiere autorización previa de ninguna autoridad; pero si se va a hacer oferta pública de ellas a personas distintas de los usuarios que hayan de beneficiarse con inversiones en infraestructura se requiere inscripción en el Registro Nacional de Valores.

19.11.- Las actas de las asambleas deberán conservarse; y se deberá enviar copia de ellas y de los balances y estados de pérdidas y ganancias a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. La Superintendencia tendrá en relación con los balances y el estado de pérdidas y ganancias las facultades de que trata el artículo 448 del Código de Comercio. También será necesario remitir dichos documentos a la entidad pública que tenga la competencia por la prestación del servicio o a la comisión de regulación cuando alguna de ellas o un socio lo soliciten.

19.12.- La empresa no se disolverá sino por las causales previstas en los numerales 1 y 2 del artículo 457 del Código de Comercio, o en el evento de que todas las acciones suscritas lleguen a pertenecer a un accionista.

L. 143/94, art. 75, parág.

19.13.- Si se verifica una de las causales de disolución, los administradores están obligados a realizar aquellos actos y contratos que sean indispensables para no interrumpir la prestación de los servicios a cargo de la empresa, pero darán aviso inmediato a la autoridad competente para la prestación del servicio y a la Superintendencia de servicios públicos, y convocarán inmediatamente a la asamblea general para informar de modo completo y documentado dicha situación. De ninguna manera se ocultará a los terceros con quienes negocie la sociedad la situación en que esta se encuentra; el ocultamiento hará solidariamente responsables a los administradores por las obligaciones que contraigan y los perjuicios que ocasionen.

19.14.- Derogado inexecutable por la Corte Constitucional Sentencia C-242/97, de mayo 20 de 1997. En los estatutos se advertirá que las diferencias que ocurran a los asociados entre sí o con la sociedad, con motivo del contrato social, han de someterse a la decisión arbitral; las decisiones de los árbitros estarán sujetas a control judicial por medio del recurso de anulación del laudo o del recurso extraordinario de revisión, en los casos y por los procedimientos previstos en las leyes.

19.15.- En lo demás, las empresas de servicios públicos se regirán por las reglas del Código de Comercio sobre sociedades anónimas.

19.16.- La composición de las juntas directivas de las empresas que presten servicios públicos domiciliarios se regirá únicamente por la ley y sus estatutos en los cuales se establecerá que en ellas exista representación directamente proporcional a la propiedad accionaria.

19.17.- El en caso de empresas mixtas, cuando el aporte estatal consista en el usufructo de los bienes vinculados a la prestación del servicio público, su suscripción, avalúo y pago, se regirán íntegramente por el derecho privado, aporte que de acuerdo con lo dispuesto en el Código de Comercio, incluirá la regulación de las obligaciones del usufructuario, en especial en lo que se refiere a las expensas ordinarias de conservación y a las causales de la restitución de los bienes aportados.

Artículo 20. Régimen de las empresas de servicios públicos en municipios menores y zonas rurales. Las empresas de servicios públicos que operen exclusivamente en uno de los municipios clasificados como menores según la ley, y de acuerdo a reglamentación previa de la comisión reguladora pertinente, podrán apartarse de lo previsto en el artículo precedente en los siguientes aspectos:

20.1.- Podrán constituirse por medio de documento privado, que debe cumplir con las estipulaciones del artículo 110 del Código de Comercio, en lo pertinente, y funcionar con dos o más socios.

20.2.- Los títulos representativos de capital que expidan podrán ser objeto de endoso en administración para celebrar respecto a ellos el contrato de depósito de valores, prescindiendo de si están o no inscritos en el Registro Nacional de Valores.

Es deber de los alcaldes, personeros e inspectores de policía custodiar temporalmente, por petición de los tenedores, los títulos a los que se refiere el inciso anterior, y atender las instrucciones de los tenedores, para facilitar su depósito, en una sociedad administradora de depósitos centrales de valores.

Los mismos funcionarios tomarán las medidas que les permitan verificar la legitimidad, integridad y autenticidad de los valores que se les encomienden, y expedirán el correspondiente recibo de constancia, con copia para los tenedores y su archivo.

El Gobierno reglamentará la materia.

Artículo 21. Administración común. La comisión de regulación respectiva podrá autorizar a una empresa de servicios públicos a tener administradores comunes con otra que opere en un territorio diferente, en la medida en la que ello haga más eficiente las operaciones y no reduzca la competencia.

Artículo 22. Régimen de funcionamiento. Las empresas de servicios públicos debidamente constituidas y organizadas no requieren permiso para desarrollar su objeto social, pero para poder operar deberán obtener de las autoridades competentes, según sea el caso, las concesiones, permisos y licencias de que tratan los artículos 25 y 26 de esta ley, según la naturaleza de sus actividades.

Artículo 23. Ambito territorial de operación. Las empresas de servicios públicos pueden operar en igualdad de condiciones en cualquier parte del país, con sujeción a las reglas que rijan en el territorio del correspondiente departamento o municipio.

Igualmente, conforme a lo dispuesto por las normas cambiarias o fiscales, las empresas podrán desarrollar su objeto en el exterior sin necesidad de permiso adicional de las autoridades colombianas.

La obtención en el exterior de agua, gas combustible, energía o acceso a redes, para beneficio de usuarios en Colombia, no estará sujeta a restricciones ni a contribución alguna arancelaria o de otra naturaleza, ni a permisos administrativos distintos de los que se apliquen a actividades internas de la misma clase, pero sí a las normas cambiarias y fiscales comunes. Las comisiones de regulación, sin embargo, podrán prohibir que se facilite a usuarios en el exterior el agua, el gas combustible, la energía, o el acceso a redes, cuando haya usuarios en Colombia a quienes exista la posibilidad física y financiera de atender, pero cuya demanda no hubiese sido satisfecha a las tarifas que resulten de las fórmulas aprobadas por las comisiones.

Artículo 24. Régimen tributario. Todas las entidades prestadoras de servicios públicos están sujetas al régimen tributario nacional y de las entidades territoriales, pero se observarán estas reglas especiales:

24.1.- Los departamentos y los municipios no podrán gravar a las empresas de servicios públicos con tasas, contribuciones o impuestos que no sean aplicables a los demás contribuyentes que cumplan funciones industriales o comerciales.

24.2.- Por un período de siete años exímase a las empresas de servicios públicos domiciliarios de orden municipal, sean ellas de naturaleza privada, oficial o mixta, del pago del impuesto de renta y complementarios sobre las utilidades que se capitalicen o que se constituyan en reservas para la rehabilitación, extensión y reposición de los sistemas.

24.3.- Las empresas de servicios públicos domiciliarios no estarán sometidas a la renta presuntiva establecida en el Estatuto Tributario vigente.

24.4.- Por un término de diez años a partir de la vigencia de esta ley, las cooperativas, sus asociaciones, uniones, ligas centrales, organismos de grado superior de carácter financiero, instituciones auxiliares del cooperativismo, confederaciones cooperativas y, en general, todas las empresas asociativas de naturaleza cooperativa podrán deducir de la renta bruta las inversiones que realicen en empresas de servicios públicos.

24.5 - La exención del impuesto de timbre que contiene el Estatuto Tributario en el artículo 530, numeral 17, para los acuerdos celebrados entre acreedores y deudores de un establecimiento, con intervención de la superintendencia bancaria, cuando ésta se halle en posesión de dicho establecimiento, se aplicará a los acuerdos que se celebren con ocasión de la iliquidez o insolvencia de una empresa de servicios públicos, que haya dado lugar a la toma de posesión o a la orden de liquidación de la empresa.

Artículo 25. Concesiones, y permisos ambientales y sanitarios. Quienes presten servicios públicos requieren contratos de concesión, con las autoridades competentes según la ley, para usar las aguas; para usar el espectro electromagnético en la prestación de servicios públicos requerirán licencia o contrato de concesión.

Deberán además, obtener los permisos ambientales y sanitarios que la índole misma de sus actividades haga necesarios, de acuerdo con las normas comunes.

Asimismo, es obligación de quienes presten servicios públicos, invertir en el mantenimiento y recuperación del bien público explotado a través de contratos de concesión.

Si se trata de la prestación de los servicios de agua potable o saneamiento básico, de conformidad con la distribución de competencias dispuestas por la ley, las autoridades competentes verificarán la idoneidad técnica y solvencia financiera del solicitante para efectos de los procedimientos correspondientes.

Art. 39.1;
L. 143/94, arts. 55 a 65

Artículo 26. Permisos municipales. En cada municipio, quienes prestan servicios públicos estarán sujetos a las normas generales sobre la planeación urbana, la circulación y el tránsito, el uso del espacio público, y la seguridad y tranquilidad ciudadanas; y las autoridades pueden exigirles garantías adecuadas a los riesgos que creen.

Los municipios deben permitir la instalación permanente de redes destinadas a las actividades de empresas de servicios públicos, o a la provisión de los mismos bienes y servicios que estas proporcionan, en la parte subterránea de las vías, puentes, ejidos, andenes y otros bienes de uso público. Las empresas serán, en todo caso, responsables por todos los daños y perjuicios que causen por la deficiente construcción u operación de sus redes.

Las autoridades municipales en ningún caso podrán negar o condicionar a las empresas de servicios públicos las licencias o permisos para cuya expedición fueren competentes conforme a la ley, por razones que hayan debido ser consideradas por otras autoridades competentes para el otorgamiento de permisos, licencias o concesiones, ni para favorecer monopolios o limitar la competencia.

CAPITULO II.

PARTICIPACION DE ENTIDADES PUBLICAS EN EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS.

Artículo 27. Reglas especiales sobre la participación de entidades públicas. La Nación, las entidades territoriales, y las entidades descentralizadas de cualquier nivel administrativo que participen a cualquier título en el capital de las empresas de servicios públicos, están sometidas a las siguientes reglas especiales:

27.1.- No podrán otorgar ni recibir de las empresas privilegio o subsidio distinto de los que en esta ley se precisan.

27.2.- Podrán enajenar sus aportes, para lo cual se tendrán en cuenta sistemas que garanticen una adecuada publicidad y la democratización de la propiedad de conformidad con esta ley y en desarrollo del precepto contenido en el artículo 60 de la Constitución Política.

27.3.- Deberán exigir a las empresas de servicios públicos, una administración profesional, ajena a intereses partidistas, que tenga en cuenta las necesidades de desarrollo del servicio en el mediano y largo plazo. Al mismo tiempo es derecho suyo fijar los criterios de administración y de eficiencia específicos que deben

buscar en tales empresas las personas que representen sus derechos en ellas, en concordancia con los criterios generales que fijen las comisiones de regulación.

Para estos efectos, las entidades podrán celebrar contratos de fiducia o mandato para la administración profesional de sus acciones en las empresas de servicios públicos, con las personas que hagan las ofertas mas convenientes, previa invitación pública.

27.4.- En las empresas de servicios públicos con aportes oficiales son bienes de la Nación, de las entidades territoriales, o de las entidades descentralizadas, los aportes hechos por ellas al capital, los derechos que ellos confieren sobre el resto del patrimonio, y los dividendos que puedan corresponderles. A tales bienes, y a los actos o contratos que versen en forma directa, expresa y exclusiva sobre ellos, se aplicará la vigilancia de la Contraloría General de la República, y de las contralorías departamentales y municipales, mientras las empresas no hagan uso de la autorización que se concede en el inciso siguiente.

El control podrá ser realizado por empresas privadas colombianas escogidas por concurso público de méritos y contratadas previo concepto del Consejo de Estado o del Tribunal Administrativo competente, según se trate de acciones o aportes nacionales o de las entidades territoriales.

Art. 50

27.5.- Las autoridades de las entidades territoriales, sin perjuicio de las competencias asignadas por la ley, garantizarán a las empresas oficiales de servicios públicos, el ejercicio de su autonomía administrativa y la continuidad en la gestión gerencial que demuestre eficacia y eficiencia. No podrán anteponer a tal continuidad gerencial, intereses ajenos a los de la buena prestación del servicio.

27.6.- Los miembros de las juntas directivas de las empresas oficiales de los servicios públicos domiciliarios serán escogidos por el Presidente, el gobernador o el alcalde, según se trate de empresas nacionales, departamentales o municipales de servicios públicos domiciliarios. En el caso de las Juntas Directivas de las Empresas oficiales de los Servicios Públicos Domiciliarios del orden Municipal, estos serán designados así: dos terceras partes serán designados libremente por el Alcalde y la otra tercera parte escogida entre los vocales de control registrados por los Comités de Desarrollo y Control Social de los Servicios Públicos Domiciliarios.

27.7.- Los aportes efectuados por la nación, las entidades territoriales y las entidades descentralizadas de cualquier nivel administrativo a las empresas de servicios públicos, se regirán en un todo por las normas del derecho privado.

CAPITULO III LOS BIENES DE LAS EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS

Artículo 28. Redes. Todas las empresas tienen el derecho a construir, operar y modificar sus redes e instalaciones para prestar los servicios públicos, para lo cual cumplirán con los mismos requisitos, y ejercerán las mismas facultades que las leyes y demás normas pertinentes establecen para las entidades oficiales que han estado encargadas de la prestación de los mismos servicios, y las particulares previstas en esta ley.

Las empresas tienen la obligación de efectuar el mantenimiento y reparación de las redes locales, cuyos costos serán a cargo de ellas.

Las comisiones de regulación pueden exigir que haya posibilidad de interconexión y de homologación técnica de las redes, cuando sea indispensable para proteger a los usuarios, para garantizar la calidad del servicio o para promover la competencia. Pero en ningún caso exigirán características específicas de redes o sistemas mas allá de las que sean necesarias para garantizar la interconectabilidad de servicios análogos o el uso coordinado de recursos. Las comisiones podrán exigir, igualmente, que la construcción y operación de redes y medios de transporte para prestar los servicios públicos no sea parte del objeto de las mismas empresas que tienen a su cargo la distribución y, además, conocerán en apelación los recursos contra los actos de cualquier autoridad que se refieran a la construcción u operación de redes. La construcción y

operación de redes para el transporte y distribución de agua, residuos, electricidad, gas, telefonía pública básica conmutada, y telefonía local móvil en el sector rural, así como el señalamiento de las tarifas por su uso, se regirán exclusivamente por esta ley y por las normas ambientales, sanitarias y municipales a las que se alude en los artículos 25 y 26 de esta ley.

Artículo 29. Amparo policivo. Las autoridades nacionales, departamentales y municipales, tanto civiles como de policía, inmediatamente se lo solicite una empresa de servicios públicos, le prestarán su apoyo para hacer que se le restituyan los inmuebles que los particulares hayan ocupado contra la voluntad o sin conocimiento de la empresa; o para que cesen los actos que entorpezcan o amenacen perturbar, en cualquier tiempo, el ejercicio de sus derechos.

La autoridad respectiva ordenará el retiro de los ocupantes del inmueble o el cese de la perturbación, o de la amenaza de ella, conminando a los perturbadores con multas de uno (1) a cinco (5) salarios mínimos mensuales, por cada semana o fracción de demora transcurrida desde la fecha de la respectiva resolución, y sin perjuicio de otras medidas previstas en las leyes. En todo caso, en ejercicio de tales procedimientos, se respetará el principio del debido proceso garantizado por el artículo 29° de la Constitución Política.

L. 56/81, art. 15

D. 2024/82, art. 38

TITULO II. REGIMEN DE ACTOS Y CONTRATOS DE LAS EMPRESAS

CAPITULO I. NORMAS GENERALES

Artículo 30. Principios de interpretación. Las normas que esta ley contiene sobre contratos se interpretarán de acuerdo con los principios que contiene el título preliminar; en la forma que mejor garantice la libre competencia y que mejor impida los abusos de la posición dominante, tal como ordena el artículo 333 de la Constitución Política; y que mas favorezca la continuidad y calidad en la prestación de los servicios.

Arts. 13 y 133;

L. 143/94, arts. 11,43,83 y 96

Artículo 31. Concordancia con el Estatuto General de la Contratación Pública. Los contratos que celebren las entidades estatales que prestan los servicios públicos a los que se refiere esta ley, y que tengan por objeto la prestación de esos servicios, se regirán por el parágrafo 1 del artículo 32 de la ley 80 de 1993 y por la presente ley, salvo en lo que la presente ley disponga otra cosa.

Las comisiones de regulación podrán hacer obligatoria la inclusión, en ciertos tipos de contratos de cualquier empresa de servicios públicos, de cláusulas exorbitantes y podrán facultar, previa consulta expresa, que se incluyan en los demás. Cuando la inclusión sea forzosa, todo lo relativo a tales cláusulas se regirá, en cuanto sea pertinente, por lo dispuesto en la ley 80 de 1993, y los actos en los que se ejerciten esas facultades estarán sujetos al control de la jurisdicción contencioso administrativa.

Art. 35.

Artículo 32. Régimen de derecho privado para los actos de las empresas. Salvo en cuanto la Constitución Política o esta ley dispongan expresamente lo contrario, la constitución, y los actos de todas las empresas de servicios públicos, así como los requeridos para la administración y el ejercicio de los derechos de todas las personas que sean socias de ellas, en lo no dispuesto en esta ley, se regirán exclusivamente por las reglas del derecho privado.

La regla precedente se aplicará, inclusive, a las sociedades en las que las entidades públicas sean parte, sin atender al porcentaje que sus aportes representen dentro del capital social, ni a la naturaleza del acto o del derecho que se ejerce.

Se entiende que la autorización para que una entidad pública haga parte de una empresa de servicios públicos organizada como sociedad por acciones, faculta a su representante legal, de acuerdo con los estatutos de la entidad, para realizar respecto de la sociedad, las acciones y los derechos inherentes a ellas todos los actos que la ley y los estatutos permiten a los socios particulares.

L. 143/94, arts. 8º, parág. y 76

Artículo 33. Facultades especiales por la prestación de servicios públicos. Quienes presten servicios públicos tienen los mismos derechos y prerrogativas que esta ley u otras anteriores, confieren para el uso del espacio público, para la ocupación temporal de inmuebles, y para promover la constitución de servidumbres o la enajenación forzosa de los bienes que se requiera para la prestación del servicio; pero estarán sujetos al control de la jurisdicción en lo contencioso administrativo sobre la legalidad de sus actos, y a responsabilidad por acción u omisión en el uso de tales derechos.

Res. MME 002360/76, arts. 2º a 17

Artículo 34. Prohibición de prácticas discriminatorias, abusivas o restrictivas. Las empresas de servicios públicos, en todos sus actos y contratos, deben evitar privilegios y discriminaciones injustificados, y abstenerse de toda práctica que tenga la capacidad, el propósito o el efecto de generar competencia desleal o de restringir en forma indebida la competencia.

Se consideran restricciones indebidas a la competencia, entre otras, las siguientes:

- 34.1.- El cobro de tarifas que no cubran los gastos de operación de un servicio;
- 34.2.- La prestación gratuita o a precios o tarifas inferiores al costo, de servicios adicionales a los que contempla la tarifa;
- 34.3.- Los acuerdos con otras empresas para repartirse cuotas o clases de servicios, o para establecer tarifas, creando restricciones de oferta o elevando las tarifas por encima de lo que ocurriría en condiciones de competencia;
- 34.4.- Cualquier clase de acuerdo con eventuales opositores o competidores durante el trámite de cualquier acto o contrato en el que deba haber citaciones al público o a eventuales competidores, y que tenga como propósito o como efecto modificar el resultado que se habría obtenido en plena competencia;
- 34.5.- Las que describe el Título V del Libro I del Decreto 410 de 1971 (Código de Comercio) sobre competencia desleal;
- 34.6.- El abuso de la posición dominante al que se refiere el artículo 133 de esta ley, cualquiera que sea la otra parte contratante y en cualquier clase de contratos.

**Art. 133;
L. 143/94, art. 43**

Artículo 35. Deber de buscar entre el público las mejores condiciones objetivas. Las empresas de servicios públicos que tengan posición dominante en un mercado, y cuya principal actividad sea la distribución de bienes o servicios provistos por terceros, tendrán que adquirir el bien o servicio que distribuyan por medio de procedimientos que aseguren posibilidad de concurrencia a los eventuales contratistas, en igualdad de condiciones. En estos casos, y en los de otros contratos de las empresas, las comisiones de regulación podrán exigir, por vía general, que se celebren previa licitación pública, o por medio de otros procedimientos que estimulen la concurrencia de oferentes.

**Art. 93;
L. 143/94, art. 84**

Artículo 36. Reglas contractuales especiales. Se aplicarán a los contratos de las empresas de servicios públicos las siguientes reglas especiales:

- 36.1.- Podrá convenirse que la constitución en mora no requiera pronunciamiento judicial.
- 36.2.- Las donaciones que se hagan a las empresas de servicios públicos no requieren insinuación judicial.
- 36.3.- A falta de estipulación de las partes, se entiende que se causan intereses corrientes a una tasa mensual igual al promedio de las tasas activas del mercado y por la mora, a una tasa igual a la máxima permitida por la ley para las obligaciones mercantiles.
- 36.4.- Si una de las partes renuncia total o parcialmente, y en forma temporal o definitiva, a uno de sus derechos contractuales, ello no perjudica a los demás, y mientras tal renuncia no lesione a la otra parte, no requiere el consentimiento de ésta, ni formalidad o solemnidad alguna.
- 36.5.- La negociación, celebración y modificación de los contratos de garantía que se celebren para proteger a las empresas de servicios públicos se someterán a las reglas propias de tales contratos aun si, para otros efectos, se considera que son parte integrante del contrato que garantizan.
- 36.6.- Está prohibido a las instituciones financieras celebrar contratos con empresas de servicios públicos oficiales para facilitarles recursos, cuando se encuentren incumpliendo los indicadores de gestión a los que deben estar sujetas, mientras no acuerden un plan de recuperación con la comisión encargada de regularlas.

Artículo 37. Desestimación de la personalidad interpuesta. Para los efectos de analizar la legalidad de los actos y contratos de las empresas de servicios públicos, de las comisiones de regulación, de la Superintendencia y de las demás personas a las que esta ley crea incompatibilidades o inhabilidades, debe tenerse en cuenta quiénes son, sustancialmente, los beneficiarios reales de ellos, y no solamente las personas que formalmente los dictan o celebran. Por consiguiente, las autoridades administrativas y judiciales harán prevalecer el resultado jurídico que se obtenga al considerar el beneficiario real, sin perjuicio del derecho de las personas de probar que actúan en procura de intereses propios, y no para hacer fraude a la ley.

Artículo 38. Efectos de nulidad sobre actos y contratos relacionados con servicios públicos. La anulación judicial de un acto administrativo relacionado con servicios públicos solo producirá efectos hacia el futuro. Si al declararse la nulidad se ordena el restablecimiento del derecho o la reparación del daño, ello se hará en dinero si es necesario, para no perjudicar la prestación del servicio al público ni los actos o contratos celebrados de buena fe.

CAPITULO II. CONTRATOS ESPECIALES PARA LA GESTION DE LOS SERVICIOS PUBLICOS

Artículo 39. Contratos especiales. Para los efectos de la gestión de los servicios públicos se autoriza la celebración, entre otros, de los siguientes contratos especiales:

39.1.- Contratos de concesión para el uso de recursos naturales o del medio ambiente. El contrato de concesión de aguas, es un contrato limitado en el tiempo, que celebran las entidades a las que corresponde la responsabilidad de administrar aquellas, para facilitar su explotación o disfrute. En estos contratos se pueden establecer las condiciones en las que el concesionario devolverá el agua después de haberla usado.

El acceso al espectro electromagnético para el servicio público de telecomunicaciones puede otorgarse por medio de un contrato de concesión, de acuerdo con la ley 80 de 1993 y las leyes especiales pertinentes, pero sin que se aplique el artículo 19 de la ley 80 de 1993 a bienes distintos de los estatales.

La remuneración que se pacte por una concesión o licencia ingresará al presupuesto de la entidad pública que celebre el contrato o expida el acto.

Cuando las autoridades competentes consideren que es preciso realizar un proyecto de interés nacional para aprovechamiento de aguas, o para proyectos de saneamiento, podrán tomar la iniciativa de invitar públicamente a las empresas de servicios públicos para adjudicar la concesión respectiva.

Las concesiones de agua caducarán a los tres años de otorgadas, si en ese lapso no se hubieren hecho inversiones capaces de permitir su aprovechamiento económico dentro del año siguiente, o del período que determine de modo general, según el tipo de proyecto, la comisión reguladora.

Los contratos de concesión a los que se refiere este numeral se regirán por las normas especiales sobre las materias respectivas.

L. 143/94, arts. 8º, 55 a 65 y 76

39.2.- Contratos de administración profesional de acciones. Son aquellos celebrados por las entidades públicas que participan en el capital de empresas de servicios públicos, para la administración o disposición de sus acciones, aportes o inversiones en ellas, con sociedades fiduciarias, corporaciones financieras, organismos cooperativos de grado superior de carácter financiero, o sociedades creadas con el objeto exclusivo de administrar empresas de servicios públicos. Las tarifas serán las que se determinen en un proceso de competencia para obtener el contrato.

En estos contratos puede encargarse también al fiduciario o mandatario de vender las acciones de las entidades públicas en las condiciones y por los procedimientos que el contrato indique.

A los representantes legales y a los miembros de juntas directivas de las entidades que actúen como fiduciarios o mandatarios para administrar acciones de empresas de servicios públicos se aplicará el régimen de incompatibilidades e inhabilidades de los funcionarios que hayan celebrado con ellos el contrato respectivo, en relación con tales empresas.

39.3.- Contratos de las entidades oficiales para transferir la propiedad o el uso y goce de los bienes que destina especialmente a prestar los servicios públicos, concesiones o similares; o para encomendar a terceros cualquiera de las actividades que ellas hayan realizado para prestar los servicios públicos; o para permitir que uno o más usuarios realicen las obras necesarias para recibir un servicio que las entidades oficiales estén prestando; o para recibir de uno o más usuarios el valor de las obras necesarias para prestar un servicio que las entidades oficiales estén prestando; o para pagar con acciones de empresas los bienes o servicios que reciban.

39.4.- Contratos en virtud de los cuales dos o más entidades prestadoras de servicios públicos o éstas con grandes proveedores o usuarios, regulan el acceso compartido o de interconexión de bienes indispensables para la prestación de servicios públicos, mediante el pago de remuneración o peaje razonable.

Este contrato puede celebrarse también entre una empresa de servicios públicos y cualquiera de sus grandes proveedores o usuarios.

Si las partes no se convienen, en virtud de esta ley la comisión de regulación podrá imponer una servidumbre de acceso o de interconexión a quien tenga el uso del bien.

39.5.- Contratos para la extensión de la prestación de un servicio que, en principio, sólo beneficia a una persona, en virtud del cual ésta asume el costo de las obras respectivas y se obliga a pagar a la empresa el

valor definido por ella, o se obliga a ejecutar independientemente las obras requeridas conforme al proyecto aprobado por la empresa.

Parágrafo. Salvo los contratos de que trata el numeral 39.1., todos aquellos a los que se refiere este artículo se regirán por el derecho privado. Los que contemplan los numerales 39.1., 39.2. y 39.3., no podrán ser cedidos a ningún título, ni podrán darse como garantía, ni ser objeto de ningún otro contrato, sin previa y expresa aprobación de la otra parte.

Cuando cualquiera de los contratos a que este capítulo se refiere permita al contratista cobrar tarifas al público, que estén sujetas a regulación, el proponente debe incluir en su oferta la fórmula tarifaria que aplicaría.

Artículo 40. Areas de Servicio exclusivo. Por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura de los servicios públicos de acueducto y alcantarillado, saneamiento ambiental, distribución domiciliaria de gas combustible por red y distribución domiciliaria de energía eléctrica, se pueda extender a las personas de menores ingresos, la entidad o entidades territoriales competentes, podrán establecer mediante invitación pública, áreas de servicio exclusivas, en las cuales podrá acordarse que ninguna otra empresa de servicios públicos pueda ofrecer los mismos servicios en la misma área durante un tiempo determinado. Los contratos que se suscriban deberán en todo caso precisar el espacio geográfico en el cual se prestará el servicio, los niveles de calidad que debe asegurar el contratista y las obligaciones del mismo respecto del servicio. También podrán pactarse nuevos aportes públicos para extender el servicio.

Parágrafo 1. La comisión de regulación respectiva definirá, por vía general, cómo se verifica la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos; definirá los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos; y, antes de que se abra una licitación que incluya estas cláusulas dentro de los contratos propuestos, verificará que ellas sean indispensables para asegurar la viabilidad financiera de la extensión de la cobertura a las personas de menores ingresos.

Parágrafo 2. Derogado por el artículo séptimo de la Ley 286 de 1996.

**TITULO III.
REGIMEN LABORAL**

Artículo 41. Aplicación del Código Sustantivo del Trabajo. Las personas que presten sus servicios a las empresas de servicios públicos privadas o mixtas, tendrán el carácter de trabajadores particulares y estarán sometidas a las normas del Código Sustantivo del Trabajo y a lo dispuesto en esta ley. Las personas que presten sus servicios a aquellas empresas que a partir de la vigencia de esta ley se acojan a lo establecido en el parágrafo del artículo 17º., se regirán por las normas establecidas en el inciso primero del artículo 5º. del decreto-ley 3135 de 1968.¹

Artículo 42. Incentivos. Las empresas de servicios públicos pueden adoptar planes de incentivos, para remunerar a todos quienes prestan servicios en ellas en función del desempeño y de los resultados de utilidades y de cobertura obtenidos.

¹. "La normatividad contenida en el artículo 41 de la Ley 142 de 1994 debe entenderse referida en lo pertinente al inciso 2º del artículo 5º del decreto 3135 de 1968". Consejo de Estado, Sala de Consulta y Servicio Civil, julio 19 de 1995 (Rad. 704).

Artículo 43. Atención de obligaciones pensionales. Las empresas de servicios públicos afiliarán a todos los trabajadores que vinculen a partir de la vigencia de esta ley, a una entidad especializada en la atención de pensiones a la cual harán los aportes que de acuerdo a la ley les correspondan; y no podrán asumir directamente las obligaciones pensionales.

Tratándose de los trabajadores ya vinculados a la vigencia de esta ley, para continuar prestando el servicio las personas prestadoras deben demostrar, en las condiciones y oportunidad señaladas por la respectiva comisión de regulación, que han hecho las provisiones financieras indispensables para atender las obligaciones pensionales.

Artículo 44. Conflicto de intereses; inhabilidades e incompatibilidades. Para los efectos del funcionamiento de las empresas de servicios públicos y de las autoridades competentes en la materia, se establecen las siguientes inhabilidades e incompatibilidades:

44.1.- Salvo excepción legal, no podrán participar en la administración de las comisiones de regulación y de la Superintendencia de Servicios Públicos, ni contribuir con su voto o en forma directa o indirecta a la adopción de sus decisiones, las empresas de servicios públicos, sus representantes legales, los miembros de sus juntas directivas, las personas naturales que posean acciones en ellas, y quienes posean más del 10% del capital de sociedades que tengan vinculación económica con empresas de servicios públicos.

44.2.- No podrá prestar servicios públicos a las comisiones de regulación ni a la Superintendencia de Servicios Públicos, ninguna persona que haya sido administrador o empleado de una empresa de servicios públicos antes de transcurrir un año de terminada su relación con la empresa ni los cónyuges o compañeros permanentes de tales personas, ni sus parientes dentro del tercer grado de consanguinidad, segundo de afinidad o primero civil. Esta misma inhabilidad se predica de los empleados de las comisiones o de la Superintendencia, sus cónyuges o parientes en los mismos grados, respecto de empleos en las empresas.

Sin embargo, las personas aludidas pueden ejercitar ante las comisiones de regulación y ante la Superintendencia su derecho a pedir informaciones, a hacer peticiones, y a formular observaciones o a transmitir informaciones respecto a las decisiones que allí se tomen, o a los proyectos de decisiones que se les consulten.

44.3.- No puede adquirir partes del capital de las entidades oficiales que prestan los servicios a los que se refiere esta ley y que se ofrezcan al sector privado, ni poseer por sí o por interpuesta persona más del 1% de las acciones de una empresa de servicios públicos, ni participar en su administración o ser empleados de ella, ningún funcionario de elección popular, ni los miembros o empleados de las comisiones de regulación, ni quienes presten sus servicios en la Superintendencia de Servicios Públicos, o en los Ministerios de Hacienda, Salud, Minas y Energía, Desarrollo y Comunicaciones, ni en el Departamento Nacional de Planeación, ni quienes tengan con ellos los vínculos conyugales, de unión o de parentesco arriba dichos. Si no cumplieren con las prohibiciones relacionadas con la participación en el capital en el momento de la elección, el nombramiento o la posesión, deberán desprenderse de su interés social dentro de los tres meses siguientes al día en el que entren a desempeñar sus cargos; y se autoriza a las empresas a adquirir tales intereses, si fuere necesario, con recursos comunes, por el valor que tuviere en libros. Se exceptúa de lo dispuesto, la participación de alcaldes, gobernadores y ministros, cuando ello corresponda, en las Juntas Directivas de las empresas oficiales y mixtas.

44.4.- Sin perjuicio de lo dispuesto en otras normas de esta ley, en los contratos de las entidades estatales que presten servicios públicos se aplicarán las reglas sobre inhabilidades e incompatibilidades previstas en la ley 80 de 1993, en cuanto sean pertinentes.

Arts. 66, 79.1, 81, 82 y 110

TITULO IV OTRAS DISPOSICIONES

CAPITULO I. DEL CONTROL DE GESTION Y RESULTADOS

Artículo 45. Principios rectores del control. El propósito esencial del control empresarial es hacer coincidir los objetivos de quienes prestan servicios públicos con sus fines sociales y su mejoramiento estructural, de forma que se establezcan criterios claros que permitan evaluar sus resultados. El control empresarial es paralelo al control de conformidad o control numérico formal y complementario de éste.

El control debe lograr un balance, integrando los instrumentos existentes en materia de vigilancia, y armonizando la participación de las diferentes instancias de control.

Corresponde a las comisiones de regulación, teniendo en cuenta el desarrollo de cada servicio público y los recursos disponibles en cada localidad, promover y regular el balance de los mecanismos de control, y a la Superintendencia supervisar el cumplimiento del balance buscado.

Artículo 46. Control interno. Se entiende por control interno el conjunto de actividades de planeación y ejecución, realizado por la administración de cada empresa para lograr que sus objetivos se cumplan.

El control interno debe disponer de medidas objetivas de resultado, o indicadores de gestión, alrededor de diversos objetivos, para asegurar su mejoramiento y evaluación.

Artículo 47. Participación de la Superintendencia. Es función de la Superintendencia velar por la progresiva incorporación y aplicación del control interno en las empresas de servicios públicos. Para ello vigilará que se cumplan los criterios, evaluaciones, indicadores y modelos que definan las comisiones de regulación, y podrá apoyarse en otras entidades oficiales o particulares.

Artículo 48. Facultades para asegurar el control interno. Las empresas de servicios públicos podrán contratar con entidades privadas la definición y diseño de los procedimientos de control interno, así como la evaluación periódica de su cumplimiento, de acuerdo siempre a las reglas que establezcan las comisiones de regulación.

Artículo 49. Responsabilidad por el control interno.- El control interno es responsabilidad de la gerencia de cada empresa de servicios públicos. La auditoría interna cumple responsabilidades de evaluación y vigilancia del control interno delegadas por la gerencia. La organización y funciones de la auditoría interna serán determinadas por cada empresa de servicios públicos.

Artículo 50. Control fiscal. La vigilancia de la gestión fiscal de las empresas de servicios públicos, cuando se haga por parte de empresas contratadas para el efecto, incluye el ejercicio de un control financiero, de gestión, de legalidad y de resultados.

Art. 27.4

Artículo 51. Auditoría externa. Independientemente de los controles interno y fiscal, todas las empresas de servicios públicos están obligadas a contratar una auditoría externa de gestión y resultados con personas privadas especializadas. Cuando una empresa de servicios públicos quiera cambiar a sus auditores externos, deberá solicitar permiso a la Superintendencia, informándole sobre las causas que la llevaron a esa decisión. La Superintendencia podrá negar la solicitud mediante resolución motivada.

La Auditoría externa obrará en función tanto de los intereses de la empresa y de sus socios como del beneficio que efectivamente reciben los usuarios y, en consecuencia, está obligada a informar a la Superintendencia las situaciones que pongan en peligro la viabilidad financiera de una empresa, las fallas

que encuentren en el control interno, y en general, las apreciaciones de evaluación sobre el manejo de la empresa. En todo caso, deberán elaborar además, al menos una vez al año, una evaluación del manejo de la empresa.

Parágrafo. A criterio de la Superintendencia, las entidades oficiales que presten los servicios públicos de que trata la presente ley quedarán eximidas de contratar este control si demuestran que el control fiscal e interno de que son objeto satisfacen a cabalidad los requerimientos de un control eficiente.

Artículo 52. Concepto de control de gestión y resultados. El control de gestión y de resultados es un proceso que, dentro de directrices de planeación estratégica, busca que las metas sean congruentes con las previsiones.

Las comisiones de regulación definirán los criterios, características, indicadores y modelos de carácter obligatorio que permitan evaluar la gestión y resultados de las empresas.

PARAGRAFO: Las empresas de servicios públicos presentarán ante las oficinas o unidades de planeación o la unidad administrativa que haga sus veces en el respectivo ministerio, para su aprobación, un plan de gestión y resultados de corto, mediano y largo plazo, que sirva de base para el control que deben ejercer las auditorías externas. Este plan deberá evaluarse y actualizarse anualmente, teniendo como base esencial lo definido por las comisiones de regulación de acuerdo con el inciso anterior. Estas oficinas de planeación o similares deberán establecer los mecanismos para el cumplimiento de esta norma en un término no inferior a seis (6) meses después de la vigencia de esta ley.

CAPITULO II. INFORMACION DE LAS EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS

Artículo 53. Sistemas de Información. Corresponde a la Superintendencia de Servicios Públicos, en desarrollo de sus funciones de inspección y vigilancia, establecer los sistemas de información que deben organizar y mantener actualizados las empresas de servicios públicos para que su presentación al público sea confiable.

En todo caso, las evaluaciones que los auditores externos hagan de las empresas de servicios públicos, deberán ser publicadas por lo menos anualmente en medios masivos de comunicación en el territorio donde prestan el servicio, si los hubiere. Esta evaluación debe ser difundida ampliamente entre los usuarios.

Las entidades encargadas de prestar los servicios públicos domiciliarios deberán informar periódicamente de manera precisa, la utilización que dieron a los subsidios presupuestales.

Art. 67.7;
D. 2119/92, arts. 14 y 15;
D. 1253/93, arts. 15 a 18;
L. 143/94, art. 38;
Res. MME 3293/88

Artículo 54. Funciones de las cámaras de comercio. Las cámaras de comercio tendrán, además de las que les señala el artículo 86 del Código de Comercio, la función de realizar todos los actos similares a los que ya les han sido encomendados, y que resulten necesarios para que las empresas de servicios públicos y las demás personas que presten servicios públicos cumplan con los deberes y ejerciten los derechos de los comerciantes que surgen para ellos de esta ley.

Artículo 55. Funciones de las instituciones financieras. Todas las instituciones financieras podrán prestar aquellos de los servicios de centrales de valores que sean estrictamente necesarios para los efectos

del Artículo 20 de esta ley; en tal evento, y para estos propósitos, quedarán sometidas al control de la Superintendencia Nacional de Valores, que lo ejercerá en consulta y con la colaboración de la Superintendencia Bancaria.

CAPITULO III. DE LAS EXPROPIACIONES Y SERVIDUMBRES

Artículo 56. Declaratoria de utilidad pública e interés social para la prestación de servicios públicos. Declárase de utilidad pública e interés social la ejecución de obras para prestar los servicios públicos y la adquisición de espacios suficientes para garantizar la protección de las instalaciones respectivas. Con ambos propósitos podrán expropiarse bienes inmuebles.

Artículo 57. Facultad de imponer servidumbres, hacer ocupaciones temporales y remover obstáculos. Cuando sea necesario para prestar los servicios públicos, las empresas podrán pasar por predios ajenos, por una vía aérea, subterránea o superficial, las líneas, cables o tuberías necesarias; ocupar temporalmente las zonas que requieran en esos predios; remover los cultivos y los obstáculos de toda clase que se encuentren en ellos; transitar, adelantar las obras y ejercer vigilancia en ellos; y, en general, realizar en ellos todas las actividades necesarias para prestar el servicio. El propietario del predio afectado tendrá derecho a indemnización de acuerdo a los términos establecidos en la ley 56 de 1981, de las incomodidades y perjuicios que ello le ocasione.

Las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica y gas combustible, conducciones de acueducto, alcantarillado y redes telefónicas, podrán atravesar los ríos, caudales, líneas férreas, puentes, calles, caminos y cruzar acueductos, oleoductos, y otras líneas o conducciones. La empresa interesada, solicitará el permiso a la entidad pública correspondiente; si no hubiere ley expresa que indique quien debe otorgarlo, lo hará el municipio en el que se encuentra el obstáculo que se pretende atravesar.

Art. 117 a 120;
L. 126/38, art. 18
L. 56/81, arts. 28 a 31
D. 2024/82, art. 42;
D. 2580/85
Res. CREG 003/94, art. 20

CAPITULO IV. TOMA DE POSESION DE LAS EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS

Artículo 58. Medidas preventivas. Cuando quienes prestan servicios públicos incumplan de manera reiterada, a juicio de la Superintendencia, los índices de eficiencia, los indicadores de gestión y las normas de calidad definidos por ella, ésta podrá ordenar la separación de los gerentes o de miembros de las juntas directivas de la empresa de los cargos que ocupan.

Artículo 59. Causales, modalidad y duración. El Superintendente de servicios públicos podrá tomar posesión de una empresa, en los siguientes casos:

59.1.- Cuando la empresa no quiera o no pueda prestar el servicio público con la continuidad y calidad debidas, y la prestación sea indispensable para preservar el orden público o el orden económico, o para evitar perjuicios graves e indebidos a los usuarios o a terceros. 59.2.- Cuando sus administradores persistan en violar en forma grave las normas a las que deben estar sujetos, o en incumplir sus contratos. 59.3.- Cuando sus administradores hayan rehusado dar información veraz, completa y oportuna a una comisión reguladora o a la Superintendencia, o a las personas a quienes éstas hayan confiado la responsabilidad de obtenerla.

59.4.- Cuando se declare la caducidad de uno de los permisos, licencias o concesiones que la empresa de servicios públicos haya obtenido para adelantar sus actividades, si ello constituye indicio serio de que no está en capacidad o en ánimo de cumplir los demás y de acatar las leyes y normas aplicables.

59.5.- En casos de calamidad o de perturbación del orden público;

59.6.- Cuando, sin razones técnicas, legales o económicas de consideración sus administradores no quisieren colaborar para evitar a los usuarios graves problemas derivados de la imposibilidad de otra empresa de servicios públicos para desempeñarse normalmente.

59.7.- Si, en forma grave, la empresa ha suspendido o se teme que pueda suspender el pago de sus obligaciones mercantiles.

59.8.- Cuando la empresa entre en proceso de liquidación.

Artículo 60. Efectos de la toma de posesión. Como consecuencia de la toma de posesión se producirán los siguientes efectos:

60.1.- El Superintendente al tomar posesión, deberá celebrar un contrato de fiducia, en virtud del cual se encargue a una entidad fiduciaria la administración de la empresa en forma temporal.

60.2.- Cuando la toma de posesión tenga como causa circunstancias imputables a los administradores o accionistas de la empresa, el Superintendente definirá un tiempo prudencial para que se superen los problemas que dieron origen a la medida. Si transcurrido ese lapso no se ha solucionado la situación, el Superintendente ordenará al fiduciario que liquide la empresa.

60.3.- Si se encuentra que la empresa ha perdido cualquier parte de su capital, previo concepto de la comisión respectiva, el Superintendente podrá ordenar la reducción simplemente nominal del capital social, la cual se hará sin necesidad de recurrir a su asamblea o a la aceptación de los acreedores.

CAPITULO V LIQUIDACION DE LAS EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS

Artículo 61. Continuidad en la prestación del servicio. Cuando por voluntad de los socios, por configurarse una causal de disolución o por decisión del Superintendente de Servicios Públicos, una empresa de servicios públicos entre en proceso de liquidación, el representante legal o el revisor fiscal deberá dar aviso a la autoridad competente para la prestación del respectivo servicio, para que ella asegure que no se interrumpa la prestación del servicio. Si no se toman las medidas correctivas previstas en el artículo 220 del Código de Comercio, la liquidación continuará en la forma prevista en la ley. La autoridad competente procederá a celebrar los contratos que sean necesarios con otras empresas de servicios públicos para que sustituyan a la empresa en proceso de liquidación o a asumir directamente en forma total o parcial las actividades que sean indispensables para asegurar la continuidad en la prestación del servicio, en concordancia con la entidad fiduciaria designada en desarrollo del proceso de toma de posesión de la empresa en liquidación. Tales contratos y acciones no se afectarán como consecuencia de las nulidades que, eventualmente, puedan declararse respecto de los demás actos relacionados con la toma de posesión o liquidación de la empresa; ni los nuevos contratistas responderán, en ningún caso, mas allá de los términos de su relación contractual, por las obligaciones de la empresa en liquidación.

TITULO V REGULACION, CONTROL Y VIGILANCIA DEL ESTADO EN LOS SERVICIOS PUBLICOS.

CAPITULO I CONTROL SOCIAL DE LOS SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS

Artículo 62. Organización. En desarrollo del artículo 369 de la Constitución Política de Colombia, en todos los municipios deberán existir "Comités de Desarrollo y Control Social de los Servicios Públicos Domiciliarios" compuestos por usuarios, suscriptores o suscriptores potenciales de uno o más de los servicios públicos a los que se refiere esta ley, sin que por el ejercicio de sus funciones se causen honorarios.

D. 1429/95

La iniciativa para la conformación de los comités corresponde a los usuarios, suscriptores o suscriptores potenciales. El número de miembros de los comités será el que resulte de dividir la población del respectivo municipio o distrito por 10.000, pero no podrá ser inferior a cincuenta (50). Para el Distrito Capital el número mínimo de miembros será de doscientos (200).

Para ser miembro de un "Comité de Desarrollo y Control Social", se requiere ser usuario, suscriptor o suscriptor potencial del respectivo servicio público domiciliario, lo cual se acreditará ante la Asamblea y el respectivo Comité, con el último recibo de cobro o, en el caso de los suscriptores potenciales, con la solicitud debidamente radicada en la respectiva empresa.

La participación de un usuario, suscriptor o de un suscriptor potencial en todas las Asambleas y deliberaciones de un "Comité de Desarrollo y Control Social" será personal e indelegable.

Los Comités se darán su propio reglamento y se reunirán en el día, lugar y hora que acuerden sus miembros según registro firmado por todos los asistentes que debe quedar en el Acta de la reunión.

Una vez constituido un comité, es deber de las autoridades municipales y de las empresas de servicios públicos ante quien soliciten inscripción reconocerlos como tales. Para lo cual se verificará, entre otras cosas que un mismo usuario, suscriptor o suscriptor potencial no pertenezca a más de un comité de un mismo servicio público domiciliario.

Cada uno de los comités elegirán, entre sus miembros y por decisión mayoritaria, a un "Vocal de Control", quien actuará como su representante ante las personas prestadoras de los servicios públicos de que trata la presente ley, ante las entidades territoriales y ante las autoridades nacionales en lo que tiene que ver con dichos servicios públicos. Este "vocal" podrá ser removido en cualquier momento por el comité, en decisión mayoritaria de sus miembros.

Las elecciones del Vocal de Control podrán impugnarse ante el Personero del Municipio donde se realice la Asamblea de elección y las decisiones de éste serán apelables ante la Superintendencia de Servicios Públicos.

D. 1429/95, art. 11

En las elecciones a que se refiere el presente artículo, será causal de mala conducta para cualquier servidor público y, en general, para cualquier funcionario de una persona prestadora de uno o varios de los servicios públicos a que se refiere la presente ley, entorpecer o dilatar la elección, coartar la libertad de los electores o intervenir de cualquier manera en favor o en contra de los candidatos.

Corresponderá al alcalde de cada municipio o distrito velar por la conformación de los comités.

Artículo 63. Funciones. Con el fin de asegurar la participación de los usuarios en la gestión y fiscalización de las empresas de servicios públicos domiciliarios, los comités de desarrollo y control social de los servicios públicos domiciliarios ejercerán las siguientes funciones especiales:

63.1.- Proponer a las empresas de servicios públicos domiciliarios los planes y programas que consideren necesarios para resolver las deficiencias en la prestación de los servicios públicos domiciliarios.

63.2.- Procurar que la comunidad aporte los recursos necesarios para la expansión o el mejoramiento de los servicios públicos domiciliarios, en concertación con las empresas de servicios públicos domiciliarios y los municipios.

63.3.- Solicitar la modificación o reforma de las decisiones que se adopten en materia de estratificación.

63.4.- Estudiar y analizar el monto de los subsidios que debe conceder el municipio con sus recursos presupuestales a los usuarios de bajos ingresos; examinar los criterios y mecanismos de reparto de esos subsidios; y proponer las medidas que sean pertinentes para el efecto.

63.5.- Declarado inexecutable por la Corte Constitucional. Sentencia C-599/96 de noviembre 6 de 1996. *Solicitar al Personero la imposición de multas hasta de diez salarios mínimos mensuales, a las empresas que presten servicios públicos domiciliarios en su territorio por las infracciones a esta ley, o a las normas especiales a las que deben estar sujetas, cuando de ella se deriven perjuicios para los usuarios.*

Art. 82

D. 1429/95, art. 8º, Lit. f

Artículo 64. Funciones del «vocal de control». Los vocales de los comités cumplirán las siguientes funciones:

64.1.- Informar a los usuarios acerca de sus derechos y deberes en materia de servicios públicos domiciliarios, y ayudarlos a defender aquellos y cumplir éstos.

64.2.- Recibir informes de los usuarios acerca del funcionamiento de las empresas de servicios públicos domiciliarios, y evaluarlos; y promover frente a las empresas y frente a las autoridades municipales, departamentales y nacionales las medidas correctivas, que sean de competencia de cada una de ellas.

64.3.- Dar atención oportuna a todas las consultas y tramitar las quejas y denuncias que plantee en el comité cualquiera de sus miembros.

64.4.- Rendir al comité informe sobre los aspectos anteriores, recibir sus opiniones, y preparar las acciones que sean necesarias.

Es obligación de las empresas de servicios públicos domiciliarios tramitar y responder las solicitudes de los vocales.

Artículo 65. Las autoridades y la participación de los usuarios. Para la adecuada instrumentación de la participación ciudadana corresponde a las autoridades:

65.1.- Las autoridades municipales deberán realizar una labor amplia y continua de concertación con la comunidad para implantar los elementos básicos de las funciones de los comités y capacitarlos y asesorarlos permanentemente en su operación.

65.2.- Los departamentos tendrán a su cargo la promoción y coordinación del sistema de participación, mediante una acción extensiva a todo su territorio.

En coordinación con los municipios y la Superintendencia, deberán asegurar la capacitación de los vocales dotándolos de instrumentos básicos que les permitan organizar mejor su trabajo y contar con la información necesaria para representar a los comités:

65.3.- La Superintendencia tendrá a su cargo el diseño y la puesta en funcionamiento de un sistema de vigilancia y control que permita apoyar las tareas de los comités de desarrollo y control social de los

servicios públicos domiciliarios. Deberá proporcionar a las autoridades territoriales, el apoyo técnico necesario, la tecnología, la capacitación, la orientación y los elementos de difusión necesarios para la promoción de la participación de la comunidad.

Artículo 66. Incompatibilidades e inhabilidades. Las personas que cumplan la función de vocales de los comités de desarrollo de los servicios públicos domiciliarios, sus cónyuges y compañeros permanentes, y sus parientes dentro del tercer grado de consanguinidad, segundo de afinidad y primero civil, así como quienes sean sus socios en sociedades de personas, no podrán ser socios ni participar en la administración de las empresas de servicios públicos que desarrollen sus actividades en el respectivo municipio, ni contratar con ellas, con las comisiones de regulación ni con la Superintendencia de Servicios Públicos.

La incompatibilidad e inhabilidad se extenderá hasta dos años después de haber cesado el hecho que le dio origen.

La celebración de los contratos de servicios públicos o, en general, de los que se celebren en igualdad de condiciones con quien los solicite, no da lugar a aplicar estas incompatibilidades o inhabilidades.

CAPITULO II. DE LOS MINISTERIOS

Artículo 67. Funciones de los Ministerios en relación con los servicios públicos. El Ministerio de Minas y Energía, el de Comunicaciones y el de Desarrollo, tendrán, en relación con los servicios públicos de energía y gas combustible, telecomunicaciones, y agua potable y saneamiento básico, respectivamente, las siguientes funciones:

67.1.- Señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilicen las empresas de servicios públicos del sector, cuando la comisión respectiva haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida a la competencia;

67.2.- Elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público que debe tutelar el ministerio, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse, y las privadas que deben estimularse.

67.3.- Identificar fuentes de financiamiento para el servicio público respectivo, y colaborar en las negociaciones del caso; y procurar que las empresas del sector puedan competir en forma adecuada por esos recursos.

67.4.- Identificar el monto de los subsidios que debería dar la Nación para el respectivo servicio público, y los criterios con los cuales deberían asignarse; y hacer las propuestas del caso durante la preparación del presupuesto de la Nación.

D. 27/95, art. 2º, num 16
art. 3º, num 4

67.5.- Recoger información sobre las nuevas tecnologías, y sistemas de administración en el sector, y divulgarla entre las empresas de servicios públicos, directamente o en colaboración con otras entidades públicas o privadas.

67.6.- Impulsar bajo la dirección del Presidente de la República, y en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, las negociaciones internacionales relacionadas con el servicio público pertinente; y participar en las conferencias internacionales que sobre el mismo sector se realicen.

67.7.- Desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial, para el uso de las autoridades y del público en general.

Art. 53;
L. 143/94, art. 38
D. 2119/92, arts. 14 y 15
D. 1253/93, arts. 15 a 18
Res MME 3293/88

67.8.- Las demás que les asigne la ley, siempre y cuando no contradigan el contenido especial de esta ley.
 Los ministerios podrán desarrollar las funciones a las que se refiere éste artículo, con excepción de las que constan en el numeral 67.6., a través de sus unidades administrativas especiales.

Parágrafo.- La Unidad Administrativa Especial de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía, tendrá el mismo régimen jurídico de las comisiones de regulación de que trata esta ley y continuará ejerciendo las funciones que le han sido asignadas legalmente.

CAPITULO III. DE LAS COMISIONES DE REGULACION

Artículo 68. Delegación de funciones presidenciales a las comisiones. El Presidente de la República señalará las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, que le encomienda el artículo 370 de la Constitución Política, y de los demás a los que se refiere esta ley, por medio de las comisiones de regulación de los servicios públicos, si decide delegarlas, en los términos de esta ley.

Las normas de esta ley que se refieren a las comisiones de regulación se aplicarán si el Presidente resuelve delegar la función aludida; en caso contrario, el Presidente ejercerá las funciones que aquí se atribuyen a las comisiones.

Artículo 69. Organización y naturaleza.- Créanse como unidades administrativas especiales, con independencia administrativa, técnica y patrimonial, y adscritas al respectivo ministerio, las siguientes comisiones de regulación:

69.1.- Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico, adscrita al Ministerio de Desarrollo Económico.

69.2.- Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible, adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

69.3.- Comisión de Regulación de Telecomunicaciones, adscrita al Ministerio de Comunicaciones.

Parágrafo.- Cada comisión será competente para regular el servicio público respectivo.

Artículo 70. Estructura orgánica de las comisiones de regulación. Para el cumplimiento de las funciones que les asigna esta ley, en el evento de la delegación presidencial, las comisiones de regulación tendrán la siguiente estructura orgánica, que el Presidente de la República modificará, cuando sea preciso, previo concepto de la comisión respectiva dentro de las reglas del artículo 105 de esta ley.

70.1. Comisión de Regulación

a.) Comité de Expertos Comisionados

70.2. Coordinación General

a.) Coordinación Ejecutiva

b.) Coordinación Administrativa

70.3. Areas Ejecutoras

a.) Oficina de regulación y políticas de competencia

b.) Oficina Técnica

c.) Oficina Jurídica

D. 30/95

Artículo 71. Composición. Las comisiones de regulación estarán integradas por:

71.1.- El Ministro respectivo o su delegado, quien la presidirá.

71.2.- Tres expertos comisionados de dedicación exclusiva, designados por el Presidente de la República para periodos de tres años, reelegibles y no sujetos a las disposiciones que regulan la carrera administrativa. Uno de ellos, en forma rotatoria, ejercerá las funciones de Coordinador de acuerdo con el reglamento interno. Al repartir internamente el trabajo entre ellos se procurará que todos tengan oportunidad de prestar sus servicios respecto de las diversas clases de asuntos que son competencia de la Comisión.

71.3.- El Director del Departamento Nacional de Planeación.

A las comisiones asistirá, únicamente con voz, el Superintendente de Servicios Públicos o su delegado.

Parágrafo 1.- A la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento pertenecerá el Ministro de Salud. A la Comisión de regulación de Energía y gas combustible pertenecerá el Ministro de Hacienda. Los Ministros sólo podrán delegar su asistencia en los Viceministros y el Director del Departamento Nacional de Planeación en el Subdirector.

Parágrafo 2.- Al vencimiento del período de los expertos que se nombren, el Presidente no podrá reemplazar sino uno de ellos. Se entenderá prorrogado por dos años más el período de quienes no sean reemplazados.

Artículo 72. Manejo de los recursos. Para manejar los recursos de las comisiones, se autoriza la celebración de contratos de fiducia, con observancia de los requisitos legales que rigen esta contratación. La fiduciaria manejará los recursos provenientes de las contribuciones de las entidades sometidas a la regulación de las comisiones y los que recauden de las ventas de sus publicaciones y con sujeción al Código de Comercio. El Coordinador de cada comisión coordinará el desarrollo y la ejecución del contrato de fiducia a través del cual vinculará al personal y desarrollará las demás actuaciones que le sean propias.

Artículo 73. Funciones y facultades generales. Las comisiones de regulación tienen la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad. Para ello tendrán las siguientes funciones y facultades especiales:

73.1.- Preparar proyectos de ley para someter a la consideración del gobierno, y recomendarle la adopción de los decretos reglamentarios que se necesiten.

73.2.- Someter a su regulación, a la vigilancia del Superintendente, y a las normas que esta ley contiene en materia de tarifas, de información y de actos y contratos, a empresas determinadas que no sean de servicios públicos, pero respecto de las cuales existan pruebas de que han realizado o se preparan para realizar una de las siguientes conductas:

a.- Competir deslealmente con las de servicios públicos;

b.- Reducir la competencia entre empresas de servicios públicos;

c.- Abusar de una posición dominante en la provisión de bienes o servicios similares a los que éstas ofrecen.

73.3.- Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos y solicitar las evaluaciones que considere necesarias para el ejercicio de sus funciones.

73.4.- Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio.

73.5.- Definir en qué eventos es necesario que la realización de obras, instalación y operación de equipos de las empresas de servicios públicos se someta a normas técnicas oficiales, para promover la competencia o evitar perjuicios a terceros, y pedirle al ministerio respectivo que las elabore, cuando encuentre que son necesarias.

73.6.- Establecer la cuantía y condiciones de las garantías de seriedad que deben prestar quienes deseen celebrar contratos de aporte reembolsable.

73.7.- Decidir los recursos que se interpongan contra sus actos, o los de otras entidades, en los casos que disponga la ley en lo que se refiere a materias de su competencia

73.8.- Resolver, a petición de cualquiera de las partes, los conflictos que surjan entre empresas, por razón de los contratos o servidumbres que existan entre ellas y que no corresponda decidir a otras autoridades administrativas. La resolución que se adopte estará sujeta al control jurisdiccional de legalidad.

73.9.- Resolver, a petición de cualquiera de las partes, los conflictos que surjan entre empresas, y que no corresponda decidir a otras autoridades administrativas, acerca de quién debe servir a usuarios específicos, o en qué regiones deben prestar sus servicios. La resolución que se adopte estará sujeta al control jurisdiccional de legalidad. La resolución debe atender, especialmente, al propósito de minimizar los costos en la provisión del servicio.

73.10.- Dar concepto sobre la legalidad de las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos que se sometan a su consideración; y sobre aquellas modificaciones que puedan considerarse restrictivas de la competencia. Las comisiones podrán limitar, por vía general, la duración de los contratos que celebren las empresas de servicios públicos, para evitar que se limite la posibilidad de competencia.

73.11.- Establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos, cuando ello corresponda según lo previsto en el artículo 88; y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

73.12.- Determinar para cada bien o servicio público las unidades de medida y de tiempo que deben utilizarse al definir el consumo; y definir, con bases estadísticas y de acuerdo con parámetros técnicos medibles y verificables, apropiados para cada servicio, quiénes pueden considerarse "grandes usuarios".

73.13.- Ordenar que una empresa de servicios públicos se escinda en otras que tengan el mismo objeto de la que se escinde, o cuyo objeto se limite a una actividad complementaria, cuando se encuentre que la empresa que debe escindirse usa su posición dominante para impedir el desarrollo de la competencia en un mercado donde ella es posible; o que la empresa que debe escindirse otorga subsidios con el producto de uno de sus servicios que no tiene amplia competencia a otro servicio que sí la tiene; o, en general, que adopta prácticas restrictivas de la competencia.

73.14.- Ordenar la fusión de empresas cuando haya estudios que demuestren que ello es indispensable para extender la cobertura y abaratar los costos para los usuarios.

73.15.- Ordenar la liquidación de empresas monopolísticas oficiales en el campo de los servicios públicos y otorgar a terceros el desarrollo de su actividad, cuando no cumplan los requisitos de eficiencia a los que se refiere esta ley.

73.16.- Impedir que quienes captan o producen un bien que se distribuye por medio de empresas de servicios públicos adopten pactos contrarios a la libre competencia en perjuicio de los distribuidores; y exigir que en los contratos se especifiquen los diversos componentes que definen los precios y tarifas.

73.17.- Dictar los estatutos de la comisión y su propio reglamento, y someterlos a aprobación del Gobierno Nacional.

73.18.- Pedir al Superintendente que adelante las investigaciones e imponga las sanciones de su competencia, cuando tenga indicios de que alguna persona ha violado las normas de esta ley.

73.19.- Resolver consultas sobre el régimen de incompatibilidades e inhabilidades al que se refiere esta ley.

73.20.- Determinar, de acuerdo con la ley, cuándo se establece el régimen de libertad regulada o libertad vigilada o señalar cuándo hay lugar a la libre fijación de tarifas

73.21.- Señalar, de acuerdo con la ley, criterios generales sobre abuso de posición dominante en los contratos de servicios públicos, y sobre la protección de los derechos de los usuarios en lo relativo a facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación de la empresa con el usuario.

73.22.- Establecer los requisitos generales a los que deben someterse las empresas de servicios públicos para utilizar las redes existentes y acceder a las redes públicas de interconexión; así mismo, establecer las fórmulas tarifarias para cobrar por el transporte e interconexión a las redes, de acuerdo con las reglas de esta ley.

73.23.- Definir cuáles son, dentro de las tarifas existentes al entrar en vigencia esta ley, los factores que se están aplicando para dar subsidios a los usuarios de los estratos inferiores, con el propósito de que esos mismos factores se destinen a financiar los fondos de solidaridad y redistribución de ingresos, y cumplir así lo dispuesto en el numeral 87.3 de esta ley.

73.24.- Absolver consultas sobre las materias de su competencia.

73.25.- Establecer los mecanismos indispensables para evitar concentración de la propiedad accionaria en empresas con actividades complementarias en un mismo sector o sectores afines en la prestación de cada servicio público

73.26.- Todas las demás que le asigne la ley y las facultades previstas en ella que no se hayan atribuido a una autoridad específica.

Salvo cuando esta ley diga lo contrario en forma explícita, no se requiere autorización previa de las comisiones para adelantar ninguna actividad o contrato relacionado con los servicios públicos; ni el envío rutinario de información. Pero las comisiones, tendrán facultad selectiva de pedir información amplia, exacta, veraz y oportuna a quienes prestan los servicios públicos a los que esta ley se refiere, inclusive si sus tarifas no están sometidas a regulación. Quienes no la proporcionen, estarán sujetos a todas las sanciones que contempla el artículo 81 de la presente ley. En todo caso, las comisiones podrán imponer por sí mismas las sanciones del caso, cuando no se atiendan en forma adecuada sus solicitudes de información.

Artículo 74. Funciones especiales de las comisiones de regulación. Con sujeción a lo dispuesto en esta ley y las demás disposiciones que la complementen, serán además, funciones y facultades especiales de cada una de las comisiones de regulación las siguientes:

74.1.- De la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible:

a.- Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

b.- Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad y el uso eficiente de energía y gas combustible por parte de los consumidores y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios;

c.- Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.

d.- Fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible; o delegar en las empresas distribuidoras, cuando sea conveniente dentro de los propósitos de esta ley, bajo el régimen que ella disponga, la facultad de fijar estas tarifas.

e.- Definir las metodologías y regular las tarifas por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales y por el centro nacional de despacho.

74.2.- De la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico:

a.- Promover la competencia entre quienes presten los servicios de agua potable y saneamiento básico o regular los monopolios en la prestación de tales servicios, cuando la competencia no sea posible, todo ello con el propósito de que las operaciones de los monopolistas y de los competidores sean económicamente eficientes, se prevenga el abuso de posiciones dominantes y se produzcan servicios de calidad. La comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

b.- Establecer, por vía general, en qué eventos es necesario que la realización de obras, instalaciones y operación de equipos destinados a la prestación de servicios de acueducto, alcantarillado y aseo se sometan a normas técnicas y adoptar las medidas necesarias para que se apliquen las normas técnicas sobre calidad de agua potable que establezca el Ministerio de Salud, en tal forma que se fortalezcan los mecanismos de control de calidad de agua potable por parte de las entidades competentes.

74.3.- De la Comisión Reguladora de Telecomunicaciones:

a.- Promover la competencia en el sector de las telecomunicaciones, y proponer o adoptar las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante, pudiendo proponer reglas de comportamiento diferenciales según la posición de las empresas en el mercado.

b.- Resolver los conflictos que se presenten entre operadores en aquellos casos en los que se requiera la intervención de las autoridades para garantizar los principios de libre y leal competencia en el sector y de eficiencia en el servicio.

c.- Establecer los requisitos generales a que deben someterse los operadores de servicios de telefonía básica de larga distancia nacional e internacional para ejercer el derecho a utilizar las redes de telecomunicaciones del estado; así mismo, fijar los cargos de acceso y de interconexión a estas redes, de acuerdo con las reglas sobre tarifas previstas en esta ley.

d.- Reglamentar la concesión de licencias para el establecimiento de operadores de servicios de telefonía básica de larga distancia nacional e internacional, y señalar las fórmulas de tarifas que se cobrarán por la concesión.

e.- Definir, de acuerdo con el tráfico cursado, el factor de las tarifas de servicios de telefonía básica de larga distancia nacional e internacional, actualmente vigentes, que no corresponde al valor de la prestación del servicio. Parte del producto de ese factor, en los recaudos que se hagan, se asignará en el Presupuesto Nacional, previo concepto del Consejo Nacional de Política Económica y Social, para el "Fondo de Comunicaciones del Ministerio", que tendrá a su cargo hacer inversión por medio del fomento de programas de telefonía social, dirigidos a las zonas rurales y urbanas caracterizadas por la existencia de usuarios con altos índices de necesidades básicas insatisfechas. Se aplicarán a este fondo, en lo pertinente, las demás normas sobre "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos" a los que se refiere el artículo 89 de esta ley. En el servicio de larga distancia internacional no se aplicará el factor de que trata el artículo 89 y los subsidios que se otorguen serán financiados con recursos de ingresos ordinarios de la nación y las entidades territoriales.

f.- Proponer al mismo consejo la distribución de los ingresos de las tarifas de concesiones de servicio de telefonía móvil celular y de servicios de larga distancia nacional e internacional, para que este determine en el proyecto de presupuesto qué parte se asignará al fondo atrás mencionado y qué parte ingresará como recursos ordinarios de la nación y definir el alcance de los programas de telefonía social que elabore el Fondo de Comunicaciones.

CAPITULO IV DE LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS DOMICILIARIOS

Artículo 75. Funciones presidenciales de la Superintendencia de servicios públicos. El Presidente de la República ejercerá el control, la inspección y vigilancia de las entidades que presten los servicios públicos domiciliarios, y los demás servicios públicos a los que se aplica esta ley, por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y, en especial, del Superintendente y sus delegados.

Artículo 76. Creación y naturaleza. Crease la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, como un organismo de carácter técnico, adscrito al Ministerio de Desarrollo Económico, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial.

El Superintendente obrará con plena autonomía de criterio al cumplir las funciones que se derivan de la Constitución y la ley.

Artículo 77. Dirección de la Superintendencia. La representación legal de la Superintendencia de Servicios públicos domiciliarios corresponde al Superintendente. Este desempeñará sus funciones específicas de control y vigilancia con independencia de las comisiones y con la inmediata colaboración de los Superintendentes delegados. El Superintendente y sus delegados serán de libre nombramiento y remoción del Presidente de la República.

Artículo 78. Estructura orgánica. La Superintendencia de servicios públicos domiciliarios tendrá la siguiente estructura orgánica:

78.1.- Despacho del Superintendente de Servicios Públicos.

78.2.- Despacho del Superintendente delegado para acueducto, alcantarillado y aseo.

78.3.- Despacho del Superintendente delegado para energía y gas combustible.

78.4.- Despacho del Superintendente delegado para telecomunicaciones.

78.5.- Secretaría General.

Artículo 79. Funciones de la Superintendencia de Servicios Públicos. Las personas prestadoras de servicios públicos y aquellas que, en general, realicen actividades que las haga sujeto de aplicación de la presente ley, estarán sujetos al control y vigilancia de la Superintendencia. Son funciones especiales de ésta las siguientes:

79.1.- Vigilar y controlar el cumplimiento de las leyes y actos administrativos a los que estén sujetos quienes presten servicios públicos, en cuanto el cumplimiento afecte en forma directa e inmediata a usuarios determinados; y sancionar sus violaciones, siempre y cuando esta función no sea competencia de otra autoridad.

**Arts. 44,66,81 y 98
L. 143/94, art. 43**

79.2.- Vigilar y controlar el cumplimiento de los contratos entre las empresas de servicios públicos y los usuarios, y apoyar las labores que en este mismo sentido desarrollan los "comités municipales de desarrollo y control social de los servicios públicos domiciliarios"; y sancionar sus violaciones.

79.3.- Establecer los sistemas uniformes de información y contabilidad que deben aplicar quienes presten servicios públicos, según la naturaleza del servicio y el monto de sus activos, y con sujeción siempre a los principios de contabilidad generalmente aceptados.

79.4.- Definir por vía general las tarifas de las contribuciones a las que se refiere el artículo 85 de esta ley; liquidar y cobrar a cada contribuyente lo que le corresponda.

79.5.- Dar concepto a las comisiones y ministerios sobre las medidas que se estudien en relación con los servicios públicos.

79.6.- Vigilar que los subsidios presupuestales que la Nación, los departamentos y los municipios destinan a las personas de menores ingresos, se utilicen en la forma prevista en las normas pertinentes.

79.7.- Solicitar documentos, inclusive contables; y practicar las visitas, inspecciones y pruebas que sean necesarias para el cumplimiento de sus demás funciones.

79.8.- Mantener un registro actualizado de las entidades que prestan los servicios públicos.

79.9.- Tomar posesión de las empresas de servicios públicos, en los casos y para los propósitos que contemplan el artículo 59 de esta ley, y las disposiciones concordantes.

79.10.- Evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos, de acuerdo con los indicadores definidos por las comisiones; publicar sus evaluaciones; y proporcionar en forma oportuna toda la información disponible a quienes deseen hacer evaluaciones independientes. El Superintendente podrá acordar con las empresas programas de gestión para que se ajusten a los indicadores que hayan definido las comisiones de regulación, e imponer sanciones por el incumplimiento.

79.11.- Adjudicar a las personas que iniciaron, impulsaron o colaboraron en un procedimiento administrativo, tendiente a corregir violaciones de las normas relacionadas especialmente con los servicios públicos, una parte de las multas a la que se refiere el numeral 81.2. del artículo 81, para resarcirlos por el tiempo, el esfuerzo y los gastos y costos en que hayan incurrido o por los perjuicios que se les hayan ocasionado. Las decisiones respectivas podrán ser consultadas a la comisión de regulación del servicio público de que se trate. Esta adjudicación será obligatoria cuando la violación haya consistido en el uso indebido o negligente de las facturas de servicios públicos, y la persona que inició o colaboró en el procedimiento haya sido el perjudicado.

79.12.- Verificar que las obras, equipos y procedimientos de las empresas cumplan con los requisitos técnicos que hayan señalado los ministerios.

79.13.- Definir por vía general la información que las empresas deben proporcionar sin costo al público; y señalar en concreto los valores que deben pagar las personas por la información especial que pidan a las empresas de servicios públicos, si no hay acuerdo entre el solicitante y la empresa.

79.14.- Organizar todos los servicios administrativos indispensables para el funcionamiento de la Superintendencia.

79.15.- Dar conceptos, no obligatorios, a petición de parte interesada, sobre el cumplimiento de los contratos relacionados con los servicios a los que se refiere esta ley; y hacer, a solicitud de todos los interesados, designaciones de personas que puedan colaborar en la mejor prestación de los servicios públicos o en la solución de controversias que puedan incidir en su prestación oportuna, cobertura o calidad.

79.16.- Todas las demás que le asigne la ley.

Salvo cuando la ley disponga expresamente lo contrario, el Superintendente no podrá exigir que ningún acto o contrato de una empresa de servicios públicos se someta a aprobación previa suya. El Superintendente no está obligado a visitar las empresas sometidas a su vigilancia, o a pedirles informaciones, sino cuando haya un motivo especial que lo amerite.

La Superintendencia ejercerá igualmente las funciones de inspección y vigilancia que contiene esta ley, en todo lo relativo al servicio de larga distancia nacional e internacional.

Salvo cuando se trate de las funciones a los que se refieren los numerales 79.3, 79.4 y 79.13, el Superintendente y sus delegados no producirán actos de carácter general para crear obligaciones a quienes estén sujetos a su vigilancia.

Artículo 80. Funciones en relación con la participación de los usuarios. La Superintendencia tendrá, además de las anteriores, las siguientes funciones para apoyar la participación de los usuarios:

80.1.- Diseñar y poner en funcionamiento un sistema de vigilancia y control que permita apoyar las tareas de los comités de desarrollo y control social de los servicios públicos domiciliarios.

80.2.- Asegurar la capacitación de los vocales dotándolos de instrumentos básicos que les permitan organizar mejor su trabajo de fiscalización, y contar con la información necesaria para representar a los comités.

80.3.- Proporcionar el apoyo técnico necesario, para la promoción de la participación de la comunidad en las tareas de vigilancia.

80.4.- Sancionar a las empresas que no respondan en forma oportuna y adecuada las quejas de los usuarios.

Artículo 81. Sanciones. La Superintendencia de servicios públicos domiciliarios podrá imponer las siguientes sanciones a quienes violen las normas a las que deben estar sujetas, según la naturaleza y la gravedad de la falta:

81.1.- Amonestación.

81.2.- Multas hasta por el equivalente a 2000 salarios mínimos mensuales. El monto de la multa se graduará atendiendo al impacto de la infracción sobre la buena marcha del servicio público, y al factor de reincidencia. Si la infracción se cometió durante varios años, el monto máximo que arriba se indica se podrá multiplicar por el número de años. Si el infractor no proporciona información suficiente para determinar el monto, dentro de los treinta días siguientes al requerimiento que se le formule, se le aplicarán las otras sanciones que aquí se prevén. Las multas ingresarán al patrimonio de la Nación, para la atención de programas de inversión social en materia de servicios públicos, salvo en el caso al que se refiere el numeral 79.11. Las empresas a las que se multe podrán repetir contra quienes hubieran realizado los actos u omisiones que dieron lugar a la sanción. La repetición será obligatoria cuando se trate de servidores públicos, de conformidad con el Artículo 90 de la Constitución.

81.3.- Orden de suspender de inmediato todas o algunas de las actividades del infractor, y cierre de los inmuebles utilizados para desarrollarlas.

81.4.- Orden de separar a los administradores o empleados de una empresa de servicios públicos de los cargos que ocupan; y prohibición a los infractores de trabajar en empresas similares, hasta por diez años.

81.5.- Solicitud a las autoridades para que decreten la caducidad de los contratos que haya celebrado el infractor, cuando el régimen de tales contratos lo permita, o la cancelación de licencias así como la aplicación de las sanciones y multas previstas pertinentes.

81.6.- Prohibición al infractor de prestar directa o indirectamente servicios públicos, hasta por diez años.

81.7.- Toma de posesión en una empresa de servicios públicos, o la suspensión temporal o definitiva de sus autorizaciones y licencias, cuando las sanciones previstas atrás no sean efectivas o perjudiquen indebidamente a terceros.

Las sanciones que se impongan a personas naturales se harán previo el análisis de la culpa del eventual responsable y no podrán fundarse en criterios de responsabilidad objetiva.

Arts. 44,66,79.1,81 y 98

L. 143/94, arts. 43 y 49

Artículo 82. Función sancionatoria de los Personeros Municipales. Declarado inexecutable por la Corte Constitucional. Sentencia C-599/96 de noviembre 6 de 1996. *Sin perjuicio de la facultad sancionatoria de la Procuraduría y de la facultad de asumir cualquier investigación iniciada por un personero municipal, éste último podrá imponer multas de hasta diez salarios mínimos mensuales a las empresas que presten servicios públicos en el municipio, por las infracciones a esta ley, o a las normas especiales a las que deben estar sujetas, en perjuicio de un usuario residente en el municipio. Si el valor del perjuicio excede el de esa multa, la competencia para sancionar corresponderá al Superintendente. Si la jurisdicción en lo contencioso administrativo anula más de tres de las multas impuestas en un año, el Ministerio Público deberá abrir investigación disciplinaria contra el personero.*

Art. 63.5

D. 1429/95, art. 8º, Lit. I.

Artículo 83. Resolución de Conflictos entre las funciones de regulación y control. Cuando haya conflicto de funciones, o necesidad de interpretar esta ley en cuanto al reparto de funciones interno, se apelará al dictamen del Presidente de la República.

**CAPITULO V.
PRESUPUESTO Y CONTRIBUCIONES PARA LAS COMISIONES Y LA
SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PUBLICOS.**

Artículo 84. Régimen presupuestal. Las comisiones y la Superintendencia están sometidas a las normas orgánicas del presupuesto general de la Nación, y a los límites anuales de crecimiento de sus gastos que señale el Consejo de Política Económica y Social.

En consonancia con tales normas, las comisiones y la superintendencia prepararán su presupuesto que presentarán a la aprobación del Gobierno Nacional.

Artículo 85. Contribuciones especiales. Con el fin de recuperar los costos del servicio de regulación que preste cada comisión, y los de control y vigilancia que preste el Superintendente, las entidades sometidas a su regulación, control y vigilancia, estarán sujetas a dos contribuciones, que se liquidarán y pagarán cada año conforme a las siguientes reglas:

85.1.- Para definir los costos de los servicios que presten las comisiones y la Superintendencia, se tendrán en cuenta todos los gastos de funcionamiento, y la depreciación, amortización u obsolescencia de sus activos, en el período anual respectivo.

85.2.- La superintendencia y las comisiones presupuestarán sus gastos cada año y cobrarán dentro de los límites que enseguida se señalan, solamente la tarifa que arroje el valor necesario para cubrir su presupuesto anual.

La tarifa máxima de cada contribución no podrá ser superior al uno por ciento (1%) del valor de los gastos de funcionamiento, asociados al servicio sometido a regulación, de la entidad contribuyente en el año anterior a aquel en el que se haga el cobro, de acuerdo con los estados financieros puestos a disposición de la Superintendencia y de las comisiones, cada una de las cuales e independientemente y con base en su estudio fijarán la tarifa correspondiente.

85.3.- Si en algún momento las comisiones o la Superintendencia tuvieren excedentes, deberán reembolsarlos a los contribuyentes, o abonarlos a las contribuciones del siguiente período, o transferirlos a la Nación, si las otras medidas no fueran posibles.

85.4.- El cálculo de la suma a cargo de cada contribuyente, en cuanto a los costos de regulación, se hará teniendo en cuenta los costos de la comisión que regula el sector en el cual se desempeña; y el de los costos de vigilancia, atendiendo a los de la Superintendencia.

85.5.- La liquidación y recaudo de las contribuciones correspondientes al servicio de regulación se efectuará por las comisiones respectivas y las correspondientes al servicio de inspección, control y vigilancia estarán a cargo de la Superintendencia.

85.6.- Una vez en firme las liquidaciones deberán ser canceladas dentro del mes siguiente. Se aplicará el mismo régimen de sanción por mora aplicable al impuesto sobre la renta y complementarios, sin perjuicio de las demás sanciones de que trata esta ley.

Parágrafo 1. Las comisiones y la Superintendencia se financiarán exclusivamente con las contribuciones a las que se refiere este artículo y con la venta de sus publicaciones. Sin embargo, el gobierno incluirá en el presupuesto de la Nación apropiaciones suficientes para el funcionamiento de las comisiones y de la Superintendencia durante los dos primeros años.

Parágrafo 2. Al fijar las contribuciones especiales se eliminarán, de los gastos de funcionamiento, los gastos operativos; en las empresas del sector eléctrico, las compras de electricidad, las compras de combustibles y los peajes, cuando hubiere lugar a ello; y en las empresas de otros sectores los gastos de

naturaleza similar a éstos. Estos rubros podrán ser adicionados en la misma proporción en que sean indispensables para cubrir faltantes presupuestales de las comisiones y la superintendencia.

**TITULO VI
EL REGIMEN TARIFARIO DE LAS EMPRESAS DE SERVICIOS PUBLICOS**

**CAPITULO I
CONCEPTOS GENERALES**

Artículo 86. El régimen tarifario. El régimen tarifario en los servicios públicos a los que esta ley se refiere, está compuesto por reglas relativas a:

86.1.- El régimen de regulación o de libertad.

86.2.- El sistema de subsidios, que se otorgarán para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubran sus necesidades básicas;

86.3.- Las reglas relativas a las prácticas tarifarias restrictivas de la libre competencia, y que implican abuso de posición dominante;

86.4.- Las reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, estratos, facturación, opciones, valores y, en general, todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas.

Artículo 87. Criterios para definir el régimen tarifario. El régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

L. 143/94, art. 44

87.1.- Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.

L. 143/94, art. 44, inc. 2

87.2.- Por neutralidad se entiende que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades.

L. 143/94, art. 44, inc. 4

87.3.- Por solidaridad y redistribución se entiende que al poner en práctica el régimen tarifario se adoptarán medidas para asignar recursos a "fondos de solidaridad y redistribución", para que los usuarios de los estratos altos y los usuarios comerciales e industriales, ayuden a los usuarios de estratos bajos a pagar las tarifas de los servicios que cubran sus necesidades básicas.

L. 143/94, art. 44, inc. 7

87.4.- Por suficiencia financiera se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán

remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios.

L. 143/94, art 44, inc.3

87.5.- Por simplicidad se entiende que las fórmulas de tarifas se elaborarán en tal forma que se facilite su comprensión, aplicación y control.

87.6.- Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, y para los usuarios.

87.7.- Los criterios de eficiencia y suficiencia financiera tendrán prioridad en la definición del régimen tarifario. Si llegare a existir contradicción entre el criterio de eficiencia y el de suficiencia financiera, deberá tomarse en cuenta que, para una empresa eficiente, las tarifas económicamente eficientes se definirán tomando en cuenta la suficiencia financiera.

87.8.- Toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras. Un cambio en estas características se considerará como un cambio en la tarifa.

87.9.- Cuando las entidades públicas aporten bienes o derechos a las empresas de servicios públicos, podrán hacerlo con la condición de que su valor no se incluya en el cálculo de las tarifas que hayan de cobrarse a los usuarios de los estratos que pueden recibir subsidios, de acuerdo con la ley. Pero en el presupuesto de la entidad que autorice el aporte figurarán el valor de éste y, como un menor valor del bien o derecho respectivo, el monto del subsidio implícito en la prohibición de obtener los rendimientos que normalmente habría producido.

L. 143/94, arts. 72,73,77 y 79

Parágrafo 1. Cuando se celebren contratos mediante invitación pública para que empresas privadas hagan la financiación, operación y mantenimiento de los servicios públicos domiciliarios de que trata esta ley, la tarifa podrá ser un elemento que se incluya como base para otorgar dichos contratos. Las fórmulas tarifarias, su composición por segmentos, su modificación e indexación que ofrezca el oferente deberán atenerse en un todo a los criterios establecidos en los artículos 86, 87, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95 y 96, de esta ley. Tanto éstas como aquellas deberán ser parte integral del contrato y la Comisión podrá modificarlas cuando se encuentren abusos de posición dominante, violación al principio de neutralidad, abuso con los usuarios del sistema. Intervendrá asimismo, cuando se presenten las prohibiciones estipuladas en el artículo 98 de esta ley. Con todo las tarifas y las fórmulas tarifarias podrán ser revisadas por la comisión reguladora respectiva cada cinco (5) años y cuando esta ley así lo disponga.

L. 143/94, art. 10

Parágrafo 2. Para circunstancias o regímenes distintos a los establecidos en el parágrafo anterior, podrán existir metodologías tarifarias definidas por las comisiones respectivas. Para tal efecto, se tomarán en cuenta todas las disposiciones relativas a la materia que contiene esta ley.

Artículo 88. Regulación y libertad de tarifas. Al fijar sus tarifas, las empresas de servicios públicos se someterán al régimen de regulación, el cual podrá incluir las modalidades de libertad regulada y libertad vigilada, o un régimen de libertad, de acuerdo a las siguientes reglas:

88.1.- Las empresas deberán ceñirse a las fórmulas que defina periódicamente la respectiva comisión para fijar sus tarifas, salvo en los casos excepcionales que se enumeran adelante. De acuerdo con los estudios de costos, la comisión reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio

cumplimiento por parte de las empresas; igualmente, podrá definir las metodologías para determinación de tarifas si conviene en aplicar el régimen de libertad regulada o vigilada.

88.2.- Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas cuando no tengan una posición dominante en su mercado, según análisis que hará la comisión respectiva, con base en los criterios y definiciones de esta ley.

88.3.- Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas, cuando exista competencia entre proveedores. Corresponde a las comisiones de regulación, periódicamente, determinar cuándo se dan estas condiciones, con base en los criterios y definiciones de esta ley.

Arts. 14.10 y 14.11;

L. 143/94, art. 11, inc. 8°

**CAPITULO II
FORMULAS Y PRACTICAS DE TARIFAS**

Artículo 89. Aplicación de los criterios de solidaridad y redistribución de ingresos. Las comisiones de regulación exigirán gradualmente a todos quienes prestan servicios públicos que, al cobrar las tarifas que estén en vigencia al promulgarse esta ley, distingan en las facturas entre el valor que corresponde al servicio y el factor que se aplica para dar subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2. Igualmente, definirán las condiciones para aplicarlos al estrato 3. Los concejos municipales están en la obligación de crear "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos", para que al presupuesto del municipio se incorporen las transferencias que a dichos fondos deberán hacer las empresas de servicios públicos, según el servicio de que se trate, de acuerdo con lo establecido en el artículo 89.2 de la presente ley. Los recursos de dichos fondos serán destinados a dar subsidios a los usuarios de estratos 1, 2 y 3, como inversión social, en los términos de esta ley. A igual procedimiento y sistema se sujetarán los fondos distritales y departamentales que deberán ser creados por las autoridades correspondientes en cada caso.

89.1.- Se presume que el factor aludido nunca podrá ser superior al equivalente del 20% del valor del servicio y no podrán incluirse factores adicionales por concepto de ventas o consumo del usuario. Cuando comiencen a aplicarse las fórmulas tarifarias de que trata esta ley, las comisiones sólo permitirán que el factor o factores que se han venido cobrando, se incluyan en las facturas de usuarios de inmuebles residenciales de los estratos 5 y 6, y en las de los usuarios industriales y comerciales. Para todos estos, el factor o factores se determinará en la forma atrás dispuesta, se discriminará en las facturas, y los recaudos que con base en ellos se hagan, recibirán el destino señalado en el artículo 89.2 de esta ley.

89.2.- Derogado por el artículo quinto, tercer inciso, y el artículo séptimo de la Ley 286 de 1996. *Quienes presten los servicios públicos harán los recaudos de las sumas que resulten al aplicar los factores de que trata este artículo y los aplicarán al pago de subsidios, de acuerdo con las normas pertinentes, de todo lo cual llevarán contabilidad y cuentas detalladas. Al presentarse superávits, por este concepto, en empresas de servicios públicos oficiales de orden distrital, municipal o departamental se destinarán a "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos" para empresas de la misma naturaleza y servicio que cumplan sus actividades en la misma entidad territorial al de la empresa aportante. Si los "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos" después de haber atendido los subsidios de orden distrital, municipal o departamental, según sea el caso, presentaren superávits, estos últimos se destinarán para las empresas de la misma naturaleza y servicio con sede en departamentos, distritos o municipios limítrofes, respectivamente. Los repartos se harán de acuerdo a los mecanismos y criterios que establezcan las comisiones de regulación respectivas. Los superávits, por este concepto, en empresas privadas o mixtas prestatarias de los servicios de agua potable o saneamiento básico y telefonía local fija, se destinarán a los "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos" del municipio o distrito correspondiente y serán transferidos mensualmente, de acuerdo con los mecanismos que establezcan las comisiones de regulación respectivas. Los superávits, por este concepto, en empresas privadas o mixtas prestatarias de los servicios*

de energía eléctrica y gas combustible irán a los fondos que más adelante se desarrollan en este mismo artículo.

89.3.- Los recaudos que se obtengan al distinguir, en las facturas de energía eléctrica y gas combustible, el factor o factores arriba dichos, y que den origen a superávits, después de aplicar el factor para subsidios y sólo por este concepto, en empresas oficiales o mixtas de orden nacional, y privadas se incorporarán al presupuesto de la nación (Ministerio de Minas y Energía), en un "fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos", donde se separen claramente los recursos y asignaciones de estos dos servicios y que el congreso destinará, como inversión social, a dar subsidios que permitan generar, distribuir y transportar energía eléctrica y gas combustible a usuarios de estratos bajos, y expandir la cobertura en las zonas rurales preferencialmente para incentivar la producción de alimentos y sustituir combustibles derivados del petróleo.

89.4.- Quienes generen su propia energía, y la enajenen a terceros o asociados, y tengan una capacidad instalada superior a 25.000 Kilovatios, recaudarán y aportarán, en nombre de los consumidores de esa energía equivalente, al fondo de "solidaridad y redistribución de ingresos" del municipio o municipios en donde ésta sea enajenada, la suma que resulte de aplicar el factor pertinente del 20% a su generación descontando de esta lo que vendan a empresas distribuidoras. Esta generación se evaluará al 80% de su capacidad instalada, y valorada con base en el costo promedio equivalente según nivel de tensión que se aplique en el respectivo municipio; o, si no lo hay, en aquel municipio o distrito que lo tenga y cuya cabecera esté más próxima a la del municipio o distrito en el que se enajene dicha energía. El generador hará las declaraciones y pagos que correspondan, de acuerdo con los procedimientos que establezca la comisión de regulación de energía y gas domiciliario.

89.5.- Quienes suministren o comercialicen gas combustible con terceros en forma independiente, recaudarán, en nombre de los consumidores que abastecen y aportarán, al fondo de "solidaridad y redistribución de ingresos" de la nación (Ministerio de Minas y Energía), la suma que resulte de aplicar el factor pertinente del 20%, al costo económico de suministro en puerta de ciudad, según reglamentación que haga la comisión de regulación de energía y gas domiciliario. El suministrador o comercializador hará las declaraciones y pagos que correspondan, de acuerdo con los procedimientos que establezca la misma comisión.

89.6.- Los recursos que aquí se asignan a los "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos" son públicos. Por lo tanto, quienes hagan los recaudos estarán sujetos a las normas sobre declaración y sanciones que se aplican a los retenedores en el Decreto 624 de 1989 y en las normas concordantes o que lo sustituyan; pero deberán hacer devoluciones en el momento en que el usuario les demuestre que tiene derecho a ellas. La obligación de los retenedores que hagan el cobro del factor o factores se extinguirá y cobrará en la forma prevista para las obligaciones que regulan las normas aludidas, en lo que sean compatibles con esta ley y con la naturaleza de los cobros respectivos; y las moras se sancionarán como las moras de quienes están sujetos a las obligaciones que regulan tales normas.

89.7.- Cuando comiencen a aplicarse las fórmulas tarifarias de que trata esta ley, los hospitales, clínicas, puestos y centros de salud, y los centros educativos y asistenciales sin ánimo de lucro, no seguirán pagando sobre el valor de sus consumos el factor o factores de que trata este artículo. Lo anterior se aplicará por solicitud de los interesados ante la respectiva entidad prestadora del servicio público. Sin excepción, siempre pagarán el valor del consumo facturado al costo del servicio.

89.8.- En el evento de que los "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos" no sean suficientes para cubrir la totalidad de los subsidios necesarios, la diferencia será cubierta con otros recursos de los presupuestos de las entidades del orden nacional, departamental, distrital o municipal. Lo anterior no obsta para que la nación y las entidades territoriales puedan canalizar, en cualquier tiempo, a través de estos fondos, los recursos que deseen asignar a subsidios. En estos casos el aporte de la nación o de las entidades territoriales al pago de los subsidios no podrá ser inferior al 50% del valor de los mismos.

L. 143/94, art. 6, inc. 7°

Parágrafo. Cuando los encargados de la prestación de los servicios públicos domiciliarios, distintos de las empresas oficiales o mixtas del orden nacional o de empresas privadas desarrollen sus actividades en varios municipios de un mismo departamento, los superávits a los que se refiere el artículo 89.2 de esta ley, ingresarán a los "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos" del respectivo municipio. Cuando su prestación se desarrolle en municipios de diferentes departamentos, los excedentes ingresarán a los fondos del respectivo municipio

Artículo 90. Elementos de las fórmulas de tarifas. Sin perjuicio de otras alternativas que puedan definir las comisiones de regulación, podrán incluirse los siguientes cargos:

90.1.- Un cargo por unidad de consumo, que refleje siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos que varíen con el nivel de consumo como la demanda por el servicio;

90.2.- Un cargo fijo, que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso.

Se considerarán como costos necesarios para garantizar la disponibilidad permanente del suministro aquellos denominados costos fijos de clientela, entre los cuales se incluyen los gastos adecuados de administración, facturación, medición y los demás servicios permanentes que, de acuerdo a definiciones que realicen las respectivas comisiones de regulación, son necesarios para garantizar que el usuario pueda disponer del servicio sin solución de continuidad y con eficiencia.

90.3.- Un cargo por aportes de conexión el cual podrá cubrir los costos involucrados en la conexión del usuario al servicio. También podrá cobrarse cuando, por razones de suficiencia financiera, sea necesario acelerar la recuperación de las inversiones en infraestructura, siempre y cuando estas correspondan a un plan de expansión de costo mínimo. La fórmula podrá distribuir estos costos en alícuotas partes anuales.

El cobro de estos cargos en ningún caso podrá contradecir el principio de la eficiencia, ni trasladar al usuario los costos de una gestión ineficiente o extraer beneficios de posiciones dominantes o de monopolio.-

Las comisiones de regulación siempre podrán diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas. Cualquier usuario podrá exigir la aplicación de una de estas opciones, si asume los costos de los equipos de medición necesarios.

Arts. 124 a 127

L. 143/94, arts. 42 a 49

Artículo 91. Consideración de las diversas etapas del servicio. Para establecer las fórmulas de tarifas se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio.

Artículo 92. Restricciones al criterio de recuperación de costos y gastos de operación. En las fórmulas de tarifas las comisiones de regulación garantizarán a los usuarios a lo largo del tiempo los beneficios de la reducción promedia de costos en las empresas que prestan el servicio; y, al mismo tiempo, darán incentivos a las empresas para ser más eficientes que el promedio, y para apropiarse los beneficios de la mayor eficiencia.

Con ese propósito, al definir en las fórmulas los costos y gastos típicos de operación de las empresas de servicios públicos, las comisiones utilizarán no solo la información propia de la empresa, sino la de otras empresas que operen en condiciones similares, pero que sean más eficientes.

También podrán las comisiones, con el mismo propósito, corregir en las fórmulas los índices de precios aplicables a los costos y gastos de la empresa con un factor que mida los aumentos de productividad que se esperan en ella, y permitir que la fórmula distribuya entre la empresa y el usuario los beneficios de tales aumentos.

Artículo 93. Costos de compras al por mayor para empresas distribuidoras con posición dominante. Al elaborar las fórmulas de tarifas a las empresas que tengan posición dominante en un mercado, y cuya principal actividad sea la distribución de bienes distintos proporcionados por terceros, el costo que se asigne a la compra al por mayor de tales bienes o servicios deberá ser el que resulte de la invitación pública a la que se refiere el artículo 35, y en ningún caso un estimativo de él.

Artículo 94. Tarifas y recuperación de pérdidas. De acuerdo con los principios de eficiencia y suficiencia financiera, y dada la necesidad de lograr un adecuado equilibrio entre ellos, no se permitirán alzas destinadas a recuperar pérdidas patrimoniales. La recuperación patrimonial deberá hacerse, exclusivamente, con nuevos aportes de capital de los socios, o con cargo a las reservas de la empresa o a sus nuevas utilidades.

Artículo 95. Facultad de exigir aportes de conexión. Los aportes de conexión pueden ser parte de la tarifa; pero podrán pagarse, entre otras formas, adquiriendo acciones para el aumento de capital de las empresas, si los reglamentos de estas lo permiten.

Se prohíbe el cobro de derechos de suministro, formularios de solicitud y otros servicios o bienes semejantes. Pero si una solicitud de conexión implicara estudios particularmente complejos, su costo, justificado en detalle, podrá cobrarse al interesado, salvo que se trate de un usuario residencial perteneciente a los estratos 1, 2, 3.

Artículo 96. Otros cobros tarifarios. Quienes presten servicios públicos domiciliarios podrán cobrar un cargo por concepto de reconexión y reinstalación, para la recuperación de los costos en que incurran.

En caso de mora de los usuarios en el pago de los servicios, podrán aplicarse intereses de mora sobre los saldos insolutos, capitalizados los intereses, conforme a lo dispuesto en la ley 40 de 1990.

Las comisiones de regulación podrán modificar las fórmulas tarifarias para estimular a las empresas de servicios públicos domiciliarios de energía y acueducto a hacer inversiones tendientes a facilitar a los usuarios la mejora en la eficiencia en el uso de la energía o el agua, si tales inversiones tienen una tasa de retorno económica suficiente para justificar la asignación de los recursos en condiciones de mercado.

Artículo 97. Masificación del uso de los servicios públicos domiciliarios. Con el propósito de incentivar la masificación de estos servicios las empresas prestatarias de los mismos otorgarán plazos para amortizar los cargos de la conexión domiciliaria, incluyendo la acometida y el medidor, los cuales serán obligatorios para los estratos 1, 2 y 3.

En todo caso, los costos de conexión domiciliaria, acometida y medidor de los estratos 1, 2 y 3 podrán ser cubiertos por el municipio, el departamento o la nación a través de aportes presupuestales para financiar los subsidios otorgados a los residentes de estos estratos que se beneficien con el servicio y, de existir un saldo a favor de la persona prestadora del servicio, se aplicarán los plazos establecidos en el inciso anterior, los cuales, para los estratos 1, 2 y 3, por ningún motivo serán inferiores a tres (3) años, salvo por renuncia expresa del usuario.

Artículo 98. Prácticas tarifarias restrictivas de la competencia. Se prohíbe a quienes presten los servicios públicos:

98.1.- Dar a los clientes de un mercado competitivo, o cuyas tarifas no están sujetas a regulación, tarifas inferiores a los costos operacionales, especialmente cuando la misma empresa presta servicios en otros mercados en los que tiene una posición dominante o en los que sus tarifas están sujetas a regulación.

98.2.- Ofrecer tarifas inferiores a sus costos operacionales promedio con el ánimo de desplazar competidores, prevenir la entrada de nuevos oferentes o ganar posición dominante ante el mercado o ante clientes potenciales.

98.3.- Discriminar contra unos clientes que poseen las mismas características comerciales de otros, dando a los primeros tarifas más altas que a los segundos, y aún si la discriminación tiene lugar dentro de un mercado competitivo o cuyas tarifas no estén reguladas.

La violación de estas prohibiciones, o de cualquiera de las normas de esta ley relativas a las funciones de las comisiones, puede dar lugar a que éstas sometan a regulación las tarifas de quienes no estuvieren sujetas a ella, y revoquen de inmediato las fórmulas de tarifas aplicables a quienes prestan los servicios públicos.

**Arts. 79.1 y 81
L. 143/94, art. 43**

CAPITULO III DE LOS SUBSIDIOS

Artículo 99. Forma de subsidiar. Las entidades señaladas en el artículo 368 de la Constitución Política podrán conceder subsidios en sus respectivos presupuestos de acuerdo a las siguientes reglas:

99.1.- Deben indicar específicamente el tipo de servicio subsidiado.

99.2.- Se señalará la entidad prestadora que repartirá el subsidio.

99.3.- El reparto debe hacerse entre los usuarios como un descuento en el valor de la factura que éste debe cancelar, conforme a lo dispuesto en esta ley y en las ordenanzas y acuerdos según el caso.

99.4.- El Presidente y los gobernadores podrán suspender a los alcaldes cuando sean negligentes en la aplicación de las normas relativas al pago de los subsidios; o cuando las infrinjan de cualquier otra manera.

99.5.- Los subsidios no excederán, en ningún caso, del valor de los consumos básicos o de subsistencia. Los alcaldes y los concejales tomarán las medidas que a cada uno correspondan para crear en el presupuesto municipal, y ejecutar, apropiaciones para subsidiar los consumos básicos de acueducto de los usuarios de menores recursos y extender la cobertura y mejorar la calidad de los servicios de agua potable y saneamiento básico, dando prioridad a esas apropiaciones, dentro de las posibilidades del municipio, sobre otros gastos que no sean indispensables para el funcionamiento de éste. La infracción de este deber dará lugar a sanción disciplinaria.

L. 143/94, art. 11, inc. 16º

99.6.- La parte de la tarifa que refleje los costos de administración, operación y mantenimiento a que dé lugar el suministro será cubierta siempre por el usuario; la que tenga el propósito de recuperar el valor de las inversiones hechas para prestar el servicio podrá ser cubierta por los subsidios, y siempre que no lo sean, la empresa de servicios públicos podrá tomar todas las medidas necesarias para que los usuarios las cubran. En ningún caso el subsidio será superior al 15% del costo medio del suministro para el estrato 3, al 40% del costo medio del suministro para el estrato 2, ni superior al 50% de éste para el estrato 1.

99.7.- Los subsidios sólo se otorgarán a los usuarios de inmuebles residenciales y a las zonas rurales de los estratos 1 y 2; las comisiones de regulación definirán las condiciones para otorgarlos al estrato 3.

99.8.- Cuando los Concejos creen los fondos de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos y autoricen el pago de subsidios a través de las empresas pero con desembolsos de los recursos que manejen las tesorerías municipales, la transferencia de recursos se hará en un plazo de 30 días, contados desde la misma fecha en que se expida la factura a cargo del municipio. Para asegurar la transferencia, las empresas firmarán contratos con el municipio.

99.9.- Los subsidios que otorguen la Nación y los departamentos se asignarán, preferentemente, a los usuarios que residan en aquellos municipios que tengan menor capacidad para otorgar subsidios con sus propios ingresos. En consecuencia y con el fin de cumplir cabalmente con los principios de solidaridad y

redistribución no existirá exoneración en el pago de los servicios de que trata esta ley para ninguna persona natural o jurídica.

Parágrafo 1. La tarifa del servicio público de electricidad para los distritos de riego construidos o administrados por el Incora y que sean menores a 50 hectáreas, se considerarán incorporados al estrato 1 para efecto de los subsidios a que halla lugar.

L. 143/94, art. 47

Artículo 100. Presupuesto y fuentes de los subsidios. En los presupuestos de la Nación y de las entidades territoriales, las apropiaciones para inversión en acueducto y saneamiento básico y los subsidios se clasificarán en el gasto público social, como inversión social, para que reciban la prioridad que ordena el artículo 366 de la Constitución Política. Podrán utilizarse como fuentes de los subsidios los ingresos corrientes y de capital, las participaciones en los ingresos corrientes de la Nación, los recursos de los impuestos para tal efecto de que trata esta ley, y para los servicios de acueducto, alcantarillado y aseo los recursos provenientes del 10% del impuesto predial unificado al que se refiere el artículo 7 de la ley 44 de 1990. En ningún caso se utilizarán recursos del crédito para atender subsidios. Las empresas de servicios públicos no podrán subsidiar otras empresas de servicios públicos.

**CAPITULO IV
ESTRATIFICACION SOCIOECONOMICA**

Artículo 101. Régimen de estratificación. La estratificación se someterá a las siguientes reglas.

101.1.- Es deber de cada municipio clasificar en estratos los inmuebles residenciales que deben recibir servicios públicos. Y es deber indelegable del alcalde realizar la estratificación respectiva.

101.2.- Los alcaldes pueden contratar las tareas de estratificación con entidades públicas nacionales o locales, o privadas de reconocida capacidad técnica.

101.3.- El alcalde adoptará mediante decreto los resultados de la estratificación y los difundirá ampliamente. Posteriormente los notificará a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

101.4.- En cada municipio existirá una sola estratificación de inmuebles residenciales, aplicable a cada uno de los servicios públicos.

101.5.- Antes de iniciar los estudios conducentes a la adopción, el alcalde deberá conformar un Comité permanente de estratificación socioeconómica que lo asesore, cuya función principal es velar por la adecuada aplicación de las metodologías suministradas por el Departamento Nacional de Planeación.

101.6.- Los alcaldes de los municipios que conforman áreas metropolitanas o aquellos que tengan áreas en situación de conurbación, podrán hacer convenios para que la estratificación se haga como un todo.

101.7.- La Nación y los departamentos pueden dar asistencia técnica a los municipios para que asuman la responsabilidad de la estratificación; para realizar las estratificaciones, los departamentos pueden dar ayuda financiera a los municipios cuyos ingresos totales sean equivalentes o menores a los gastos de funcionamiento, con base a la ejecución presupuestal del año inmediatamente anterior.

101.8.- Las estratificaciones que los municipios y distritos hayan realizado o realicen con el propósito de determinar la tarifa del impuesto predial unificado de que trata la ley 44/90, serán admisibles para los propósitos de esta ley, siempre y cuando se ajusten a las metodologías de estratificación definidas por el Departamento Nacional de Planeación.

101.9.- Cuando se trate de otorgar subsidios con recursos nacionales, la Nación podrá exigir, antes de efectuar los desembolsos, que se consiga certificado de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en el sentido de que la estratificación se hizo en forma correcta. Cuando se trate de otorgar subsidios con recursos departamentales, cada Departamento establecerá sus propias normas.

101.10.- El Gobernador del Departamento podrá sancionar disciplinariamente a los alcaldes que por su culpa no hayan realizado la estratificación de los inmuebles residenciales en los plazos establecidos por Planeación Nacional, o no hayan conseguido que se haga y notifique una revisión general de la estratificación municipal cuando la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en el plazo previsto lo indique.

101.11.- Ante la renuencia de las autoridades municipales, el Gobernador puede tomar las medidas necesarias, y hacer los contratos del caso, para garantizar que las estratificaciones estén hechas acordes con las normas; la Nación deberá, en ese evento, descontar de las transferencias que debe realizar al municipio las sumas necesarias y pagarlas al Departamento.

101.12.- El Presidente de la República podrá imponer sanción disciplinaria a los Gobernadores que, por su culpa, no tomen las medidas tendientes a suplir la omisión de las autoridades municipales en cuanto a realización de los actos de estratificación; podrá también tomar las mismas medidas que se autorizan a los gobernadores en el inciso anterior.

101.13.- Las sanciones y medidas correctivas que este artículo autoriza podrán aplicarse también cuando no se determine en forma oportuna que la actualización de los estratos debe hacerse para atender los cambios en la metodología de estratificación que se tuvieron en cuenta al realizar la estratificación general de un municipio; o, en general cuando se infrinjan con grave perjuicio para los usuarios las normas sobre estratificación.

Parágrafo. El plazo para adoptar la estratificación urbana se vence el 31 de diciembre de 1994 y la estratificación rural el 31 de julio de 1995.

Artículo 102. Estratos y metodología. Los inmuebles residenciales a los cuales se provean servicios públicos se clasificarán máximo en seis estratos socioeconómicos así: 1) bajo-bajo, 2) bajo, 3) medio-bajo, 4) medio, 5) medio-alto, y 6) alto.

Para tal efecto se emplearán las metodologías que elabore el Departamento Nacional de Planeación, las cuales contendrán las variables, factores, ponderaciones y método estadístico, teniendo en cuenta la dotación de servicios públicos domiciliarios. Ninguna zona residencial urbana que carezca de la prestación de por lo menos dos servicios públicos domiciliarios básicos podrá ser clasificada en un estrato superior al cuatro (4)

Artículo 103. Unidades espaciales de estratificación. La unidad espacial de estratificación es el área dotada de características homogéneas de conformidad con los factores de estratificación. Cuando se encuentren viviendas que no tengan las mismas características del conglomerado, se les dará un tratamiento individual.

Artículo 104. Recursos de los usuarios. Toda persona o grupo de personas podrá solicitar revisión del estrato que se le asigne. Los reclamos serán atendidos y resueltos en primera instancia por el comité de estratificación en el término de dos meses y las reposiciones por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

**TITULO VII.
ORGANIZACION Y PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS**

**CAPITULO I
PRINCIPIOS y REGLAS**

Artículo 105. Principios y reglas de reorganización administrativa. De conformidad con lo dispuesto en los numerales 14 y 16 del artículo 189 y el artículo 370 de la Constitución Política, y para los efectos de la

debida organización y funcionamiento de la estructura administrativa relacionada con el régimen de Servicios Públicos domiciliarios de que trata esta ley, el Presidente de la República podrá modificar la estructura de los Ministerios de Desarrollo Económico, Minas y Energía, de Comunicaciones, de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, de las comisiones de regulación y de las demás dependencias y entidades de la administración, así como crear, fusionar o suprimir los empleos a que haya lugar, señalarles sus funciones y fijarles sus dotaciones y emolumentos, de acuerdo con las normas generales adoptadas con fundamento en el literal e) del numeral 19 del artículo 150 de la Carta, con sujeción a los siguientes principios y reglas generales:

105.1.- Debe garantizarse que no existan entidades, organismos o dependencias que ejerzan funciones iguales o incompatibles con lo dispuesto en esta ley.

105.2.- Las modificaciones se harán sobre la base de una evaluación de los costos y gastos de operación, del funcionamiento de sus componentes y de su comparación frente a la ejecución de funciones a través de contrato.

105.3.- Se mantendrá una estricta separación entre las funciones de regulación, que se ejercerán a través de las comisiones, y las de control y vigilancia, que se ejercerán por el Superintendente y sus delegados.

105.4.- Se podrán establecer oficinas delegadas de la Superintendencia en las ciudades capitales de departamento que se considere conveniente, o autorizar la delegación de algunas funciones en otras autoridades administrativas del orden departamental o municipal, o la celebración de contratos con otras entidades públicas o privadas para el mejor cumplimiento de ellas.

105.5.- Al establecer las funciones del Superintendente se distinguirán las relativas a las entidades prestadoras de los servicios públicos de las dirigidas a apoyar y garantizar la participación de los usuarios.

105.6.- Lo anterior sin perjuicio de las funciones de control disciplinario y de gestión de la Procuraduría General de la Nación.

CAPITULO II DE LOS PROCEDIMIENTOS ADMINISTRATIVOS PARA ACTOS UNILATERALES

Artículo 106. Aplicación. Las reglas de este capítulo se aplicarán en todos aquellos procedimientos de las autoridades que tengan el propósito de producir los actos administrativos unilaterales a que dé origen el cumplimiento de la presente ley, y que no hayan sido objeto de normas especiales.

Artículo 107. Citaciones y comunicaciones. La citación o comunicación se entenderá cumplida al cabo del décimo día siguiente a aquel en que haya sido puesta al correo, si ese fue el medio escogido para hacerla, y si el citado tuviere domicilio en el país; si lo tuviere en el exterior, se entenderá cumplida al cabo del vigésimo día. Las publicaciones se entenderán surtidas al cabo del día siguiente a aquel en que se hacen. La citación o comunicación podrá hacerse, también, verbalmente, o por la entrega de un escrito, de todo lo cual se dejará constancia.

Artículo 108. Período probatorio. Dentro del mes siguiente al día en que se haga la primera de las citaciones y publicaciones, y habiendo oído a los interesados, si existen diferencias de información o de apreciación sobre aspectos que requieren conocimientos especializados, la autoridad decretará las pruebas a que haya lugar.

Artículo 109. Funcionario para la práctica de pruebas y decisión de recursos. Al practicar pruebas, las funciones que corresponderían al juez en un proceso civil las cumplirá la autoridad, o la persona que

acuerden la autoridad y el interesado; o cuando parezca indispensable para garantizar la imparcialidad y el debido proceso y el interesado lo solicite, la que designe o contrate para el efecto el Superintendente de Servicios Públicos. Este, a su vez, podrá designar o contratar otra autoridad o persona para que cumpla las funciones que en este capítulo se le atribuyen.

Los honorarios de cada auxiliar de la administración se definirán ciñéndose a lo que éste demuestre que gana en actividades similares, y serán cubiertos por partes iguales entre la autoridad y quien pidió la prueba, al término de tres días siguientes a la posesión del auxiliar, o al finalizar su trabajo, según se acuerde; el Superintendente sancionará a los morosos, y el auxiliar no estará obligado a prestar sus servicios mientras no se cancelen. Si la prueba la decretó, de oficio, la autoridad, ella asumirá su valor.

Artículo 110. Impedimento y recusaciones. Cuando haya lugar a impedimentos y recusaciones y la persona que los declare o contra quien se formulen no tenga superior jerárquico inmediato, el Superintendente de Servicios Públicos asumirá las funciones que el artículo 30 del Código Contencioso Administrativo atribuye al superior inmediato. Si el Superintendente se declarare impedido o fuere recusado, la persona que designe el Presidente de la República asumirá sus funciones.

Art. 44

Artículo 111. Oportunidad para decidir. La decisión que ponga fin a las actuaciones administrativas deberá tomarse dentro de los cinco meses siguientes al día en el que se haya hecho la primera de las citaciones o publicaciones de que trata el artículo 108 de la presente ley.

Artículo 112. Notificaciones. La autoridad podrá contratar con empresas especializadas, de reconocida seriedad, que ofrezcan póliza de cumplimiento, para que hagan las notificaciones de los actos administrativos a que se refiere esta ley.

Artículo 113. Recursos contra las decisiones que ponen fin a las actuaciones administrativas. Salvo que esta ley disponga otra cosa, contra las decisiones de los personeros, de los alcaldes, de los gobernadores, de los ministros, del Superintendente de Servicios Públicos, y de las comisiones de regulación que pongan fin a las actuaciones administrativas sólo cabe el recurso de reposición, que podrá interponerse dentro de los cinco días siguientes a la notificación o publicación.

Pero, cuando haya habido delegación de funciones, por funcionarios distintos al Presidente de la República, contra los actos de los delegados cabrá el recurso de apelación.

Durante el trámite de los recursos pueden completarse las pruebas que no se hubiesen alcanzado a practicar.

Artículo 114. Presentaciones personales. No será necesaria la presentación personal del interesado para hacer las peticiones o interponer los recursos, ni para su trámite.

D. 2150/95, art. 33

Artículo 115. Procedimientos con el Superintendente de Servicios Públicos. Cuando la autoridad que adelante el procedimiento administrativo sea el Superintendente de Servicios Públicos, el Director del Departamento Administrativo de la Presidencia de la República ejercerá, respecto de éste, aquellas funciones y facultades que en este capítulo se le confieren al Superintendente para garantizar la imparcialidad de los procedimientos que adelantan otras autoridades.

**CAPITULO III
LAS EXPROPIACIONES Y SERVIDUMBRES**

Artículo 116. Entidad facultada para impulsar la expropiación. Corresponde a las entidades territoriales, y a la Nación, cuando tengan la competencia para la prestación del servicio, determinar de manera particular y concreta si la expropiación de un bien se ajusta a los motivos de utilidad pública e interés social que consagra la ley, y producir los actos administrativos e impulsar los procesos judiciales a que haya lugar.

Artículo 117. La adquisición de la servidumbre. La empresa de servicios públicos que tenga interés en beneficiarse de una servidumbre, para cumplir su objeto, podrá solicitar la imposición de la servidumbre mediante acto administrativo, o promover el proceso de imposición de servidumbre al que se refiere la ley 56 de 1.981.

Art. 57;
L. 126/38, art. 18
L. 56/81, arts. 28 a 31,
D. 2024/82, art. 42
D. 2580/85
Res. CREG 003/94, art. 20

Artículo 118. Entidad con facultades para imponer la servidumbre. Tienen facultades para imponer la servidumbre por acto administrativo las entidades territoriales y la Nación, cuando tengan competencia para prestar el servicio público respectivo, y las comisiones de regulación.

Artículo 119. Ejercicio y extinción del derecho de las empresas. Es deber de las empresas, en el ejercicio de los derechos de servidumbre proceder con suma diligencia y cuidado para evitar molestias o daños innecesarios a los propietarios, poseedores o tenedores de los predios y a los usuarios de los bienes, y para no lesionar su derecho a la intimidad.

Artículo 120. Extinción de las servidumbres. Las servidumbres se extinguen por las causas previstas en el Código Civil; o por suspenderse su uso por dos años; o si los bienes sobre los cuales recae se hallan en tal estado que no sea posible usar de ellos durante el mismo lapso; o por prescripción de igual plazo; o por el decaimiento a que se refiere el artículo 66 del Código Contencioso Administrativo, si provinieren de acto administrativo.

**CAPITULO IV
TOMA DE POSESION Y LIQUIDACION**

Artículo 121. Procedimiento y alcances de la toma de posesión de las empresas de servicios públicos. La toma de posesión ocurrirá previo concepto de la comisión que regule el servicio, y puede realizarse también para liquidar la empresa. No requiere citaciones o comunicaciones a los interesados antes de que se produzca el acto administrativo que la ordene; pero tal acto, que se notificará al representante legal de la empresa o, en su defecto, a cualquier funcionario que se encuentre en las dependencias de ésta, es recurrible en el efecto devolutivo.

La Superintendencia podrá pedir a las autoridades competentes, en el evento de toma de posesión, que declaren la caducidad de los contratos de concesión a los que se refiere esta ley.

Los ingresos de la empresa se podrán utilizar para pagar los gastos de la administración de la Superintendencia. Cuando la toma de posesión no sea una sanción para la empresa, se la indemnizará plenamente por los perjuicios que le pueda haber ocasionado.

Si después del plazo prudencial señalado por el Superintendente para la toma de posesión de una empresa de servicios públicos, para administrarla, que no podrá ser superior a dos (2) años, por razones imputables a sus administradores o accionistas, no se superan los problemas que dieron origen a la medida, la Superintendencia podrá ordenar que se liquide la empresa.

Se aplicarán, en estos casos, y en cuanto sean pertinentes, las normas relativas a la liquidación de instituciones financieras. Las referencias que allí se hacen respecto a la Superintendencia Bancaria y al Fondo de Garantías de Instituciones Financieras se entenderán hechas a la Superintendencia de servicios públicos; las que se hacen al Consejo Asesor se entenderán referidas a la comisión de regulación; las hechas a los ahorradores se entenderán hechas respecto a los acreedores; y las hechas al Ministerio de Hacienda y Crédito Público se tratarán como inexistentes.

Artículo 122. Régimen de aportes en eventos de reducción del valor nominal. La Superintendencia, en el evento de la reducción en el valor nominal de los aportes a las empresas de servicios públicos cuyo capital esté representado en acciones, podrá disponer que sólo se emitan títulos de acciones por valores superiores a una décima parte de un salario mínimo.

Artículo 123. Nombramiento de liquidador; procedimiento. La liquidación de las empresas de servicios públicos se hará siempre por una persona que designe o contrate la Superintendencia; el liquidador dirigirá la actuación bajo su exclusiva responsabilidad, y la terminará en el plazo que señale el Superintendente. El liquidador tendrá las facultades y deberes que corresponden a los liquidadores de instituciones financieras, en cuanto no se opongan a normas especiales de esta ley.

**CAPITULO V
LAS FORMULAS TARIFARIAS**

Artículo 124. Actuación administrativa. Para determinar las fórmulas tarifarias se aplicarán las normas sobre régimen tarifario de las empresas de servicios públicos previstas en esta ley, las normas del Código Contencioso Administrativo, y las siguientes reglas especiales:

124.1.- La coordinación ejecutiva de la comisión de regulación respectiva impulsará toda la actuación; sin embargo, cuando corresponda a la comisión como autoridad nombrar peritos, el nombramiento corresponderá a la comisión misma.

124.2.- Si la actuación se inicia de oficio, la comisión debe disponer de estudios suficientes para definir la fórmula de que se trate; si se inicia por petición de una empresa de servicios públicos, el solicitante debe acompañar tales estudios. Son estudios suficientes, los que tengan la misma clase y cantidad de información que haya empleado cualquier comisión de regulación para determinar una fórmula tarifaria.

Arts. 87 a 98
L. 143/94, arts. 42 a 49

Artículo 125. Actualización de las tarifas. Durante el período de vigencia de cada fórmula, las empresas podrán actualizar las tarifas que cobran a sus usuarios aplicando las variaciones en los índices de precios que las fórmulas contienen. Las nuevas tarifas se aplicarán a partir del día quince del mes que corresponda, cada vez que se acumule una variación de, por lo menos, un tres por ciento (3%) en alguno de los índices de precios que considera la fórmula.

Cada vez que las empresas de servicios públicos reajusten las tarifas, deberán comunicar los nuevos valores a la Superintendencia de servicios públicos, y a la comisión respectiva. Deberán, además, publicarlos, por una vez, en un periódico que circule en los municipios en donde se presta el servicio, o en uno de circulación nacional.

Artículo 126. Vigencia de las fórmulas de tarifas. Las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años, salvo que antes haya acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la comisión para modificarlas o prorrogarlas por un período igual. Excepcionalmente podrán modificarse, de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los usuarios o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.

Vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas.

Artículo 127. Inicio de la actuación administrativa para fijar nuevas tarifas. Antes de doce meses de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, la comisión deberá poner en conocimiento de las empresas de servicios públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente. Después, se aplicará lo previsto en el artículo 124.

TITULO VIII EL CONTRATO DE SERVICIOS PUBLICOS

CAPITULO I NATURALEZA Y CARACTERISTICAS DEL CONTRATO

Artículo 128. Contrato de servicios públicos. Es un contrato uniforme, consensual, en virtud del cual una empresa de servicios públicos los presta a un usuario a cambio de un precio en dinero, de acuerdo a estipulaciones que han sido definidas por ella para ofrecerlas a muchos usuarios no determinados.

Hacen parte del contrato no solo sus estipulaciones escritas, sino todas las que la empresa aplica de manera uniforme en la prestación del servicio. Existe contrato de servicios públicos aún cuando algunas de las estipulaciones sean objeto de acuerdo especial con uno o algunos usuarios.

Los contratos entre quienes presten el servicio de larga distancia nacional e internacional y sus usuarios se someterán a las reglas del contrato de servicios públicos que contiene esta ley.

Las comisiones de regulación podrán señalar, por vía general, los casos en los que el suscriptor podrá liberarse temporal o definitivamente de sus obligaciones contractuales, y no será parte del contrato a partir del momento en que acredite ante la empresa, en la forma en que lo determinen las comisiones, que entre él y quienes efectivamente consumen el servicio existe actuación de policía o proceso judicial relacionado con la tenencia, la posesión material o la propiedad del inmueble. En estos casos se facilitará la celebración del contrato con los consumidores.

Artículo 129. Celebración del contrato. Existe contrato de servicios públicos desde que la empresa define las condiciones uniformes en las que está dispuesta a prestar el servicio y el propietario, o quien utiliza un inmueble determinado, solicita recibir allí el servicio, si el solicitante y el inmueble se encuentran en las condiciones previstas por la empresa.

En la enajenación de bienes urbanos se entiende que hay cesión de todos los contratos de servicios públicos domiciliarios, salvo que las partes acuerden otra cosa. La cesión operará de pleno

derecho, e incluye la propiedad de los bienes inmuebles por adhesión o destinación utilizados para usar el servicio.

Artículo 130. Partes del contrato. Son partes del contrato la empresa de servicios públicos, y los usuarios.

El propietario del inmueble, el suscriptor y los usuarios del servicio son solidarios en sus obligaciones y derechos en el contrato de servicios públicos.

Las deudas derivadas de la prestación de los servicios públicos podrán ser cobradas ejecutivamente ante los jueces competentes ó bien ejerciendo la jurisdicción coactiva por las empresas oficiales de servicios públicos. La factura expedida por la empresa y debidamente firmada por el representante legal de la entidad, prestará mérito ejecutivo de acuerdo a las normas del derecho civil y comercial.

Artículo 131. Deber de informar sobre las condiciones uniformes. Es deber de las empresas de servicios públicos informar con tanta amplitud como sea posible en el territorio donde prestan sus servicios, acerca de las condiciones uniformes de los contratos que ofrecen.

Las empresas tienen el deber de disponer siempre de copias de las condiciones uniformes de sus contratos; el contrato adolecerá de nulidad relativa si se celebra sin dar una copia al usuario que la solicite.

Artículo 132. Régimen legal del contrato de servicios públicos. El contrato de servicios públicos se regira por lo dispuesto en esta ley, por las condiciones especiales que se pacten con los usuarios, por las condiciones uniformes que señalen las empresas de servicios públicos, y por las normas del Código de Comercio y del Código Civil.

Cuando haya conflicto entre las condiciones uniformes y las condiciones especiales, se preferirán éstas. Al definir los efectos fiscales del contrato de servicios públicos, se tendrá en cuenta que, a pesar de tener condiciones uniformes, resulta celebrado con cada usuario en particular.

Artículo 133. Abuso de la posición dominante. Se presume que hay abuso de la posición dominante de la empresa de servicios públicos, en los contratos a los que se refiere este libro, en las siguientes cláusulas:

133.1.- Las que excluyen o limitan la responsabilidad que corresponde a la empresa de acuerdo a las normas comunes; o las que trasladan al suscriptor o usuario la carga de la prueba que esas normas ponen en cabeza de la empresa;

133.2.- Las que dan a la empresa la facultad de disolver el contrato o cambiar sus condiciones o suspender su ejecución, o revocar o limitar cualquier derecho contractual del suscriptor o usuario, por razones distintas al incumplimiento de este o a fuerza mayor o caso fortuito;

133.3.- Las que condicionan al consentimiento de la empresa de servicios públicos el ejercicio de cualquier derecho contractual o legal del suscriptor o usuario;

133.4.- Las que obligan al suscriptor o usuario a recurrir a la empresa de servicios públicos o a otra persona determinada para adquirir cualquier bien o servicio que no tenga relación directa con el objeto del contrato, o le limitan su libertad para escoger a quien pueda proveerle ese bien o servicio; o lo obligan a comprar más de lo que necesite;

133.5.- Las que limitan la libertad de estipulación del suscriptor o usuario en sus contratos con terceros, y las que lo obligan a comprar sólo a ciertos proveedores. Pero se podrá impedir, con permiso expreso de la comisión, que quien adquiera un bien o servicio a una empresa de servicio público a una tarifa que sólo se concede a una clase de suscriptor o usuarios, o con subsidios, lo revenda a quienes normalmente habrían recibido una tarifa o un subsidio distinto;

133.6.- Las que imponen al suscriptor o usuario una renuncia anticipada a cualquiera de los derechos que el contrato le concede;

133.7.- Las que autorizan a la empresa o a un delegado suyo a proceder en nombre del suscriptor o usuario para que la empresa pueda ejercer alguno de los derechos que ella tiene frente al suscriptor o usuario;

133.8.- Las que obligan al suscriptor o usuario a preparar documentos de cualquier clase, con el objeto de que el suscriptor o usuario tenga que asumir la carga de una prueba que, de otra forma, no le correspondería;

133.9.- Las que sujetan a término o a condición no previsto en la ley el uso de los recursos o de las acciones que tiene el suscriptor o usuario; o le permiten a la empresa hacer oponible al suscriptor o usuario ciertas excepciones que, de otra forma, le serían inoponibles; o impiden al suscriptor o usuario utilizar remedios judiciales que la ley pondría a su alcance;

133.9.- Las que confieren a la empresa mayores atribuciones que al suscriptor o usuario en el evento de que sea preciso someter a decisiones arbitrales o de amigables componedores las controversias que surjan entre ellos;

133.10.- Las que confieren a la empresa la facultad de elegir el lugar en el que el arbitramento o la amigable composición han de tener lugar, o escoger el factor territorial que ha de determinar la competencia del juez que conozca de las controversias;

133.11.- Las que confieren a la empresa plazos excesivamente largos o insuficientemente determinados para el cumplimiento de una de sus obligaciones, o para la aceptación de una oferta;

133.12.- Las que confieren a la empresa la facultad de modificar sus obligaciones cuando los motivos para ello sólo tienen en cuenta los intereses de la empresa;

133.14.- Las que presumen cualquier manifestación de voluntad en el suscriptor o usuario, a no ser que:

a.- Se dé al suscriptor o usuario un plazo prudencial para manifestarse en forma explícita, y

b.- Se imponga a la empresa la obligación de hacer saber al suscriptor o usuario el significado que se atribuiría a su silencio, cuando comience el plazo aludido;

133.15.- Las que permiten presumir que la empresa ha realizado un acto que la ley o el contrato consideren indispensable para determinar el alcance o la exigibilidad de las obligaciones y derechos del suscriptor o usuario; y las que la eximan de realizar tal acto; salvo en cuanto esta ley autorice lo contrario;

133.16.- Las que permiten a la empresa, en el evento de terminación anticipada del contrato por parte del suscriptor o usuario, exigir a éste:

a.- Una compensación excesivamente alta por el uso de una cosa o de un derecho recibido en desarrollo del contrato, o

b.- Una compensación excesivamente alta por los gastos realizados por la empresa para adelantar el contrato; o

c.- Que asuma la carga de la prueba respecto al monto real de los daños que ha podido sufrir la empresa, si la compensación pactada resulta excesiva;

133.17.- Las que limitan el derecho del suscriptor o usuario a pedir la resolución del contrato, o perjuicios, en caso de incumplimiento total o parcial de la empresa;

133.18.- Las que limiten la obligación de la empresa a hacer efectivas las garantías de la calidad de sus servicios y de los bienes que entrega; y las que trasladan al suscriptor o usuario una parte cualquiera de los costos y gastos necesarios para hacer efectiva esa garantía; y las que limitan el plazo previsto en la ley para que el suscriptor o usuario ponga de presente los vicios ocultos de los bienes y servicios que recibe;

133.19.- Las que obligan al suscriptor o usuario a continuar con el contrato por más de dos años, o por un plazo superior al que autoricen las comisiones por vía general para los contratos con grandes suscriptores o usuarios; pero se permiten los contratos por término indefinido.

133.20.- Las que suponen que las renovaciones tácitas del contrato se extienden por períodos superiores a un año;

133.21.- Las que obligan al suscriptor o usuario a dar preaviso superior a dos meses para la terminación del contrato, salvo que haya permiso expreso de la comisión;

133.22.- Las que obligan al suscriptor o usuario a aceptar por anticipado la cesión que la empresa haga del contrato, a no ser que en el contrato se identifique al cesionario o que se reconozca al cedido la facultad de terminar el contrato;

133.23.- Las que obliguen al suscriptor o usuario a adoptar formalidades poco usuales o injustificadas para cumplir los actos que le corresponden respecto de la empresa o de terceros;

133.24.- Las que limitan el derecho de retención que corresponda al suscriptor o usuario, derivado de la relación contractual;

133.25.- Las que impidan al suscriptor o usuario compensar el valor de las obligaciones claras y actualmente exigibles que posea contra la empresa;

133.26.- Cualesquiera otras que limiten en tal forma los derechos y deberes derivados del contrato que pongan en peligro la consecución de los fines del mismo, tal como se enuncian en el artículo 126 de esta ley.

La presunción de abuso de la posición dominante puede desvirtuarse si se establece que las cláusulas aludidas, al considerarse en el conjunto del contrato, se encuentran equilibradas con obligaciones especiales que asume la empresa. La presunción se desvirtuará, además, en aquellos casos en que se requiera permiso expreso de la comisión para contratar una de las cláusulas a las que este artículo se refiere, y ésta lo haya dado.

Si se anula una de las cláusulas a las que se refiere este artículo, conservarán, sin embargo, su validez todas las demás que no hayan sido objeto de la misma sanción.

Cuando una comisión haya rendido concepto previo sobre un contrato de condiciones uniformes, o sobre sus modificaciones, el juez que lo estudie debe dar a ese concepto el valor de una prueba pericial firme, precisa, y debidamente fundada.

**Arts. 30 y 143;
L. 143/94, art. 43**

CAPITULO II DE LA PRESTACION DEL SERVICIO

Artículo 134. Del derecho a los servicios públicos domiciliarios. Cualquier persona capaz de contratar que habite o utilice de modo permanente un inmueble, a cualquier título, tendrá derecho a recibir los servicios públicos domiciliarios al hacerse parte de un contrato de servicios públicos.

Artículo 135. De la propiedad de las conexiones domiciliarias. La propiedad de las redes, equipos y elementos que integran una acometida externa será de quien los hubiere pagado, si no fueren inmuebles por adhesión. Pero ello no exime al suscriptor o usuario de las obligaciones resultantes del contrato y que se refieran a esos bienes.

Sin perjuicio de las labores propias de mantenimiento o reposición que sean necesarias para garantizar el servicio, las empresas no podrán disponer de las conexiones cuando fueren de propiedad de los suscriptores o usuarios, sin el consentimiento de ellos.

Lo aquí dispuesto no impide que se apliquen los procedimientos para imponer a los propietarios las servidumbres o la expropiación, en los casos y condiciones previstos en la ley.

CAPITULO III. EL CUMPLIMIENTO Y LA PRESTACION DEL SERVICIO

Artículo 136. Concepto de falla en la prestación del servicio. La prestación continua de un servicio de buena calidad, es la obligación principal de la empresa en el contrato de servicios públicos.

El incumplimiento de la empresa en la prestación continua del servicio se denomina, para los efectos de esta ley, falla en la prestación del servicio.

La empresa podrá exigir, de acuerdo con las condiciones uniformes del contrato, que se haga un pago por conexión para comenzar a cumplir el contrato; pero no podrá alegar la existencia de controversias sobre el dominio del inmueble para incumplir sus obligaciones mientras el suscriptor o usuario cumpla las suyas.

Artículo 137. Reparaciones por falla en la prestación del servicio. La falla del servicio da derecho al suscriptor o usuario, desde el momento en el que se presente, a la resolución del contrato, o a su cumplimiento con las siguientes reparaciones:

137.1.- A que no se le haga cobro alguno por conceptos distintos del consumo, o de la adquisición de bienes o servicios efectivamente recibidos, si la falla ocurre continuamente durante un término de quince (15) días o más, dentro de un mismo período de facturación. El descuento en el cargo fijo opera de oficio por parte de la empresa.

137.2.- A que no se le cobre el servicio de recolección, transporte y disposición final de residuos sólidos, si en cualquier lapso de treinta días la frecuencia de recolección es inferior al cincuenta por ciento (50%) de lo previsto en el contrato para la zona en la que se halla el inmueble.

137.3.- A la indemnización de perjuicios, que en ningún caso se tasarán en menos del valor del consumo de un día del usuario afectado por cada día en que el servicio haya fallado totalmente o en proporción a la duración de la falla; mas el valor de las multas, sanciones o recargos que la falla le haya ocasionado al suscriptor o usuario; mas el valor de las inversiones o gastos en que el suscriptor o usuario haya incurrido para suplir el servicio.

La indemnización de perjuicios no procede si hay fuerza mayor o caso fortuito.

No podrán acumularse, en favor del suscriptor o usuario, el valor de las indemnizaciones a las que dé lugar este numeral con el de las remuneraciones que reciba por las sanciones impuestas a la empresa por las autoridades, si tienen la misma causa.

Artículo 138. Suspensión de común acuerdo. Podrá suspenderse el servicio cuando lo solicite un suscriptor o usuario, si convienen en ello la empresa y los terceros que puedan resultar afectados. De la misma manera podrán las partes terminar el contrato.

Artículo 139. Suspensión en interés del servicio. No es falla en la prestación del servicio la suspensión que haga la empresa para:

139.1.- Hacer reparaciones técnicas, mantenimientos periódicos y racionamientos por fuerza mayor, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno a los suscriptores o usuarios.

139.2.- Evitar perjuicios que se deriven de la inestabilidad del inmueble o del terreno, siempre que se haya empleado toda la diligencia posible, dentro de las circunstancias, para que el suscriptor o usuario pueda hacer valer sus derechos.

Artículo 140. Suspensión por incumplimiento. El incumplimiento del contrato por parte del suscriptor o usuario da lugar a la suspensión del servicio en los eventos señalados en las condiciones uniformes del contrato de servicios y en todo caso en los siguientes:

La falta de pago por el término que fije la entidad prestadora, sin exceder en todo caso de tres períodos de facturación, y el fraude a las conexiones, acometidas, medidores o líneas.

Es causal también de suspensión, la alteración inconsulta y unilateral por parte del usuario o suscriptor de las condiciones contractuales de prestación del servicio.

Durante la suspensión, ninguna de las partes puede tomar medidas que hagan imposible el cumplimiento de las obligaciones recíprocas tan pronto termine la causal de suspensión.

Haya o no suspensión, la entidad prestadora puede ejercer todos los demás derechos que las leyes y el contrato uniforme le conceden para el evento del incumplimiento.

Artículo 141. Incumplimiento, terminación y corte del servicio. El incumplimiento del contrato por un período de varios meses, o en forma repetida, o en materias que afecten gravemente a la empresa o a terceros, permite a la empresa tener por resuelto el contrato y proceder al corte del servicio. En las condiciones uniformes se precisarán las causales de incumplimiento que dan lugar a tener por resuelto el contrato.

Se presume que el atraso en el pago de tres facturas de servicios y la reincidencia en una causal de suspensión dentro de un período de dos años, es materia que afecta gravemente a la empresa, que permite resolver el contrato y proceder al corte del servicio.

La entidad prestadora podrá proceder igualmente al corte en el caso de acometidas fraudulentas. Adicionalmente, y tratándose del servicio de energía eléctrica, se entenderá que para efectos penales, la energía eléctrica es un bien mueble; en consecuencia, la obtención del servicio mediante acometida fraudulenta constituirá para todos los efectos, un hurto.

La demolición del inmueble en el cual se prestaba el servicio permite a la empresa dar por terminado el contrato, sin perjuicio de sus derechos.

Artículo 142. Restablecimiento del servicio. Para restablecer el servicio, si la suspensión o el corte fueron imputables al suscriptor o usuario, éste debe eliminar su causa, pagar todos los gastos de reinstalación o reconexión en los que la empresa incurra, y satisfacer las demás sanciones previstas, todo de acuerdo a las condiciones uniformes del contrato.

Si el restablecimiento no se hace en un plazo razonable después de que el suscriptor o usuario cumpla con las obligaciones que prevé el inciso anterior, habrá falla del servicio.

Artículo 143. Verificación del cumplimiento. En todo caso, tanto las empresas como los suscriptores o usuarios podrán exigir la adopción de medidas que faciliten razonablemente verificar la ejecución y cumplimiento del contrato de condiciones uniformes.

Arts. 128 a 133

CAPITULO IV. DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDICION DEL CONSUMO

Artículo 144. De los medidores individuales. Los contratos uniformes pueden exigir que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los instrumentos necesarios para medir sus consumos. En tal caso, los suscriptores o usuarios podrán adquirir los bienes y servicios respectivos a quien a bien tengan; y la empresa deberá aceptarlos siempre que reúnan las características técnicas a las que se refiere el inciso siguiente.

La empresa podrá establecer en las condiciones uniformes del contrato las características técnicas de los medidores, y del mantenimiento que deba dárseles.

No será obligación del suscriptor o usuario cerciorarse de que los medidores funcionen en forma adecuada; pero sí será obligación suya hacerlos reparar o reemplazarlos, a satisfacción de la empresa, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos, o cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos. Cuando el usuario o suscriptor, pasado un período de facturación, no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los medidores, la empresa podrá hacerlo por cuenta del usuario o suscriptor.

Sin embargo, en cuanto se refiere al transporte y distribución de gas, los contratos pueden reservar a las empresas, por razones de seguridad comprobables, la calibración y mantenimiento de los medidores.

Artículo 145. Control sobre el funcionamiento de los medidores. Las condiciones uniformes del contrato permitirán tanto a la empresa como al suscriptor o usuario verificar el estado de los instrumentos

que se utilicen para medir el consumo; y obligarán a ambos a adoptar precauciones eficaces para que no se alteren. Se permitirá a la empresa, inclusive, retirar temporalmente los instrumentos de medida para verificar su estado.

CAPITULO V DE LA DETERMINACION DEL CONSUMO FACTURABLE

Artículo 146. La medición del consumo, y el precio en el contrato. La empresa y el suscriptor o usuario tienen derecho a que los consumos se midan; a que se empleen para ello los instrumentos de medida que la técnica haya hecho disponibles; y a que el consumo sea el elemento principal del precio que se cobre al suscriptor o usuario.

Cuando, sin acción u omisión de las partes, durante un período no sea posible medir razonablemente con instrumentos los consumos, su valor podrá establecerse, según dispongan los contratos uniformes, con base en consumos promedios de otros períodos del mismo suscriptor o usuario, o con base en los consumos promedios de suscriptores o usuarios que estén en circunstancias similares, o con base en aforos individuales.

Habrá también lugar a determinar el consumo de un período con base en los de períodos anteriores o en los de usuarios en circunstancias similares o en aforos individuales cuando se acredite la existencia de fugas imperceptibles de agua en el interior del inmueble. Las empresas están en la obligación de ayudar al usuario a detectar el sitio y la causa de las fugas. A partir de su detección el usuario tendrá un plazo de dos meses para remediarlas. Durante este tiempo la empresa cobrará el consumo promedio de los últimos seis meses. Transcurrido este período la empresa cobrará el consumo medido. La falta de medición del consumo, por acción u omisión de la empresa, le hará perder el derecho a recibir el precio. La que tenga lugar por acción u omisión del suscriptor o usuario, justificará la suspensión del servicio o la terminación del contrato, sin perjuicio de que la empresa determine el consumo en las formas a las que se refiere el inciso anterior. Se entenderá igualmente, que es omisión de la empresa la no colocación de medidores en un período superior a seis meses después de la conexión del suscriptor o usuario.

En cuanto al servicio de aseo, se aplican los principios anteriores, con las adaptaciones que exige la naturaleza del servicio y las reglas que esta ley contiene sobre falla del servicio; entendiéndose que el precio que se exija al usuario dependerá no sólo de los factores de costos que contemplen las fórmulas tarifarias sino en todo caso de la frecuencia con la que se le preste el servicio y del volumen de residuos que se recojan.

En cuanto a los servicios de saneamiento básico y aquellos en que por razones de tipo técnico, de seguridad o de interés social, no exista medición individual, la comisión de regulación respectiva definirá los parámetros adecuados para estimar el consumo.

Las empresas podrán emitir factura conjunta para el cobro de los diferentes servicios que hacen parte de su objeto y para aquellos prestados por otras empresas de servicios públicos, para los que han celebrado convenios con tal propósito.

En todo caso, las empresas tendrán un plazo a partir de la vigencia de la presente ley para elevar los niveles de macro y micromedición a un 95% del total de los usuarios, para lo cual deberán iniciar un plan, con un porcentaje mínimo de inversión, para la adquisición y financiación de los medidores a los estratos 1, 2, 3.

Parágrafo. La comisión de regulación respectiva, en un plazo no superior a tres años a partir de la vigencia de la presente ley, reglamentará los aspectos relativos a este artículo con el fin de evitar traumatismos en la prestación de los servicios objeto de esta ley.

CAPITULO VI DE LAS FACTURAS

Artículo 147. Naturaleza y requisitos de las facturas. Las facturas de los servicios públicos se pondrán en conocimiento de los suscriptores o usuarios para determinar el valor de los bienes y servicios provistos en desarrollo del contrato de servicios públicos.

En las facturas en las que se cobren varios servicios, será obligatorio totalizar por separado cada servicio, cada uno de los cuales podrá ser pagado independientemente de los demás con excepción del servicio público domiciliario de aseo y demás servicios de saneamiento básico. Las sanciones aplicables por no pago procederán únicamente respecto del servicio que no sea pagado.

En las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos podrá preverse la obligación para el suscriptor o usuario de garantizar con un título valor el pago de las facturas a su cargo.

Parágrafo. Cuando se facturen los servicios de saneamiento básico y en particular los de aseo público y alcantarillado, conjuntamente con otro servicio público domiciliario, no podrá cancelarse este último con independencia de los servicios de saneamiento básico, aseo o alcantarillado, salvo en aquellos casos en que exista prueba de mediar petición, queja o recurso debidamente interpuesto ante la entidad prestataria del servicio de saneamiento básico, aseo o alcantarillado.

Artículo 148. Requisitos de las facturas. Los requisitos formales de las facturas serán los que determinen las condiciones uniformes del contrato, pero contendrán, como mínimo, información suficiente para que el suscriptor o usuario pueda establecer con facilidad si la empresa se ciñó a la ley y al contrato al elaborarlas, cómo se determinaron y valoraron sus consumos, cómo se comparan éstos y su precio con los de períodos anteriores, y el plazo y modo en el que debe hacerse el pago.

En los contratos se pactará la forma, tiempo, sitio y modo en los que la empresa hará conocer la factura a los suscriptores o usuarios, y el conocimiento se presumirá de derecho cuando la empresa cumpla lo estipulado. Corresponde a la empresa demostrar su cumplimiento. El suscriptor o usuario no estará obligado a cumplir las obligaciones que le cree la factura, sino después de conocerla. No se cobrarán servicios no prestados, tarifas, ni conceptos diferentes a los previstos en las condiciones uniformes de los contratos, ni se podrá alterar la estructura tarifaria definida para cada servicio público domiciliario.

Artículo 149. De la revisión previa. Al preparar las facturas, es obligación de las empresas investigar las desviaciones significativas frente a consumos anteriores. Mientras se establece la causa, la factura se hará con base en la de períodos anteriores o en la de suscriptores o usuarios en circunstancias semejantes o mediante aforo individual; y al aclarar la causa de las desviaciones, las diferencias frente a los valores que se cobraron se abonarán o cargarán al suscriptor o usuario, según sea el caso.

Artículo 150. De los cobros inoportunos. Al cabo de cinco meses de haber entregado las facturas, las empresas no podrán cobrar bienes o servicios que no facturaron por error, omisión, o investigación de desviaciones significativas frente a consumos anteriores. Se exceptúan los casos en que se compruebe dolo del suscriptor o usuario.

D. 1842/91, art. 12

Artículo 151. Las facturas y la democratización de la propiedad de las empresas. Los contratos uniformes podrán establecer que una parte del pago de los servicios públicos confiera al suscriptor o usuario el derecho a adquirir acciones o partes de interés social en las empresas oficiales, mixtas o privadas.

**CAPITULO VII
DEFENSA DE LOS USUARIOS EN SEDE DE LA EMPRESA**

Artículo 152. Derecho de petición y de recurso. Es de la esencia del contrato de servicios públicos que el suscriptor o usuario pueda presentar a la empresa peticiones, quejas y recursos relativos al contrato de servicios públicos.

Las normas sobre presentación, trámite y decisión de recursos se interpretarán y aplicarán teniendo en cuenta las costumbres de las empresas comerciales en el trato con su clientela, de modo que, en cuanto la ley no disponga otra cosa, se proceda de acuerdo con tales costumbres.

Artículo 153. De la oficina de peticiones y recursos. Todas las personas prestadoras de servicios públicos domiciliarios constituirán una "oficina de peticiones, quejas y recursos", la cual tiene la obligación de recibir, atender, tramitar y responder las peticiones o reclamos y recursos verbales o escritos que presenten los usuarios, los suscriptores o los suscriptores potenciales en relación con el servicio o los servicios que presta dicha empresa.

Estas "oficinas" llevarán una detallada relación de las peticiones y recursos presentados y del trámite y las respuestas que dieron.

Las peticiones y recursos serán tramitados de conformidad con las normas vigentes sobre el derecho de petición.

Artículo 154. De los recursos. El recurso es un acto del suscriptor o usuario para obligar a la empresa a revisar ciertas decisiones que afectan la prestación del servicio o la ejecución del contrato. Contra los actos de negativa del contrato, suspensión, terminación, corte y facturación que realice la empresa proceden el recurso de reposición, y el de apelación en los casos en que expresamente lo consagre la ley.

No son procedentes los recursos contra los actos de suspensión, terminación y corte, si con ellos se pretende discutir un acto de facturación que no fue objeto de recurso oportuno.

El recurso de reposición contra los actos que resuelvan las reclamaciones por facturación debe interponerse dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha de conocimiento de la decisión. En ningún caso, proceden reclamaciones contra facturas que tuviesen más de cinco (5) meses de haber sido expedidas por las empresas de servicios públicos.

De los recursos de reposición y apelación contra los demás actos de la empresa que enumera el inciso primero de este artículo debe hacerse uso dentro de los cinco días siguientes a aquel en que la empresa ponga el acto en conocimiento del suscriptor o usuario, en la forma prevista en las condiciones uniformes del contrato.

Estos recursos no requieren presentación personal ni intervención de abogado aunque se emplee un mandatario. Las empresas deberán disponer de formularios para facilitar la presentación de los recursos a los suscriptores o usuarios que deseen emplearlos. La apelación se presentará ante la superintendencia.

Artículo 155. Del pago y de los recursos. Ninguna empresa de servicios públicos podrá exigir la cancelación de la factura como requisito para atender un recurso relacionado con ésta. Salvo en los casos de suspensión en interés del servicio, o cuando esta pueda hacerse sin que sea falla del servicio, tampoco podrá suspender, terminar o cortar el servicio, hasta tanto haya notificado al suscriptor o usuario la decisión sobre los recursos procedentes que hubiesen sido interpuestos en forma oportuna.

Sin embargo, para recurrir el suscriptor o usuario deberá acreditar el pago de las sumas que no han sido objeto de recurso, o del promedio del consumo de los últimos cinco períodos.

Artículo 156. De las causales y trámite de los recursos. Los recursos pueden interponerse por violación de la ley o de las condiciones uniformes del contrato. En las condiciones uniformes de los contratos se indicará el trámite que debe darse a los recursos, y los funcionarios que deben resolverlos.

Artículo 157. De la asesoría al suscriptor o usuario en el recurso. Las personerías municipales deberán asesorar a los suscriptores o usuarios que deseen presentar recursos, cuando lo soliciten personalmente.

Artículo 158. Del término para responder el recurso. La empresa responderá los recursos, quejas y peticiones dentro del término de quince (15) días hábiles contados a partir de la fecha de su presentación. Pasado ese término, y salvo que se demuestre que el suscriptor o usuario auspició la demora, o que se requirió de la práctica de pruebas, se entenderá que el recurso ha sido resuelto en forma favorable a él.

Artículo 159. De la notificación de la decisión sobre peticiones y recursos. La notificación de la decisión sobre un recurso o una petición se efectuará en la forma prevista en esta ley. El recurso de apelación sólo puede interponerse como subsidiario del de reposición ante la superintendencia.

**TITULO IX
NORMAS ESPECIALES PARA ALGUNOS SERVICIOS**

**CAPITULO I
AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO**

Artículo 160. Prioridades en la aplicación de las normas. Cuando la Comisión de regulación de agua potable y saneamiento, y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios apliquen las normas de su competencia, lo harán dando prioridad al objetivo de mantener y extender la cobertura de esos servicios, particularmente en las zonas rurales, municipios pequeños y áreas urbanas de los estratos 1 y 2 ; y de tal manera que, sin renunciar a los objetivos de obtener mejoras en la eficiencia, competencia y calidad, éstos se logren sin sacrificio de la cobertura.

Artículo 161. Generación de aguas y cuencas hidrográficas. La generación de agua, en cuanto ella implique la conservación de cuencas hidrográficas, no es uno de los servicios públicos a los que esta ley se refiere. Si lo es la generación de agua, en cuanto se refiere al desarrollo de pozos, la desalinización y otros procesos similares.

Artículo 162. Funciones del Ministerio de Desarrollo, y del Viceministerio de Vivienda, Desarrollo Urbano y Agua Potable. El Ministerio de Desarrollo, a través del Vice-Ministerio de Vivienda, Desarrollo Urbano y Agua Potable, ejercerá las siguientes funciones, además de las competencias definidas para los Ministerios en esta ley, en relación con los servicios públicos de acueducto, alcantarillado y aseo urbano, y además todas aquellas que las complementen.

162.1.- Preparar el plan de desarrollo sectorial de acuerdo con las políticas de desarrollo económico y social del país, en coordinación con los Consejos Regionales de Planificación.

162.2.- Asistir técnica e institucionalmente a los organismos seccionales y locales, para el adecuado cumplimiento de sus funciones y de las decisiones de la comisión de regulación de los servicios de agua potable y saneamiento.

162.3.- Diseñar y coordinar programas de investigación científica, tecnológica y administrativa para el desarrollo del sector.

162.4.- Apoyar al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Departamento Administrativo Nacional de Planeación en el análisis de la contratación y ejecución de los créditos externos a los que la Nación haya otorgado o programe otorgar garantía.

162.5.- Diseñar y promover programas especiales de agua potable y saneamiento básico, para el sector rural, en coordinación con las entidades nacionales y seccionales.

162.6.- Elaborar y coordinar la ejecución del plan nacional de capacitación sectorial.

162.7.- Participar en la Comisión de regulación de los servicios de saneamiento básico. El Ministro sólo podrá delegar su representación en el Viceministro de agua potable y saneamiento básico.

162.8.- Proponer a las autoridades rectoras de la gestión ambiental y de los recursos naturales renovables, acciones y programas orientados a la conservación de las fuentes de agua.

162.9.- Señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras, equipos y procedimientos que utilizan las empresas, cuando la comisión respectiva haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida a la competencia.

162.10.- Identificar el monto de los subsidios que debería dar la Nación para el respectivo servicio público, y los criterios con los cuales deberían asignarse y hacer las propuestas del caso durante la preparación del presupuesto de la Nación.

Parágrafo. Las funciones de la Dirección de Agua Potable del Ministerio de Obras Públicas y Transporte creadas mediante el Decreto 77 de 1987, que se suprimen a partir de la vigencia de esta ley, con excepción de la de normalización, serán ejercidas por el Vice-Ministro de agua potable y saneamiento básico en lo que sean compatibles con la presente ley.

Artículo 163. Fórmulas tarifarias para empresas de acueducto y saneamiento básico. Las fórmulas tarifarias, además de tomar en cuenta los costos de expansión y reposición de los sistemas de agua potable y saneamiento básico, incluirán los costos de administración, operación y mantenimiento asociados con el servicio. Además, tendrán en cuenta indicadores de gestión operacional y administrativa, definidos de acuerdo con indicadores de empresas comparables más eficientes que operen en condiciones similares. Incluirán también un nivel de pérdidas aceptable según la experiencia de otras empresas eficientes. ...

Artículo 164. Incorporación de costos especiales. Con el fin de garantizar el adecuado ordenamiento y protección de las cuencas y fuentes de agua, las fórmulas tarifarias de los servicios de acueducto y alcantarillado incorporarán elementos que garanticen el cubrimiento de los costos de protección de las fuentes de agua y la recolección, transporte y tratamiento de los residuos líquidos. Igualmente, para el caso del servicio de aseo, las fórmulas tomarán en cuenta, además de los aspectos definidos en el régimen tarifario que establece la presente ley, los costos de disposición final de basuras y rellenos sanitarios.

Las empresas de servicios del sector de agua potable y saneamiento básico pagarán las tasas a que haya lugar por el uso de agua y por el vertimiento de efluentes líquidos, que fije la autoridad competente de acuerdo con la ley.

Cuando estas empresas produzcan, como autogeneradoras, marginalmente energía para la operación de sus sistemas, la producción de esta energía no estará sujeta al pago de ningún gravamen, tasa o contribución.

Artículo 165. Financiamiento de Findeter. Las entidades prestadoras de servicios públicos podrán recibir financiamiento y asesoría por parte de la Financiera de Desarrollo Territorial S.A. (Findeter) para proyectos y programas de inversión en los sectores y actividades a los que se refiere el artículo 5 de la ley 57 de 1989.

Artículo 166. Valorización para inversiones en agua potable y alcantarillado. Los municipios podrán diseñar esquemas de financiación de inversiones en agua potable y alcantarillado, utilizando el sistema de valorización de predios de acuerdo con lo dispuesto por la ley.

CAPITULO II ENERGIA ELECTRICA Y GAS COMBUSTIBLE

Artículo 167. Reformas y escisión de ISA. S.A. Autorízase al gobierno nacional para modificar el objeto social de Interconexión Eléctrica S.A., que en lo sucesivo será el de atender la operación y mantenimiento de la red de su propiedad, la expansión de la red nacional de interconexión y prestar servicios técnicos en actividades relacionadas con su objeto principal.

Autorízase, así mismo, al gobierno para organizar, a partir de los activos de generación que actualmente posee Interconexión Eléctrica S.A., una empresa, que se constituirá en sociedad de economía mixta, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y dedicada a la generación de electricidad.

Parágrafo 1. La empresa encargada del servicio de interconexión nacional organizará el centro nacional de despacho como una de sus dependencias internas, que se encargará de la planeación y coordinación de la operación de los recursos del sistema interconectado nacional y de administrar el sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, con sujeción a las normas del reglamento de operación y a los acuerdos del consejo nacional de operación. Una vez se haya organizado el centro, el gobierno podrá constituir una sociedad anónima que se encargue de estas funciones.

Parágrafo 2. La empresa encargada del servicio de interconexión nacional contará con recursos propios provenientes de la prestación de los servicios de despacho, del transporte de electricidad, de los cargos por el acceso y uso de sus redes de interconexión y por los servicios técnicos relacionados con su función.

Parágrafo 3. La empresa encargada del servicio de interconexión nacional no podrá participar en actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad.

Parágrafo 4. El personal de la actual planta de ISA será reubicado en las empresas a que dé origen, respetando los derechos adquiridos de los trabajadores.

Artículo 168. Obligatoriedad del reglamento de operación. Las empresas que hagan parte del sistema interconectado nacional deberán cumplir con el reglamento de operación y con los acuerdos adoptados para la operación del mismo. En caso contrario se someterán a las sanciones previstas en ésta ley.

Artículo 169. Deberes especiales por la propiedad de ciertos bienes. Las empresas que sean propietarias de líneas, subestaciones y equipos señalados como elementos de la red nacional de interconexión, los usarán con sujeción al reglamento de operación y a los acuerdos adoptados por el consejo nacional de operación, en lo de su competencia, pero podrán adoptar, según convenga, los mecanismos de venta que permitan transferir estos bienes a la empresa nacional de interconexión.

El incumplimiento de las normas de operación de las líneas, subestaciones y equipos asociados, y toda conducta obligatoria de proveer el mantenimiento de las líneas, subestaciones y equipos asociados, y toda conducta que atente contra los principios que rigen las actividades relacionadas con el servicio de electricidad, tal como se expresan en la ley, dará lugar a las sanciones previstas en ella.

Artículo 170. Deber de facilitar la interconexión. Sin perjuicio de lo dispuesto en otras partes de esta ley, las empresas propietarias de redes de interconexión, transmisión y distribución permitirán la conexión y acceso de las empresas eléctricas, de otras empresas generadoras y de los usuarios que lo soliciten, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan.

Artículo 171. Funciones del Centro Nacional de Despacho. El centro nacional de despacho tendrá las siguientes funciones específicas, que deberá desempeñar ciñéndose a lo establecido en el reglamento de operación y en los acuerdos del consejo nacional de operación:

171.1.- Planear la operación conjunta de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica;

171.2.- Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación conjunta de los recursos de generación, interconexión y transmisión incluyendo las interconexiones internacionales;

171.3.- Determinar el valor de los intercambios resultantes de la operación conjunta de los recursos energéticos del sistema interconectado nacional;

171.4.- Coordinar la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de interconexión y transmisión de la red eléctrica nacional;

171.5.- Informar periódicamente al consejo nacional de operación acerca de la operación real y esperada de los recursos del sistema interconectado nacional, y de los riesgos para atender confiablemente la demanda;

171.6.- Informar las violaciones o conductas contrarias al reglamento de operación.

Artículo 172. Consejo Nacional de Operación. Créase el Consejo Nacional de Operación que tendrá como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación conjunta del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación, todo con sujeción a los principios generales de esta ley y a la preservación de las condiciones de competencia.

Las decisiones del consejo nacional de operación serán apelables ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible.

L. 143/94, art. 36

Artículo 173. Integración del Consejo Nacional de Operación. El Consejo Nacional de Operación estará conformado por representantes de las empresas de generación conectadas al sistema interconectado nacional y de las empresas comercializadoras, en la forma que establezca el acuerdo de operación. La empresa de interconexión nacional participará en sus deliberaciones con voz pero sin voto.

L. 143/94, art. 37

Artículo 174. Areas de Servicio exclusivo para gas domiciliario. Por motivos de interés social y con el propósito de que la utilización racional del recurso gas natural, permita la expansión y cobertura del servicio a las personas de menores recursos, por un término de veinte (20) años, contados a partir de la vigencia de esta ley, el Ministerio de Minas y Energía podrá otorgar las áreas de servicio exclusivo para la distribución domiciliaria del gas combustible por red, de acuerdo con las disposiciones contenidas en el artículo 40 de esta ley.

Parágrafo 1. Es obligación del Ministerio de Minas y Energía, al estudiar y otorgar los contratos de que trata el presente artículo, contemplar que en dichas áreas se incluyan programas de masificación y extensión del servicio público de gas combustible en aquellos sectores cuyos inmuebles residenciales pertenezcan a la categoría I, II ó III de la estratificación socioeconómica vigente al momento de hacerse la instalación. En los contratos existentes al momento de entrar en vigencia la presente ley, el Ministerio de Minas y Energía propenderá porque las empresas contratistas alcancen los niveles de masificación deseables en cumplimiento del presente artículo.

Parágrafo 2. Para la consecución de los objetivos establecidos en el presente artículo, se aplicarán los criterios establecidos en los artículos 97 y 99 de la presente ley.

Artículo 175. Estímulos a los usuarios de gas combustible. Con el fin de propender por la utilización de fuentes alternativas de energía y para estimular la generación de empleo productivo, especialmente en microempresas, el gobierno nacional creará los estímulos convenientes y necesarios para favorecer a aquellos usuarios que consuman gas combustible. Dichos estímulos se orientarán, preferencialmente, a facilitar la adquisición de equipos industriales o caseros destinados a microempresas que consuman gas combustible.

Artículo 176. Cuando la nación lo considere necesario podrá, directamente o a través de contratos con terceros, organizar licitaciones a las que pueda presentarse cualquier empresa pública o privada, nacional o extranjera, cuando se trate de organizar el transporte, la distribución y el suministro de hidrocarburos de propiedad nacional que puedan resultar necesarios para la prestación de los servicios públicos a los que se refiere esta ley. La comisión de regulación señalará, por vía general, las condiciones de plazo, precio, y participación de usuarios y terceros que deben llenar tales contratos para facilitar la competencia y proteger a los usuarios.

TITULO X REGIMEN DE TRANSICION Y OTRAS DISPOSICIONES

Artículo 177. Protección de empleados. Para proteger a los empleados públicos al cumplir esta ley, se aplicará en todo cuanto sea pertinente el capítulo IV del decreto 2152 de 1992, o las normas que lo reemplacen, aún en el evento de que por cualquier causa termine la vigencia de dicho decreto.

Las personas que desempeñan las posiciones de expertos en las comisiones de regulación que crearon los decretos 2119/92, 2152/92 y 2122/92, pasarán a ocupar las mismas posiciones en las comisiones que regula esta ley, hasta el cumplimiento del período para el que fueron inicialmente nombradas, sin desmejorar en forma alguna las condiciones de su vinculación con el Estado.

Artículo 178. Extensión a otras entidades territoriales. Para los efectos de la presente ley, siempre que se hable de municipios, y de sus autoridades, se entenderán incluidos también los distritos, los territorios indígenas que se constituyan como entidades territoriales, y el departamento de San Andrés y Providencia; y aquellas autoridades cuyas que puedan asimilarse con más facilidad a las correspondientes autoridades municipales.

Artículo 179. Derogado por el artículo séptimo de la Ley 286 de 1996.

Artículo 180. Transformación de empresas existentes. Las entidades descentralizadas que estuvieren prestando los servicios a los que esta ley se refiere, se transformarán de acuerdo a lo establecido en el artículo 17 de esta ley, en un plazo de dos años a partir de su vigencia.

Art. 17;
L. 286/96, art. segundo.
L. 143/94, art. 75

Cuando se transforme una entidad descentralizada existente en una empresa de servicios públicos, en el acto que así lo disponga se preverán todas las operaciones indispensables para garantizar la continuidad del servicio así como para regular la asunción por la nueva empresa en los derechos y obligaciones de la

entidad transformada. No se requerirá para ello pago de impuesto alguno por los actos y contratos necesarios para la transformación, o por su registro o protocolización.

Parágrafo. Se aplicará igualmente lo dispuesto en este artículo cuando la transformación y la creación de una empresa de servicios públicos se produzca por escisión de una entidad descentralizada existente.

Artículo 181. Modificado por el artículo cuarto de la Ley 286 de 1996. Viabilidad empresarial. Todas las empresas de servicios públicos, o quienes al entrar en vigencia esta ley estén prestando servicios públicos domiciliarios, llevarán a cabo durante el periodo de transición de dos años, una evaluación de su viabilidad empresarial a mediano y largo plazo, de acuerdo a las metodologías que aprueben las respectivas comisiones de regulación.

L. 286/96, art. 4º;
Res. CREG 038/96

Si de la evaluación se desprende que el valor patrimonial es negativo o si las obligaciones existentes exceden la capacidad operativa de la empresa para servirlos, la comisión de regulación respectiva exigirá que se presente un plan de reestructuración financiero y operativo. Dentro de este plan, se autoriza a la Nación, a las entidades territoriales y a las entidades descentralizadas de aquella o de éstas, para asumir o adquirir pasivos, inclusive laborales, de las entidades que se transforman o de las empresas, así como para hacerles aportes y para condonarles deudas.

Artículo 182. Formación de empresas nuevas. Cuando la nación o las entidades territoriales hayan estado prestando directamente un servicio público, deberán constituir las empresas de servicios públicos necesarias, dentro del plazo de dieciocho (18) meses contados a partir de la publicación de la presente ley, salvo en los casos contemplados en el artículo 6 de esta ley. A ellas podrán aportar todos los bienes y derechos que venían utilizando con ese propósito, y otros adicionales. Las nuevas empresas podrán asumir los pasivos de las entidades oficiales que prestaban el servicio, sin el consentimiento de los acreedores, pero quienes prestaban el servicio seguirán siendo deudores solidarios.

L. 286/96, art. tercero

Artículo 183. Capitalización de las empresas de servicios públicos. Los bienes que la nación, las entidades territoriales o las entidades descentralizadas de aquella y éstas posean en las empresas de servicios públicos, de que trata la presente ley, los pasivos de cualquier naturaleza que estas entidades tengan con aquellas y los pasivos que las mismas entidades tengan a favor de cualquier otra, y que hayan sido avalados por la nación, las entidades territoriales o las entidades descentralizadas de aquella y éstas, podrán ser convertidos en acciones de las empresas de servicios.

Artículo 184. Tránsito de legislación en cuanto a estratificación. Las estratificaciones que se hayan hecho antes de la publicación de esta ley y en cumplimiento de los Decretos 2545/8, 394/87, 189/88, 196/89, 700/90 y los que se expidan con anterioridad a la vigencia de la presente ley, continuarán vigentes hasta cuando se realicen otras nuevas en base a lo que esta ley establece.

L. 286/96, art. primero

Artículo 185. Tránsito de legislación en materia de inspección, control y vigilancia. La Superintendencia de Industria y Comercio continuará ejerciendo las funciones señaladas en el decreto 2153 de 1992, respecto de las empresas oficiales, mixtas o privadas que presten los servicios públicos de que trata esta ley, hasta el 30 de Junio de 1995. Pero si antes de este periodo se organiza la Superintendencia

de Servicios Públicos Domiciliarios, de tal manera que pueda ejercer plenamente sus funciones, la Superintendencia de Industria y Comercio dejará inmediatamente de ejercer las funciones pertinentes.

Artículo 186. Concordancias y derogaciones. Para efectos del artículo 84 de la Constitución Política, esta ley reglamenta de manera general las actividades relacionadas con los servicios públicos definidos en esta ley; deroga todas las leyes que le sean contrarias; y prevalecerá y servirá para complementar e interpretar las leyes especiales que se dicten para algunos de los servicios públicos a los que ella se refiere. En caso de conflicto con otras leyes sobre tales servicios, se preferirá ésta, y para efectos de excepciones o derogaciones, no se entenderá que ella resulta contrariada por normas posteriores sobre la materia, sino cuando éstas identifiquen de modo preciso la norma de esta ley objeto de excepción, modificación o derogatoria.

Deróganse, en particular, el artículo 61º, literal "f", de la ley 81 de 1988; el artículo 157 y el literal "c" del artículo 233º del Decreto 1333 de 1986; el inciso segundo del artículo 14; y los artículos 58 y 59 del Decreto 2152 de 1992; el artículo 11 del Decreto 2119 de 1992; y el artículo 1 en los numerales 17, 18, 19, 20 y 21, y los artículos 2, 3 y 4 del Decreto 2122 de 1992.

D. 10/95, art. 14 (D. 2119/92, art. 11)
L. 143/94, art. 96

Artículo 187. Divulgación. Los gobiernos nacional, departamentales, distritales y municipales, tendrán la obligación de divulgar ampliamente y en forma didáctica a todos los niveles de la población colombiana, y en detalle, las disposiciones contenidas en la presente ley.

Artículo 188. Transitorio. Las comisiones de regulación seguirán operando y ejecutando su presupuesto hasta que entren en funcionamiento las comisiones de que trata esta ley, las cuales podrán ejecutar las apropiaciones presupuestales que queden disponibles de las primeras, y atenderán, hasta su pago total, las obligaciones originadas en estas. El gobierno hará las operaciones presupuestales necesarias.

Artículo 189. Vigencia. Salvo cuando ella disponga otra cosa, esta ley rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Publíquese y ejecútese.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a 11 de julio de 1994.

El Presidente del Honorable Senado de la República,
JORGE RAMON ELIAS NADER

El Secretario General del Honorable Senado de la República,
PEDRO PUMAREJO VEGA

El Predidente de la Honorable Cámara de Representantes,
FRANCISCO JOSE JATTIN SAFAR

El Secretario General de la Honorable Cámara de Representantes,
DIEGO VIVAS TAFUR

LEY 143 DE 1994
(julio 11)

por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética

EL CONGRESO DE COLOMBIA

DECRETA:

CAPITULO I
PRINCIPIOS GENERALES

Artículo 1o.- La presente ley establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, que en lo sucesivo se denominarán actividades del sector, en concordancia con las funciones constitucionales y legales que le corresponden al Ministerio de Minas y Energía.

Arts. 4 párrafo ,5,6,7 y 85;
L. 142/94, art. 14.25

Artículo 2o.- El Ministerio de Minas y Energía, en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

Arts. 4º, Lit. c, y 7º, inciso 2º;

Artículo 3o.- En relación con el servicio público de electricidad al Estado le corresponde:

- a. Promover la libre competencia en las actividades del sector;
- b. Impedir prácticas que constituyan competencia desleal o abuso de posición dominante en el mercado;
- c. Regular aquellas situaciones en que por razones de monopolio natural, la libre competencia no garantice su prestación eficiente en términos económicos;
- d. Asegurar la protección de los derechos de los usuarios y el cumplimiento de sus deberes;
- e. Asegurar la adecuada incorporación de los aspectos ambientales en la planeación y gestión de las actividades del sector;
- f. Alcanzar una cobertura en los servicios de electricidad a las diferentes regiones y sectores del país, que garantice la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores recursos del área rural, a través de los diversos agentes públicos y privados que presten el servicio;

g. Asegurar la disponibilidad de los recursos necesarios para cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores ingresos del área rural, para atender sus necesidades básicas de electricidad.

Parágrafo. Para garantizar el cumplimiento de lo previsto en los incisos anteriores, el Gobierno Nacional dispondrá de los recursos generados por la contribución nacional de que habla el artículo 47 de esta ley, y por los recursos de presupuesto nacional, que deberán ser apropiados anualmente en el presupuesto de rentas y ley de apropiaciones por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

No obstante, de conformidad con el artículo 368 de la Constitución Política, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas podrán conceder subsidios, en sus respectivos presupuestos.

Artículo 4o.- El Estado, en relación con el servicio de electricidad tendrá los siguientes objetivos en el cumplimiento de sus funciones:

- a. Abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país.
- b. Asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector.
- c. Mantener y operar sus instalaciones preservando la integridad de las personas, de los bienes y del medio ambiente y manteniendo los niveles de calidad y seguridad establecidos.

Arts. 2º y 7º, inciso segundo

Parágrafo. Si los diversos agentes económicos desean participar en las actividades de electricidad, deben sujetarse al cumplimiento de los anteriores objetivos.

Arts. 7,9,10,23, Lit. p;
Res. CREG 001/94

Artículo 5o.- La generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad están destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente; por esta razón, son consideradas servicios públicos de carácter esencial, obligatorio y solidario, y de utilidad pública.

L. 142/94, art. 4
art. 14.2
art. 14.25

Artículo 6o.- Las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán por principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad.
El principio de eficiencia obliga a la correcta asignación y utilización de los recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico.

L. 142/94, arts. 2.5 y 3.3

En virtud del principio de calidad, el servicio prestado debe cumplir los requisitos técnicos que se establezcan para él.

L. 142/94, arts. 2.1 y 3.3

El principio de continuidad implica que el servicio se deberá prestar aún en casos de quiebra, liquidación, intervención, sustitución o terminación de contratos de las empresas responsables del mismo, sin interrupciones diferentes a las programadas por razones técnicas, fuerza mayor, caso fortuito, o por las sanciones impuestas al usuario por el incumplimiento de sus obligaciones.

L. 142/94, art. 2.4

El principio de adaptabilidad conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico.

El principio de neutralidad exige, dentro de las mismas condiciones, un tratamiento igual para los usuarios, sin discriminaciones diferentes a las derivadas de su condición social o de las condiciones y características técnicas de la prestación del servicio.

L. 142/94, art. 3.9

Por solidaridad y redistribución del ingreso se entiende que al diseñar el régimen tarifario se tendrá en cuenta el establecimiento de unos factores para que los sectores de consumo de mayores ingresos ayuden a que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los consumos de electricidad que cubran sus necesidades básicas.

**L. 142/94, art. 2.9
art. 89**

Por el principio de equidad el Estado propenderá por alcanzar una cobertura equilibrada y adecuada en los servicios de energía en las diferentes regiones y sectores del país, para garantizar la satisfacción de las necesidades básicas de toda la población.

L. 142/94, art. 2,2

Artículo 7o.- En las actividades del sector podrán participar diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, los cuales gozarán de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de libre competencia, de conformidad con los artículos 333, 334 y el inciso penúltimo del artículo 336 de la Constitución Nacional, y el artículo 3o. de esta Ley.

Art. 42

En los casos señalados por la ley, para operar o poner en funcionamiento los proyectos, se deberán obtener de las autoridades competentes los permisos respectivos en materia ambiental, sanitaria, uso de aguas y los de orden municipal que sean exigibles.

**Art. 4º, párrafo;
Art. 24**

Parágrafo. La actividad de comercialización sólo puede ser desarrollada por aquellos agentes económicos que realicen algunas de las actividades de generación o distribución, y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones que expida la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Res. CREG 001/94

Artículo 8o.- Las empresas públicas que presten el servicio de electricidad al entrar en vigencia la presente Ley,

en cualquiera de las actividades del sector, deben tener autonomía administrativa, patrimonial y presupuestar

Arts. 80 y 74

Salvo disposición legal en contrario, los presupuestos de las entidades públicas del orden territorial serán aprobados por las correspondientes juntas directivas, sin que se requiera la participación de otras autoridades.

Parágrafo. El régimen de contratación aplicable a estas empresas será el del derecho privado. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá hacer obligatoria la inclusión de cláusulas excepcionales al derecho común en algunos de los contratos que celebren tales entidades. Cuando su inclusión sea forzosa, todo lo relativo a estas cláusulas se sujetará al Estatuto General de Contratación de la Administración Pública.

**Arts. 55, 56, 57, 58, 61, 62 y 76;
L. 142/94, arts. 32 y 39.1**

Artículo 9o.- El Presidente de la República ejercerá por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el control de eficiencia y calidad del servicio público de electricidad y el control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan el servicio público de electricidad, en los términos previstos en la ley.

**Arts. 4º, párrafo, 7º y 23, Lit. p
L. 142/94, arts. 14.30 y 75 a 81**

Artículo 10.- Cuando el Estado decida convocar a los diferentes agentes económicos para que en su nombre desarrollen cualquiera de las actividades del sector reguladas por esta ley, éstos deberán demostrar experiencia en la realización de las mismas y tener capacidad técnica, operativa y financiera suficiente para suscribir los contratos necesarios para ello, los cuales se regularán de acuerdo con lo previsto en esta ley, en el derecho privado o en disposiciones especiales según la naturaleza jurídica de los mismos.

**Arts. 4º, parág., y 7º;
L. 142/94, art. 87, parág. 1
Res. CREG 001/94**

**CAPITULO II
Definiciones especiales**

Artículo 11.- Para interpretar y aplicar esta ley se tendrán en cuenta las siguientes definiciones generales:

Sistema Interconectado Nacional. Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios.

Arts. 25 y 41

Red Nacional de Interconexión. Conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, incluyendo las interconexiones internacionales, destinadas al servicio de todos los integrantes del sistema interconectado nacional.

Redes Regionales o Interregionales de Transmisión. Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones, con sus equipos asociados, destinadas al servicio de un grupo de integrantes del sistema interconectado nacional dentro de una misma área o áreas adyacentes, determinadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Redes de Distribución. Conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, destinado al servicio de los usuarios de un municipio o municipios adyacentes o asociados mediante cualquiera de las formas previstas en la Constitución Política.

Reglamento de Operación. Es conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional.

Arts. 23, Lit i, 25

Mercado Mayorista. Es el mercado de grandes bloques de energía eléctrica, en que generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en el Sistema Interconectado Nacional, con sujeción al Reglamento de Operación.

Res. CREG 001/94, art. 1°
Res. CREG 035/95
Res. CRE 010/93
Res. CREG 009/94
Res. CREG 024/95
Res. CREG 001/96
Res. CREG 020/96

Libertad Regulada. Régimen de tarifas mediante el cual la Comisión de Regulación de Energía y Gas fijará los criterios y la metodología con arreglo a los cuales las empresas de electricidad podrán determinar o modificar los precios máximos para los servicios ofrecidos.

L. 142/94, art. 14.10
art. 88

Comercialización. Actividad consistente en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no-regulados, que se sujetará a las disposiciones previstas en esta ley y en la de Servicios Públicos Domiciliarios en lo pertinente.

Art. 7°, parág.;
Res. CRE 010/93, art. 1°;
Res. CREG 001/94;

Usuario Regulado. Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Art. 44

Usuario No-Regulado. Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 Mw por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá revisar dicho nivel, mediante resolución motivada.

Arts. 45 y 47;
D. 1596/95, arts. 1° a 5°
Res. CREG 20/96, art. 2°

Operación Integrada. Es la operación óptima que se adelanta por dos o más sistemas independientes.

Autogenerador. Aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades.

Art. 54;
Res. CREG 001/94
Res. CREG 003/94

Centro Regional de Despacho. Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobras de esas instalaciones, con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado.

Art. 38

Centro Nacional de Despacho. Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional.

Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Arts. 34, 35 y 38

Consumo de Subsistencia. Se define como consumo de subsistencia, la cantidad mínima de electricidad utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer necesidades básicas que solamente puedan ser satisfechas mediante esta forma de energía final. Para el cálculo de el consumo de subsistencia sólo podrá tenerse en cuenta los energéticos sustitutos cuando estos estén disponibles para ser utilizados por estos usuarios.

Art. 47;
L. 142/94, art. 99.5

Zonas no Interconectadas. Área geográfica en donde no se presta el servicio público de electricidad a través del Sistema Interconectado Nacional.

Art. 71

Cuando fuere necesario, la interpretación y aplicación de estas definiciones las hará la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

CAPITULO III **De la planeación de la expansión**

Artículo 12.- La planeación de la expansión del sistema interconectado nacional se realizará a corto y largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Artículo 13.- La Unidad de Planeación Minero-Energética de que trata el artículo 12 del Decreto 2119 de 1992, se organizará como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con patrimonio propio y personería jurídica y con regímenes especiales en materia de contratación, de administración de personal, de salarios y de prestaciones, y con autonomía presupuestal.

La Unidad manejará sus recursos presupuestales y operará a través del contrato de fiducia mercantil que celebrará el Ministerio de Minas y Energía con una entidad fiduciaria, el cual se someterá a las normas del derecho privado. Estas disposiciones regirán, igualmente, los actos y contratos que se realicen en desarrollo del respectivo contrato de fiducia.

Para el cumplimiento del artículo 60 de la Constitución Política, para las empresas del sector energético se dará aplicación, en lo pertinente, al Decreto Ley 663 de 1993. El Gobierno Nacional señalará las condiciones especiales de financiación.

Artículo 14.- El presupuesto de la Unidad Administrativa Especial de Planeación Minero Energética hará parte del Presupuesto General de la Nación y será presentado al Ministerio de Minas y Energía para su incorporación en el mismo, su distribución anual se hará mediante resolución expedida por el Ministerio de Minas y Energía y refrendada por el Director General de Presupuesto Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, conforme a las disposiciones contenidas en la Ley 38 de 1989 y en las demás normas que la reglamenten, modifiquen o sustituyan.

Parágrafo. Este presupuesto será sufragado por la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, por la Empresa Colombiana de Carbón, ECOCARBON, Financiera Energética Nacional, FEN, e Interconexión Eléctrica S.A., ISA, por partes iguales. Estas entidades quedan facultadas para apropiar de sus respectivos presupuestos las partidas correspondientes.

Artículo 15.- La Unidad de Planeación Minero-Energética contará con un Director que tendrá la calidad de empleado público y devengará la remuneración que determine el Gobierno Nacional.

El Director deberá reunir las siguientes condiciones:

- a. Ser colombiano y ciudadano en ejercicio;
- b. Poseer título universitario en ingeniería, economía o administración de empresas y estudios de posgrado;
- c. Contar con una reconocida preparación y experiencia técnica y haber desempeñado cargos de responsabilidad en entidades públicas o privadas del sector energético nacional o internacional por un período superior a seis (6) años.

Artículo 16.- La Unidad de Planeación Minero-Energética tendrá entre otras las siguientes funciones:

- a. Establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos;
- b. Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales;
- c. Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del sector eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

El primer Plan Energético Nacional deberá ser presentado dentro de los seis meses siguientes a la vigencia de ésta Ley;

d. Evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales, así como el desarrollo de energía nuclear para usos pacíficos.

e. Evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de recursos mineros y energéticos.

f. Realizar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas del sector energético.

g. Establecer y operar los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda de minerales energéticos, hidrocarburos y energía, y determinar las prioridades para satisfacer tales requerimientos, de conformidad con la conveniencia nacional.

h. Recomendar al Ministro de Minas y Energía políticas y estrategias para el desarrollo del sector energético.

i. Prestar los servicios técnicos de planeación y asesoría y cobrar por ellos.

j. Establecer prioritariamente un programa de ahorro y optimización de energía.

**Art. 66, 67 y 68
D. 2119/92, art. 44**

k. Las demás que le señale esta ley y el Decreto 2119 de 1992.

Artículo 17.- El Ministerio de Minas y Energía contará con un cuerpo consultivo permanente, conformado por representantes de las empresas del sector energético, del orden nacional y regional y de los usuarios, que deberá conceptuar previamente a la adopción de los Planes, Programas y de Proyectos de desarrollo de cada subsector y proponer las acciones pertinentes para garantizar que éstos se realicen de acuerdo con lo establecido en el Plan Energético Nacional. Facúltase al Gobierno Nacional para establecer el número y los mecanismos de selección de los representantes de los usuarios.

Parágrafo. La Unidad de Planeación Minero Energética elaborará los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional y consultará al cuerpo consultivo permanente

Artículo 18.- Compete al Ministerio de Minas y Energía definir los planes de expansión de la generación y de la red de interconexión y fijar criterios para orientar el planeamiento de la transmisión y la distribución.

Los planes de generación y de interconexión serán de referencia y buscarán orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda Nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional.

El Gobierno Nacional, tomará las medidas necesarias para garantizar la puesta en operación de aquellos proyectos previstos en el plan de expansión de referencia del sector eléctrico, que no hayan sido escogidos por otros inversionistas, de tal forma que satisfagan los requerimientos de infraestructura contemplados en dicho plan. El Gobierno Nacional asumirá los riesgos inherentes a la construcción y explotación de estos proyectos.

Artículo 19.- El Gobierno Nacional velará por el desarrollo y la ejecución de estudios de preinversión asociados con proyectos de generación de electricidad, de acuerdo con las prioridades establecidas en el Plan de Expansión de Generación, para lo cual la Unidad de Planeación Minero-Energética promoverá la realización de tales estudios.

Parágrafo 1o. Los recursos necesarios para acometer los estudios de preinversión en proyectos de generación de electricidad, provendrán de los recaudos establecidos en el Parágrafo único del artículo 14 que sean asignados para tal finalidad.

Parágrafo 2o. Cuando las empresas oficiales realicen inversiones en estudios para proyectos eléctricos que posteriormente beneficien a otras entidades que no participaron en esas inversiones, estas últimas deberán pagar el costo a valores actualizados en proporción a su participación. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, reglamentará la materia.

CAPITULO IV De la regulación.

Artículo 20.- En relación con el sector energético la función de regulación por parte del Estado tendrá como objetivo básico asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo, promoverá la competencia, creará y preservará las condiciones que la hagan posible.

Artículo 21.- La Comisión de Regulación Energética creada por el artículo 10 del Decreto 2119 de 1992, se denominará Comisión de Regulación de Energía y Gas y se organizará como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, que estará integrada de la siguiente manera:

- a. Por el Ministro de Minas y Energía, quien la presidirá;
- b. Por el Ministro de Hacienda y Crédito Público;
- c. Por el Director del Departamento Nacional de Planeación;
- d. Por cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para periodos de cuatro (4) años.

Una vez se organice la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios creada por el artículo 370 de la Constitución Política, el Superintendente asistirá a sus reuniones con voz pero sin voto.

La Comisión contará con el personal profesional, técnico y administrativo necesario para el cumplimiento de sus funciones, de acuerdo con lo que ella misma determine y tendrá regímenes especiales en materia de contratación, de administración de personal, de salarios y de prestaciones, y gozará de autonomía presupuestal.

La Comisión manejará sus recursos presupuestales y operará a través del contrato de fiducia mercantil que celebrará el Ministerio de Minas y Energía con una entidad fiduciaria, el cual se someterá a las normas del derecho privado. Estas disposiciones regirán, igualmente, los actos que se realicen en desarrollo del respectivo contrato de fiducia.

Los expertos tendrán la calidad que determine el Presidente de la República y devengarán la remuneración que él mismo determine.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas expedirá su reglamento interno, que será aprobado por el Gobierno Nacional, en el cual se señalará el procedimiento para la designación del Director Ejecutivo de entre los expertos de dedicación exclusiva.

Parágrafo 1o. Los expertos deberán reunir las siguientes condiciones:

- a) Ser colombiano y ciudadano en ejercicio;
- b) Tener título universitario en ingeniería, economía, administración de empresas, o similares, y estudios de posgrado; y
- c) Contar con una reconocida preparación y experiencia técnica preferiblemente en el área energética, y haber desempeñado cargos de responsabilidad en entidades públicas o privadas del sector minero-energético, nacional o internacional, por un periodo superior a seis (6) años; o haberse desempeñado como consultor o asesor por un periodo igual o superior.

Parágrafo 2o. El primer nombramiento de los expertos se hará así: dos (2) expertos para un periodo de tres (3) años y tres (3) para un periodo de cuatro (4) años. Los expertos podrán ser reelegidos.

Artículo 22.- Los costos del servicio de regulación serán cubiertos por todas las entidades sometidas a su regulación, y el monto total de la contribución no podrá ser superior al 1% del valor de los gastos de funcionamiento excluyendo los gastos operativos, compras de electricidad, compras de combustibles y peajes cuando hubiere lugar a ello, de la entidad regulada, incurrido el año anterior a aquel en que se haga el cobro, de acuerdo con los estados financieros puestos a disposición de la Superintendencia de Servicios Públicos y de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

El monto de la contribución que le corresponde pagar a cada entidad será liquidada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Las contribuciones deberán ser pagadas dentro de los primeros treinta (30) días calendario siguientes al respectivo recaudo, en la entidad o entidades financieras señaladas para recibir este recaudo.

Parágrafo. La Comisión de Regulación de Energía y Gas fijará anualmente su presupuesto, el cual deberá ser aprobado por el Gobierno Nacional.

Artículo 23.- Para el cumplimiento del objetivo definido en el artículo 20 de la presente ley, la Comisión de Regulación de Energía y Gas con relación al servicio de electricidad tendrá las siguientes funciones generales:

- a. Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia.

En el sector eléctrico, la oferta eficiente tendrá en cuenta la capacidad de generación de respaldo, la cual será valorada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, según los criterios que establezca la Unidad de Planeación Minero - Energética en el plan de expansión.

- b. Determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia.
- c. Definir la metodología para el cálculo de las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, y los cargos por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales de despacho y el centro nacional de despacho.
- d. Aprobar las tarifas que deban sufragarse por el acceso y uso de las redes eléctricas, y los cargos por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales de despacho y centro nacional de despacho.
- e. Definir la metodología para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados del servicio de electricidad.

f. Fijar las tarifas de venta de electricidad para los usuarios finales regulados. Esta facultad podrá ser delegada en las empresas distribuidoras, en cumplimiento de sus funciones de comercialización, bajo el régimen de libertad regulada.

g. Definir, con base en criterios técnicos, las condiciones que deben reunir los usuarios regulados y no regulados del servicio de electricidad.

h. Definir los factores que deban aplicarse a las tarifas de cada sector de consumo con destino a cubrir los subsidios a los consumos de subsistencia de los usuarios de menores ingresos. Estos factores deben tener en cuenta la capacidad de pago de los usuarios de menores ingresos, los costos de la prestación del servicio y el consumo de subsistencia que deberá ser establecido de acuerdo a las regiones.

**Art. 11, inc. 16° y 18°, Art. 47;
L. 142/94, arts. 67.4 y 99.5**

i. Establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional, después de haber oído los conceptos del Consejo Nacional de Operación.

**Arts. 36 y 37;
L. 142/94, arts. 172 y 173
Res. MME 8 0302/95
Res. MME 8 2189/95
Res. MME 8 0103/95**

j. Establecer pautas para el diseño, normalización y uso eficiente de equipos y aparatos eléctricos.

k. Interpretar las definiciones contempladas en el artículo 11 de la presente ley.

l. Precisar el alcance de las competencias relativas al otorgamiento del contrato de concesión.

m. Conocer de las tarifas de los usuarios no regulados.

n. Definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.

o. Reglamentar la prestación del servicio eléctrico en los barrios subnormales y áreas rurales de menor desarrollo.

p. Definir mediante arbitraje los conflictos que se presenten entre los diferentes agentes económicos que participen en las actividades del sector en cuanto a interpretación de los acuerdos operativos y comerciales.

q. Velar por la protección de los derechos de los consumidores, en especial los de estratos de bajos ingresos.

r. Las funciones previstas en el artículo 11 del Decreto 2119 de 1992, que continuará vigente en cuanto no sea contrario a lo dispuesto en este artículo, y las demás que le señalen las normas legales pertinentes.

Art. 57

CAPITULO V De la generación de electricidad.

Artículo 24.- La construcción de plantas generadoras, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de

interconexión y transmisión, está permitida a todos los agentes económicos.

**L. 56/81;
D. 2024/82.**

Parágrafo. Para los proyectos de generación de propósito múltiple de los cuales se deriven beneficios para otros sectores de la economía, el Gobierno Nacional establecerá mecanismos para que estos sectores contribuyan a la financiación del proyecto, en la medida de los beneficios obtenidos.

Art. 7°

Artículo 25.- Los agentes económicos privados o públicos que hagan parte del sistema interconectado nacional deberán cumplir con el reglamento de operación y con los acuerdos adoptados para la operación del mismo. El incumplimiento de estas normas o acuerdos, dará lugar a las sanciones que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas o la autoridad respectiva según su competencia.

Art. 28, inc. 2°

Artículo 26.- Las entidades públicas y privadas con energía eléctrica disponible podrán venderla, sujetas al Reglamento de Operación, a las empresas generadoras, a las distribuidoras, o a grandes consumidores, a tarifas acordadas libremente entre las partes.

Artículo 27. Salvo en situación de emergencia, las empresas de generación térmica que efectúen ventas de energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional, deberán realizar contratos para garantizar, a largo plazo, el suministro de combustible en forma oportuna y a precios económicos.

Para la adquisición de carbón destinado a la generación térmica, se seleccionarán preferencialmente, las ofertas presentadas por las organizaciones de carácter asociativo o cooperativo integradas por explotadores inscritos en el Registro Minero Nacional, así como las que sean presentadas por los productores independientes de carbón que tengan Registro Minero vigente y que se encuentren clasificados en el rango de pequeña minería.

CAPITULO VI De la interconexión.

Artículo 28.- Las empresas que sean propietarias de líneas, subestaciones y equipos señalados como elementos de la red nacional de interconexión, mantendrán la propiedad de los mismos pero deberán operarlos con sujeción al Reglamento de Operación y a los acuerdos adoptados por el Consejo Nacional de Operación.

El incumplimiento de las normas de operación de la red nacional de interconexión, la omisión en la obligación de proveer el mantenimiento de las líneas, subestaciones y equipos asociados, y toda conducta que atente contra los principios que rigen las actividades relacionadas con el servicio de electricidad, dará lugar a las sanciones que establezca la autoridad competente.

Art. 25

Parágrafo. No obstante lo dispuesto en el presente artículo las empresas que siendo propietarias de elementos de la red de interconexión nacional decidan enajenar dichos activos, podrán hacerlo.

Artículo 29.- La conexión a la red nacional de interconexión de una red regional de transmisión, de una red de distribución, de una central de generación, o de un usuario impone a los interesados las siguientes obligaciones:

a. Cumplir las normas técnicas que dicte el Ministerio de Minas y Energía;

b. Operar su propio sistema con sujeción a las normas que expida la Comisión de Regulación de Energía y Gas y a los acuerdos del Consejo Nacional de Operación; y

c. Ejecutar las obras necesarias para la conexión de sus instalaciones y equipos a la red nacional de interconexión.

Artículo 30.- Las empresas propietarias de redes de interconexión, transmisión y distribución permitirán la conexión y acceso de las empresas eléctricas, de otros agentes generadores y de los usuarios que lo soliciten, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan.

Estas empresas podrán prestar el servicio de servidumbre para telecomunicaciones.

Res. CREG 001/94, art. 1º
Res. CREG 003/94, art. 20

Artículo 31.- Las empresas propietarias de centrales de generación podrán vincularse a las redes de interconexión, mediante dos modalidades:

a. **Modalidad Libre:** Por la cual la empresa generadora no está obligada a suministrar una cantidad fija de energía, sometiéndose en consecuencia, a la demanda del mercado, pero operando en un sistema de precios y tarifas determinado por el libre juego del mercado.

b. **Modalidad Regulada:** Por la cual la firma generadora se compromete con una empresa comercializadora de energía o un usuario no regulado a suministrar cantidades fijas de energía eléctrica durante un determinado período y en un horario preestablecido. Para ello es indispensable suscribir contratos de compra garantizada de energía.

Parágrafo. En ambas modalidades los propietarios de centrales deberán cumplir con el reglamento de operación del sistema interconectado y los acuerdos de operación.

En caso de incumplir los compromisos de suministro de energía se harán acreedores a las sanciones estipuladas en los respectivos contratos, sin perjuicio de las demás implicaciones de carácter civil o penal a que den lugar.

Artículo 32.- Autorízase al Gobierno Nacional para modificar el objeto social de Interconexión Eléctrica S. A., que en lo sucesivo será el de atender la operación y mantenimiento de la red de su propiedad, la expansión de la red nacional de interconexión, la planeación y coordinación de la operación del sistema interconectado nacional y prestar servicios técnicos en actividades relacionadas con su objeto social.

Autorízase, así mismo, al Gobierno Nacional, para organizar a partir de los activos de generación que actualmente posee Interconexión Eléctrica S. A., una nueva empresa, que se constituirá en una sociedad de economía mixta, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, dedicada a la generación de electricidad. Esta nueva empresa contará con autonomía patrimonial, administrativa y presupuestaria.

Parágrafo 1o. El Centro Nacional de Despacho será una dependencia interna de la empresa encargada del servicio de interconexión nacional, constituido con los bienes actualmente de propiedad de Interconexión Eléctrica S.A., destinados a la planeación, supervisión y control de la operación y despacho de los recursos en el sistema interconectado nacional, así como los demás que le asigne el Gobierno Nacional.

Parágrafo 2o. La empresa encargada del servicio de interconexión nacional contará con recursos propios provenientes de la prestación de los servicios del despacho, del transporte de electricidad, de los cargos por el acceso y uso de sus redes de interconexión y por los servicios técnicos relacionados con su función.

Parágrafo 3o. La empresa encargada del servicio de interconexión nacional, no podrá participar en actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad.

Parágrafo 4o. El personal de la actual planta de ISA será reubicado en cada una de las dos empresas que dio origen, de acuerdo con sus actuales funciones, respetando los derechos adquiridos de los trabajadores.

Parágrafo 5o. Cuando la expansión de la Red Nacional de Interconexión se vaya a hacer a través de líneas en las cuales se conjuguen las características de la Red Nacional de Interconexión con las de la Red Regional de Transmisión, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, decidirá quién ejecuta dicha expansión en caso de presentarse conflicto.

Parágrafo 6o. La autorización dada al Gobierno Nacional para modificar el objeto social de Interconexión Eléctrica S.A. y para organizar a partir de sus activos de generación una nueva empresa, se utilizará sin perjuicio de los compromisos adquiridos por la Nación con las empresas del sector eléctrico, con anterioridad a la vigencia de la presente Ley, cuando adquirió la participación de dichas empresas en Interconexión Eléctrica S.A..

CAPITULO VII

De la operación del Sistema Interconectado Nacional.

Artículo 33.- La operación del sistema interconectado se hará procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad del servicio mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica y conveniente para el país.

Artículo 34.- El Centro Nacional de Despacho tendrá las siguientes funciones específicas, que deberá desempeñar ciñéndose a lo establecido en el Reglamento de Operación y en los acuerdos del Consejo Nacional de Operación:

a. Planear la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica;

b. Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión incluyendo las interconexiones internacionales;

c. Determinar el valor de los intercambios resultantes de la operación de los recursos energéticos del sistema interconectado nacional;

d. Coordinar la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de interconexión y transmisión de la red eléctrica nacional;

e. Informar periódicamente al Consejo Nacional de Operación acerca de la operación real y esperada de los recursos del sistema interconectado nacional, y de los riesgos para atender confiablemente la demanda;

f. Informar las violaciones o conductas contrarias al Reglamento de Operaciones.

g. Las demás atribuciones que le confiera la presente ley.

Parágrafo. El Centro Nacional de Despacho tendrá un Director que debe reunir las mismas condiciones exigidas al experto que trata el artículo 15.

Artículo 35.- El Centro Nacional de Despacho coordinará sus actividades con los centros regionales de despacho, con las empresas de generación, con las empresas propietarias de las redes de interconexión y transmisión y con las empresas de distribución.

Artículo 36.- Créase el Consejo Nacional de Operación que tendrá como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación.

Las decisiones del Consejo Nacional de Operación podrán ser recurridas ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

El Consejo Nacional de Operación tendrá un Secretario Técnico cuyos requisitos serán los mismos exigidos para el experto de que trata el artículo 15, quien participará en las reuniones del Consejo con voz y sin voto.

**Art. 23, Lit. i;
L. 142/94, art. 172**

Artículo 37.- El Consejo Nacional de Operación estará conformado por un representante de cada una de las empresas de generación, conectadas al sistema interconectado nacional que tengan una capacidad instalada superior al cinco por ciento (5%) del total nacional, por dos representantes de las empresas de generación del orden nacional, departamental y municipal conectadas al sistema interconectado nacional, que tengan una capacidad instalada entre el uno por ciento (1%) y el cinco por ciento (5%) del total nacional, por un representante de las empresas propietarias de la red nacional de interconexión con voto sólo en asuntos relacionados con la interconexión, por un representante de las demás empresas generadoras conectadas al sistema interconectado nacional, por el Director del Centro Nacional de Despacho, quien tendrá voz pero no tendrá voto, y por dos representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación siendo por lo menos una de ellas la que tenga el mayor mercado de distribución. La Comisión de Regulación de Energía y Gas establecerá la periodicidad de sus reuniones.

**L. 142/94, art. 173;
Res. MME 8 0103/95;
Res. MME 8 0302/95;
Res. MME 8 2189/95.**

Artículo 38.- Las empresas generadoras de electricidad, las distribuidoras y las que operen redes de interconexión y transmisión tendrán la obligación de suministrar y el derecho de recibir en forma oportuna y fiel la información requerida para el planeamiento y la operación del sistema interconectado nacional y para la comercialización de la electricidad. La información será canalizada a través del Centro Nacional de Despacho y de los Centros Regionales de Despacho, según corresponda.

CAPITULO VIII

De las tarifas por acceso y uso de las redes.

Artículo 39.- Los cargos asociados con el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional cubrirán, en condiciones óptimas de gestión, los costos de inversión de las redes de interconexión, transmisión y distribución, según los diferentes niveles de tensión, incluido el costo de oportunidad de capital, de administración, operación y mantenimiento, en condiciones adecuadas de calidad y confiabilidad, y de desarrollo sostenible. Estos cargos tendrán en cuenta criterios de viabilidad financiera.

Artículo 40.- Las tarifas por el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional deben incluir los siguientes cargos:

- Un cargo de conexión que cubrirá los costos de la conexión del usuario a la red de interconexión.
- Un cargo fijo asociado a los servicios de interconexión.

- Un cargo variable, asociado a los servicios de transporte por la red de interconexión.

Artículo 41.- La Comisión de Regulación de Energía y Gas definirá la metodología del cálculo y aprobará las tarifas por el acceso y uso de las redes del sistema interconectado nacional y el procedimiento para hacer efectivo su pago.

Parágrafo 1o. Las tarifas de acceso a las redes se calcularán considerando, entre otros factores, la ubicación de los centros de carga dentro de las redes regionales y los sistemas de distribución asociados, los costos reales del sistema de transmisión o de distribución que se requieren para atender cada centro de carga y las condiciones ambientales que puedan afectar la inversión y el mantenimiento.

Parágrafo 2o. La Comisión de Regulación de Energía y Gas tendrá un plazo de seis (6) meses contados a partir de la vigencia de la presente ley, para definir y aprobar, en concordancia con lo establecido en el parágrafo anterior, la metodología para el cálculo de las tarifas por el acceso y uso de las redes y para definir el procedimiento para hacer efectivos los pagos por este concepto. Si la Comisión no las define y aprueba en el plazo previsto, las empresas podrán cobrar las tarifas y cargos que éstas hayan sometido a su consideración, mientras que la Comisión de Regulación de Energía y Gas da a conocer la metodología y procedimientos respectivos.

CAPITULO IX

Del Regimen Económico y Tarifario para las Ventas de Electricidad.

Artículo 42.- Las transacciones de electricidad entre empresas generadoras, entre distribuidoras, entre aquéllas y éstas y entre todas ellas y las empresas dedicadas a la comercialización de electricidad y los usuarios no-regulados, son libres y serán remuneradas mediante los precios que acuerden las partes. Se incluyen en este régimen las transacciones que se realicen a través de interconexiones internacionales.

Art. 7º

Las ventas de electricidad a usuarios finales regulados serán retribuidas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación.

Las compras de electricidad por parte de las empresas distribuidoras de cualquier orden deberán garantizar, mediante contratos de suministro, el servicio a los usuarios atendidos directamente por ellas, por el término que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Tales contratos se celebrarán mediante mecanismos que estimulen la libre competencia, y deberán establecer, además de los precios, cantidades, forma, oportunidad y sitio de entrega, las sanciones a que estarán sujetas las partes por irregularidades en la ejecución de los contratos y las compensaciones a que haya lugar por incumplimientos o por no poder atender oportunamente la demanda.

Parágrafo. Las personas contratantes enviarán mensualmente a la Comisión de Regulación de Energía y Gas la información relativa a los contratos celebrados.

**L. 142/94, arts. 87 a 98
arts. 124 a 127**

Artículo 43.- Se considera violatorio de las normas sobre competencia, y constituye abuso de posición dominante en el mercado, cualquier práctica que impida a una empresa o usuario no-regulado negociar libremente sus contratos de suministro, o cualquier intento de fijar precios mediante acuerdos previos entre

vendedores, entre compradores, o entre unos y otros. Las empresas no podrán realizar acto o contrato alguno que prive a los usuarios de los beneficios de la competencia.

**L. 142/94, art. 30
art. 133**

Las autoridades competentes podrán imponer las siguientes sanciones a quienes incurran en las conductas descritas anteriormente, según la naturaleza y la gravedad de la falta.

a. Amonestación.

b. Multas hasta por el equivalente a 2.000 salarios mínimos mensuales.

El monto de la multa se graduará atendiendo al impacto de la infracción sobre la buena marcha del servicio público, y al factor de reincidencia. Si la infracción se cometió durante varios años, el monto máximo que arriba se indica se podrá multiplicar por el número de años. Si el infractor no proporciona información suficiente para determinar el monto, dentro de los treinta días siguientes al requerimiento que se le formule, se le aplicarán las sanciones que aquí se prevén. Las multas ingresarán al patrimonio de la Nación. Las empresas a las que se multe podrán repetir contra quienes hubieran realizado los actos u omisiones que dieron lugar a la sanción.

c. Orden de suspender de inmediato todas o algunas de las actividades del infractor, y cierre de los inmuebles utilizados para desarrollarlas.

d. Orden de separar a los administradores o empleados de una empresa de servicios públicos de los cargos que ocupan; y prohibición a los infractores de trabajar en empresas similares hasta por diez años.

e. Solicitud a las autoridades para que decreten la caducidad de los contratos que haya celebrado el infractor, cuando el régimen de tales contratos lo permita, o la cancelación de licencias así como la aplicación de las sanciones y multas previstas pertinentes.

f. Prohibición al infractor de prestar directa o indirectamente servicios públicos, hasta por diez años.

g. Toma de posesión en una empresa de servicios públicos, o la suspensión temporal o definitiva de sus autorizaciones y licencias, cuando las sanciones previstas atrás no sean efectivas o perjudiquen indebidamente a terceros.

Las sanciones que se impongan a personas naturales se harán previo el análisis de la culpa del eventual responsable y no podrán fundarse en criterios de responsabilidad objetiva.

L. 142/94, arts. 79.1, 81 y 98

Artículo 44.- El régimen tarifario para usuarios finales regulados de una misma empresa estará orientado por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia.

Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo, garantizándose una asignación eficiente de recursos en la economía, manteniendo a la vez el principio de solidaridad y redistribución del ingreso mediante la estratificación de las tarifas.

L. 142/94, art. 87.1

Por suficiencia financiera se entiende que las empresas eficientes tendrán garantizada la recuperación de sus costos de inversión y sus gastos de administración, operación y mantenimiento, con el valor de las ventas de

electricidad y el monto de los subsidios que reciban en compensación por atender a usuarios residenciales de menores ingresos.

L. 142/94, art. 87.4

Por neutralidad se entiende que usuarios residenciales de la misma condición socioeconómica o usuarios no-residenciales del servicio de electricidad, según niveles de voltaje, se les dará el mismo tratamiento de tarifas y se le aplicarán las mismas contribuciones o subsidios.

L. 142/94, art. 87.2

En virtud del principio de neutralidad, no pueden existir diferencias tarifarias para el sector residencial de estratos I, II y III, entre regiones ni entre empresas que desarrollen actividades relacionadas con la prestación del servicio eléctrico, para lo cual, la Comisión de Regulación de Energía y Gas definirá el periodo de transición y la estrategia de ajuste correspondiente.

En virtud del principio de solidaridad y redistribución del ingreso, las autoridades competentes al fijar el régimen tarifario tendrán en cuenta el mandato consagrado en el artículo 6o., inciso 7o. de esta Ley.

Por simplicidad se entiende que las tarifas serán diseñadas de tal manera que se facilite su comprensión, aplicación y control.

Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y público para todas las partes involucradas en la prestación del servicio, y para los usuarios. Para lograrlo las empresas encargadas de la distribución y/o la comercialización harán públicas y masivas las informaciones sobre las medidas adoptadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en cuanto a los componentes de costos y cargos que definen la estructura de las tarifas.

L. 142/94, art. 87

Artículo 45.- Los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, teniendo en cuenta las características propias de la región, tomarán en cuenta los costos de intervención de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada. Además, tendrán en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables.

Artículo 46.- La Comisión de Regulación de Energía y Gas, tendrá en cuenta los siguientes componentes en la estructura de tarifas:

a. Una tarifa por unidad de consumo de energía.

b. Una tarifa por unidad de potencia, utilizada en las horas de máxima demanda.

c. Un cargo fijo, que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad del servicio para el usuario, independientemente del nivel de consumo.

d. Un cargo de conexión que cubrirá los costos de la conexión, cada vez que el usuario se conecte al servicio de electricidad.

Parágrafo 1o. Para el cálculo de cada componente se tendrán en cuenta los costos y cargos establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Parágrafo 2o. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias.

Artículo 47.- En concordancia con lo establecido en el literal h) del artículo 23 y en el artículo 6o. de la presente Ley, aplíquense los factores para establecer el monto de los recursos que los usuarios residenciales de estratos altos y los usuarios no residenciales deben hacer, aportes que no excederán del 20% del costo de prestación del servicio, para subsidiar los consumos de subsistencia de los usuarios residenciales de menores ingresos.

El faltante de los dineros para pagar la totalidad de los subsidios será cubierto con recursos del presupuesto nacional, de acuerdo con lo establecido en el artículo 3o. de la presente Ley, para lo cual el Ministerio de Hacienda y Crédito Público incluirá las apropiaciones correspondientes en el Presupuesto General de la Nación.

El valor de los aportes para cada sector de consumo será definido anualmente por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Los subsidios se pagarán a las empresas distribuidoras y cubrirán no menos del 90% de la energía equivalente efectivamente entregada hasta el consumo de subsistencia a aquellos usuarios que por su condición económica y social tengan derecho a dicho subsidio según lo establecido por la ley.

Art. 11, inc. 16;

Los usuarios no regulados que compren energía a empresas generadoras de energía no reguladas deberán también pagar la contribución.

Autorízase al Gobierno Nacional para que en concordancia con lo estatuido en la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios establezca el mecanismo especial a través del cual se definirán los factores y se manejarán y asignarán los recursos provenientes de los aportes.

L. 142/94, art. 67.4

Las empresas de electricidad recaudarán las sumas correspondientes a estos factores en las facturas de cobro por ventas de electricidad, estableciendo claramente el monto de las mismas.

Así mismo, en las facturas de los usuarios de menores ingresos establecerán el valor del subsidio otorgado. Las empresas recaudadoras consignarán el excedente dentro de los 30 días siguientes a su recaudo, en la entidad o entidades que el Gobierno señale para tal fin.

El subsidio neto que atiende el Presupuesto Nacional debe ser cancelado a las empresas beneficiarias dentro de los 60 días siguientes a su facturación.

**Art. 11, inciso décimosexto;
L. 142/94, art. 99**

Artículo 48.- El Gobierno Nacional asignará y apropiará los recursos suficientes en el Plan Nacional de Desarrollo, en el Plan Nacional de Inversiones Públicas y en las leyes anuales del presupuesto de rentas y ley de apropiaciones, para adelantar programas de energización calificados como prioritarios, tanto en las zonas interconectadas como en zonas no interconectadas con el objeto de que en un período no mayor de veinte (20) años se alcancen niveles igualitarios de cobertura en todo el país, en concordancia con el Principio de Equidad de que trata el artículo 6o. de la presente ley.

Artículo 49.- La Nación, las demás entidades territoriales, las entidades descentralizadas de aquella y éstas, así como las entidades descentralizadas indirectas y las demás personas jurídicas u órganos que integran la estructura del Estado, en todos los órdenes y niveles, incorporarán en sus respectivos presupuestos

apropiaciones suficientes para satisfacer las obligaciones económicas contraídas por el uso del servicio público de electricidad, las cuales se deberán cancelar en las fechas en que se hagan exigibles.

Es deber del Contralor General de la República y de los contralores departamentales y municipales, según el caso, cerciorarse de que los funcionarios que tienen la responsabilidad de preparar los proyectos de presupuesto, de ejecutar las apropiaciones y de cancelar las obligaciones, incorporen y realicen los pagos derivados de ellas. A quienes no lo hagan se les sancionará en la forma prevista en las normas vigentes, inclusive solicitando su destitución a la autoridad nominadora competente, sin perjuicio de las responsabilidades civil y penal que puedan corresponderles.

L. 142/94, arts. 27.4 y 50

**CAPITULO X
De la Conservación del Medio Ambiente.**

Artículo 50.- Para proteger la diversidad e integridad del medio ambiente, y prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, los agentes económicos que realicen alguna de las actividades de que trata la presente Ley, deberán dar cumplimiento a las disposiciones que regulan la materia.

Artículo 51.- Las empresas públicas, privadas o mixtas, que emprendan proyectos susceptibles de producir deterioro ambiental tendrán la obligación de evitar, mitigar, reparar y compensar los efectos negativos sobre el ambiente natural y social generados en el desarrollo de sus funciones, de conformidad con las normas vigentes y las especiales que señalen las autoridades competentes.

Artículo 52.- Las empresas públicas, privadas o mixtas que proyecten realizar o realicen obras de generación, interconexión, transmisión y distribución de electricidad, susceptibles de producir deterioro ambiental, están obligadas a obtener previamente la licencia ambiental de acuerdo con las normas que regulen la materia.

Parágrafo. Para obtener la licencia ambiental para ejecutar proyectos de generación e interconexión de electricidad se deben realizar los correspondientes estudios, de conformidad con lo dispuesto por la autoridad competente, e incluir en el presupuesto de la respectiva empresa las partidas correspondientes para ejecutar las medidas remediales previstas.

Artículo 53.- Durante la fase de estudio y como condición para ejecutar proyectos de generación e interconexión, las empresas propietarias de los proyectos deben informar a las comunidades afectadas, consultando con ellas: primero, los impactos ambientales, segundo, las medidas previstas en el plan de acción ambiental, y tercero, los mecanismos necesarios para involucrarlas en la implantación del plan de acción ambiental.

Artículo 54.- Los autogeneradores, las empresas que vendan excedentes de energía eléctrica, así como las personas jurídicas privadas que entreguen o repartan, a cualquier título, entre sus socios y/o asociados, la energía eléctrica que ellas produzcan, están obligados a cancelar la transferencia en los términos que trata el artículo 45 de la ley 99 de 1993.

Para la liquidación de esta transferencia, las ventas brutas se calcularán como la generación propia multiplicada por la tarifa que señale la Comisión de Regulación de Energía y Gas para el efecto.

**Art.11;
Res. CREG 001/94
Res. CREG 003/94**

CAPITULO XI
Del Contrato de Concesión.

Artículo 55.- Mediante el contrato de concesión, la Nación, el departamento, el Municipio o Distrito competente podrán confiar en forma temporal la organización, prestación, mantenimiento y gestión de cualquiera de las actividades del servicio público de electricidad, a una persona jurídica privada o pública o a una empresa mixta, la cual lo asume por su cuenta y riesgo, bajo la vigilancia y el control de la entidad concedente.

La vigilancia y control del concedente no obsta para que el Ministerio de Minas y Energía, así como otros organismos estatales ejerzan sus facultades legales de regulación, fiscalización, control y vigilancia.

El concesionario del servicio de electricidad deberá sujetarse a las disposiciones legales que le sean aplicables; y a lo dispuesto en el respectivo contrato de concesión.

El concesionario deberá reunir las condiciones que requiera el respectivo servicio, de acuerdo con los reglamentos que expida el Ministerio de Minas y Energía. El otorgamiento de la concesión se hará mediante oferta pública a quien ofrezca las mejores condiciones técnicas y económicas para el concedente y en beneficio de los usuarios.

Lo anterior, sin perjuicio de otras modalidades contractuales viables en concordancia con el artículo 10. de la presente Ley.

Arts. 8º, parág. y 76;
L. 142/94, art. 39.1

Artículo 56.- La Nación y las demás entidades territoriales en ejercicio de las competencias que con relación a las distintas actividades del sector eléctrico les asigna la ley, podrán celebrar contratos de concesión sólo en aquellos eventos en los cuales como resultado de la libre iniciativa de los distintos agentes económicos, en un contexto de competencia, no exista ninguna entidad dispuesta a asumir, en igualdad de condiciones, la prestación de estas actividades.

L. 142/94, art. 25

Artículo 57.- La competencia para otorgar contratos de concesión se asigna en la siguiente forma: a la Nación, los relacionados con la generación, interconexión y redes de transmisión entre regiones; a los departamentos, lo concerniente a las redes regionales de transmisión; y al municipio, lo atinente a la distribución de electricidad. Corresponderá a la Comisión de Regulación de Energía y Gas precisar el alcance de las competencias señaladas.

L. 142/94, arts. 5,6,7 y 8.

Artículo 58.- El contrato de concesión establecerá claramente las condiciones de prestación del servicio; la forma y condiciones de remuneración para el concesionario, que se definirán teniendo en cuenta el servicio concedido; la duración y prórroga; la obligatoriedad de prestar el servicio a quien lo solicite en el caso de la interconexión, transmisión y distribución; las condiciones de sustitución por parte del concedente para asegurar la continuidad y regularidad del servicio; las causales de terminación anticipada; las indemnizaciones; las causales para declarar la caducidad y los efectos de la misma; las sanciones por incumplimiento; la liquidación de bienes; las normas aplicables; y en general, todos aquellos aspectos que permitan preservar los intereses de las partes, dentro de un sano equilibrio.

Artículo 59.- Podrán ser concesionarios, las sociedades privadas, nacionales o extranjeras, las cooperativas y demás organizaciones comunitarias constituidas legalmente, y las entidades de carácter público.

Artículo 60.- La remuneración del contrato de concesión consiste en las tarifas o precios que los usuarios de los servicios pagan directamente a los concesionarios, las cuales son fijadas de acuerdo con las disposiciones establecidas en la presente ley.

Cuando, por razones ajenas a la voluntad del concesionario, no se pudieren fijar las tarifas en niveles que permitan recuperar los costos económicos de prestación del servicio en condiciones óptimas de gestión, el concedente deberá reconocer la diferencia entre los valores correspondientes a la prestación con tales costos y los valores facturados con las tarifas que efectivamente se apliquen.

Artículo 61.- El concesionario deberá cumplir las órdenes e instrucciones que por razones de interés general imparta el concedente en cuanto a la forma y las condiciones en que el servicio se debe prestar, aunque impliquen modificaciones en los términos estipulados en el contrato. Si como consecuencia de las modificaciones se afectare el equilibrio económico-financiero del contrato, éste deberá ser reestablecido de común acuerdo y de no ser posible, mediante arbitraje.

Artículo 62.- El término de duración del contrato de concesión será fijado, en cada caso, por la entidad concedente y no podrá exceder de treinta (30) años, contados desde la fecha fijada contractualmente o, a falta de ella, desde el momento del perfeccionamiento del contrato. Así mismo, el concesionario podrá solicitar su renovación hasta por veinte (20) años, con una anticipación no mayor de treinta y seis (36) meses ni menor de doce (12) meses al vencimiento del plazo del contrato. El concedente resolverá sobre el otorgamiento de la prórroga dentro de los seis (6) meses siguientes a la petición, atendiendo a criterios técnicos, económicos, operativos y ambientales.

Artículo 63.- Con el fin de asegurar la continuidad, calidad y regularidad del servicio, el concedente podrá sustituir al concesionario en su prestación, realizándola por sí mismo o mediante terceros, en el evento en que se haya suspendido, o se tema razonablemente que se pueda suspender, previo concepto de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. La sustitución deberá ser una medida temporal y cuando el concesionario se halle en condiciones de prestar nuevamente el servicio podrá ser restituido; en caso contrario, se decretará la terminación del contrato.

Artículo 64.- Cuando la entidad concedente de por terminado, por razones de interés general, unilateral y anticipadamente el contrato de concesión, deberá compensar tanto por los perjuicios que le cause al concesionario por dicha terminación como por los beneficios razonables de que se le prive por el rescate de la misma.

Parágrafo. Cuando el contrato se termine en forma anticipada se procederá a realizar su liquidación conforme al procedimiento correspondiente establecido en la ley o en las normas que rijan a la entidad concedente.

Artículo 65.- A la terminación de la concesión deben revertir a la entidad concedente todos los bienes señalados en el contrato para tal fin, mediante el reconocimiento y pago al concesionario del valor de salvamento de las instalaciones para los casos contemplados en los contratos respectivos, determinados por peritos designados, uno por cada una de las partes y un tercero de común acuerdo entre los dos anteriores.

Si una de las partes no acepta el dictamen pericial, la situación se resolverá mediante un Tribunal de Arbitramento que emita fallo en derecho. Su integración y funcionamiento se hará conforme a las normas vigentes en la ley de Contratación Pública.

CAPITULO XII
Del Ahorro, Conservación y Uso Eficiente de la Energía.

Artículo 66.- El ahorro de la energía, así como su conservación y uso eficiente, es uno de los objetivos prioritarios en el desarrollo de las actividades del sector eléctrico.

Artículo 67.- Créase la División de Ahorro, conservación y Uso eficiente de la energía, como dependencia del Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, INEA, que tendrá las siguientes funciones:

- a. Establecer metas de ahorro, conservación y uso eficiente de energía, que sean realizables económicamente.
- b. Promover la formulación y ejecución de programas que propendan por el uso eficiente de la energía.
- c. Recomendar, como parte del Plan Energético Nacional, un programa de ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
- d. Evaluar periódicamente el desarrollo de los programas que se emprendan tanto a nivel nacional como por las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras.
- e. Adoptar normas técnicas para la fabricación de equipos consumidores de energía y para la construcción de inmuebles, que propendan por el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
- f. Establecer y fomentar los programas de ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
- g. Dirigir y coordinar las campañas educativas relacionadas con su objetivo.
- h. Ejercer el control y seguimiento de los programas relacionados con su objetivo.
- i. Definir los mecanismos e incentivos para cumplir con los programas de ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
- j. Promover programas de recuperación y restitución de redes, tendiente a minimizar las pérdidas técnicas en transmisión y distribución.

Art. 16, Lit. j.;
D. 2119/92, art. 44

El INEA deberá adecuar su estructura orgánica y planta de personal para el cumplimiento de las funciones asignadas, en un plazo de seis meses, contados a partir de la sanción de la presente Ley.

Parágrafo. La División de Ahorro, Conservación y Uso eficiente de la energía contará con el personal técnico y administrativo necesario para el cumplimiento de sus funciones.

Artículo 68.- Los proyectos relacionados con las actividades propias del sector, generación, transmisión, distribución y comercialización, tendrán en cuenta como criterio de factibilidad el ahorro conservación y uso eficiente de la energía.

CAPITULO XIII Disposiciones Finales.

Artículo 69.- Créase la Empresa Eléctrica del Oriente, entidad que tendrá el carácter de sociedad de economía mixta, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, con participación de las Electrificadoras de Boyacá, Norte de

Santander, Santander y Arauca, así como por las demás entidades públicas y privadas que concurren a su creación y cuyo objeto será la generación de energía eléctrica.

Parágrafo. El Gobierno Nacional procederá a organizar esta empresa en el término de seis (6) meses contados a partir de la vigencia de esta ley.

D. 2728/94

Artículo 70.- El Gobierno Nacional presentará a consideración del Congreso de la República, cuando las características y condiciones de otras regiones así lo aconsejen, el proyecto de creación de otras empresas regionales para la prestación del servicio de generación, transmisión o distribución de energía eléctrica vinculadas al Ministerio de Minas y Energía, que deberán tener el carácter de sociedades de economía mixta con participación accionaria de las empresas electrificadoras del orden regional y nacional ubicadas en las zonas que se reestructuren.

Artículo 71.- En cumplimiento de los artículos 365 y 368 de la Constitución Nacional, el Gobierno Nacional por conducto del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL, en su calidad de Empresa Industrial y Comercial del Estado, se encargará de ejecutar directamente o a través de terceros, las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en zonas no interconectadas del país que no estén asignadas a otras entidades del sector eléctrico. Para el cumplimiento de esta función deberá promover las inversiones en forma eficiente, con recursos propios, del Presupuesto Nacional y aquellos adicionales asignados por la ley.

Art. 11, inc. 17º

Parágrafo 1o. En caso de que en las zonas no interconectadas haya discrepancias entre ICEL y las entidades del sector eléctrico que operan en esa área, en relación con el servicio de energía para una área específica, le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas definir esta situación.

Parágrafo 2o. Autorízase al Gobierno Nacional para que dentro del término de seis (6) meses, contados a partir de la vigencia de la presente Ley, reestructure y adecúe los estatutos del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, en consonancia con lo dispuesto en el presente artículo.

Parágrafo 3o. Dentro de un término no superior a seis (6) meses, contados a partir de la vigencia de la presente ley, el Gobierno Nacional a través del ICEL, deberá formular un Plan Nacional de Energización en zonas no interconectadas, el cual incluirá prioritariamente programas de sustitución de generación eléctrica de combustibles fósiles por sistemas alternativos de energía, en concordancia con lo establecido en el artículo 48 de la presente ley.

Parágrafo 4o. El Gobierno Nacional impulsará la construcción, montaje, rehabilitación y puesta en operación de pequeñas centrales hidroeléctricas que estén priorizadas por el Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 72.- Autorízase al Gobierno Nacional, al Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL, y a Interconexión Eléctrica S.A., o a la empresa que la suceda en sus derechos y obligaciones, para enajenar por un valor que preserve los intereses económicos de la Nación, en favor de las empresas oficiales cuyo objeto sea la generación, transmisión y distribución de electricidad existente a la vigencia de esta ley y de las empresas eléctricas regionales que se organicen, los activos de generación que posea, así como su participación en proyectos de generación de electricidad compartidos.

Artículo 73.- Autorízase al Gobierno Nacional para enajenar por un valor que preserve los intereses económicos de la Nación, los activos de generación y las redes regionales o interregionales de transmisión de electricidad de propiedad de la Nación ubicados en las regiones donde hayan de constituirse las empresas eléctricas regionales, preferencialmente en favor de estas mismas entidades, de conformidad con la Ley.

Artículo 74.- Las empresas que se constituyan con posterioridad a la vigencia de esta Ley con el objeto de prestar el servicio público de electricidad y que hagan parte del sistema interconectado nacional no podrán tener más de una de las actividades relacionadas con el mismo con excepción de la comercialización que puede realizarse en forma combinada con una de las actividades de generación y distribución.

Arts. 8° y 80
Res. CREG 001/94, arts. 3° y 7°
Res. CREG 056/94, art. 5

Artículo 75.- De conformidad con el artículo 189, ordinal 16, de la Constitución Política, y con el propósito de garantizar el adecuado desarrollo de la presente Ley, autorizase al Gobierno Nacional para que en el término de seis (6) meses, contados a partir de la vigencia de la presente Ley, transforme en sociedades de economía mixta las entidades descentralizadas del orden nacional, cuyo objeto sea realizar una o varias de las actividades relacionadas con el servicio de energía eléctrica.

La Nación podrá aportar como capital a estas empresas, los activos que haya recibido dentro de los procesos de saneamiento financiero, así como el producido por la enajenación de los mismos.

En el caso de las entidades descentralizadas del orden territorial, las autoridades regionales y locales competentes ordenarán dicha transformación cuando una más eficiente y económica prestación del servicio así lo aconsejen.

L. 142/94, arts. 17 y 180;
L. 286/96, arts. 2°, 3° y 4°.

Parágrafo. En aquellas sociedades en las cuales la participación pública sea superior al 95%, no se aplicará el numeral 3o. del artículo 457 del Código de Comercio.

L. 142/94, art. 19.12

Artículo 76.- Los actos y los contratos, salvo los que se refieren a contratos de empréstito, celebrados por las sociedades por acciones en las cuales las entidades oficiales tengan participación en su capital social, sin atención a la cuantía que dicha participación represente, se regirán por las normas del derecho privado.

Art. 8°, parág.;
L. 142/94, art. 32

Artículo 77.- Cuando el Estado decida enajenar su participación accionaria en las entidades descentralizadas que presten el servicio de energía eléctrica en cualquiera de sus etapas, adscritas o vinculadas al Ministerio de Minas y Energía, la ofrecerá preferencialmente a los trabajadores activos y pensionados de la respectiva entidad, cooperativas, sindicatos y otras organizaciones solidarias o de trabajadores.

L. 226/95

Artículo 78.- El Consejo de Ministros, con base en un concepto técnico-financiero detallado en función de la rentabilidad de la entidad y del valor comercial de sus activos y pasivos, determinará el precio mínimo, al cual deben venderse las acciones que se ofrecerán a las personas señaladas en el artículo anterior.

Parágrafo. El Gobierno Nacional señalará las condiciones especiales de financiación para que las personas mencionadas en la disposición anterior puedan adquirir las acciones en venta.

L. 226/95

Artículo 79.- Autorizase al Gobierno Nacional y a las entidades descentralizadas para constituir sociedades o hacer aportes de capital a sociedades vinculadas al sector eléctrico. Para tales efectos, la Nación podrá aportar como capital los activos que haya recibido dentro de los procesos de saneamiento financiero o capitalización de entidades del sector eléctrico, así como el producido por la enajenación de los mismos, que no hayan sido aportados a las empresas a las que se refiere el artículo 72 de esta Ley.

L. 59/87
L. 142/94, art. 87.9

Artículo 80.- A la entrada en vigencia de esta Ley, las empresas que están prestando el servicio de distribución de electricidad continuarán haciéndolo en los mismos términos y condiciones dispuestos para el contrato de concesión.

Art. 8°, 55 a 65 y 74

Artículo 81.- La Comisión de Regulación de Energía y Gas adoptará los criterios para establecer las transacciones de electricidad entre las empresas eléctricas y los usuarios no-regulados durante el período de transición hacia un mercado libre, según lo establecido en el artículo 42 de la presente ley. El término de transición será de tres años.

Artículo 82.- El desmonte de los valores cobrados por encima de los costos a la entrada en vigencia de esta ley, se hará de manera gradual y de forma concomitante con el establecimiento y pago efectivo de la compensación tarifaria correspondiente.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas definirá para cada empresa el programa de transición correspondiente; su aplicación estará condicionada al ingreso de los subsidios externos en un monto igual a los valores cobrados en exceso, siempre y cuando éstos no se originen en ineficiencias de gestión. Su determinación se hará mediante la comparación de los costos reales con la estructura óptima de costos de prestación del servicio.

L. 286/96, art. 1°

Artículo 83.- En la interpretación y aplicación de esta Ley se tendrán en cuenta los mandatos constitucionales, los principios, fines y disposiciones establecidas en la ley, los principios generales del derecho, los postulados que rigen la función administrativa y las normas que regulan la conducta de los servidores públicos.

Artículo 84.- De conformidad con lo que disponga el Estatuto de Contratación Administrativa, las entidades del sector no exigirán a los oferentes de bienes y servicios de origen nacional requisitos y condiciones distintos a los requeridos a los oferentes de bienes y servicios extranjeros. Si el Gobierno Nacional lo considera conveniente, cuando se trate de la ejecución de proyectos de inversión en el sector energético se dispondrá la desagregación tecnológica.

L. 142/94, arts. 31 y 35

Artículo 85.- Las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos.

Artículo 86.- Todas las empresas oficiales del orden nacional, departamental y municipal para efectos de tramitación de empréstitos externos o aquellos provenientes del Ministerio de Hacienda, FINDETER, FONADE, FEN y demás organismos oficiales de financiación, deberán presentar el correspondiente paz y salvo eléctrico.

Artículo 87.- El Gobierno Nacional creará las condiciones a través del Ministerio de Minas y Energía, los entes del Estado, las universidades y la empresa privada, para la investigación, desarrollo y aprovechamiento de pequeñas centrales hidroeléctricas y otras fuentes alternativas de energía.

Res. MME 00283/85, arts. 1° a 6°

Artículo 88.- Cuando el país se vea avocado a ejecutar un racionamiento de energía eléctrica, ya sea por limitaciones técnicas o catástrofe natural éste se llevará a cabo siguiendo los lineamientos trazados por el estatuto de racionamiento que con tal fin establecerá la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Este Estatuto debe estar inspirado en los principios de solidaridad y equidad para que todas las regiones atendidas por el sistema interconectado nacional participen en la distribución nacional del déficit energético.

D. 0562/92

Artículo 89.- Autorízase al Presidente de la República para que, dentro de los seis (6) meses siguientes a la vigencia de esta Ley, proceda a dictar las normas necesarias para reformar la estructura administrativa del Ministerio de Minas y Energía para adecuarla a las disposiciones contenidas en la presente Ley.

En desarrollo de estas atribuciones, podrá suprimir, organizar, modificar, redistribuir, fusionar o crear las dependencias internas, asignarles sus funciones y reestructurar la planta de personal.

**D. 10/95
D. 27/95
D. 28/95
D. 30/95**

Artículo 90.- La Nación podrá capitalizar directa o indirectamente a la Empresa Multipropósito de URRRA S.A.. Dentro de la capitalización se podrán incluir los aportes que se efectúen o se hayan efectuado por parte de la Nación. La capitalización se llevará a cabo mediante la adquisición de acciones de la Empresa Multipropósito de URRRA S.A. por su valor nominal de MIL PESOS (\$1,000.00)

Artículo 91.- Facúltase al Presidente de la República por el término de seis (6) meses contados a partir de la vigencia de la presente Ley para reestructurar la Electrificadora de San Andrés y Providencia.

Parágrafo. Créase una Comisión Asesora integrada para tal efecto por el Ministro de Minas y Energía, el Gobernador del Departamento, el Alcalde del Municipio de San Andrés, dos representantes de los usuarios y dos representantes del sector privado de las islas.

Artículo 92.- El Ministerio de Minas y Energía participará del Sistema Nacional de Cofinanciación en la ejecución de los planes y proyectos que se relacionan directamente con la electrificación de las entidades territoriales y hará parte integrante de la Junta Directiva del Fondo de Cofinanciación para la Inversión Rural -DRI-

Parágrafo. Las entidades del sector eléctrico participarán en forma directa en la ejecución de los proyectos relacionados con la electrificación de las entidades territoriales.

Artículo 93.- La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá establecer subsidios hasta por un 50% del costo del consumo de energía eléctrica para bombeo en acueductos públicos, en los municipios de las categorías Sexta, Quinta y Cuarta definidas en el artículo 6o. de la Ley 136 de 1994.

Artículo 94.- Las apropiaciones presupuestales asignadas a la Unidad de Planeación Minero Energética y a la Comisión de Regulación Energética para la vigencia fiscal de 1994, se seguirán ejecutando por la Unidad de Planeación Minero Energética y la Comisión de Regulación de Energía y Gas de que tratan los artículos 13 y 21

de la presente ley. Estas dependencias asumirán todas las obligaciones contraídas con cargo a dichos recursos presupuestales, así como las obligaciones legales.

Parágrafo. Los funcionarios que se encuentren vinculados a las plantas de personal de la Comisión de Regulación Energética y de la Unidad de Planeación Minero Energética continuarán en el ejercicio de sus funciones hasta tanto el Gobierno Nacional adopte la estructura interna y la planta de personal de los nuevos organismos de regulación y planeación del Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 95.- Nómbrase una Comisión de Seguimiento al desarrollo de esta ley conformada por tres (3) Senadores y tres (3) Representantes de las Comisiones Quintas Constitucionales del Senado de la República y la Cámara de Representantes.

Artículo 96.- Para efecto de las excepciones que consagra el artículo referente a "Concordancias y derogaciones" de la Ley sobre el Régimen de los Servicios Públicos Domiciliarios, en todo lo referente a energía eléctrica, en el caso específico que sean contrarias, se aplicará preferentemente esta ley especial.

Artículo 97.- La presente Ley rige a partir de la fecha de su promulgación y deroga las disposiciones que le sean contrarias, en especial, las leyes 113 de 1928, 109 de 1936, 126 de 1938, con exclusión de los artículos 17 y 18 y el artículo 12 de la ley 19 de 1990.

Publíquese y ejecútese.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a 11 de julio de 1994.

El Presidente del Honorable Senado de la República,

JORGE RAMON ELIAS NADER

El Secretario General del Honorable Senado de la República,

PEDRO PUMAREJO VEGA

El Presidente de la Honorable Cámara de Representantes,

FRANCISCO JOSE JATTIN SAFAR

El Secretario General de la Honorable Cámara de Representantes,

DIEGO VIVAS TAFUR

**LEY 188 DE 1995
(junio 2)**

...

Artículo 20.

...

4.1.3.5 Inversión social (subsidios): es un programa destinado a cubrir el valor de los subsidios por consumo de electricidad y hasta el consumo de subsistencia, de los usuarios ubicados en los estratos socioeconómicos I, II y III, y en un todo de acuerdo con lo estatuido en la Ley 143 de 1994. Para tal efecto manténgase en los 200 Kwhm el consumo de subsistencia para los usuarios del sector eléctrico en todo el

territorio de la nación, exceptuando aquellas entidades territoriales que desde antes del 1° de noviembre de 1994 estuvieran, y a la fecha de la promulgación de esta ley continúan, aplicando un consumo de subsistencia inferior, y hasta tanto, por ley cuyo proyecto presentará el gobierno dentro de los próximos cuatro (4) meses, se fijen, teniendo en cuenta los distintos factores que inciden en el uso de la energía, el consumo de subsistencia para cada una de las regiones del país.

...

Artículo 34. Para asignar eficientemente el gasto social y garantizar que beneficie a la población que más lo necesita, los subsidios en los servicios públicos domiciliarios se otorgarán a las personas de menores ingresos, determinados a través de la estratificación socioeconómica. Para esto, los municipios tendrán que hacer sus estratificaciones urbanas y rurales antes del 30 de junio de 1996 y obtener certificación del Gobierno nacional de que las hicieron aplicando correctamente la metodología suministrada por el Departamento Nacional de Planeación.

...

Artículo 47. La presente ley rige desde la fecha de su publicación y deroga, modifica o suspende las disposiciones que le sean contrarias.

El presidente del honorable Senado de la República,

Juan Guillermo Angel Mejía

El Secretario general del honorable Senado de la República,

Pedro Pumarejo Vega.

El Presidente de la honorable Cámara de Representantes,

Alvaro Benedetti Vargas.

El secretario general de la honorable Cámara de Representantes,

Diego Vivas Tafur.

REPUBLICA DE COLOMBIA - GOBIERNO NACIONAL

Publíquese y ejecútese.

Dada en Santiago de Cali, a los dos días del mes de junio de 1995.

El Presidente de la República

Ernesto Samper Pizano

El Ministro de Hacienda y Crédito Público

Guillermo Perry Rubio

El Director Nacional de Planeación

José Antonio Ocampo Gaviria.

LEY 226 DE 1995
(diciembre 20)

por la cual se desarrolla el artículo 60 de la Constitución Política en cuanto a la enajenación de la propiedad accionaria estatal, se toman medidas para su democratización y se dictan otras disposiciones.

EL CONGRESO DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA,

DECRETA:

Artículo 1°. **Campo de aplicación.** La presente Ley se aplicará a la enajenación, total o parcial, a favor de particulares, de acciones o bonos obligatoriamente convertibles en acciones, de propiedad del Estado y, en general, a su participación en el capital social de cualquier empresa.

La titularidad de la participación estatal está determinada bien por el hecho de que las acciones o participaciones sociales estén en cabeza de los órganos públicos o de las personas jurídicas de la cual estos hagan parte, o bien porque fueron adquiridas con recursos públicos o del Tesoro Público.

Para efectos de la presente Ley, cuando se haga referencia a la propiedad accionaria o a cualquier operación que sobre ella se mencione, se entenderán incluidos los bonos obligatoriamente convertibles en acciones, lo mismo que cualquier forma de participación en el capital de una empresa.

Principios generales

Artículo 2°. **Democratización.** Todas las personas naturales o jurídicas, podrán tener acceso a la propiedad accionaria que el Estado enajene. En consecuencia, en los procesos de enajenación se utilizarán mecanismos que garanticen amplia publicidad y libre concurrencia y procedimientos que promuevan la masiva participación en la propiedad accionaria. La Ley 80 de 1993 no es aplicable a estos procesos de enajenación accionaria.

Artículo 3°. **Preferencia.** Para organizar el acceso efectivo a la propiedad del Estado, se otorgarán condiciones especiales a los sectores indicados en el siguiente inciso, encaminadas a facilitar la adquisición de la participación social estatal ofrecida, de acuerdo al artículo 60 constitucional.

Serán destinatarios exclusivos de las condiciones especiales: los trabajadores activos y pensionados de la entidad objeto de privatización y de las entidades donde esta última tenga participación mayoritaria; los ex

trabajadores de la entidad objeto de privatización y de las entidades donde ésta última tenga participación mayoritaria siempre y cuando no hayan sido desvinculados con justa causa por parte del patrono; las asociaciones de empleados o ex empleados de la entidad que se privatiza, sindicatos de trabajadores; federaciones de sindicatos de trabajadores y confederaciones de sindicatos de trabajadores; los fondos de empleados; los fondos mutuos de inversión; los fondos de cesantías y de pensiones; y las entidades cooperativas definidas, por la legislación cooperativa.

Artículo 4º. Protección del patrimonio público. La enajenación de la participación accionaria estatal se hará en condiciones que salvaguarden el patrimonio público. El recurso del balance en que se constituye el producto de esta enajenación, se incorporará en el presupuesto al cual pertenece el titular respectivo para cumplir con los planes de desarrollo, salvo en el caso de que haga parte de los fondos parafiscales, en cuyo evento se destinará al objeto mismo de la parafiscalidad.

Artículo 5º. Continuidad del servicio. Cuando se enajene la propiedad accionaria de una entidad que preste servicios de interés público, se tomarán las medidas necesarias para garantizar la continuidad del servicio.

Procedimientos de enajenación

Artículo 6º. El Gobierno decidirá, en cada caso, la enajenación de la propiedad accionaria del nivel nacional, a que se refiere el artículo primero de la presente Ley, adoptando un programa de enajenación, diseñado para cada evento en particular, que se sujetará a las disposiciones contenidas en esta ley.

Artículo 7º. Corresponderá al Ministerio titular o a aquel al cual estén adscritos o vinculados los titulares de la participación social, en coordinación con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, diseñar el programa de enajenación respectivo, directamente o a través de instituciones idóneas, públicas o privadas, contratadas para el efecto según las normas de derecho privado.

El programa de enajenación accionaria se realizará con base en estudios técnicos correspondientes, que incluirán la valoración de la entidad cuyas acciones se pretenda enajenar. Esta valoración, además de las condiciones y naturaleza del mercado, deberá considerar las variables técnicas tales como la rentabilidad de la institución, el valor comercial de los activos y pasivos, los apoyos de la Nación, que conduzcan a la determinación del valor para cada caso de enajenación.

Parágrafo. Los programas de enajenación de acciones cuya titularidad corresponda a las entidades territoriales, de las sociedades de economía mixta teleasociadas, en las cuales exista participación de capital de Telecom, sólo podrán ejecutarse a partir del primero de enero de 1998.

Del diseño del programa de enajenación se enviará copia a la Defensoría del Pueblo para que ésta, si lo considera necesario, tome las medidas conducentes para garantizar la transparencia del mismo.

Artículo 8º. El ministro del ramo respectivo y el Ministro de Hacienda y Crédito Público presentarán el proyecto de programa de enajenación a consideración del Consejo de Ministros, el cual, previo concepto favorable, lo remitirá al Gobierno para su posterior aprobación.

Parágrafo. El plan de enajenación anual en forma global con sus avalúos preliminares respectivos, debe ser presentado para su conocimiento al Congreso de la República durante los primeros 60 días del año.

El Ministerio de Hacienda en un término de dos meses contados a partir de la vigencia de la presente Ley, presentará al Congreso una relación de las empresas estatales nacionales que pasan por un mal momento económico.

Artículo 9º. La enajenación de la participación accionaria se hará utilizando mecanismos que contemplen condiciones de amplia publicidad y libre concurrencia.

Cuando se utilicen las operaciones de martillo se realizarán de conformidad con los reglamentos de funcionamiento de los martillos de las bolsas de valores y las reglas para su operación fijadas por la Superintendencia de Valores.

Artículo 10. Además de lo establecido en las disposiciones legales, el contenido del programa de enajenación, en cada caso particular, comprenderá los siguientes aspectos:

1. Establecerá las etapas en que se realizará el procedimiento de enajenación, teniendo en cuenta que, de manera privativa la primera etapa estará orientada a los destinatarios de las condiciones especiales indicados en el artículo tercero de la presente Ley.
2. Incluirá las condiciones especiales a las cuales se refiere el artículo siguiente de la presente Ley.
3. Dispondrá la forma y condiciones de pago del precio de las acciones.
4. Fijará el precio mínimo de las acciones que en desarrollo del programa de enajenación no sean adquiridas por los destinatarios de las condiciones especiales, el cual, en todo caso, no podrá ser inferior al que determinen tales condiciones especiales.
5. Indicará los demás aspectos para la debida ejecución del programa de venta.

Artículo 11. La enajenación accionaria que se apruebe para cada caso particular, comprenderá las siguientes condiciones especiales, de las cuales serán destinatarios exclusivos los mencionados en el artículo tercero de la presente Ley.

1. Se les ofrecerá en primer lugar y de manera exclusiva la totalidad de las acciones que pretenda enajenarse.
2. Se les fijará un precio accionario fijo equivalente al precio resultante de la valoración prevista en el artículo séptimo de la presente Ley, el cual tendrá la misma vigencia que el de la oferta pública, siempre y cuando, dentro de la misma, no hubiesen existido interrupciones. En caso de existir interrupción o transcurrido el plazo de la oferta, se podrá ajustar el precio fijo por parte del Gobierno siguiendo los parámetros indicados en dicho artículo séptimo.
3. La ejecución del programa de enajenación se iniciará cuando el titular, o una o varias instituciones, hayan establecido líneas de crédito o condiciones de pago para financiar la adquisición de las acciones en venta, que impliquen una financiación disponible de crédito no inferior, en su conjunto, al 10% del total de las acciones objeto del programa de enajenación, las cuales tendrán las siguientes características:

- a) El plazo de amortización no será inferior a cinco años;

b) La tasa de interés aplicable a los adquirentes destinatarios de las condiciones especiales no podrá ser superior a la tasa de interés bancario corriente certificada por la Superintendencia Bancaria, vigente al momento del otorgamiento del crédito;

c) El período de gracia a capital no podrá ser inferior a un año. Los intereses causados durante dicho período de gracia podrán ser capitalizados, para su pago, junto con las cuotas de amortización a capital;

d) Serán admisibles como garantía las acciones que se adquieran con el producto del crédito. El valor de las acciones, para determinar la cobertura de la garantía, será el precio fijo, inicial o ajustado, de venta de aquéllas.

4. Cuando los adquirentes sean personas naturales, podrán utilizar las cesantías que tengan acumuladas, con el objeto de adquirir estas acciones.

Artículo 12. Como consecuencia de la ejecución del programa:

1. Se procederá a cambiar los estatutos, si es del caso.
2. Se perderán los privilegios y terminarán las obligaciones que la entidad tenía, por sustentar el carácter de pública, de acuerdo con el porcentaje de acciones que queden en manos de los particulares.
3. Cesará toda responsabilidad originada en estas acciones por parte de los órganos públicos que sustentaban su titularidad, salvo aquella determinada por la ley o la que expresamente se haya exceptuado en el programa de enajenación.
4. Se adoptarán las demás medidas que correspondan al cambio de titularidad de las sanciones.

Artículo 13. Cuando el Estado decida enajenar las acciones de una empresa, el Gobierno excluirá del programa de enajenación los derechos que tal entidad posea sobre fundaciones, obras de arte y en general bienes relacionados con el patrimonio histórico y cultural.

Tales bienes y derechos serán transferidos a favor de la Nación o de la entidad pública de carácter nacional que el Gobierno determine.

Medidas para garantizar la democratización de la propiedad accionaria.

Artículo 14. El programa de enajenación que para cada caso expida el Gobierno dispondrá las medidas correspondientes para evitar las conductas que atenten contra los principios generales de esta Ley. Estas medidas podrán incluir la limitación de la negociabilidad de las acciones, a los destinatarios de condiciones especiales, hasta por dos (2) años a partir de la fecha de la enajenación; en caso de producirse la enajenación de dichas acciones antes de dicho plazo se impondrán multas graduales de acuerdo con el tiempo transcurrido entre la adquisición de las acciones y el momento de enajenación, dichas sanciones se plasmarán en el programa de enajenación.

Sin perjuicio de las disposiciones penales que le sean aplicables, si en cualquier momento se determina que la adquisición se realizó en contravención a estas disposiciones o a las que la reglamenten para cada caso en particular sobre el beneficiario o adquirente real, el negocio será ineficaz.

Sin perjuicio de las limitaciones que se puedan imponer a los destinatarios de condiciones especiales, los cargos del nivel directivo de la entidad en el proceso de privatización, sólo, podrán adquirir acciones por un valor máximo de cinco (5) veces su remuneración anual.

Artículo 15. La nulidad absoluta de los contratos de compraventa de acciones de entidades estatales sólo podrán ser alegada por las partes contratantes o por el Ministerio Público. La nulidad relativa sólo la podrá alegar aquel en cuyo favor está establecida.

En caso de ineficacia o de declaratoria de nulidad de los contratos de compraventa de acciones, sólo habrá lugar a la restitución de las acciones cuando el órgano público vendedor así lo solicite. En todo caso, no habrá lugar a obtener la restitución de acciones que se encuentran en poder de terceros de buena fe. Cuando no haya lugar a la restitución sólo podrá haber lugar a las reparaciones pecuniarias correspondientes.

Estas disposiciones, por ser de carácter procedimental, son de aplicación inmediata.

Artículo 16. En el programa de enajenación que para cada caso se adopte el Gobierno determinará el órgano encargado de otorgar las autorizaciones relacionadas con la adquisición de un porcentaje determinado de las acciones ofrecidas en venta y de las condiciones que deba reunir cada potencial adquirente, con el fin de preservar la continuidad del servicio.

Otras disposiciones

Artículo 17. Las entidades territoriales y sus descentralizadas, cuando decidan enajenar la participación de que sean titulares, se regirán por las disposiciones de esta Ley, adaptándolas a la organización y condiciones de cada una de éstas y aquéllas.

Los Consejos Municipales o distritales o las Asambleas Departamentales, según el caso autorizarán, en el orden territorial las enajenaciones correspondientes.

Artículo 18. Sin perjuicio de lo dispuesto en la presente Ley, cuando se trate de la enajenación de participación del Estado o del Fondo de Garantías de Instituciones Financieras en instituciones financieras o entidades aseguradoras, se aplicarán las disposiciones del Estatuto Orgánico del Sistema Financiero.

Artículo 19. No estarán incluidos dentro de los beneficiarios de condiciones especiales los fondos parafiscales, los fondos agropecuarios y pesqueros, incluyendo los fondos ganaderos y el Fondo Nacional del Café.

Artículo 20. La enajenación accionaria que se realice entre órganos estatales no se ajusta al procedimiento previsto en esta Ley, sino que para este efecto, se aplicarán únicamente las reglas de contratación administrativa vigentes. Así mismo, la venta de activos estatales distintos de acciones o bonos obligatoriamente convertibles en acciones sólo se sujetará a las reglas generales de contratación.

Artículo 21. Con el propósito de facilitar los procesos de enajenación de las propiedad accionaria estatal y la intermediación de valores, las sociedades comisionistas de bolsa podrán tener agentes y mandatarios para el desarrollo de su actividad, sin perjuicio de que la Superintendencia de Valores determine las reglas que considere necesarias para su adecuado funcionamiento.

Artículo 22. La enajenación accionaria de los fondos ganaderos se hará conforme a lo dispuesto en la ley que regula la materia.

Artículo 23. El 10% del producto neto de la enajenación de las acciones o bonos obligatoriamente convertibles en acciones, con exclusión de las correspondientes a las entidades financieras, se invertirá, por parte del Gobierno, en la ejecución de proyectos de desarrollo regional en la misma entidad territorial, departamental o distrital en la cual esté ubicada la actividad principal de la empresa cuyas acciones se enajenen.

Artículo 24. Cuando se produzcan decisiones judiciales que declaren la nulidad de los contratos de compraventa de acciones enajenadas a particulares por hechos no atribuibles a los compradores, el Gobierno podrá adoptar las medidas que considere convenientes destinadas a mantener la estabilidad de la empresa vendida, y podrá propiciar la continuidad de la participación privada en las mismas.

El Gobierno podrá tomar medidas tendientes a brindarles confianza y seguridad a los adquirentes y que prevengan perjuicios derivados de la acción del Estado por los eventos previstos en el inciso anterior.

Artículo 25. Las entidades vendedoras, directamente o a través de firmas especializadas, podrán realizar actividades de promoción de programas de enajenación de que trata la presente Ley con el fin de facilitar y organizar la participación de los beneficiarios de condiciones especiales en dichos programas. Para garantizar el cumplimiento de este propósito, las ofertas que se realicen a los beneficiarios de las condiciones especiales deberán realizarse durante un plazo mínimo de dos (2) meses.

Artículo 26. La presente Ley rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias, entre otras, el parágrafo 3° del artículo 311 del Decreto 663 de 1993.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a los ...

El Presidente del Senado de la República,

Julio César Guerra Tulena.

El Secretario General del Senado de la República,

Pedro Pumarejo Vega.

El Presidente de la Cámara de Representantes,

Rodrigo Rivera Salazar.

El Secretario General de la Cámara de Representantes,

Diego Vivas Tafur.

REPUBLICA DE COLOMBIA - GOBIERNO NACIONAL

Publíquese y ejecútese.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a 20 de diciembre de 1995.

ERNESTO SAMPER PIZANO.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Guillermo Perry Rubio.

**LEY 286 DE 1996
(julio 3)**

por la cual se modifican parcialmente las Leyes 142 y 143 de 1994.

EL CONGRESO DE COLOMBIA

DECRETA:

ARTICULO PRIMERO: Tránsito de legislación. Las empresas de servicios públicos deberán alcanzar progresivamente los límites establecidos en las Leyes 142 y 143 de 1994 y la Ley 223 de 1995 en materia de factores de contribución, tarifas y subsidios en el plazo y con la celeridad que establezca antes del 30 de noviembre de 1996 la respectiva Comisión de Regulación. En ningún caso, el período de transición podrá exceder los plazos que se señalan a continuación:

1. Para los servicios de energía eléctrica y de gas combustible hasta el 31 de Diciembre del año 2.000, y
2. Para los servicios de agua potable, saneamiento básico y telefonía pública básica conmutada hasta el 31 de diciembre del 2001.

ARTICULO SEGUNDO: Las entidades descentralizadas, y demás empresas que estén prestando los servicios a los que se refiere la Ley 142 de 1994, se transformarán en empresas de servicios públicos de acuerdo con lo establecido en el artículo 17 de la Ley 142 de 1994, en un plazo hasta de dieciocho (18) meses a partir de la vigencia de la presente Ley.

ARTICULO TERCERO. Cuando las entidades territoriales hayan estado prestando directamente un servicio público y no se hayan constituido en empresas de servicios públicos, según lo había establecido el artículo 182 de la Ley 142 de 1994, se les concede un plazo hasta de dieciocho (18) meses a partir de la aprobación de la presente Ley, para que se conviertan en empresas de servicios públicos.

ARTICULO CUARTO. Amplíase el plazo establecido en el artículo 181 de la Ley 142 de 1994, hasta por seis meses más.

Res. CREG 038/96

ARTICULO QUINTO. Las contribuciones que paguen los usuarios del servicio de energía eléctrica pertenecientes al sector residencial estratos 5 y 6, al sector comercial e industrial regulados y no regulados, los usuarios del servicio de gas combustible distribuido por red física pertenecientes al sector residencial estratos 5 y 6, al sector comercial, y al sector industrial incluyendo los grandes consumidores, y los usuarios de los servicios públicos de telefonía básica conmutada perteneciente al sector residencial estrato 5 y 6 y a los sectores comercial e industrial, son de carácter nacional y su pago es obligatorio. Los valores serán facturados y recaudados por las empresas de energía eléctrica, de gas combustible distribuido por red física o de telefonía básica conmutada y serán utilizados por las empresas distribuidoras de energía, o de gas, o por las prestadoras del servicio público de telefonía básica conmutada, según sea el caso, que prestan su servicio en la misma zona territorial del usuario aportante, quienes los aplicarán para subsidiar el pago de los consumos de subsistencia de sus usuarios residenciales de los estratos I, II y III áreas urbanas y rurales.

Quedan excluidas del pago de la contribución las entidades establecidas en el numeral 89.7 del artículo 89 de la Ley 142 de 1994.

Si después de aplicar la contribución correspondiente a los sectores de energía eléctrica y de gas combustible distribuido por red física, para el cubrimiento trimestral de la totalidad de los subsidios requeridos en la respectiva zona territorial, hubiere excedentes, éstos serán transferidos por las empresas distribuidoras de energía eléctrica o de gas combustible distribuido por red física, dentro de los cuarenta y cinco (45) días siguientes a su liquidación trimestral, al "Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos" de la Nación (Ministerio de Minas y Energía), y su destinación se hará de conformidad con lo establecido en el numeral 89.3 del artículo 89 de la Ley 142 de 1994.

Si después de aplicar la contribución correspondiente al servicio de telefonía básica conmutada para el cubrimiento trimestral de la totalidad de los subsidios requeridos en la respectiva zona territorial hubiere excedentes, éstos serán transferidos por las empresas prestadoras del servicio de telefonía, dentro de los cuarenta y cinco (45) días siguientes a su liquidación trimestral, al "Fondo de Comunicaciones del Ministerio" de la Nación (Ministerio de Comunicaciones) el cual los destinará como inversión social al pago de los subsidios de los usuarios residenciales de estratos I, II y III, atendidos por empresas deficitarias prestadoras del servicio y para lo estatuido en el literal e del numeral 74.3 del artículo 74 de la Ley 142 de 1994.

ARTICULO SEXTO TRANSITORIO. El Gobierno Nacional hará la reglamentación inicial en lo pertinente a las contribuciones y transferencias de la telefonía básica conmutada, antes del 31 de diciembre de 1996.

ARTICULO SEPTIMO. La presente Ley rige a partir de su promulgación y deroga el parágrafo 2º del artículo 40 de la Ley 142 de 1994, el artículo 179 de la Ley 142 de 1994 y las demás que le sean contrarias, especialmente las normas pertinentes contenidas en las Leyes 142 y 143 de 1994.

El Presidente del H. Senado de la República,

JULIO CESAR GUERRA TULENA

El Secretario General del H. Senado de la República,

Pedro Pumarejo Vega.

El Presidente de la H. Cámara de Representantes,

RODRIGO RIVERA SALAZAR

El Secretario General de la H. Cámara de Representantes,

Diego Vivas Tafur.

REPUBLICA DE COLOMBIA - GOBIERNO NACIONAL

Publíquese y ejecútense.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a julio 3 de 1996

El Viceministro Técnico del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, encargado de las funciones del despacho del Ministro de Hacienda y Crédito Público,

LEONARDO VILLAR GOMEZ

El Ministro de Desarrollo Económico,

RODRIGO MARIN BERNAL

El Ministro de Energía, encargado de las funciones del Despacho del Ministro de Minas y Energía,

LEOPOLDO MONTAÑEZ CRUZ

El Ministro de Comunicaciones,

JUAN MANUEL TURBAY MARULANDA

DECRETOS

**DECRETO NUMERO 2024 DE 1982
(julio 12)**

por el cual se reglamenta parcialmente la Ley 56 de 1981.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de la facultad que le confiere el artículo 120, numeral 3o. de la Constitución Nacional,

DECRETA:

**CAPITULO I
Obligaciones básicas**

Artículo 1o. Las entidades mencionadas en el artículo 2o. de la Ley 56 de 1981 que acometan las obras de que trata el artículo 1o. de la misma ley, deberán reponer o adecuar a su cargo, los bienes de uso público y los bienes fiscales del Estado que por causa de los trabajos desaparezcan, se destruyan o inutilicen total o parcialmente, pero si por fuerza mayor no fuere posible ejecutar dicha reposición o adecuación, pagarán el valor de tales bienes, según avalúo del Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

La identificación de la característica de los bienes, su afectación parcial o total, así como el carácter de indispensables que ellos tengan para la nueva estructura regional, serán determinados por el estudio socioeconómico de que trata el artículo 6o. de la misma Ley.

Las controversias que surjan sobre el carácter de indispensables de los bienes que desaparezcan, se destruyan o se inutilicen por razón de las obras, las dirimirá el Ministerio del ramo al cual correspondan las obras.

Parágrafo. Para las obras en construcción al entrar en vigencia la Ley 56 de 1981, la obligación de que trata el artículo 3o. de la misma sólo se aplicará respecto de los bienes del Estado afectados por los trabajos que no hayan sido objeto de arreglo directo o proceso indemnizatorio con anterioridad al 5 de octubre de 1981.

Artículo 2o. Las entidades públicas y privadas que adelantan explotaciones de cantera o de minas a cielo abierto, o de minas de aluvión, deberán reponer o adecuar, a su cargo los bienes de uso público y los de propiedad de los municipios que por causa de los trabajos desaparezcan o se destruyan total o parcialmente, pero si ello fuere posible a juicio del Ministerio de Minas y Energía, deberán pagar el valor de tales bienes, conforme al avalúo que haga el Instituto Geográfico Agustín Codazzi, sin perjuicio de las obligaciones que señala el Código de Recursos Naturales sobre protección del medio ambiente.

CAPITULO II

Impuestos, compensaciones y beneficios.

Artículo 3o. Para efectos del cálculo a que se refiere el parágrafo del artículo 4o. de la Ley 56 de 1981, se aplicarán los valores del último avalúo catastral efectuado por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi o por

la entidad catastral respectiva. En caso de no existir clara delimitación de las áreas urbanas y rural del municipio de que se trate, tal delimitación corresponderá hacerla al Instituto Geográfico Agustín Codazzi o a la entidad catastral competente en el municipio.

El avalúo catastral de los edificios y viviendas permanentes de que trata el literal b) del mismo artículo 4o., será analizado por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi o la entidad catastral correspondiente y comprenderá únicamente la construcción, sin tener en cuenta obras de infraestructura tales como acceso, servicios públicos y otras infraestructuras propias de los campamentos.

El impuesto predial de que trata el mismo ordinal b) tendrá vigencia a partir de la inscripción del inmueble en catastro respectivo, la que deberá hacerse dentro de los seis meses siguientes a la fecha en que se comunique el respectivo avalúo catastral a la entidad propietaria.

Artículo 4o. El reconocimiento de la compensación de que trata el literal a) del artículo 4o. de la Ley 56 de 1981 se hará así:

1o. Por los inmuebles adquiridos con anterioridad, a partir de la vigencia de la ley, y

2o. Por los inmuebles que se adquieran con posterioridad al 5 de octubre de 1981, a partir de la fecha en que por la enajenación a favor de la entidad propietaria se deje de pagar el impuesto predial a cargo del vendedor o tradente.

Artículo 5o. Para calcular el monto de la compensación se aplicará el avalúo catastral promedio de que trata el parágrafo del artículo 4o. de la Ley 56 de 1981, tanto a los predios rurales como a los urbanos que hayan adquirido la entidad propietaria.

Los avalúos catastrales de los predios adquiridos por la entidad propietaria se revisarán cada vez que se haga reavalúo de las propiedades rurales de todo el municipio, para efectos de liquidar la compensación que corresponda al respectivo municipio para el año siguiente.

Artículo 6o. Se entiende por "impuesto predial vigente" para efectos del parágrafo del artículo 4o. de la Ley 56 de 1981 el que regía el 5 de octubre del mismo año, respecto de las obras en construcción y el que rija en la fecha de la compra del inmueble, para las nuevas obras.

Artículo 7o. Cuando con anterioridad a la vigencia de la Ley 56 de 1981 se hayan celebrado convenios entre los municipios y las entidades propietarias de las obras para otorgarle a aquellos compensaciones por razón de las mismas obras mediante fondos de fideicomiso, los saldos no utilizados de esos fondos revertirán a las entidades propietarias a partir del primero (1o.) de enero de 1983.

Artículo 8o. Los fondos especiales a que se refiere el artículo 5o. de la Ley 56 de 1981 serán manejados por la respectiva Tesorería Municipal, mediante una cuenta especial que será fiscalizada por la Contraloría del respectivo Departamento o Municipio, si la hubiere.

El Tesorero Municipal expedirá las constancias correspondientes al recibo de los dineros de que trata el citado artículo 5o, a favor de la entidad propietaria de la obra y a la misma fecha en que se produzca el pago.

Artículo 9o. Para los efectos del parágrafo 1o. del artículo 5o. de la Ley 56 de 1981 se entienden por obras civiles principales:

Para centrales hidroeléctricas:

La presa principal.

El sistema de conducción del agua hasta la casa de máquinas.

La casa de máquinas o sea el edificio que aloja los equipos generadores, denominada también caverna de máquinas en el caso de centrales subterráneas.

Los túneles o conductos de descarga del agua turbinada desde la casa o caverna de máquinas hasta el río.

Para centrales termoeléctricas:

Las centrales térmicas son de dos tipos a saber:

1. Turbinas movidas por vapor y
2. Turbinas movidas por gas.

En las del primer tipo las obras civiles principales están constituidas por el edificio principal que aloja los grupos turboalternadores y en las del segundo, están constituidas por las fundaciones en concreto para el soporte de los grupos turboalternadores.

Se excluyen de la denominación de obras civiles principales, tanto en hidroeléctricas como en térmicas, las obras preliminares, auxiliares y secundarias, tales como los estudios, las vías de acceso a las obras principales, excavaciones, conducciones de los combustibles, línea de energía para la construcción, vivienda para el personal y todas las demás obras no descritas expresamente como obras civiles principales en este artículo.

La licitación podrá hacerse para todas las obras civiles principales o para una o varias de ellas. La fecha para el pago del primer contado del que habla el parágrafo primero del artículo 5o. de la Ley 56 de 1981, será la fecha de la apertura de la primera licitación, cuando las obras se liciten por partes.

Artículo 10. Si los predios se adquieren en forma parcial, los avalúos catastrales que servirán de base para calcular el monto del pago de que trata el literal a) del artículo 4o. de la Ley 56 de 1981 a favor de los municipios, serán los que proporcionalmente correspondan a las áreas que efectivamente se adquieran y se programen adquirir por las entidades propietarias.

Artículo 11. Cuando las entidades propietarias hayan ejecutado, mediante convenios con las comunidades afectadas por las obras públicas de que trata el artículo 1o. de la Ley 56 de 1981, obras diferentes de las ordenadas por el artículo 3o. de la Ley, el costo de estas últimas que haya sido aportado por la entidad propietaria se imputará al valor de su aporte al fondo especial de que trata el artículo 5o. de la Ley.

Artículo 12. El estudio ecológico a que se refieren los artículos 28 del Decreto 2811 de 1974 y 6o. de la Ley 56 de 1981, requiere la aprobación del Ministerio respectivo, previo los conceptos del Departamento Nacional de Planeación y del Inderena, o de la respectiva corporación regional de desarrollo. Las entidades encargadas de emitir concepto deberán hacerlo dentro del mes siguiente a la fecha en que reciban el estudio y el Ministerio respectivo tendrá un plazo de dos meses para decidir. El estudio económico y social determinará las prioridades de inversión de los dineros del fondo especial de que trata el artículo 5o. de la misma Ley 56 de 1981.

Con base en las recomendaciones formuladas en el estudio económico y social se estructurará un plan de inversiones de los recursos del fondo especial. Dicho plan será establecido conjuntamente por un representante de la entidad departamental, intendencial o comisarial que tenga a su cargo la planeación, el

alcalde municipal respectivo y dos representantes del Concejo. Las inversiones deberán ejecutarse dando estricto cumplimiento al plan acordado.

El plazo para estructurar el plan de inversiones será de dos meses a partir de la presentación del estudio económico y social.

Parágrafo. En el caso de que la entidad propietaria de Centrales Hidroeléctricas en construcción tenga ya realizado un estudio económico y social sobre la incidencia de las obras, tal estudio suplirá el que exige el artículo 6o. de la Ley 56 de 1981.

Artículo 13. Las fechas de iniciación de la operación comercial y de la terminación o cierre de actividades de las centrales de generación eléctrica, serán señaladas por el Ministerio de Minas y Energía, mediante resolución, así como la fijación de la capacidad instalada, para efectos del impuesto de industria y comercio de que trata el literal a) del artículo 7o. de la Ley 56 de 1981.

La proporción que de la capacidad instalada de la central corresponda a cada uno de los municipios afectados por las obras de generación eléctrica se determinará por medio de Decreto, en cada caso.

Artículo 14. Cuando en virtud de disposiciones legales o contractuales las entidades propietarias de explotación de canteras o minas diferentes de sal, esmeraldas y metales preciosos deban pagar a los respectivos municipios regalías o participaciones por dichas explotaciones, la autorización dada por el literal c) del artículo 7o. de la Ley 56 de 1981 a los correspondientes Concejos Municipales, sólo se aplicará si tales regalías o participaciones son inferiores al 3 por ciento del valor del mineral en boca de mina, determinado por el Ministerio de Minas y Energía y hasta concurrencia de dicho porcentaje.

Artículo 15. El impuesto de industria y comercio autorizado por los literales a) y c) del artículo 7o. de la Ley 56 de 1981, regirá en cada caso a partir de la vigencia del acuerdo municipal que fije dicho gravamen para las entidades propietarias de las obras de que trata el mismo artículo, siempre y cuando esté en operación comercial la respectiva central de generación eléctrica, o la mina o cantera de que se trate se halle efectivamente en explotación y sea de aquellas a que se refiere el literal c) del artículo 7o. de la Ley 56 de 1981.

Artículo 16. El gravamen de que trata el literal a) del artículo 7o. de la Ley 56 de 1981, no se extiende a las entidades que generan energía eléctrica para su consumo propio y no para la venta al público. Tampoco respecto de las pequeñas plantas móviles de generación que presten servicios en las Intendencias y Comisarias o en otros sitios apartados del territorio nacional y no estén interconectadas al sistema eléctrico nacional.

CAPITULO III

Disposiciones varias.

Artículo 17. Las soluciones de vivienda y servicios complementarios para alojar y servir al personal que emplee en las obras, son las necesarias en el sitio de los trabajos, para el manejo y administración del proyecto por la entidad propietaria y las que requieran los contratistas de las obras para dar alojamiento provisional y los servicios de acueducto, alcantarillado, aseo, salud, educación y recreación al personal empleado en las labores de construcción de acuerdo a los pliegos de condiciones y contratos de la respectiva entidad propietaria.

Artículo 18. La primera opción de que trata el artículo 9o. de la Ley 56 de 1981 se contará desde la fecha de la providencia que declare de utilidad pública la zona del respectivo proyecto.

El término para ejercer la opción de compra se extiende hasta el vencimiento de los seis (6) meses siguientes a la realización del inventario físico y el avalúo de los respectivos predios, conforme al artículo 10 de la misma ley.

Las oficinas de registro de instrumentos públicos darán prelación al registro de las escrituras que se otorguen en favor de la entidad propietaria de las obras y a la expedición de los certificados de registro y tradición que tales entidades soliciten.

Parágrafo. Para las obras que se hallaban en construcción al entrar en vigencia la Ley 56 de 1981, las entidades propietarias podrán seguir utilizando los sistemas de compra o adquisición de inmuebles empleados en cada proyecto; pero dispondrán de un plazo máximo de 18 meses, contados a partir de la promulgación de la ley, para adecuarse a los términos de ésta.

Para todo efecto legal se entiende que el procedimiento señalado en el artículo 10 de la Ley 56 de 1981 se aplica solamente a los casos en que los propietarios no lleguen al acuerdo de voluntad con la empresa ejecutora del proyecto, respecto del valor del bien o bienes materia del contrato o de la negociación.

Artículo 19. Para integrar la comisión de que trata el artículo 10 de la Ley 56 de 1981, el representante de la entidad propietaria y el representante del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, serán designados conforme a sus estatutos.

El representante de los propietarios de los predios afectados será nombrado en asamblea de estos últimos, con base en la información del área del respectivo proyecto.

La entidad propietaria de la obra hará la citación para la asamblea, indicando el lugar, el día y la hora, procurando la mayor facilidad para la asistencia de los interesados. Dicha convocatoria se hará por los medios de comunicación existentes en la región, al menos con un mes de anticipación y mediante aviso en la alcaldía o alcaldías correspondientes.

La asamblea de propietarios será supervigilada por el alcalde respectivo, o por un representante del Ministerio del ramo al cual pertenezcan las obras, quien verificará si los asistentes tienen realmente el carácter de propietarios de los predios afectados, de acuerdo con la lista o censo de estos últimos. Los propietarios podrán hacerse representar mediante autorización escrita, presentada personalmente ante la alcaldía o ante notario.

Para la elección se requerirá que asistan o estén representados, al menos, la tercera parte de los propietarios de los predios afectados. Si en la primera reunión no se logra dicho quórum, se hará una segunda convocatoria, con antelación no inferior a un (1) mes a la fecha fijada. En esta nueva asamblea la elección se hará con cualquier número plural de asistentes.

La elección de representantes de los propietarios se efectuará por votación directa de los asistentes, siendo elegido aquel que obtenga la mayoría de los votos. En caso de empate en la votación, se escogerá a la suerte entre los candidatos que hubieren obtenido igual número de votos, el representante principal y su suplente.

Dentro de los 5 días siguientes a la realización de la asamblea deberá comunicarse al Ministerio respectivo el nombre del representante elegido y de su suplente.

En caso de vacancia del cargo de representante de los propietarios, tanto principal como suplente, el Ministerio de ramo designará interinamente su reemplazo mientras la asamblea de propietarios efectúa la nueva elección, siguiendo los trámites señalados en este artículo para la primera.

El representante de los propietarios elegido en la asamblea o nombrado por el Ministerio, deberá, preferentemente, ser propietario o poseedor de uno o varios de los predios afectados.

Artículo 20. Los valores unitarios que se señalen en el manual de que trata el numeral 2) del artículo 10 de la Ley 56 de 1981, deberán ser aprobados al menos por dos de los tres representantes que integran la comisión.

La aprobación del manual corresponderá al Ministerio de Minas y Energía cuando se trate de obras para generación y transmisión eléctrica, o para explotación de canteras y minas a cielo abierto o minas de aluvión.

Los valores unitarios asignados en el manual tendrán vigencia durante la adquisición de los predios del respectivo proyecto.

Con el manual de precios unitarios la entidad propietaria del proyecto procederá a determinar los avalúos comerciales de los predios, aplicando los valores, normas y procedimientos establecidos en aquel.

Artículo 21. Los conflictos que se presenten entre las partes con motivo de la elaboración del inventario de los bienes que habrán de afectarse por la obra, serán dirimidos por la comisión, a solicitud de cualquiera de las partes.

Artículo 22. En el caso de que el propietario de un predio afectado por las obras impida o perturbe, sin causal justificativa, la realización del inventario, se hará acreedor a las sanciones que establece la ley. En tal evento podrá omitirse del inventario la firma de aquel.

Artículo 23. El Ministerio del ramo señalará el monto y efectuará el pago de la remuneración que corresponde al representante de los propietarios de los predios afectados, por mensualidades vencidas. La entidad propietaria de la obra consignará en la Pagaduría del Ministerio las sumas necesarias.

El Ministerio podrá delegar en la respectiva gobernación el recaudo de las sumas y el pago de que trata el inciso anterior.

Artículo 24. Antes de entrar en ejercicio de sus funciones, los miembros de la comisión de que trata el artículo 10 de la Ley 56 de 1981, deberán tomar posesión de sus cargos y acreditar que cumplen los requisitos para ello, ante la Secretaría General del Ministerio del ramo, o por delegación de éste, ante la respectiva Gobernación. Ninguna persona podrá simultáneamente representar a los propietarios en dos o más comités de las obras a que se refiere la Ley 56 de 1981.

Artículo 25. En la determinación del "área afectada en cada predio" a que se refiere el numeral 3) del artículo 10 de la Ley 56 de 1981, se tendrá en cuenta, a juicio de la entidad propietaria de las obras, no sólo los terrenos afectados por condiciones normales de operación, sino las franjas adicionales que puedan requerirse como protección por inundaciones probables o crecientes máximas, protección de taludes o reforestación.

Artículo 26. La prima de reubicación familiar a que se refiere el numeral 4o. del artículo 10 de la Ley 56 de 1981, se reconocerá al jefe de familia que esté ocupando el inmueble al efectuarse el empadronamiento o

censo incluido en el estudio económico y social del respectivo proyecto, bien sea que dicho jefe de familia ocupe el inmueble como propietario o como simple poseedor o arrendatario.

Para el reconocimiento de la prima de reubicación familiar en el caso de obras en construcción al entrar en vigencia la Ley 56 de 1981, los interesados que no hubieren recibido ningún pago por tal concepto deberán acreditar su derecho por los medios idóneos de prueba.

Para el reconocimiento de la prima de negocio, los interesados deberán aportar las siguientes pruebas:

a) Constancia expedida por la autoridad competente de que el establecimiento funcionaba en el lugar desde antes de la fecha de expedición de la providencia que declare de utilidad pública la zona del proyecto;

b) Copia de la última declaración de renta, presentada con anterioridad a la declaratoria de utilidad pública y en la cual aparezca el negocio como de propiedad del solicitante de la prima y las utilidades producidas por el establecimiento en ese período;

c) En el caso de que el establecimiento comercial o industrial sea de ínfima cuantía y el propietario no lo haga figurar en su declaración de renta, o no esté inscrito en las oficinas municipales de Industria y Comercio, la comisión de que trata el artículo 10 de la Ley 56 de 1981, con base en las probanzas aportadas y en los demás elementos de juicio de que disponga, fijará dentro del manual de valores unitarios, la cuantía para el reconocimiento de la prima.

Tendrán derecho a la prima de reubicación familiar además del jefe de familia que habitaba el predio adquirido por la entidad propietaria de las obras, su cónyuge y los hijos que vivían con aquel y bajo su dependencia económica. Se tendrán como hijos que dependen económicamente de la cabeza familiar quienes en la fecha de la firma de la correspondiente escritura eran menores de edad y quienes, no obstante haber alcanzado la mayor edad en la misma fecha, eran estudiantes o inválidos.

El salario mínimo mensual vigente a que se refiere el numeral 4) del citado artículo 10 será el que rija para la respectiva zona rural en la fecha de pago.

Artículo 27. **Modificado por el artículo 1º del Decreto 0482 de 1984 así:**

"Para los efectos señalados en los artículos 10, inciso final y 34 de la Ley 56 de 1981, se entienden por obras de generación eléctrica "en construcción", aquellas que, por no haber sido concluidas, no estaban prestando el día 5 de octubre de 1981 el servicio para el cual se dispuso su ejecución, a saber:

A. Centrales Hidroeléctricas.

San Carlos, de Interconexión Eléctrica S.A.

Chivor, de Interconexión Eléctrica S.A.

Playas, de las Empresas Públicas de Medellín.

Riogrande II, de las Empresas Públicas de Medellín.

Guadalupe IV, de las Empresas Públicas de Medellín.

En caso de vacancia del cargo de representante de los propietarios, tanto principal como suplente, el Ministerio de ramo designará interinamente su reemplazo mientras la asamblea de propietarios efectúa la nueva elección, siguiendo los trámites señalados en este artículo para la primera.

El representante de los propietarios elegido en la asamblea o nombrado por el Ministerio, deberá, preferentemente, ser propietario o poseedor de uno o varios de los predios afectados.

Artículo 20. Los valores unitarios que se señalen en el manual de que trata el numeral 2) del artículo 10 de la Ley 56 de 1981, deberán ser aprobados al menos por dos de los tres representantes que integran la comisión.

La aprobación del manual corresponderá al Ministerio de Minas y Energía cuando se trate de obras para generación y transmisión eléctrica, o para explotación de canteras y minas a cielo abierto o minas de aluvión.

Los valores unitarios asignados en el manual tendrán vigencia durante la adquisición de los predios del respectivo proyecto.

Con el manual de precios unitarios la entidad propietaria del proyecto procederá a determinar los avalúos comerciales de los predios, aplicando los valores, normas y procedimientos establecidos en aquel.

Artículo 21. Los conflictos que se presenten entre las partes con motivo de la elaboración del inventario de los bienes que habrán de afectarse por la obra, serán dirimidos por la comisión, a solicitud de cualquiera de las partes.

Artículo 22. En el caso de que el propietario de un predio afectado por las obras impida o perturbe, sin causal justificativa, la realización del inventario, se hará acreedor a las sanciones que establece la ley. En tal evento podrá omitirse del inventario la firma de aquel.

Artículo 23. El Ministerio del ramo señalará el monto y efectuará el pago de la remuneración que corresponde al representante de los propietarios de los predios afectados, por mensualidades vencidas. La entidad propietaria de la obra consignará en la Pagaduría del Ministerio las sumas necesarias.

El Ministerio podrá delegar en la respectiva gobernación el recaudo de las sumas y el pago de que trata el inciso anterior.

Artículo 24. Antes de entrar en ejercicio de sus funciones, los miembros de la comisión de que trata el artículo 10 de la Ley 56 de 1981, deberán tomar posesión de sus cargos y acreditar que cumplen los requisitos para ello, ante la Secretaría General del Ministerio del ramo, o por delegación de éste, ante la respectiva Gobernación. Ninguna persona podrá simultáneamente representar a los propietarios en dos o más comités de las obras a que se refiere la Ley 56 de 1981.

Artículo 25. En la determinación del "área afectada en cada predio" a que se refiere el numeral 3) del artículo 10 de la Ley 56 de 1981, se tendrá en cuenta, a juicio de la entidad propietaria de las obras, no sólo los terrenos afectados por condiciones normales de operación, sino las franjas adicionales que puedan requerirse como protección por inundaciones probables o crecientes máximas, protección de taludes o reforestación.

Artículo 26. La prima de reubicación familiar a que se refiere el numeral 4o. del artículo 10 de la Ley 56 de 1981, se reconocerá al jefe de familia que esté ocupando el inmueble al efectuarse el empadronamiento o

censo incluido en el estudio económico y social del respectivo proyecto, bien sea que dicho jefe de familia ocupe el inmueble como propietario o como simple poseedor o arrendatario.

Para el reconocimiento de la prima de reubicación familiar en el caso de obras en construcción al entrar en vigencia la Ley 56 de 1981, los interesados que no hubieren recibido ningún pago por tal concepto deberán acreditar su derecho por los medios idóneos de prueba.

Para el reconocimiento de la prima de negocio, los interesados deberán aportar las siguientes pruebas:

a) Constancia expedida por la autoridad competente de que el establecimiento funcionaba en el lugar desde antes de la fecha de expedición de la providencia que declare de utilidad pública la zona del proyecto;

b) Copia de la última declaración de renta, presentada con anterioridad a la declaratoria de utilidad pública y en la cual aparezca el negocio como de propiedad del solicitante de la prima y las utilidades producidas por el establecimiento en ese período;

c) En el caso de que el establecimiento comercial o industrial sea de ínfima cuantía y el propietario no lo haga figurar en su declaración de renta, o no esté inscrito en las oficinas municipales de Industria y Comercio, la comisión de que trata el artículo 10 de la Ley 56 de 1981, con base en las probanzas aportadas y en los demás elementos de juicio de que disponga, fijará dentro del manual de valores unitarios, la cuantía para el reconocimiento de la prima.

Tendrán derecho a la prima de reubicación familiar además del jefe de familia que habitaba el predio adquirido por la entidad propietaria de las obras, su cónyuge y los hijos que vivían con aquel y bajo su dependencia económica. Se tendrán como hijos que dependen económicamente de la cabeza familiar quienes en la fecha de la firma de la correspondiente escritura eran menores de edad y quienes, no obstante haber alcanzado la mayor edad en la misma fecha, eran estudiantes o inválidos.

El salario mínimo mensual vigente a que se refiere el numeral 4) del citado artículo 10 será el que rija para la respectiva zona rural en la fecha de pago.

Artículo 27. Modificado por el artículo 1º del Decreto 0482 de 1984 así:

"Para los efectos señalados en los artículos 10, inciso final y 34 de la Ley 56 de 1981, se entienden por obras de generación eléctrica "en construcción", aquellas que, por no haber sido concluidas, no estaban prestando el día 5 de octubre de 1981 el servicio para el cual se dispuso su ejecución, a saber:

A. Centrales Hidroeléctricas.

San Carlos, de Interconexión Eléctrica S.A.

Chivor, de Interconexión Eléctrica S.A.

Playas, de las Empresas Públicas de Medellín.

Riogrande II, de las Empresas Públicas de Medellín.

Guadalupe IV, de las Empresas Públicas de Medellín.

Salvajina, de la CVC.

Paraíso - La Guaca, de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá.

Guavio, de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá.

Betania, del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.

Jaguas, de Interconexión Eléctrica S.A.

B. Termoeléctricas.

Cerrejón, de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica.

Turbogas - Chinú, de Interconexión Eléctrica S.A.

Termo-Paipa III, del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.
Tasajero, del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.

Turbogases de Emergencia (Barranca y Palenque) del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica".

Artículo 28. El avalúo de los inmuebles afectados por las obras, deberá ajustarse al inventario suscrito por las partes, de que trata el artículo 10 de la Ley 56 de 1981 y por consiguiente, la entidad propietaria no estará obligada a reconocer las adiciones, reformas o mejoras permanentes que no figuren en aquel.

Artículo 29. Al señalar el precio unitario de las ventas en bloque de energía eléctrica, conforme a la facultad que le otorga el artículo 12 de la Ley 56 de 1981, el Ministerio del ramo tendrá en cuenta, entre otras consideraciones, el precio que haya señalado la Junta Directiva de Interconexión Eléctrica S.A., para las ventas en bloque a sus socios en el mismo mes y el que haya fijado en el mismo período la Junta Nacional de Tarifas para ese tipo de ventas de energía, en los demás casos.

Parágrafo. Copia de la liquidación mensual que hagan las entidades propietarias de las plantas generadoras de energía eléctrica, se enviará al Ministerio de Minas y Energía, dentro de los 20 días calendario del mes siguiente al que corresponde la liquidación.

Artículo 30. La distribución en cada año, del 2 por ciento del valor de las ventas de energía, liquidadas a la tarifa de ventas en bloque, para los fines de que trata el literal a) del artículo 12 de la Ley 56 de 1981, será de competencia de la entidad propietaria de la respectiva Central Eléctrica. Dicha distribución se hará de acuerdo a los planes que para cada trienio o quinquenio realice la misma entidad.

La definición de prioridades de inversión se determinará con base en las recomendaciones del estudio de "Ordenación y manejo de la hoya hidrográfica", cuando se trate de centrales de tipo hidráulico y del estudio de "Protección del mediano ambiente en el área de influencia", cuando se trate de centrales térmicas. Estos estudios y recomendaciones deberán sujetarse a lo dispuesto en el Decreto 2857 de 1981 y demás normas vigentes sobre el particular.

La entidad propietaria incluirá en su programación anual de actividades el plan definido por los estudios anteriores y en su presupuesto anual de gastos para 1982 y los años siguientes deberá especificar las partidas correspondientes.

Copias de estas programaciones deberán enviarse oportunamente al Ministerio de Minas y Energía y a la entidad oficial encargada de la administración de los recursos naturales renovables, con jurisdicción en la correspondiente área.

Parágrafo. Las entidades propietarias de centrales de generación eléctrica podrán acometer en forma inmediata con recursos imputables al 2 por ciento del valor de las ventas de energía de que trata el literal a) del artículo 12 de la Ley 56 de 1981 los estudios, actividades y labores conducentes a la defensa de los recursos naturales y del medio ambiente, cuando las condiciones de degradación de las áreas de influencia de la Central no permitan la previa elaboración de un plan integral de manejo o protección del medio ambiente de dichas áreas.

La ejecución del plan de inversiones puede además comenzar con anterioridad a la iniciación de la generación si las circunstancias lo requieren, siempre con recursos imputables al 2 por ciento de que trata el literal a) del artículo 12 de la Ley 56 de 1981.

Artículo 31. Para los fines señalados en el artículo anterior las empresas propietarias de plantas generadoras de energía eléctrica podrán, con arreglo a la Ley, participar en la creación de entidades descentralizadas indirectas o sociedades de economía mixta, cuyo objeto social exclusivo sea la ejecución de las labores y actividades señaladas en el literal a) del artículo 12 de la Ley 56 de 1981, o encargar estas labores a asociaciones o fundaciones sin ánimo de lucro y creadas con ese único y exclusivo fin.

De igual manera podrán realizar tales labores directamente, o a través de contrato de prestación de servicios o de obras, o por financiación a los propietarios y poseedores de las tierras, destinada a la siembra y cuidado de los árboles. En este último caso, los préstamos se harán por medio de fondos entregados en fideicomiso a la Caja Agraria y en cuanto a redescuento estos préstamos tendrán el mismo tratamiento de los hechos con recursos del Fondo Financiero Forestal.

Artículo 32. Aunque un municipio tenga sólo parte de su territorio dentro de la hoya hidrográfica, se tendrá en cuenta toda el área del municipio para ejecutar los programas de electrificación rural y de reforestación.

Los programas de reforestación y electrificación rural se ejecutarán dando prioridad, dentro de la hoya hidrográfica, a las zonas más cercanas al embalse. En los de reforestación, también se dará prioridad a las zonas donde exista notoria erosión y donde se deben sustituir los cultivos existentes por siembra de bosques, dentro de la hoya hidrográfica o dentro de los municipios que la comprendan.

Artículo 33. Realizados los programas de reforestación y, en general, de protección de los recursos naturales determinados en el plan de ordenación de la respectiva cuenca hidrográfica, las entidades propietarias de Centrales Hidroeléctricas podrán invertir los recursos excedentes en incrementar los fondos en fideicomiso de que trata la parte final del artículo 31.

Artículo 34. Los planes y programas de inversión para protección del medio ambiente, a que están obligadas las Centrales Termoeléctricas conforme al literal a) del artículo 12 de la Ley 56 de 1981, deberán tener en cuenta los efectos nocivos que, accidentalmente, puedan acarrear el transporte de los combustibles desde el sitio de producción hasta la planta.

Parágrafo. Las entidades propietarias de Centrales Térmicas, harán las inversiones de que trata el literal a) del artículo 12 de la Ley 56 de 1981 en las zonas de producción de los combustibles utilizados para la generación, de acuerdo con las recomendaciones del estudio económico y social.

Artículo 35. La asignación del otro 2 por ciento del valor de las ventas de energía que las entidades propietarias de plantas generadoras deben hacer, conforme al literal b) del artículo 12 de la Ley 56 de 1981, en programas de electrificación rural, se invertirá en la construcción de nuevas redes y obras necesarias para desarrollar los programas, teniendo en cuenta las prioridades señaladas en el estudio económico y social de que trata el artículo 6o. de la misma ley.

Artículo 36. Las inversiones a que se refiere el artículo 13 de la Ley 56 de 1981 se entenderán cumplidas con la contratación de los respectivos estudios y trabajos y la destinación de la partida correspondiente, por la entidad propietaria.

Los planes de inversiones en reforestación, protección de recursos naturales y del medio ambiente, así como en electrificación rural, serán remitidos por las entidades propietarias de las plantas generadoras de energía eléctrica a las entidades encargadas de emitir concepto y aprobar el estudio ecológico, y a los respectivos gobernadores, intendentes o comisarios, para los fines indicados en la citada norma legal.

Parágrafo. En la liquidación del 4 por ciento correspondiente al año calendario de 1982 se incluirá, a opción de las entidades propietarias de las plantas, lo del tiempo comprendido entre la fecha de la vigencia de la Ley 56 de 1981 y el 31 de diciembre de ese mismo año, para su inversión dentro del año calendario de 1983.

Artículo 37. No habrá lugar a la sanción del 50 por ciento contemplada en el artículo 13 de la Ley 56 de 1981 si el incumplimiento en efectuar oportunamente la inversión de que se trata obedece a razones de fuerza mayor, debidamente comprobadas.

Artículo 38. La protección de los bienes a que se refiere el artículo 15 de la Ley 56 de 1981 la hará efectiva la autoridad competente, por solicitud escrita de la entidad propietaria de los bienes amenazados por invasión, destrucción o perturbación en su uso y goce, o en la debida ejecución de las obras públicas a que ellos se destinan. Esta protección se hará de conformidad con las normas civiles y policivas vigentes.

CAPITULO IV

Expropiaciones y servidumbres

Artículo 39. Para los efectos señalados en el artículo 18 de la Ley 56 de 1981, entiéndese por decretar la expropiación de los bienes o derechos que sean necesarios, expedir por el Gerente, Director o representante legal de la entidad respectiva, la resolución que singulariza por su ubicación, linderos y propietarios o poseedores inscritos o materiales, los inmuebles afectados por la declaratoria de utilidad pública, para cumplir el requisito que exige el numeral 1) del artículo 451 del Código de Procedimiento Civil.

El acto administrativo a que se refiere el aparte segundo del mismo artículo 18 es el que contiene la decisión de la entidad propietaria de iniciar los juicios de expropiación a que haya lugar, por haber fracasado la vía de la negociación directa con los propietarios o poseedores.

Parágrafo. Se entiende que hay negativa a enajenar cuando el propietario o poseedor del inmueble exige un valor superior a los aprobados en el manual de que trata el artículo 10 de la Ley 56 de 1981, o superior al avalúo comercial del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, si falta dicho manual.

Artículo 40. De conformidad con el artículo 124 del Código de Procedimiento Civil, el Juez que conozca del trámite del proceso de expropiación a que se refiere la Ley 56 de 1981, deberá dictar los autos de sustanciación el término de tres días, los interlocutorios en el de diez y las sentencias en el de cuarenta, contados todos desde que el expediente pase al despacho para tal fin.

En los demás términos, se estará a lo dispuesto por la Ley 56 de 1981.

Parágrafo. El retardo del Juez en dictar las providencias anteriores, lo hará incurrir en la falta disciplinaria prevista en el numeral 1o. del artículo 95 del Decreto-Ley número 250 de 1970 o en las normas que lleguen a sustituirlo.

Artículo 41. Derogado por el artículo 8º del Decreto 2580 de 1985.

Artículo 42. Las entidades propietarias a que se refieren los artículos 2o. y 7o. de la Ley 56 de 1981 que requieran el acceso a predios poseídos por particulares, solicitarán por escrito el permiso de que trata el artículo 33 de la Ley 56 de 1981.

Copia de dicha solicitud será enviada al alcalde municipal respectivo, quien deberá conminar al poseedor u ocupante dentro de las 24 horas siguientes a la presentación de la solicitud, si se opone a permitir el acceso, bajo las multas sucesivas autorizadas en el mismo artículo.

Los daños que se ocasionen con motivo de los trabajos que ejecute la entidad propietaria de las obras dentro del predio al cual tuvo acceso, los pagará de acuerdo a los valores señalados en el manual de precios elaborado por la Comisión de que trata el artículo 10 de la Ley 56 de 1981, o por peritos, a falta de dicho manual.

CAPITULO V

Disposiciones finales.

Artículo 43. Cuando las entidades propietarias hayan ejecutado mediante convenios con las comunidades afectadas por las obras públicas de que trata el artículo 1º de la Ley 56 de 1981, programas de electrificación rural, el costo de éstos que haya sido aportado por la entidad propietaria se considerará como parte de su aporte por ventas de energía de que trata el literal b) del artículo 12 de la Ley 56 de 1981.

El artículo reglamentado fue derogado por el artículo 118 de la Ley 99 de 1993.

Artículo 44. Las reglamentaciones de la Ley 56 de 1981 referentes de manera directa y específica a las obras públicas para acueductos, riesgos y regulación de ríos y caudales, se expedirán por decreto separado.

Artículo 45. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su expedición y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, a 12 de julio de 1982.

JULIO CESAR TURBAY AYALA.

El Ministro de Agricultura,

Luis Fernando Londoño Capurro.

El Ministro de Minas y Energía,

Carlos Rodado Noriega.

DECRETO-LEY 222 DE 1983

Por el cual se expiden normas sobre contratos de la Nación y sus entidades descentralizadas y se dictan otras disposiciones

III OCUPACION Y ADQUISICION DE INMUEBLES E IMPOSICION DE SERVIDUMBRES.

Artículo 108. De la utilidad pública en la ocupación transitoria, adquisición e imposición de servidumbres sobre inmuebles de propiedad particular.

De conformidad con las leyes vigentes, considéranse de utilidad pública para todos los efectos legales la adquisición y la imposición de servidumbres sobre bienes inmuebles de propiedad particular, cuando tal adquisición o imposición de servidumbres sean necesarias para la ejecución de los contratos definidos en el artículo 81 de este estatuto.

Artículo 81. Del objeto de los contratos de obras públicas. -Son contratos de obras públicas los que se celebren para la construcción, montaje, instalación, mejoras, adiciones, conservación, mantenimiento y restauración de bienes inmuebles de carácter público o directamente destinados a un servicio público.

L. 80/1993, art. 32 mun. 1
L. 142/1994, arts. 57, 116 a 120
L. 153/1887, arts. 18, 32

Artículo 109. De la ocupación temporal y la indemnización.

En ejercicio de la función social de la propiedad, los propietarios, poseedores y tenedores de predios están obligados a permitir la ocupación temporal de los mismos cuando ella fuere necesaria para los objetos del contrato previsto en el artículo anterior.

La ocupación temporal de un bien inmueble deberá limitarse al espacio y tiempo estrictamente indispensables, causando el menor daño posible.

La entidad interesada en la obra pública respectiva comunicará por escrito al propietario, poseedor o tenedor del bien, la necesidad de ocuparlo temporalmente, indicando la extensión que será ocupada y el tiempo que durará, invitándolo a convenir el precio respectivo.

El valor de esta ocupación se convendrá teniendo en cuenta los precios que fijen los peritos de la Caja de Crédito Agrario, Industrial y Minero, o en su defecto los avalúos del Instituto Geográfico "Agustín Codazzi", practicados para tal fin.

Si no se obtuviere el consentimiento para la ocupación temporal o no hubiere acuerdo sobre el valor que por la misma debe pagarse, transcurrido un mes a partir de la comunicación enviada por la entidad interesada, se llevará a cabo la ocupación, para cuyo efecto aquélla podrá solicitar el apoyo de la autoridad competente.

En todo caso, si hubiere lugar a alguna indemnización, ésta será señalada siguiendo los trámites previstos en el Código Contencioso Administrativo.

L. 80/1993, art. 32 num. 1
C.C.A., art. 86
L. 142/1994, art. 57

Artículo 110. De la negociación directa o la expropiación.

Cuando fuere necesario, en los términos de este capítulo, las entidades públicas podrán adquirir, total o parcialmente, los correspondientes inmuebles por negociación directa con los propietarios o previo el trámite del proceso de expropiación regulado por los artículos 451 y siguientes del Código de Procedimiento Civil.

En el evento contemplado en el artículo 457 del Código de Procedimiento Civil y previa la consignación de la suma que allí se habla, el juez decretará la entrega material del inmueble a más tardar dentro de los (3) días siguientes a la presentación de la respectiva solicitud. La diligencia deberá practicarse dentro de los diez (10) días siguientes por el mismo juez que la hubiere decretado, quien por lo tanto no podrá comisionar para ello.

C.P.C., arts. 451 a 459
L. 142/1994, art. 116
L. 141/1991, art. 16

Artículo 111. De la imposición de servidumbres.

Los predios de propiedad particular deberán soportar todas las servidumbres legales que sean necesarias para la construcción, montaje, instalación, mejoras, adiciones, conservación, mantenimiento y restauración de obras públicas.

La imposición de una servidumbre con los fines mencionados en el inciso anterior se decidirá por el juez competente, según la cuantía, previo el procedimiento siguiente:

1. Con la demanda la entidad interesada pondrá a disposición del juzgado la suma correspondiente al estimativo de la indemnización que en su concepto debe pagarse al propietario del bien.
2. Admitida la demanda se correrá traslado de ella al demandado por el término de tres días.
3. Si los días después de proferido el auto que ordena el traslado de la demanda ésta no hubiere podido ser notificada a los demandados, se procederá a emplazarlos en la forma indicada en el inciso 2° del artículo 452 del Código de Procedimiento Civil.
4. En la materia de excepciones se dará aplicación a lo establecido por el artículo 453 del Código de Procedimiento Civil.
5. En todo caso el juez, dentro de los dos días siguientes a la presentación de la demanda, practicará una inspección judicial sobre el predio que haya de ser afectado por la servidumbre y autorizará la imposición provisional de la misma, si así lo solicitare la entidad demandante.
6. El valor de la indemnización será señalado por peritos nombrados por el juez.
7. En la sentencia el juez señalará con toda claridad la clase de servidumbre de que se trata, teniendo en cuenta la clasificación que de ellas se hace en las disposiciones legales vigentes.

En lo previsto en este artículo, se aplicarán las normas previstas en el título 24 del libro 3° de Código de Procedimiento Civil.

L. 142/1994, arts. 56, 57, 116 a 120
C.C., arts. 897 a 936
C.P.C., arts. 408 a 415

Artículo 113. De la vigencia de la ley 56 de 1981.

Lo dispuesto en los artículos anteriores relativos a la ocupación, adquisición e imposición de servidumbres sobre inmuebles de propiedad particular, no modifica lo dispuesto en la ley 56 de 1981 para las obras públicas a que ella se refiere.

DECRETO NUMERO 482 DE 1984
(febrero 28)

por el cual se modifica el artículo 27 del Decreto 2024
de 1982, reglamentario de la Ley 56 de 1981.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus facultades legales, y

CONSIDERANDO:

Que la Central Hidroeléctrica de Guadalupe IV, de las Empresas Públicas de Medellín, se encontraba en construcción el día 5 de octubre de 1981;

Que la mencionada obra de generación eléctrica no aparece en el listado de las centrales hidroeléctricas que a esa fecha tenían tal carácter, según el artículo 27, literal A del Decreto 2024 de 1982;

Que se hace necesario declarar "en construcción" a 5 de octubre de 1981, la Central Hidroeléctrica de Guadalupe IV y por lo tanto cobijada por la Ley 56 de 1981,

DECRETA:

Artículo 1o. El artículo 27 del Decreto 2024 de 1982 quedará así:

Artículo 27. Para los efectos señalados en los artículos 10, inciso final y 34 de la Ley 56 de 1981, se entienden por obras de generación eléctrica "en construcción", aquellas que, por no haber sido concluidas, no estaban prestando el día 5 de octubre de 1981 el servicio para el cual se dispuso su ejecución, a saber:

A. Centrales Hidroeléctricas.

San Carlos, de Interconexión Eléctrica S.A.

Chivor, de Interconexión Eléctrica S.A.

Playas, de las Empresas Públicas de Medellín

Riogrande II, de las Empresas Públicas de Medellín.

Guadalupe IV, de las Empresas Públicas de Medellín.

Salvajina, de la CVC.

Paraíso - La Guaca, de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá.

Guavio, de la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá.

Betania, del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.

Jaguas, de Interconexión Eléctrica S.A.

B. Termoeléctricas.

Cerrejón, de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica.

Turbogas - Chinú, de Interconexión Eléctrica S.A.

Termo Paipa III, del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.

Tasajero, del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.

Turbogases de Emergencia (Barranca y Palenque) del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.

Artículo 2o. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su expedición.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, a 28 de febrero de 1984.

BELISARIO BETANCUR

El Ministro de Minas y Energía,

Carlos Martínez Simahán.

El Ministro de Agricultura,

Gustavo Castro Guerrero.

**DECRETO NUMERO 2580 DE 1985
(septiembre 9)**

**por el cual se reglamenta parcialmente el Capítulo II del
Título II de la Ley 56 de 1981.**

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de las facultades que le confiere el numeral 3o. del artículo 120 de la Constitución Política.

DECRETA:

Artículo 1o. Los procesos judiciales que sean necesarios para imponer y hacer efectivo el gravamen de servidumbre pública de conducción de energía eléctrica, serán promovidos, en calidad de demandante, por la entidad de derecho público que haya adoptado el respectivo proyecto y ordenado su ejecución, de acuerdo con los requisitos y el procedimiento, señalados en este Decreto.

Artículo 2o. La demanda se dirigirá contra los titulares de derechos reales principales sobre los respectivos bienes y deberá contener los requisitos establecidos en los artículos 75 y 76 del Código de Procedimiento Civil y a ella se adjuntarán solamente, los siguientes documentos:

a) El plano general en el que figure el curso que habrá de seguir la línea de transmisión y distribución de energía eléctrica objeto del proyecto con la demarcación específica del área.

b) El inventario de los daños que se causaren, con el estimativo de su valor realizado por la entidad interesada en forma explicada y discriminada, acompañado del acta elaborada al efecto.

c) El certificado de matrícula inmobiliaria del predio. Cuando no fuere posible acompañar el certificado de registro de la propiedad y demás derechos reales constituidos sobre los inmuebles objeto de la servidumbre, en la demanda se expresará dicha circunstancia bajo juramento, que se entenderá prestado con la sola presentación de aquélla.

d) El título judicial correspondiente a la suma estimada como indemnización.

e) Los demás anexos de que trata el artículo 77 del Código de Procedimiento Civil.

Artículo 3o. Los procesos a que se refiere este Decreto seguirán el siguiente procedimiento:

1. En el auto admisorio de la demanda se ordenará correr traslado de ella al demandante, por el término de tres (3) días y se ordenará la inscripción de la demanda en la oficina de Registro de Instrumentos Públicos del lugar de ubicación del inmueble, si esta petición ha sido formulada por el demandante.

2. Cuando el demandante haya manifestado en la demanda la imposibilidad de anexar el certificado del Registrador de Instrumentos Públicos sobre propiedad y demás derechos reales principales, el juez ordenará, en el auto admisorio de la demanda, el emplazamiento de todas las personas que puedan tener derecho a intervenir en el proceso.

En el edicto emplazatorio se expresará la naturaleza del proceso, el nombre del demandante, del demandado, si se conoce, o la indicación de que se trata de personas indeterminadas y la prevención de que se designará curador ad litem a los emplazados si no comparecen en oportunidad.

El edicto se fijará por el término de un (1) mes en un lugar visible de la Secretaría y se publicará en un diario de amplia circulación en la localidad, por tres veces, durante el mismo término y por medio de la radiodifusora del lugar, si la hubiere, con intervalos no menores de cinco (5) días. Cuando el citado figure en el directorio telefónico se enviará a la dirección que allí aparezca, copia del edicto por correo certificado, o con empleado del juzgado que la entregará a cualquier persona que allí se encuentre o la fijará en la puerta de acceso, según las circunstancias, todo lo cual se hará constar en el expediente, al que se agregarán el edicto, sendos ejemplares del diario y certificación auténtica del administrador de la emisora.

Transcurridos cinco (5) días a partir de la expiración del término de emplazamiento, el juez designará a los citados un curador ad litem, con quien se surtirá la notificación.

3. Salvo lo dispuesto en el numeral anterior, si dos (2) días después de proferido el auto admisorio de la demanda no se hubiere podido notificar a todos los demandados, el juez de oficio los emplazará por edicto que durará fijado tres (3) días en la Secretaría y se publicará por una vez en un diario de amplia circulación en la localidad y por una radiodifusora si existiere allí, copia de aquél se fijará en la puerta de acceso al inmueble respectivo. Al demandado que no habite ni trabaje en dicho inmueble, pero figure en el directorio telefónico de la misma ciudad, se le remitirá copia del edicto al lugar en él consignado por correo certificado o con empleado del despacho. Cumplidas las anteriores formalidades sin que los demandantes se presenten en los tres (3) días siguientes, se les designará un curador ad litem a quien se notificará el auto admisorio de la demanda.

4. El juez, dentro de las cuarenta y ocho (48) horas siguientes a la presentación de la demanda, practicará una inspección judicial sobre el predio afectado, identificará el inmueble, hará un examen y reconocimiento de la zona objeto del gravamen y autorizará la ejecución de las obras que de acuerdo con el proyecto sean necesarias para el goce efectivo de la servidumbre.

5. Si la parte demandada no estuviere conforme con el estimativo de los perjuicios, podrá pedir dentro de los cinco (5) días siguientes a la notificación del auto admisorio de la demanda que se practique un avalúo de los daños que se causen y se tase la indemnización a que haya lugar por la imposición de la servidumbre.

El avalúo se practicará por dos peritos escogidos así: uno de la lista de auxiliares del Tribunal Superior correspondiente y el otro de la lista suministrada por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi. En caso de desacuerdo en el dictamen, se designará un tercer perito escogido de la lista suministrada por el mencionado Instituto, quien dirimirá el asunto.

Sólo podrán evaluarse las mejoras existentes al momento de notificarse el auto admisorio de la demanda y las efectuadas con posterioridad siempre y cuando sean necesarias para la conservación del inmueble.

6. En estos procesos no pueden proponerse excepciones.

7. Con base en los estimativos, avalúos, inventarios o pruebas que obren en el proceso, el juez dictará sentencia, señalará el monto de la indemnización y ordenará su pago.

Las indemnizaciones que correspondan a titulares de derechos reales principales, debidamente registrados en el certificado de matrícula inmobiliaria, representados por curador, poseedores o tenedores, se entregarán por el juzgado cuando ellos comparezcan.

8. Si en la sentencia se fija una indemnización mayor que la suma consignada, la entidad demandante deberá consignar la diferencia en favor de los titulares de derechos reales del predio, o de los poseedores. Desde la fecha en que recibió la zona objeto de la servidumbre hasta el momento en que deposite el saldo, reconocerá intereses sobre el valor de la diferencia, liquidados según la tasa de interés bancaria corriente en el momento de dictar la sentencia.

Artículo 4o. El acto administrativo a que se refiere el artículo 18 de la Ley 56 de 1981, no es exigible en los procesos a que se refiere el presente Decreto.

Artículo 5o. Cualquier vacío en las disposiciones anteriores se llenará de acuerdo con las normas de Título XXII, Libro 3 del Código de Procedimiento Civil.

Artículo 6o. Los procesos sobre servidumbre pública de conducción de energía eléctrica, iniciados antes de la vigencia de este Decreto, se sujetarán en lo pertinente, a las disposiciones contenidas en este reglamento. No obstante los recursos interpuestos, la práctica de las pruebas decretadas, los términos que hubieren comenzado a correr y las notificaciones que se estén surtiendo, se regirán por las normas vigentes cuando se interpuso el recurso, se decretaron las pruebas, empezó a correr el término, o principió a surtirse la notificación.

Artículo 7o. Quedan a salvo las acciones que tengan los tenedores de los predios materia del proceso, respecto de los titulares de derechos reales principales. Podrán ejercitarse ante la justicia ordinaria y no suspenderán el curso del proceso de imposición de la servidumbre.

Artículo 8o. Este Decreto rige desde su publicación y deroga el artículo 41 del Decreto 2024 de 1982.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D.E., a 9 de septiembre de 1985.

BELISARIO BETANCUR.

El Ministro de Minas y Energía,

Iván Duque Escobar.

**DECRETO NUMERO 1167 DE 1987
(junio 24)**

**por el cual se reglamenta la Ley 51 de 1986 y se dictan
otras disposiciones.**

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de las atribuciones constitucionales y en especial de las que le confiere el ordinal 3 del artículo 120 de la Constitución Política.

DECRETA:

Artículo 1o. Cuando en el articulado del presente Decreto se haga referencia a la Ley, se entenderá la Ley 51 de 1986.

Artículo 2o. El Consejo Profesional Nacional de Ingeniería Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, determinará las actividades a las cuales pueden dedicarse las personas que tengan título en cualquiera de las profesiones a que se refiere la Ley, y cuya denominación no figure en la clasificación nacional de ocupaciones de que trata el artículo 1o. de la Ley, para lo cual tendrá en cuenta planes de estudio existentes para otorgar títulos y demás informaciones que estime pertinentes.

Artículo 3o. Para todos los efectos, se consideran como profesiones afines de las Ingenierías Eléctrica y Mecánica, las siguientes ingenierías: Nuclear, Metalúrgica, de Telecomunicaciones, Aeronáutica, Electrónica, Electromecánica y Naval.

Artículo 4o. El Consejo Profesional de Ingenierías Electrónica, Mecánica y Profesiones Afines, estará integrado en la forma prevista en el artículo 18 de la Ley.

Artículo 5o. El representante de las universidades privadas y el de las oficiales que al tenor del artículo 18 de la Ley integran el Consejo Profesional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, podrá ser reelegido indefinidamente; si no lo fuere, la designación del representante de las universidades podrá recaer alternativamente en un profesional de cualquiera de las carreras señaladas en el artículo 3o. del presente Decreto.

Artículo 6o. El período de los miembros del Consejo Profesional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, será de dos (2) años y sus cargos serán ejercidos ad honorem. Dicho Consejo tendrá su sede en la ciudad de Bogotá.

Artículo 7o. En las capitales de departamento, intendencia o comisaría que determine el Consejo Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, se crearán Consejos Profesionales Seccionales de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, integrados como lo establece el artículo 19 de la Ley, y con las funciones establecidas en el artículo 21 de la misma.

Parágrafo. El Consejo Nacional dará prioridad en la creación de los Consejos Seccionales a los de las ciudades de Bogotá, Medellín, Cali, Barranquilla, Bucaramanga e Ibagué. Su integración e instalación deberá hacerse dentro de los noventa (90) días hábiles siguientes a la fecha de publicación de este Decreto en el **Diario Oficial**.

Artículo 8o. Son funciones del Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, con fundamento en el literal k) del artículo 20 de la Ley; además de las funciones allí establecidas, las siguientes:

- a) Proponer al Gobierno Nacional, las normas de ética profesional para elaborar el Código de Ética Profesional a que se refiere el artículo 22 de la Ley;
- b) Asesorar al Gobierno Nacional, cuando éste lo solicitare, en el nombramiento de comisiones especializadas de Ingenieros Electricistas, Mecánicos, Nucleares, de Telecomunicaciones, Metalúrgicos, Aeronáuticos, Electrónicos y Navales, que deban desempeñarse dentro del país o fuera de él;
- c) Colaborar con las autoridades universitarias cuando éstas así lo solicitaren en el estudio, evaluación y establecimiento de los requisitos académicos y programas de estudio con el propósito de mantener y elevar el nivel académico de los ingenieros;
- d) Velar por el cumplimiento de las normas legales y reglamentarias;
- e) Fijar las tarifas de los derechos de matrícula y manejar los fondos que se produzcan por este concepto;
- f) Organizar su propia Secretaría Ejecutiva.

Artículo 9o. La persona que aspire a obtener matrícula en cualquiera de las ingenierías a que se refiere la Ley con base en diploma expedido en universidad colombiana, aprobada por el Ministerio de Educación Nacional, deberá dirigir su solicitud al Consejo Profesional Seccional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines del domicilio de la universidad que expidió el título, acompañándolo de los siguientes documentos:

1. Certificado de registro oficial del título.
2. Fotocopia de la cédula de ciudadanía o de extranjería y libreta militar autenticadas.
3. Recibo de consignación de los derechos de matrícula, según tarifas establecidas por el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines.

Parágrafo. Los fondos que se recauden por concepto de los derechos de matrícula serán administrados por la Asociación Colombiana de Ingenieros Electricistas, Mecánicos y Profesiones Afines, ACIEM.

Artículo 10. La persona que aspire a obtener matrícula con base en título otorgado por universidad, escuela o instituto extranjero, además del cumplimiento de los requisitos señalados en el artículo anterior, deberá agregar la fotocopia autenticada de la resolución mediante la cual el Instituto Colombiano para el Fomento de la Educación Superior, ICFES, reconoce, valida o revalida el título correspondiente y constancia del registro del mismo.

Artículo 11. Recibida la solicitud con la documentación completa, el Consejo Profesional Seccional respectivo, dentro de los treinta (30) días siguientes, decidirá mediante resolución contra la cual proceden los recursos de reposición y apelación ante el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, entro de los cinco (5) días siguientes a la fecha de su notificación.

Artículo 12. Todas las resoluciones que dicten los Consejos Profesionales Seccionales sobre matrículas serán enviadas al Consejo Profesional Nacional de las Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, en segunda instancia, ya sea por la vía de apelación o de consulta.

Artículo 13. Recibido un expediente por el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, ordenará se fije el asunto en lista por término de cinco (5) días con el objeto que dentro de él, el interesado presente los fundamentos que estime pertinentes. Completa la documentación, el Consejo decidirá el recurso dentro de los diez (10) días siguientes a tal hecho.

Parágrafo. Las universidades que expidan títulos de cualquiera de las profesiones a que se refiere la Ley deben remitir, de oficio, al Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, y al Consejo Seccional respectivo, la lista certificada de los títulos que expidan, para que puedan tramitarse las matrículas, pudiendo el Consejo requerir el envío de estas listas a las universidades que lo hagan oportunamente.

Artículo 14. Las Providencias de los Consejos Profesionales Seccionales y del Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, en las actuaciones a que se refiere en el presente Decreto, se notificarán personalmente dentro de los cinco (5) días siguientes a su expedición; si se pudiere hacer la notificación personal, se fijará un edicto en papel común en lugar público de la Secretaría Ejecutiva, por el término de cinco (5) días con inserción de la parte resolutive de la providencia.

Artículo 15. La resolución del Consejo Profesional Nacional que confirme una matrícula de las Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines llevará las firmas del Presidente y del Secretario del Consejo.

Artículo 16. Ordenada la matrícula el Presidente del Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, expedirá al interesado la tarjeta profesional que le dará derecho a ejercer la ingeniería en su especialidad en cualquier lugar del país; en ella se dejará constancia del número de la resolución que la concedió. El Consejo llevará un registro en numeración consecutiva indicando el número de la matrícula, nombre y número de resolución correspondiente.

Artículo 17. En el término de seis (6) meses, contados a partir de la vigencia del presente Decreto, el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, editará un boletín relacionando las matrículas expedidas. En los tres primeros meses de cada año, se editará un boletín relacionando las matrículas expedidas en el año inmediatamente anterior, que será vendido a los interesados a precio de costo.

Artículo 18. Las personas que tengan su matrícula profesional como ingeniero en cualquiera de las especialidades a que se refiere la Ley, que adelanten estudios posteriores que les confieran títulos profesionales en otra de dichas especialidades, podrán obtener ampliación de su matrícula de manera que

ésta abarque todo el conjunto de títulos adquiridos. En este caso, se procederá a sustituir el certificado de la matrícula anterior por otro en el que conste las adicionales.

Artículo 19. Cualquier persona puede denunciar al respectivo alcalde el hecho de que aparezcan avisos e informaciones sobre el ejercicio de la profesiones de que trata la Ley, por parte de quien no tenga la correspondiente matrícula expedida de acuerdo con la Ley que reglamenta.

La denuncia debe acompañarse de certificación expedida por el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines a que la persona denunciada no aparece matriculada.

Artículo 20. Ejercen ilegalmente las Profesiones Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines y por lo tanto incurrirán en las sanciones para la correspondiente infracción, las personas que sin haber llenado los requisitos previstos en la Ley, practiquen cualquier acto comprendido en el ejercicio de dichas profesiones, así como las personas que mediante avisos, propaganda, anuncios profesionales, instalación de oficinas, fijación de placas, murales o en cualquier otra forma actúen o se anuncien como ingenieros en estas especialidades, sin poseer tal calidad ni reunir los requisitos exigidos en la Ley.

En los anuncios deben indicarse claramente el número de la matrícula y la especialidad; será violación de la Ley si aparecen citadas una matrícula o una especialidad diferentes.

Artículo 21. Todo trabajo relacionado con el ejercicio de la profesiones a que se refiere el artículo 1o. de la Ley 51 de 1986, debe ser dirigido por un ingeniero cuya matrícula corresponda a la especialidad profesional que la obra requiera. Si para la ejecución de la obra se exige licencia, en ésta constará el nombre, apellido y el número de la matrícula de ingeniero, así como su especialidad profesional que será el responsable de la obra. En caso de retiro de este profesional, el dueño de la obra avisará mediante oficio, a quien expidió la licencia, el nombre y matrícula del ingeniero que ha de continuar dirigiéndola.

Parágrafo. El asumir la dirección un ingeniero diferente de aquel cuyo nombre figura en la licencia o en el aviso escrito a que se ha hecho referencia, hace presumir que la obra se adelanta sin licencia.

Artículo 22. El Consejo Profesional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, de oficio o a solicitud de terceros, podrá imponer a los ingenieros matriculados en estas especialidades, las siguientes sanciones por violación del Código de Ética Profesional que sea expedido de conformidad con el artículo 22 de la Ley:

a) Suspensión de la matrícula o licencia temporal hasta por el término de cinco (5) años en los casos de falta contra el correcto ejercicio profesional o contra la ética profesional, e igualmente, por encubrimiento de quienes ejerzan ilegalmente las ingenierías a que se refiere la Ley.

b) Con la cancelación de la matrícula o licencia temporal a quien reincidiera en las faltas anteriores o cometiere una falta grave contra la ética o el ejercicio profesional, a juicio del Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines.

Artículo 23. El Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, podrá iniciar el procedimiento disciplinario de oficio o a solicitud de parte.

Artículo 24. La queja podrá formularse ante el Presidente del Consejo Profesional Seccional o en su defecto, ante el Presidente del Consejo Nacional, quienes ordenarán la ratificación bajo juramento y procederán de inmediato a iniciar la respectiva investigación.

Parágrafo. Cuando la queja se formule directamente al Consejo Profesional Nacional, éste por intermedio de su Presidente o Secretario, comisionará al correspondiente Consejo Seccional, con el fin de que inicie la respectiva investigación.

Artículo 25. La etapa investigativa no podrá tener una duración superior a quince (15) días comunes para pedir, decretar, practicar pruebas, las cuales podrán consistir en testimonios, pruebas documentales, indicios, inspecciones oculares y todas aquellas que a juicio del investigador conduzcan a la comprobación de los hechos.

Vencido el término a que se refiere el presente artículo, se remitirá el expediente al Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines.

Artículo 26. Recibido el expediente, el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, deberá dentro de los cinco (5) días siguientes, proceder a calificar la actuación mediante providencia motivada, en la cual se establecerá si hay o no mérito para adelantar el proceso disciplinario y, en caso afirmativo, formulará el correspondiente pliego de cargos.

Si no hallare fundamento para proseguir la actuación, ordenará en la misma providencia, el archivo del expediente. El Consejo levantará un acta en la cual se dejará constancia de lo anterior y se comunicará al inculpado.

Artículo 27. El Secretario del Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, notificará personalmente el pliego de cargos al interesado, directamente o por comisión que se conferirá al respectivo Consejo Seccional donde ocurrieron los hechos.

De no poder hacerse la notificación personal, se hará por edicto en los términos del Código Contencioso Administrativo. Si transcurrido el término de la notificación por edicto el inculpado no compareciere, se procederá a nombrarle un defensor de oficio, de las listas del Tribunal Superior del Distrito Judicial, con quien se continuará la actuación.

Artículo 28. Surtida la notificación, se dará traslado al infractor por el término de cinco (5) días para presentar sus descargos, solicitar y aportar pruebas.

Para tal efecto, el expediente permanecerá a su disposición en la Secretaría del Consejo.

Artículo 29. Vencido el término del traslado a que se refiere el artículo anterior, el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, dispondrá de veinte (20) días para practicar las pruebas solicitadas por el interesado, y las demás que de oficio considere conveniente para el mejor esclarecimiento de los hechos.

Artículo 30. Cuando el término a que se refiere el artículo anterior resultare insuficiente para practicar las pruebas solicitadas, podrá el Consejo disponer, de oficio o a petición de parte, la ampliación del mismo por diez (10) días más.

La ampliación de la etapa probatoria a que se refiere el presente artículo, sólo podrá ordenarse por una sola vez.

Artículo 31. Vencido el término probatorio, el Presidente del Consejo Profesional Nacional ordenará inmediatamente que se remita el expediente a uno de los miembros, quien será elegido por sorteo, a fin de

que dentro de los cinco (5) días siguientes presente un proyecto de decisión el cual se someterá a consideración de todos los miembros, quienes podrán aceptarlo, modificarlo o rechazarlo.

Artículo 32. La decisión del Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines se notificará personalmente al infractor dentro de los diez (10) días siguientes.

De no ser posible la notificación personal, se hará por edicto en los términos del Código de Procedimiento Civil.

Artículo 33. Surtida la notificación de que trata el artículo precedente, dentro de los tres (3) días siguientes, el interesado podrá interponer por escrito y con expresión de las razones en que se funda el recurso de reposición, ante el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines.

El Presidente del Consejo decidirá dentro de los quince (15) días siguientes, el recurso mediante providencia motivada, contra la cual no procederá recurso alguno, por la vía gubernativa.

Artículo 34. Las entidades públicas o privadas que celebren contratos de trabajo con ingenieros en cualquiera de las especialidades a que se refiere la Ley, titulados y domiciliados en el exterior, para prestar sus servicios profesionales al país por tiempo indeterminado o período fijo no mayor de seis (6) meses, podrán cumplir el requisito de la matrícula mediante licencia especial que para el ejercicio soliciten al Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, mediante la presentación de los títulos profesionales debidamente autenticados por el Cónsul colombiano.

Artículo 35. El Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, al recibo de la documentación a que se refiere el artículo anterior, pondrá un aviso por cuenta del solicitante haciendo un llamamiento a las personas que se encuentran en capacidad de prestar tales servicios, en un periódico de circulación nacional, los hará conocer de los Consejos Seccionales y los fijará en un lugar visible de la Secretaría.

Artículo 36. Si transcurridos quince (15) días hábiles después de publicado el aviso no se hubiere presentado persona alguna capacitada para prestar tales servicios, se procederá a dar la autorización con validez no mayor de seis (6) meses.

Parágrafo 1o. Si se presentare alguna persona que de acuerdo con su matrícula profesional y su experiencia, a juicio del Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, sea capaz de desempeñar el cargo o ejecutar la labor para la cual se solicitó, la autorización anterior no podrá concederse.

Parágrafo 2o. La entidad que previo el cumplimiento de todo lo dispuesto en artículos anteriores, emplee una persona con licencia especial, se obliga a nombrarle un auxiliar colombiano ingeniero en la especialidad requerida titulado y matriculado que debe capacitarse para reemplazarlo en el menor tiempo posible.

Artículo 37. En caso de necesitarse la ampliación de dicha autorización, por no estar terminado el estudio o trabajo para cuya realización o ejecución se contrató en el exterior al profesional, y no estar capacitado el ingeniero auxiliar nombrado a que se refiere el artículo anterior, la anterior podrá solicitar la renovación de la autorización por un período hasta de seis (6) meses.

Parágrafo. Terminado el estudio o trabajo, el profesional no podrá dedicarse a ninguna otra labor, relacionada con el ejercicio de la ingeniería, salvo el caso de que obtenga su matrícula profesional.

Artículo 38. Este Decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga todas las normas que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá D.E., a 24 de junio de 1987.

VIRGILIO BARCO.

El Ministro de Minas y Energía,

Guillermo Perry Rubio.

El Ministro de Educación Nacional,

Antonio Yepes Parra.

**DECRETO NUMERO 2658 DE 1988
(diciembre 23)**

**por el cual se dictan disposiciones sobre el Régimen Jurídico
de Empresas vinculadas al Sector de Minas.**

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de las facultades extraordinarias que le confiere el artículo 3o. de la Ley 57 de 1987,

DECRETA:

Artículo 1o. Las Empresas Industriales y Comerciales del Estado, vinculadas al Ministerio de Minas y Energía, organizadas mediante la forma de Sociedad Anónima, tendrán como causales de disolución aquellas que establezcan sus estatutos.

**L. 142/94, art. 19.12;
L. 143/94, art. 75, parag.**

...

Artículo 4o. El presente Decreto rige a partir de su publicación.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dado en Bogotá D.E. a 23 de diciembre de 1988.

VIRGILIO BARCO.

El Ministro de Minas y Energía,

Oscar Mejía Vallejo.

DECRETO NUMERO 1303 DE 1989
(junio 19)

por el cual se establece el régimen de suspensiones del servicio eléctrico y las sanciones pecuniarias por el uso no autorizado o fraudulento del mismo.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus facultades legales y en especial de las que le confieren las Leyes 113 de 1928, 109 de 1936 y 126 de 1938,

DECRETA:

CAPITULO I

Alcance y Definiciones.

Artículo 1o. **Alcance del Decreto.** El presente Decreto contiene el régimen de suspensiones del servicio de energía eléctrica y las sanciones pecuniarias por el uso no autorizado o fraudulento del mismo.

Artículo 2o. **Definiciones.** Para la aplicación del presente Decreto se definen los siguientes conceptos:

Acometida. Derivación de la red de distribución de energía eléctrica que llega hasta las instalaciones del inmueble.

Acometida fraudulenta. Acometida de energía eléctrica no autorizada por la entidad.

Capacidad instalada. Capacidad nominal del transformador o transformadores, medida en kilovoltioamperios (KVA).

Carga o capacidad contratada. Es la determinada en el contrato vigente de prestación del servicio.

Carga instalada. Suma de las capacidades nominales de lámparas, artefactos, motores y otros equipos que consumen energía eléctrica y que se encuentran conectados a la instalación eléctrica de un inmueble o que potencialmente puedan utilizarse en el mismo.

Corte del servicio. Pérdida del derecho del servicio de energía eléctrica o desconexión del mismo en caso de acometidas fraudulentas.

Entidad. Persona natural o jurídica, pública o privada, responsable de la prestación del servicio de energía eléctrica, legalmente autorizada para ello.

Equipo de control. Conjunto de dispositivos destinados a controlar o limitar el consumo de energía y potencia eléctricas.

Equipo de medida. Conjunto de dispositivos destinados a la medición o registro del consumo de energía y potencia eléctricas.

Instalación interna. Conjunto de conductores, accesorios y equipos que integran el sistema de consumo de energía eléctrica de un inmueble a partir de la acometida.

Reconexión. Restablecimiento del servicio de energía eléctrica a un inmueble al cual se le ha efectuado la suspensión del servicio.

Reinstalación. Restablecimiento del servicio de energía eléctrica a un inmueble al cual se le ha efectuado el corte del servicio.

Suscriptor. Persona natural o jurídica propietaria o poseedora del inmueble al cual se le presta el servicio de energía eléctrica, o quien haya suscrito el contrato de prestación del servicio en términos de la Ley 9a. de 1989.

Suspensión del servicio. Interrupción temporal del servicio de energía eléctrica.

Usuario. Persona natural o jurídica que hace uso del servicio de energía eléctrica.

CAPITULO II

Disposiciones generales.

Artículo 3o. **Acceso físico al servicio.** El servicio de energía eléctrica se suministrará única y exclusivamente por intermedio de acometidas autorizadas por la entidad.

Artículo 4o. **Exclusividad del servicio.** El servicio de energía eléctrica que se suministre a un inmueble, será para su uso exclusivo y no podrá ser cedido, vendido, o facilitado a terceros, salvo por razones de orden público o situaciones excepcionales consideradas y autorizadas por la entidad.

Artículo 5o. **Utilización de las redes y líneas.** Los particulares no podrán utilizar las líneas o redes públicas o aquellas entregadas a la entidad para su administración, ni realizar obras sobre éstas, salvo con autorización expresa de la entidad. En todo caso, la entidad podrá realizar extensiones, derivaciones, modificaciones u otro tipo de trabajo en las líneas y redes de energía eléctrica recibidas de terceros.

Artículo 6o. **Régimen de las acometidas.** La entidad establecerá y reglamentará las especificaciones de las acometidas de energía eléctrica.

La entidad podrá construir las acometidas e instalar los equipos de medida del caso o podrá autorizar la realización de estas obras a personas o entidades debidamente inscritas ante ella, en cuyo caso ejercerá la interventoría requerida. En cualquiera de las dos situaciones los costos respectivos correrán por cuenta de los peticionarios.

Artículo 7o. **Cambio de ubicación de la acometida o equipo de medida.** Es atribución exclusiva de la entidad realizar o autorizar cambios en la localización de los equipos de medida y de las acometidas, así como efectuar o autorizar las independizaciones del caso, previo el pago de los costos que se generen.

Artículo 8o. **Equipo de medida.** Cada acometida deberá contar con su correspondiente equipo de medida, salvo que razones técnicas o de conveniencia social a juicio de la entidad, hagan desaconsejable su

utilización. La entidad determinará el sitio de colocación de los contadores, procurando que sea de fácil acceso para efectos de su revisión y lectura.

En cualquier tiempo o circunstancia la entidad podrá colocar los contadores a los inmuebles que no lo tienen. También podrá cambiar el contador cuando esté funcionando de manera defectuosa y no admita reparación.

Artículo 9o. Retiro provisional del equipo de medida. La entidad podrá retirar el equipo de medida a fin de verificar su correcto funcionamiento y cambiarlo o exigir su cambio si es necesario. En caso de retiro del contador, la entidad procurará instalar otro, con carácter provisional, mientras se efectúa la reparación o el cambio.

Cuando la entidad retire el contador de un inmueble por razones de verificación o mantenimiento, deberá reponerlo o exigir su reposición en un lapso no superior a dos (2) meses. Durante el período en que el inmueble permanezca sin contador pero con servicio de energía, la facturación se realizará con base en los procedimientos establecidos por la autoridad competente para servicios sin medición.

Artículo 10. Revisión de instalaciones internas y equipo de medida y control. La entidad está en el derecho de revisar las instalaciones internas y de exigir las adecuaciones y reparaciones que estime necesarias para la correcta utilización del servicio. Todo usuario está en la obligación de permitir la lectura de los contadores.

Artículo 11. La utilización del servicio. El usuario deberá hacer buen uso del servicio, de modo que no genere riesgos para los miembros de la comunidad o para la entidad.

Artículo 12. Pago por el servicio. El usuario deberá cancelar en forma oportuna las facturas por el servicio y los demás valores que la entidad esté autorizada para cobrar. La falta de cancelación oportuna, dará lugar al cobro de intereses moratorios de ley.

En caso de reclamación, la entidad exigirá la cancelación de los valores que no sean objeto de la misma.

Artículo 13. Condiciones de pago. El usuario deberá efectuar los pagos por el servicio y las obras relacionadas con el mismo, en los términos y en los sitios establecidos por la entidad.

Todo usuario debe verificar que el recibo que se le entrega corresponde a su inmueble. El pago sólo se imputará a la cuenta del inmueble cuya factura hubiese sido cancelada.

Artículo 14. Responsable del pago. El suscriptor será el responsable de las obligaciones que, frente a la entidad, se generen como consecuencia del servicio prestado a dicho inmueble.

Artículo 15. Cambio de uso del servicio o modificación de carga. El cambio de uso del servicio o modificación de la carga o capacidad contratadas, deberá ser autorizado por la entidad.

CAPITULO III

Suspensiones

Artículo 16. Causales de suspensión del servicio. La entidad deberá proceder a la suspensión del servicio cuando encuentre que se ha incurrido en una de las siguientes conductas:

- a) Dar a la energía eléctrica un uso distinto al declarado o convenido con la entidad.
- b) Proporcionar energía eléctrica a otro inmueble o usuario distinto del beneficiario del servicio.
- c) Realizar modificaciones en las acometidas o hacer conexiones externas, sin autorización previa de la entidad.
- d) Aumentar sin autorización de la entidad, la carga o capacidad instalada por encima de la contratada.
- e) Adulterar las conexiones o aparatos de medición o de control o alterar el normal funcionamiento.
- f) Dañar o retirar el equipo de medida; retirar, romper o adulterar uno cualquiera de los sellos instalados en los equipos de medición, protección, control o gabinete o que los existentes no correspondan a los instalados por la entidad.
- g) No pagar los valores incluidos en las facturas de energía eléctrica dentro de los términos establecidos.
- h) Cancelar facturas con cheques que no sean pagados por el banco respectivo, sin perjuicio de las acciones legales pertinentes o cuando se cancele el servicio con una factura adulterada.
- i) Interferir la utilización, operación o mantenimiento de las líneas, redes, transformadores y demás equipos necesarios para suministrar el servicio eléctrico, sean de propiedad de la entidad o entregados a ésta a cualquier título.
- j) Impedir a los funcionarios autorizados por la entidad y debidamente identificados, la inspección de instalaciones internas, modificaciones en las acometidas, equipos de medida o la lectura de los contadores.
- k) No permitir el traslado del equipo de medida o el cambio o reparación del mismo, cuando sea necesario, para garantizar una correcta medición.
- l) No ejecutar dentro del plazo fijado, la adecuación de las instalaciones eléctricas a las normas vigentes exigidas por la entidad por razones técnicas o de seguridad en el suministro eléctrico.
- m) Conectar equipos, sin autorización de la entidad, a las redes de la misma, o a las instalaciones internas del inmueble que puedan afectar el funcionamiento del sistema eléctrico.
- n) Efectuar, sin autorización de la entidad, una reconexión cuando el servicio ha sido suspendido.

Parágrafo. La entidad dejará en el inmueble una constancia indicando la causa de suspensión del servicio y los trámites a seguir para la reconexión.

Artículo 17. Restablecimiento del servicio en caso de suspensión. Para restablecer el suministro es necesario que se elimine la causa que originó la suspensión y se cancelen los cargos a que hubiere lugar, en los plazos y términos establecidos por la entidad en desarrollo del artículo 26 del presente Decreto.

Artículo 18. Causales de corte del servicio. La entidad debe proceder al corte del servicio por una de las siguientes causas:

a) Suspensión del servicio por un período continuo superior a doce (12) meses, no solicitado expresamente a la entidad.

b) Reconexión no autorizada al servicio por más de dos (2) veces consecutivas sin que se haya eliminado la causa que dio origen a la suspensión.

c) Incurrir por más de dos (2) veces en la adulteración de las conexiones o aparatos de medición o de control o en alteraciones que impidan el funcionamiento normal de los mismos.

d) Incurrir por tercera vez en un plazo de tres (3) años, en una de las conductas descritas en el literal f) del artículo 16 del presente Decreto.

e) Derivar el servicio a través de una acometida fraudulenta.

Parágrafo. Cuando el servicio hubiere sido cortado, la entidad podrá retirar la acometida y el contador.

Artículo 19. **Restablecimiento del servicio en caso de corte.** Para el restablecimiento del servicio, el interesado deberá cumplir los requisitos exigidos para las solicitudes nuevas y pagar las deudas pendientes del respectivo inmueble, las sanciones pecuniarias, los intereses moratorios de ley y las tarifas de conexión.

CAPITULO IV

Sanciones pecuniarias.

Artículo 20. **Los hechos que determinan las sanciones pecuniarias y monto.** Además de la suspensión o el corte del servicio en los términos de los artículos 16 y 18, el suscriptor deberá pagar a la entidad por el uso no autorizado o fraudulento el servicio los siguientes valores:

a) Por cada KWH facturado a tarifa inferior, por causas imputables al usuario, caso contemplado en el literal a) del artículo 16; la entidad liquidará el servicio teniendo como base las tarifas correspondientes al nuevo uso y el consumo durante el tiempo de la situación irregular. A la cantidad resultante se le descontará lo pagado por el usuario durante el mismo período. Si hay lugar a ello, la entidad cobrará los respectivos intereses moratorios. De no ser factible establecer el tiempo de permanencia de esta anomalía, se tomará un período de seis (6) meses para calcular el consumo irregular. Así mismo, se cobrará la diferencia entre las tarifas vigentes de conexión en la situación nueva y en la situación autorizada, en caso que ésta sea positiva;

b) Por aumentar la carga o capacidad instalada por encima de la contratada sin autorización de la entidad, caso contemplado en el literal d) del artículo 16; se cobrará dos veces el valor de la diferencia entre la tarifa de conexión vigente para la situación nueva y la tarifa de conexión vigente para la situación autorizada;

c) Por fraude en la conexiones o aparatos de medición o control o por alteraciones que impidan su funcionamiento normal, caso contemplado en el literal e) del artículo 16; se cobrará el consumo fraudulento, o sea la diferencia entre el consumo estimado por la entidad según el procedimiento descrito en el parágrafo único de este artículo y el consumo registrado en el equipo de medida, por el tiempo de permanencia de la anomalía, valorado con las tarifas vigentes y multiplicado por dos (2) cuando se trate de la primera vez y por cuatro (4) en caso de reincidencia, siempre que la diferencia sea positiva.

Se utilizará como tarifa vigente, la correspondiente al mes de la ocurrencia de la anomalía, que en el caso residencial será la del bloque de consumo donde se ubique el consumo mensual calculado por la entidad y en el caso no residencial será la tarifa máxima de energía según la clase de servicio, nivel de voltaje y sistema de facturación.

d) Por retirar, romper o adulterar uno cualquiera de los sellos instalados en los equipos de medición, protección, control o gabinete, o que los existentes no correspondan a los instalados por la entidad, caso contemplado en el literal f) del artículo 16; se cobrará un 15% de la tarifa de conexión del estrato socioeconómico en que se encuentre ubicado el inmueble, con un mínimo, por cada sello, de dos (2) salarios mínimos diarios vigentes, en el caso residencial; y un 15% de la tarifa de conexión con un mínimo, por cada sello, de cinco (5) salarios diarios mínimos vigentes, en el caso no residencial;

e) Por reconexión no autorizada de un servicio suspendido, caso contemplado en el literal n) del artículo 16; se cobrará un recargo equivalente al doble de la tarifa de reconexión establecida por la autoridad competente;

f) Por utilización del servicio a través de una acometida fraudulenta, caso contemplado en el literal e) del artículo 18; se cobrará el valor del servicio recibido, a las tarifas que corresponda según el mes y el tipo de uso, más los intereses moratorios de ley correspondientes al período de liquidación. El consumo se calculará en la forma señalada en el parágrafo único de este artículo. Se exceptúa el evento contemplado en el artículo 21 del presente Decreto.

Parágrafo. **Procedimiento para estimar consumo fraudulento.** Para estimar consumo fraudulento, se tomará el mayor valor entre la carga instalada, capacidad instalada, carga contratada, capacidad contratada o el nivel de carga promedio del estrato socioeconómico correspondiente y se multiplicará por el factor de utilización y por el tiempo de permanencia de la anomalía, tomado en horas; de no ser posible establecer fehacientemente la duración de la misma, se tomará un período de 4.320 horas. El factor de utilización para cada caso y el nivel de carga promedio del estrato socioeconómico, serán establecidos por la entidad según lo preceptuado por el artículo 26 del presente Decreto.

Artículo 21. **Normalización para acometidas fraudulentas.** Con el objeto de regularizar la prestación del servicio a usuarios que se encuentren derivando el servicio eléctrico a través de acometidas fraudulentas, la entidad promoverá su normalización en las condiciones que considere convenientes. No obstante, el tratamiento anterior sólo se otorgará a aquellos usuarios que soliciten regularizar su situación, siempre y cuando la entidad, de oficio o por aviso de terceros, no haya indicado por escrito al usuario la existencia de la situación.

Artículo 22. **Actos administrativos.** Los actos administrativos que profieran las entidades para la aplicación de las sanciones previstas en este Decreto, se regirán por las disposiciones previstas en el Decreto 01 de 1984.

Artículo 23. **Divulgación de fraudes.** La entidad está en la obligación de difundir públicamente, por el medio más efectivo, la dirección del inmueble y nombre o razón social del usuario que incurra en las causales de los literales e) y f) del artículo 16 del presente Decreto.

Artículo 24. **Competencia judicial.** Sin perjuicio de las sanciones de que trata el presente Decreto, las entidades pondrán en conocimiento de las autoridades judiciales competentes, los casos de fraude al consumo de energía eléctrica, así como los de complicidad, instigación y concierto y, en general todas aquellas conductas que signifiquen el hurto o estímulo para el mismo, del fluido eléctrico.

Igualmente, se pondrá en conocimiento de la Procuraduría General de la Nación las actuaciones u omisiones de los funcionarios que participen o toleren el uso o consumo fraudulento del fluido eléctrico.

Artículo 25. Mérito de las resoluciones. Las resoluciones que se expidan estableciendo sanciones pecuniarias por infracción al presente Decreto, prestarán mérito ejecutivo una vez se hallen debidamente ejecutoriadas.

Artículo 26. Reglamentaciones. Cada entidad deberá expedir una reglamentación que permita el desarrollo y aplicación de este Decreto, en un término no superior a dos (2) meses contados a partir de su publicación, todo en concordancia con el Decreto-ley 01 de 1984.

Artículo 27. Derogatorias. El presente Decreto deroga todas las normas que le sean contrarias.

Artículo 28. Vigencia. Este Decreto rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial*.

Publíquese, comuníquese, cúmplase.

Dado en Bogotá, D.E., a 19 de junio de 1989.

VIRGILIO BARCO.

El Ministro de Minas y Energía,

Oscar Mejía Vallejo.

DECRETO NUMERO 1555 DE 1990
(julio 16)

**por el cual se reglamenta el Decreto-Ley 3069 de 1968
y el Capítulo V de la Ley 81 de 1988 y se establece una
estructura nacional de tarifas para el servicio de
energía eléctrica.**

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de la facultad conferida por el numeral 3º del artículo 120 de la Constitución Nacional.

DECRETA:

Artículo 1º. Estructura Nacional de Tarifas. Para efectos del ejercicio de las funciones atribuidas a la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos por el Decreto-Ley 3069 de 1968 y el capítulo V de la Ley 81 de 1988, en materia de tarifas del servicio de energía eléctrica se tendrán en cuenta los criterios establecidos en el presente Decreto.

Artículo 2º. Definiciones. Para fines del presente Decreto, establécense las siguientes definiciones o nociones:

Acometida. Derivación de la red de distribución de energía eléctrica que llega hasta las instalaciones del inmueble.

Entidad. Persona natural o jurídica, encargada o responsable de la prestación del servicio de energía eléctrica.

Estratificación socioeconómica. Proceso de clasificación de la población en estratos socioeconómicos, según las pautas metodológicas establecidas por la autoridad competente.

Estrato socioeconómico. Nivel de clasificación de la población con características similares en cuanto a grado de riqueza y calidad de vida, determinada de manera indirecta mediante las condiciones físicas de la vivienda y su localización, utilizando las siguientes variables: características de la fachada, disponibilidad de garaje, existencia de zonas verdes y recreativas, disponibilidad de servicios públicos básicos, estado de las vías locales, existencia de medios de transporte público y demás parámetros que establezca la autoridad competente.

Inquilinato. Edificación ubicada en los estratos socioeconómicos "Bajo-Bajo", "Bajo" y "Medio-Bajo" con una entrada común desde la calle, que aloja tres o más hogares que comparten los servicios públicos domiciliarios y los servicios sanitarios.

Suscriptor. Persona natural o jurídica propietaria o poseedora del inmueble al cual se le presta el servicio de energía eléctrica o quien haya suscrito el contrato de prestación del servicio en términos de la Ley 9ª de 1989.

Usuario. Persona natural o jurídica que hace uso del servicio de energía eléctrica.

Artículo 3º. Base para la determinación de las tarifas. Las tarifas se determinarán con base en la estructura económica de costos de la prestación del servicio de energía eléctrica y en consideraciones de equidad social.

Artículo 4º. Modalidades del servicio de energía eléctrica. El servicio de energía eléctrica podrá ser prestado bajo la modalidad residencial o no-residencial. El residencial es aquel que se presta directamente a los hogares o núcleos familiares y el no-residencial el que se presta para otros fines.

Parágrafo 1º. Para efectos de facturación del servicio de energía eléctrica, se podrán considerar como residenciales a los pequeños establecimientos comerciales o industriales anexos a las viviendas, según reglamentaciones que para tal efecto establecerá la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos mediante resolución.

Parágrafo 2º. Para efectos de clasificación de los usuarios no-residenciales se utilizará la última versión vigente de la "Clasificación Industrial Internacional Uniforme de Todas las Actividades Económicas" (CIIU) de las Naciones Unidas. Se exceptúa a los usuarios especiales, en bloque a municipios, empresas distribuidoras y zonas francas que se regirán, para efectos de clasificación, por regulación separada.

Artículo 5º Estructura de tarifas del servicio residencial. Por el servicio de energía eléctrica a usuarios residenciales se establecerá un cargo fijo mensual, un cargo mensual por consumo y cuando fuere el caso, un cargo mensual por demanda máxima.

El cargo fijo mensual será independiente del nivel de consumo de energía eléctrica y su valor dependerá del estrato socioeconómico en el que se encuentre clasificado el inmueble.
El cargo por consumo se liquidará teniendo en cuenta las tarifas definidas para los siguientes rangos de consumo:

Primero:	Consumo de Subsistencia
Segundo:	Consumo Básico
Tercero:	Consumo intermedio.
Cuarto:	Consumo superior.

La magnitud de los rangos de consumo se establecerán con base en parámetros tales como los hábitos de consumo y la disponibilidad de sustitutos energéticos.

Las tarifas de los distintos rangos de consumo podrán ser objeto de diferenciación por estratos socioeconómicos y se establecerán de tal forma que sean crecientes por estratos al interior de un mismo rango y al pasar de un rango de consumo inferior a otro mayor.

Artículo 6º. Liquidación consumo residencial. El consumo total del usuario se liquidará por rangos de consumo según lo contemplado en el artículo anterior. Para efectos de liquidar el consumo residencial se procederá de la siguiente manera: Cada uno de los kilowatios-hora correspondientes al consumo de subsistencia se liquidará con la tarifa fijada para este primer rango; cada uno de los kilowatios-hora correspondientes al consumo básico se liquidará con la tarifa fijada para este segundo rango; y así sucesivamente se repetirá el procedimiento hasta cubrir la totalidad del consumo del usuario.

Artículo 7º. Liquidación facturas a inquilinatos. Las facturas correspondientes a inquilinatos se liquidarán de la siguiente manera:

El consumo total del inquilinato se dividirá por el número de hogares o núcleos familiares independientes que lo habiten con el propósito de encontrar el consumo familiar promedio, el cual se liquidará aplicando el procedimiento descrito en el artículo 6º. El valor resultante se multiplicará por el número de familias que habiten el inquilinato y al resultado se le sumará un solo cargo fijo correspondiente al estrato socioeconómico en que se encuentre clasificado el inmueble a fin de obtener la factura total del inquilinato.

Artículo 8º. Liquidación de facturas a edificios multifamiliares con medición colectiva. Las facturas correspondientes a edificios multifamiliares de apartamentos con medición colectiva se liquidarán de la siguiente manera:

El consumo total del edificio se dividirá por el número de apartamentos con el objeto de encontrar el consumo familiar promedio, el cual se liquidará aplicando el procedimiento descrito en el artículo 6º. Al valor resultante se le sumará el cargo fijo correspondiente al estrato socioeconómico al cual pertenezca el edificio, a fin de obtener la cuenta atribuible a cada apartamento. Dicha cuenta se multiplicará por el número de apartamentos para efectos de expedir una sola factura. No obstante, a solicitud de la mayoría de los copropietarios, la entidad podrá expedir facturas independientes para cada apartamento aplicando los coeficientes de copropiedad establecidas (sic) en el régimen de propiedad horizontal, siempre y cuando fuere factible asegurar el recaudo de los respectivos valores por medios diferentes a la suspensión del servicio de energía eléctrica.

Parágrafo. A los conjuntos de viviendas con medición colectiva se les aplicará igual tratamiento para efectos de la liquidación de sus facturas.

Artículo 9º. Cargo por demanda máxima servicio residencial especial. Toda unidad residencial con asignación de transformación igual o superior a cuarenta y cinco (45) KVA o con una carga instalada superior a cuarenta (40) KW tendrá adicionalmente un cargo mensual por demanda máxima, que se liquidará con las tarifas de demanda máxima del servicio industrial en el nivel de tensión correspondiente.

Artículo 10º Liquidación consumos áreas comunes conjuntos habitacionales. El consumo total de las áreas comunes de los conjuntos habitacionales se liquidarán (sic) de la siguiente manera:

Para los conjuntos clasificados en los estratos Bajo-Bajo y Bajo, el consumo total se facturará con la tarifa del rango de consumo de subsistencia; los ubicados en los estratos Medio-Bajo y Medio, con la tarifa de rango de consumo básico y los ubicados en los estratos Medio-Alto y Alto, con la tarifa del rango del consumo intermedio.

A solicitud expresa de la mayoría absoluta de los propietarios del conjunto habitacional, la entidad podrá facturar directamente a cada usuario la parte proporcional del consumo de las áreas comunes, aplicando los coeficientes de copropiedad establecidos en el respectivo régimen de propiedad horizontal. La liquidación se hará con base en la tarifa correspondiente a las áreas comunes, o conforme al siguiente procedimiento: el consumo total de las áreas comunes se divide por el número de núcleos familiares y locales independientes existentes y al resultado se le suma al consumo de cada núcleo familiar o local, el cual se liquida con las tarifas correspondientes al tipo de servicio.

Parágrafo. No habrá cargo fijo ni tarifa de conexión para las áreas comunes.

Artículo 11. Estructura de tarifas del servicio no-residencial. Por el servicio de energía eléctrica a usuarios no-residenciales se cobrarán un cargo fijo mensual, un encargo por consumo y, si fuere el caso, un cargo mensual por demanda máxima y uno por energía reactiva. Para estos cobros, se podrán establecer tarifas diferenciales según la clasificación definida en el parágrafo 2º del artículo 4º del presente Decreto y los siguientes niveles de tensión al cual se conecten los equipos de medida:

Nivel 1. Tensión nominal inferior a un (1) KV suministrado en la modalidad de trifásica o monofásica.

Nivel 2. Tensión nominal mayor o igual a un (1) KV y menor a treinta (30) KV suministrado en la modalidad trifásica o monofásica.

Nivel 3. Tensión nominal mayor o igual a treinta (30) KV y menor a sesenta y dos (62) KV suministrado en la modalidad trifásica.

Nivel 4. Tensión nominal mayor o igual a sesenta y dos (62) KV suministrado en la modalidad trifásica.

Parágrafo. Las tarifas por concepto de consumo de energía activa y reactiva y de demanda máxima podrán ser objeto de diferenciación horaria.

Artículo 12. Instalaciones sin contador o con medición defectuosa. Cuando no fuese posible establecer el consumo normal de un inmueble por carencia de contador, retiro provisional del mismo medición defectuosa, alteración en el funcionamiento del contador, u otra causa, el consumo se establecerá con base en procedimientos establecidos por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos.

Artículo 13. Tarifa de conexión servicio residencial. El servicio residencial de energía eléctrica tendrá una tarifa de conexión, cuyo valor dependerá del estrato socioeconómico en que se encuentre clasificado el inmueble, determinada en cada caso por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos.

Parágrafo. La reclasificación socioeconómica de los inmuebles residenciales no dará lugar a ajustes por concepto de conexión al servicio, ni a devoluciones por parte de la entidad.

Artículo 14. Tarifa de conexión servicio no-residencial. La tarifa de conexión al servicio no-residencial dependerá del nivel de tensión al cual se efectúe la medición y de la capacidad de transformación o carga instalada.

Parágrafo. Cuando se aumente la capacidad de transformación o la carga instalada de un inmueble no-residencial, la entidad podrá cobrar un reajuste por conexión equivalente a la diferencia entre las tarifas de conexión vigentes de la situación modificada y la situación actual.

Artículo 15. Cambio de uso del inmueble. Cuando un inmueble cambie de uso, se podrá efectuar un ajuste por concepto de conexión que se estimará con base en la diferencia entre las tarifas de conexión vigentes, siempre que sea positiva.

Artículo 16. Otros servicios prestados por la entidad. Por aquellos servicios o trabajos prestados por la entidad diferentes al servicio eléctrico, se podrá cobrar el valor de los materiales, el costo de utilización de los equipos empleados y de la mano de obra utilizada, más una suma por concepto de administración e ingeniería que no supere el porcentaje máximo determinado por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos.

Artículo 17. Ajuste tarifario. La Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos determinará el monto y la periodicidad de los ajustes tarifarios.

Artículo 18. Prohibición de hacer cobros no autorizados. La entidad no podrá cobrar tarifas ni conceptos diferentes a los autorizados por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, o previstos en el reglamento general de prestación del servicio, ni podrá alterar la estructura tarifaria definida en este Decreto.

Artículo 19. No disponibilidad del servicio. Cuando un inmueble permaneciere sin servicio de energía eléctrica durante quince (15) días o más, dentro de un mismo período de facturación, por causa no imputable al usuario, la entidad no podrá cobrar en dicho período el cargo fijo mensual correspondiente.

Artículo 20. Prohibición de exoneración. No habrá exoneración en el pago del servicio de energía eléctrica para ninguna persona natural o jurídica.

Artículo 21. Derogación. El presente Decreto deroga el Decreto 2545 de 1984 y toda norma que le sea contraria.

Artículo 22. Vigencia. Este Decreto rige a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial**.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D.E., el día 16 de julio de 1990.

VIRGILIO BARCO

La Ministra de Minas y Energía,

Margarita Mena de Quevedo.

El Jefe Departamento Nacional de Planeación.

Luis Bernardo Flórez Enciso.

**DECRETO NUMERO 0991 DE 1991
(abril 12)**

por el cual se reglamenta la Ley 19 de 1990 y se dictan otras disposiciones.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus facultades constitucionales, y en especial de las que le confiere el numeral 3o. del artículo 120 de la Constitución Nacional,

DECRETA:

I. Ejercicio de la profesión.

Artículo 1o. Entiéndese que constituyen ejercicio a nivel medio de la Profesión de Técnico Electricista, del que trata el artículo 1o. de la Ley 19 de 1990, las siguientes actividades:

a) La colaboración en el estudio, análisis, control técnico y perfeccionamiento de la fabricación de máquinas eléctricas, equipo eléctrico y accesorios electrónicos;

b) La preparación de: programas de trabajo, presupuestos de cantidades, costos de los materiales y/o mano de obra, relacionados con máquinas eléctricas, equipo eléctrico y accesorios electrónicos para instalaciones eléctricas de producción, distribución y consumo de energía eléctrica;

c) El estudio y análisis para el mantenimiento y reparación de máquinas eléctricas, equipo eléctrico y accesorios electrónicos, y construcción y montaje de instalaciones de producción, distribución y consumo de energía eléctrica;

d) La vigilancia e instrucción a los auxiliares e instaladores, en la ejecución de pruebas, tomas de lecturas, regulación de instrumentos, anotación de observaciones, aseguramiento de condiciones y normas de seguridad, inspección y comprobación del trabajo terminado de instalaciones eléctricas, máquinas eléctricas, equipo eléctrico y accesorios electrónicos de producción, distribución y consumo de energía eléctrica.

Artículo 2o. Entiéndese que constituye ejercicio como auxiliar de los Ingenieros Electricistas de la Profesión de Técnico Electricista, de que trata el artículo 1o. de la Ley 19 de 1990, la realización de actividades y labores relacionadas con el estudio y las aplicaciones de la electricidad que requieren la dirección, coordinación y responsabilidad de Ingenieros Electricistas.

II. Clases de matrícula.

Artículo 3o. El Ministerio de Minas y Energía otorgará las matrículas a que se refiere el artículo 3o. de la Ley 19 de 1990, de conformidad con la siguiente clasificación de actividades:

Clase TE-1 Técnico en instalaciones eléctricas interiores. A los Técnicos Electricistas que lleven a cabo el estudio aplicado al montaje y reparación de circuitos eléctricos de todo tipo de salidas para tomacorrientes, enchufes, salidas para alumbrado, lámparas y luminarias, interruptores, conexiones especiales, tableros de distribución de circuitos, equipos de medida, protección, control, señalización y servicios auxiliares de instalaciones eléctricas residenciales y comerciales.

Clase TE-2 Técnico en bobinados eléctricos y accesorios. A los Técnicos Electricistas que lleven a cabo el estudio aplicado al mantenimiento, rebobinado, reparación, montaje, conexiones y mando de todo tipo de transformadores eléctricos, motores eléctricos, generadores eléctricos y equipo de instalaciones eléctricas y accesorios de instrumentación electrónica industrial.

Clase TE-3 Técnico en mantenimiento eléctrico. A los Técnicos Electricistas que lleven a cabo el estudio aplicado a la operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas y accesorios electrónicos industriales, relacionados con la instrumentación, accionamientos y control de máquinas, equipos y aparatos mecánicos, hidráulicos o neumáticos.

Clase TE-4 Técnico en electricidad industrial. A los Técnicos Electricistas que lleven a cabo el estudio aplicado a la fabricación, construcción y montaje de: transformadores eléctricos, motores eléctricos, generadores eléctricos, baterías, equipo eléctrico y accesorios electrónicos de medida, protección, maniobra, control automático, interrupción, señalización, variación de velocidad, compensación reactiva, dispositivos relevadores; así también para subestaciones capsuladas, armarios de contadores, tableros de protección y distribución de circuitos eléctricos, celdas de alta y baja tensión, centros de control de motores eléctricos, tableros de mando eléctrico, señalización, cofres y controles eléctricos especiales.

Clase TE-5 Técnico en redes eléctricas. A los Técnicos Electricistas que lleven a cabo el estudio aplicado a la construcción, montaje, conexión, maniobra y mantenimiento de redes eléctricas aéreas y subterráneas, subestaciones eléctricas de distribución y los equipos de protección, medida, control eléctrico y accesorios electrónicos asociados; así como equipos eléctricos y accesorios electrónicos de pequeñas centrales eléctricas.

Clase TE-6 Técnico en instalaciones eléctricas especiales. A los Técnicos Electricistas que lleven a cabo el estudio aplicado al montaje, conexión, mantenimiento y reparación de equipos eléctricos para instalaciones especiales, tales como electrodomésticos, parque automotor, aeronaves, embarcaciones, telecomunicaciones, telefonía, circuitos cerrados de televisión, alarmas, antenas, centros de cómputo, etc.

Clase AUX. Auxiliar de Ingenieros electricistas. A las personas que lleven a cabo la realización de actividades y labores relacionadas con el estudio y las aplicaciones de la electricidad para cuyo ejercicio requieren la dirección, coordinación y responsabilidad de Ingenieros Electricistas.

Parágrafo. Al expedirse la matrícula correspondiente, deberá especificarse en la misma la especialidad o especialidades para las que se otorga.

Artículo 4o. Las personas que obtengan su matrícula profesional, en cualesquiera de las clasificaciones a que se refiere el artículo 3o. de este Decreto y que adelanten estudios posteriores que les confieran títulos de otras especialidades o demuestren haberlos hecho con anterioridad, podrán obtener la ampliación de su matrícula, de manera que ésta abarque todo el conjunto de títulos adquiridos. En este caso se procederá a sustituir el documento de la matrícula anterior por uno nuevo en que consten todos los títulos.

Artículo 5o. El Ministerio de Minas y Energía expedirá la matrícula para ejercer la profesión de Técnico Electricista en el territorio nacional, previo el cumplimiento de los siguientes requisitos:

a) Para los egresados de las instituciones autorizadas por el Ministerio de Educación Nacional o el Instituto Colombiano para el Fomento de la Educación Superior, ICFES, mediante presentación de solicitud ante el Comité Seccional de Técnicos Electricistas del domicilio del solicitante o ante el Consejo Nacional de Técnicos Electricistas, acompañada de los siguientes documentos:

1. Diploma o certificado registrado en el que conste que fue cursado y aprobado íntegramente el plan de estudios correspondiente a la actividad, cuyo programa debe estar reglamentado y aprobado.

2. Fotocopia autenticada de la cédula de ciudadanía y de la libreta militar.

3. Dos (2) fotografías recientes, tamaño 3 x 4 cms.

b) En los casos a que se refiere el literal b) del artículo 3o. de la Ley 19 de 1990, deberán presentarse los siguientes documentos:

1. Certificación autenticada expedida por asociaciones de Técnicos Electricistas con personería jurídica vigente y antigüedad mínima de cinco (5) años, empresas o personas jurídicas de carácter público o privado relacionadas directamente con las actividades de la construcción o la ingeniería eléctrica, donde conste el ejercicio profesional y la clase de actividad desempeñada, especificando el tipo de proyecto e indicando las fechas de iniciación, terminación y la vinculación contractual correspondiente.

2. Certificado de existencia, representación legal y objeto social de la persona jurídica que extiende la certificación, expedido con antelación no superior a tres (3) meses.

3. Fotocopia autenticada de la cédula de ciudadanía y de la libreta militar.

4. Dos (2) fotografías recientes, tamaño 3 x 4 cms.

Parágrafo. En caso de que la persona jurídica que debe expedir la certificación haya dejado de existir, se acudirá a los medios de prueba establecidos en el Código de Procedimiento Civil.

Artículo 6o. El Consejo Nacional de Técnicos Electricistas estudiará la documentación correspondiente y propondrá la clase de matrícula que puede expedirse al solicitante y el Ministerio de Minas y Energía decidirá la clase de matrícula que se otorgará al Técnico Electricista para el ejercicio a nivel medio.

Artículo 7o. Cuando las solicitudes de matrícula, con la documentación completa, sean presentadas para su estudio ante los Comités Seccionales, serán remitidas al Consejo Nacional de Técnicos Electricistas para su trámite ante el Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 8o. La matrícula expedida por el Ministerio de Minas y Energía dará derecho al interesado para ejercer la profesión en todo el país, dentro de la clasificación autorizada.

III. Consejo Nacional y Comités Seccionales de Técnicos Electricistas.

Artículo 9o. El representante de las escuelas e institutos técnicos de electricidad al Consejo Nacional de Técnicos Electricistas, a que se refiere el artículo 5o. de la Ley 19 de 1990, será seleccionado por el Ministerio de Educación Nacional de la terna presentada por los mencionados centros educativos que funcionen en el país debidamente aprobados por el Gobierno Nacional, dentro de los tres (3) meses anteriores al vencimiento del período de quien esté ejerciendo el cargo.

Parágrafo. Transcurrido el término a que se refiere el presente artículo sin que se haya presentado la terna correspondiente, el Ministerio de Educación Nacional procederá a elegir el representante respectivo.

Artículo 10. El Consejo Nacional de Técnicos Electricistas, teniendo en cuenta las necesidades regionales del país, organizará los Comités Seccionales de Técnicos Electricistas, cuyas sedes serán las capitales de Departamento, y estarán integrados por:

- a) Un (1) representante del Gobierno Seccional;
- b) Un (1) representante de las escuelas o institutos técnicos de electricidad debidamente aprobados por el Gobierno;
- c) Dos (2) Técnicos Electricistas, profesionales y matriculados, nombrados por la Federación Nacional de Técnicos Electricistas, Fenaltec.

Parágrafo. En aquellos Departamentos en donde no funcione universidad, escuela o instituto autorizado por el Gobierno para otorgar títulos en electricidad, el representante respectivo será seleccionado por el Consejo Nacional de Técnicos Electricistas entre los establecimientos educativos que impartan instrucción en áreas técnicas.

Artículo 11. El período de los miembros del Consejo Nacional y de los Comités Seccionales de Técnicos Electricistas será de dos (2) años, sus cargos serán ejercidos sin remuneración y podrán ser reelegidos por una sola vez para el período siguiente.

Artículo 12. Los Comités Seccionales de Técnicos Electricistas ejercerán dentro de su territorio, las mismas funciones del Consejo Nacional de Técnicos Electricistas.

Artículo 13. Para el desarrollo de las funciones asignadas al Consejo Nacional de Técnicos Electricistas por el artículo 4o. de la Ley 19 de 1990, éste deberá:

- a) Estudiar las solicitudes de expedición de matrículas para los Técnicos Electricistas y proponer al Ministerio de Minas y Energía la respectiva clasificación;
- b) Conceptuar, de oficio o a petición de parte, sobre la cancelación o suspensión de las matrículas vigentes;
- c) Adelantar las investigaciones a que haya lugar por quejas contra los Técnicos Electricistas o infracciones que éstos cometan;
- d) Colaborar con las instituciones educativas para el estudio, evaluación y establecimiento de requisitos académicos y programas de estudio con el propósito de elevar el nivel académico de los Técnicos Electricistas;
- e) Fomentar la capacitación y actualización tecnológica.

IV. Personal extranjero o domiciliado en el exterior.

Artículo 14. Los extranjeros o colombianos domiciliados en el exterior que hayan obtenido título en país distinto a Colombia en cualesquiera de las actividades clasificadas en el artículo 3o. de este Decreto deberán, para prestar sus servicios profesionales por tiempo definido o período fijo mayor de seis (6) meses y menor de dos (2) años, formular a través de su empleador la solicitud de prescindencia de la matrícula y de expedición de Licencia Especial para ejercer en el país al Consejo Nacional de Técnicos Electricistas, el cual, dentro de los ocho (8) días siguientes al recibo de la documentación, la estudiará y remitirá al Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo. A la solicitud a que se refiere el presente artículo deberá anexarse:

- a) Fotocopia de los respectivos títulos, debidamente autenticados por el Cónsul colombiano y con traducción oficial;
- b) Información sobre las actividades que va a realizar en el país.

Artículo 15. Para la prestación de servicios por períodos superiores a dos (2) años, las personas señaladas en el artículo anterior deberán obtener previamente la homologación del título por parte del Ministerio de Educación Nacional o el Instituto Colombiano para el Fomento de la Educación Superior, ICFES y la matrícula para ejercer la profesión de Técnico Electricista les será expedida por el Ministerio de Minas y Energía con sujeción a lo establecido por el artículo 5o. del presente Decreto.

Artículo 16. La prestación de los servicios profesionales por términos menores de seis (6) meses, no requiere el trámite de Licencia Especial.

V. Nombramiento en cargos públicos.

Artículo 17. A partir de la vigencia del presente Decreto la Nación, los Departamentos y los Municipios, así como sus entidades descentralizadas, determinarán cuáles son los cargos que requieren ser ejercidos por Técnicos Electricistas y, para tomar posesión de los mismos, deberá presentarse la correspondiente matrícula de Técnico Electricista.

VI. Inscripción en entidades públicas.

Artículo 18. Los Técnicos Electricistas con matrícula vigente, podrán inscribirse como tales en la Nación, los Departamentos y los Municipios, así como sus entidades descentralizadas, para ejecutar obras eléctricas que correspondan a las actividades determinadas en la respectiva matrícula profesional.

Artículo 19. Los Técnicos Electricistas con matrícula vigente y debidamente inscritos, calificados y clasificados en los registros de contratistas de las entidades mencionadas en el artículo anterior, previo el trámite establecido en las normas sobre contratación administrativa vigentes, podrán participar en las licitaciones que abran dichas entidades y ser contratados para obras circunscritas a las actividades señaladas en su correspondiente matrícula.

Artículo 20. En los contratos que se celebren con Técnicos Electricistas como resultado de las licitaciones se impondrá la obligación de encomendar la dirección y ejecución de los trabajos de obras eléctricas a Técnicos Electricistas que posean matrícula en la especialidad requerida. El incumplimiento de esta obligación por parte de los Técnicos Electricistas contratistas será establecido como causal de caducidad administrativa.

VII. Paz y salvo del Técnico Electricista.

Artículo 21. Cuando el tipo de obra requiera la contratación de un Técnico Electricista, para conectar el servicio a los usuarios, las electrificadoras del país exigirán a éstos el paz y salvo suscrito por quien efectuó los trabajos, los cuales deberán ser previamente aprobados por la misma empresa.

Artículo 22. Las electricadoras podrán objetar los trabajos realizados por los Técnicos Electricistas si éstos no cumplen con cualesquiera de los requisitos establecidos en los Reglamentos de Instalaciones o Servicio de las empresas.

Si el Técnico Electricista no realiza las correcciones a las objeciones indicadas por la electricadora, ésta podrá solicitar al Ministerio de Minas y Energía la imposición de las sanciones a que haya lugar y oficiará al Consejo Nacional de Técnicos Electricistas para que se proceda de conformidad con lo establecido en el Código de Ética Profesional.

VIII. Ejercicio ilegal de la profesión.

Artículo 23. No podrán ejercer la profesión de Técnico Electricista, quienes no posean la correspondiente matrícula expedida en la forma establecida en el presente Decreto.

Parágrafo. Se exceptúan de lo establecido en el presente artículo los Ingenieros Electricistas.

IX. Disposiciones varias.

Artículo 24. Los recursos para atender los gastos que requieran el Consejo Nacional y los Comités Seccionales de Técnicos Electricistas para el cumplimiento de las disposiciones del presente Decreto se obtendrán de los fondos que se recauden por concepto de donaciones, aportes y otros recursos que provengan del desarrollo de sus funciones.

Artículo 25. Por el término de tres (3) meses, contados a partir de la vigencia del presente Decreto y mientras se conforman el Consejo Nacional y los Comités Seccionales de Técnicos Electricistas, el Ministerio de Minas y Energía podrá expedir matrículas profesionales con carácter **provisional** válidas por el término de seis (6) meses, que deberán ser confirmadas posteriormente, previo el cumplimiento de los requisitos a que se refiere el artículo 5o. del presente Decreto.

Artículo 26. Mientras se selecciona el representante de las escuelas e institutos técnicos de electricidad en la forma establecida en el artículo 9o. de este Decreto, el Ministerio de Educación Nacional escogerá dicho representante que ejercerá el cargo por el término de seis (6) meses.

Artículo 27. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga todas las normas que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D.E., a 12 de abril de 1991.

CESAR GAVIRIA TRUJILLO

El Ministro de minas y Energía,

Luis Fernando Vergara Munárriz.

DECRETO NUMERO 1842 DE 1991 (julio 22)

por el cual se expide el Estatuto Nacional de Usuarios de los Servicios Públicos Domiciliarios.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales y en especial de las que le confieren las Leyes 126 de 1938 y 155 de 1959 y los artículos 334 y 189, ordinal 11, de la Constitución Política,

DECRETA:

CAPITULO I Definiciones.

Artículo 1º. **De los servicios públicos domiciliarios.** Para los efectos del presente Decreto se entenderá por servicios públicos domiciliarios los de acueducto, alcantarillado, energía eléctrica, telefonía local y telefonía de larga distancia nacional e internacional, recolección, transporte y disposición final de desechos sólidos y gas natural domiciliario.

Artículo 2º. **De las definiciones.** Para la aplicación del presente Decreto se tendrán en cuenta las definiciones establecidas para los diferentes servicios domiciliarios en los siguientes Decretos: 189 de 1988 (teléfonos), 196 de 1989 (aseo), 951 de 1989 (acueducto y alcantarillado), 1555 de 1990 (energía eléctrica) y 700 de 1990 (gas).

CAPITULO II

Del acceso a los servicios públicos domiciliarios.

Artículo 3º. **Del Derecho a los servicios públicos domiciliarios.** Toda persona o grupo de personas tienen derecho a solicitar y obtener los servicios públicos domiciliarios. Bastará la prueba de la habitación de personas para ser titular del derecho. La prueba de la habitación podrá efectuarse mediante cualesquiera de los medios previstos en el artículo 175 del Código de Procedimiento Civil.

Las empresas de servicios públicos a las que se refiere el inciso anterior, sólo podrán negar las solicitudes de servicios por razones de carácter técnico y/o por no encontrarse dentro del programa de inversiones de la empresa, el cual deberá estar acorde con el plan de desarrollo del municipio o distrito respectivo.

En todo caso, las empresas de servicios públicos domiciliarios atenderán preferiblemente las solicitudes de los ocupantes de viviendas de interés social, mediante la conexión efectiva del servicio o la legalización de la prestación del mismo.

Artículo 4º. **Del derecho a la prestación de los servicios.** El derecho a la prestación del servicio quedará condicionado al pago de las tarifas de conexión a que hubiere lugar y a la posibilidad técnica de la presentación del mismo.

Artículo 5º. De los requisitos para la prestación de los servicios. Las empresas o autoridades que presten los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, energía eléctrica, gas natural domiciliario, recolección, transporte y disposición final de desechos sólidos y teléfonos, no podrán exigir requisitos adicionales al de la prueba de la habitación de personas para la prestación del respectivo servicio.

En particular se abstendrán de exigir los documentos que prueben la titularidad del dominio sobre el inmueble.

Artículo 6º. De la legalización del suministro de servicios. Las empresas de servicios públicos domiciliarios deberán desarrollar programas tendientes a la legalización del suministro de los servicios públicos para las comunidades que así lo requieran, de conformidad con lo establecido por el artículo 48 de la Ley 9ª de 1989.

Las entidades encargadas de prestar los servicios públicos domiciliarios deberán proveer soluciones a fin de garantizar el suministro de tales servicios a los asentamientos subnormales.

Artículo 7º. De los planes y programas de inversión de las empresas de servicios públicos domiciliarios. Con el objeto de garantizar la preferencia de servicios públicos para los ocupantes de vivienda de interés social, las empresas, dentro de sus presupuestos de inversión anuales deberán incluir planes y programas de desarrollo que den preferencia a la satisfacción de la demanda de servicios públicos para las viviendas de interés social, dentro del marco del plan de desarrollo municipal o distrital.

Artículo 8º. De los servicios públicos y controversias sobre la titularidad del dominio. Las entidades no podrán suspender el procedimiento de conexión a los servicios públicos domiciliarios por razones de carácter legal relacionadas con disputas sobre la propiedad del inmueble o predio.

En el evento de que una persona distinta del solicitante de la conexión sea declarada titular del dominio sobre el predio beneficiario del servicio, las relaciones jurídicas emanadas de la solicitud de conexión del servicio se trasladarán a dicho titular del dominio.

Artículo 9º. De los medidores o contadores individuales. Los medidores o contadores individuales, con excepción de los de los teléfonos, serán pagados por los suscriptores y por tanto de su propiedad. Estos podrán ser suministrados tanto por las empresas como por los suscriptores. En este último caso los medidores serán de las características y especificaciones técnicas previamente establecidas y publicadas por las empresas.

Los suscriptores entregarán los medidores o contadores a las empresas para su calibración, postura de sellos, instalación, lectura, revisión, mantenimiento, desinstalación y reposición por garantía si hubieren sido suministrados por las empresas.

Será requisito necesario para la aprobación de licencias de construcción, la previsión en los planos de las redes internas y elementos necesarios para que se pueda instalar medidor o contador individual para cada unidad o subdivisión de la edificación o urbanización. Las empresas no podrán suministrar servicios públicos domiciliarios a aquellos inmuebles que contravengan lo anterior. Esta prohibición no se extenderá a las construcciones ya levantadas, con o sin licencia de construcción.

Artículo 10. De la propiedad de las conexiones domiciliarias. La propiedad de las redes, equipos y elementos que integran una acometida externa será de quien los hubiere pagado. Las empresas no podrán disponer de las conexiones cuando fueren de propiedad de los suscriptores. En particular, las empresas no podrán adicionar otros suscriptores a las acometidas externas que no sean de su propiedad sin el consentimiento expreso de los titulares y mediando el reembolso proporcional de los costos en que hubieren

incurrido los suscriptores propietarios de las acometidas. En ningún caso podrá desmejorarse la calidad del servicio como resultado de la adición anterior.

CAPITULO III

Del consumo y facturación.

Artículo 11. De los requisitos de las cuentas de cobro o recibo. Las cuentas de cobro de los servicios públicos domiciliarios deberán reflejar el estado de cuenta del suscriptor y/o usuario y contendrán como mínimo la siguiente información:

- a) Nombre de la empresa responsable de la prestación del servicio;
- b) Nombre del suscriptor y dirección del envío de la cuenta de cobro;
- c) Estrato socio-económico y clase de uso del servicio;
- d) Período por el cual se cobra el servicio y consumo por dicho período;
- e) Lectura anterior del contador o medidor de consumo, si existiere;
- f) Lectura actual del contador o medidor de consumo, si existiere;
- g) Causa de la falta de lectura en caso de cobro de consumo promedio;
- h) Valor y fechas de pago oportuno;
- i) Valor del recargo de reconexión y reinstalación;

j) En toda cuenta de cobro de servicios públicos domiciliarios deberá aparecer en forma visible el consumo en unidades físicas del servicio de las últimas seis (6) facturaciones cuando se trate de facturaciones mensuales, y de las últimas tres (3) facturaciones, cuando se trate de facturaciones bimestrales; en defecto de lo anterior, deberá aparecer el promedio de consumo en unidades correspondientes al servicio de los últimos seis (6) meses;

- k) Valor del cargo fijo correspondiente.

Parágrafo 1º. Para los servicios de recolección, transporte y disposición final de desechos sólidos, deberá indicarse la frecuencia en la prestación de este servicio.

Parágrafo 2º. En caso que en una cuenta de cobro se facture más de un servicio público domiciliario, deberán cumplirse los requisitos anteriores, respecto de cada uno de ellos.

Artículo 12. De la obligatoriedad de la entrega de la cuenta de cobro o recibo oportunamente. Todo suscriptor y/o usuario tiene derecho a recibir oportunamente la cuenta de cobro o recibo de obligación a su cargo y la empresa la obligación de entregar oportunamente el recibo correspondiente.

Las empresas deberán entregar las cuentas de cobro a los suscriptores y/o usuarios por lo menos con cinco (5) días de antelación a la fecha de pago oportuna señalada en el recibo, para lo cual deberán exigirse, las garantías necesarias para su cumplimiento.

De no encontrarse el suscriptor y/o usuario, el funcionario deberá dejar en el sitio de acceso al inmueble o en la unidad residencial, el respectivo recibo o cuenta de cobro.

En las localidades, zonas o lugares donde no se puedan despachar las cuentas de cobro directamente al inmueble del suscriptor y/o usuario, la entidad deberá informarles con anticipación para que la reclamen en los lugares destinados para el efecto.

En caso de no recibirse, perderse o extraviarse la cuenta de cobro, el suscriptor y/o usuario deberá solicitar un duplicado. El hecho de no recibir la cuenta de cobro no libera al suscriptor y/o usuario de la obligación de atender su pago, salvo que la empresa no haya efectuado la facturación en forma oportuna o no haya enviado las cuentas de cobro oportunamente al suscriptor y/o usuario.

Artículo 13. **Del control de entrega de las cuentas de cobro.** Las empresas de servicios públicos domiciliarios deberán desarrollar sistemas de control mediante pruebas selectivas o procedimientos similares con el fin de constatar que las entregas de cuentas de cobro se están efectuando dentro de los términos del artículo anterior. El incumplimiento del procedimiento establecido será causal de mala conducta del funcionario responsable.

Artículos 14. **Del envío de la cuenta de cobro de una empresa por intermedio de otra.** Las empresas de servicios públicos domiciliarios podrán confiarle a otras empresas de servicios públicos el envío de las cuentas de cobro, en desarrollo de acuerdos institucionales.

Artículo 15. **De la conservación de la copia de las cuentas de cobro.** Las empresas están obligadas a guardar en memoria de las cuentas de cobro, durante los seis meses siguientes, contados a partir de la fecha máxima prevista para el pago oportuno.

Artículo 16. **De la determinación del consumo.** Cuando exista medidor, el consumo se determinará por la diferencia entre la lectura actual del medidor y la lectura anterior, siempre y cuando el medidor esté funcionando correctamente. El consumo así determinado será la base parcial de liquidación de la cuenta de cobro.

Artículo 17. **Del consumo no registrado.** Las empresas de servicios públicos domiciliarios no podrán cobrar valores no facturados por error u omisión en la facturación, excepto en los casos en que se compruebe fraude o adulteración.

Artículo 18. **Del derecho a cobro individual.** Todo suscriptor tiene derecho a que le facturen la prestación de los servicios públicos domiciliarios por el valor correspondiente a su consumo individual. Las empresas estarán obligadas a instalar medidores o contadores individuales cuando la acometida interna sea apta para la medición individual, de acuerdo con las normas que cada empresa establezca. El costo de los medidores o contadores correrá por cuenta del urbanizador, del constructor, o del suscriptor, según el caso.

Para el caso de inquilinatos y de asentamientos calificados como subnormales de acuerdo con los parámetros de evaluación del inventario de zonas subnormales, y que cuenten con medición colectiva, la instalación de medidores individuales se producirá cuando la mayoría absoluta de los usuarios y/o suscriptores así lo solicite, previo cumplimiento de las condiciones técnicas caso en el cual cada suscriptor pagará el consumo individual más el cargo fijo correspondiente.

Artículo 19. **De las cuentas de cobro para inquilinatos.** Cuando sólo exista un medidor o contador, cada inquilino tendrá derecho a ser facturado por su consumo de servicios públicos domiciliarios así: el consumo total se dividirá por el número de unidades familiares independientes que lo componen, con el propósito de encontrar el consumo familiar promedio, el cual se liquidará con las tarifas vigentes para el consumo individual. A lo anterior se le adicionará el valor que resulte de dividir el cargo fijo por el número de unidades familiares.

Artículo 20. **De los consumos de multiusuarios.** Cuando sólo exista un medidor o contador, las cuentas de cobro de consumo de servicios públicos domiciliarios, de edificios multifamiliares de apartamentos, urbanizaciones, condominios, parcelaciones, conjuntos cerrados, edificios de oficinas y todos los demás multiusuarios distintos de los inquilinatos y asentamientos subnormales, serán liquidados así: el consumo total se dividirá por el número de unidades independientes que lo componen, con el propósito de encontrar el consumo unitario promedio, el cual se liquidará con base en las tarifas vigentes para el consumo individual. A lo anterior se le adicionará un cargo fijo para cada unidad.

En el caso de las copropiedades el consumo unitario se calculará con base en los coeficientes previstos en el respectivo reglamento de propiedad horizontal.

Si no existiere medidor o contador individual por causa imputable a la respectiva empresa, al valor del consumo individual de cada usuario se adicionará el valor que resulte de dividir un cargo fijo por el número de unidades.

Artículo 21. **Del lugar y forma de pago de las cuentas de cobro.** Las cuentas de cobro podrán pagarse en dinero en efectivo, o mediante cheque, en las dependencias de la respectiva empresa o en una entidad financiera autorizada para tal efecto. Así mismo, las cuentas de cobro podrán pagarse mediante otras operaciones financieras debidamente autorizadas.

Las empresas de servicios públicos domiciliarios deberán desarrollar convenios con las entidades bancarias y corporaciones de ahorro y vivienda, para facilitar el pago de las cuentas de cobro sin requerir poseer cuenta corriente o de ahorros a nombre del suscriptor y/o usuario.

Las empresas de servicios públicos domiciliarios deberán garantizar a través de sus propias oficinas, o de los convenios realizados con entidades financieras, un amplio horario de atención al público para el pago de las cuentas de cobro, con el fin de facilitar la oportuna cancelación por parte de los suscriptores y/o usuarios que cumplan con un horario de trabajo.

Cuando se realice el pago de una cuenta de cobro, la empresa o la entidad donde realice pago, deberá colocar sello de cancelación y/o timbre de registradora, para que éste sea válido.

Artículo 22. **De la identificación del funcionario.** Cuando el medidor o contador esté ubicado dentro del inmueble, el suscriptor y/o usuario deberá permitir y facilitar la lectura de los contadores y medidores previa identificación del funcionario respectivo con su cédula de ciudadanía y carné con fotografía reciente.

El suscriptor y/o usuario podrán solicitar el traslado del contador o medidor a la parte externa del predio. El costo del traslado correrá por cuenta del suscriptor y/o usuario.

Artículo 23. **De la copia de la lectura.** Los suscriptores y/o usuarios tendrán derecho a que las empresas de servicios públicos domiciliarios ordenen al funcionario que efectúa la lectura entregar constancia del resultado de la misma indicando la fecha. Cuando la entrega de esta constancia no se pudiese efectuar personalmente, el funcionario la deberá dejar en el sitio de acceso al inmueble o unidad residencial.

Artículo 24. De cuándo hay lugar a la facturación con base en el promedio del consumo. La empresa estimará y facturará el consumo en los siguientes casos:

- a) Desperfectos en el medidor que impidan el registro adecuado del consumo;
- b) Retiro provisional del medidor, siempre y cuando el inmueble continúe con el servicio;
- c) Inaccesibilidad al medidor;
- d) Filtraciones y/o fugas imperceptibles en las instalaciones internas del inmueble detectadas por la entidad;
- e) Cuando en una lectura el contador muestre cifras inferiores a las que aparecían en la lectura anterior, salvo que se recomiende el ciclo numérico del medidor;
- f) Razones de conveniencia derivadas del proceso de revisión previa de que trata el artículo 40 del presente Decreto.

Artículo 25. Del promedio del consumo. Para efectos del promedio del consumo cuando sea necesario, la empresa deberá tomar el valor promedio de los últimos seis (6) períodos de consumo normal si la facturación se realiza mensualmente, o de las últimas tres (3) facturaciones cuando éstas se realicen bimestralmente.

Salvo fuerza mayor, no se podrá facturar a un inmueble con base en el promedio de consumo por más de dos (2) períodos si la facturación se realiza bimestralmente, y cuatro (4) períodos si ésta es mensual.

Artículo 26. De la inaccesibilidad al medidor. Si la lectura no fuere posible por no tener acceso a los contadores o medidores, se hará constar dicha circunstancia en el documento respectivo, el cual se dejará en el sitio de acceso al inmueble o unidad residencial, caso en el cual la empresa podrá hacer un promedio del consumo de los últimos seis (6) meses.

Artículo 27. De los ajustes por promedio del consumo. Cuando a un suscriptor y/o usuario se le hubiere facturado con base en los consumos promediados por imposibilidad de leer el medidor, salvo el caso en el que éste no funcione, se realizará un ajuste a la facturación una vez se realice la lectura, según el siguiente procedimiento: El consumo se dividirá por el número de períodos de las lecturas transcurridas a fin de determinar el consumo real por período de lectura: dichos consumos se liquidarán con las tarifas correspondientes a cada período, y las diferencias resultantes con relación a los valores cobrados en dichos meses, se abonarán o se cargarán al usuario según sea el caso.

Artículo 28. De la instalación y revisión periódica de contadores. Corresponde a las empresas la instalación de los contadores o medidores, así como revisarlos cuando lo estimen conveniente para dar cuenta de alteraciones, interferencias, deterioros, mala calidad o rotura de sellos. Esta revisión también podrá ser solicitada por el suscriptor y/o usuario y en tal caso las empresas estarán obligadas a efectuarlo.

El costo de reparación o de reposición de las acometidas y medidores o contadores, será por cuenta del suscriptor y/o usuario una vez expire el período de garantía dado por la entidad que suministra dichos elementos, período que no podrá ser inferior a tres (3) años. Cuando haya necesidad de reponer el medidor o las acometidas se deberán usar elementos nuevos.

En caso de pérdida o destrucción del medidor, o daño de la acometida por vandalismo, el costo de la reposición será en todo caso por cuenta del suscriptor y/o usuario.

Está prohibido al suscriptor y/o usuario operar o trasladar los registros de corte o violar los sellos que la entidad coloque en los medidores.

Artículo 29. De la revisión de instalaciones y contadores. Cuando las empresas requieran revisar las instalaciones internas de los predios o realizar visitas técnicas de revisión e instalación o retiro de contadores, el funcionario que practique la visita debe identificarse con la cédula y el carné de la empresa.

Artículo 30. Del retiro provisional del equipo de medida. La empresa podrá retirar el equipo de medida a fin de verificar su correcto funcionamiento y cambiarlo o exigir su cambio si es necesario.

En caso de retiro del contador la empresa procurará instalar otro con carácter provisional mientras se efectúa la revisión o reparación. El plazo máximo para efectuar dicha revisión o reparación será de seis (6) meses.

Artículo 31. De la asesoría técnica. En los casos de revisión, retiro provisional del equipo de medida, cambio del mismo y visitas técnicas, el suscriptor y/o usuario tiene derecho a solicitar la asesoría y/o participación de un técnico particular o de cualquier persona para que sirva de testigo en el proceso de revisión de los equipos de medida e instalaciones internas, de lo cual se levantará un acta firmada por el funcionario de la empresa, el suscriptor y/o usuario y el técnico particular si lo hubiere.

No obstante, si transcurrido un plazo máximo de un cuarto (1/4) de hora sin hacerse presente se hará la revisión sin su presencia y en todo caso se levantará el acta de que trata el inciso anterior.

Artículo 32. De las causales de suspensión. Las empresas deberán proceder a suspender el servicio cuando el suscriptor y/o usuario se halle incurso en cualesquiera de las siguientes causales:

- a) Falta de pago oportuno, salvo que exista reclamación o recurso interpuesto;
- b) Reparaciones técnicas, mantenimientos periódicos y racionamientos por razones de fuerza mayor, que afecten un municipio o sector del mismo, previa expedición de un acto administrativo debidamente publicado en diarios y emisoras con cobertura en el municipio o zona afectada, y a través de los cuales la empresa debe informar a la comunidad los términos de la suspensión del servicio. Esta publicación deberá hacerse con por lo menos 24 horas de anticipación a la suspensión;
- c) Por inestabilidad del inmueble o del terreno, previo acto administrativo debidamente notificado al suscriptor y/o usuario. En caso de urgencia bastará la simple comunicación a cualquier persona que ocupe el inmueble;
- d) Hacer conexiones fraudulentas o sin autorización de la empresa;
- e) Dar al servicio público domiciliario un uso distinto al declarado o convenido con la empresa;
- f) Proporcionar un servicio público domiciliario a otro inmueble o usuario distinto al beneficiario del servicio;
- g) Realizar modificaciones en las acometidas o hacer conexiones externas, sin autorización previa de la empresa;

h) Aumentar, sin autorización de la empresa, los diámetros de las acometidas, la carga, la capacidad instalada y/o el número de derivaciones telefónicas;

i) Adulterar las conexiones o aparatos de medición o de control, o alterar el normal funcionamiento de éstos;

j) Dañar o retirar el equipo de medida: retirar, romper o adulterar cualquiera de los sellos instalados en los equipos de medida, protección, control o gabinete, o que los existentes no correspondan con los instalados por la empresa;

k) Cancelar facturas con cheques que no sean pagados por el banco respectivo, salvo que exista causa justificada de no pago, sin perjuicio de las acciones legales pertinentes, o cuando se cancele el servicio con una cuenta de cobro adulterada;

l) Interferir en la utilización, operación o mantenimiento de las líneas, redes y demás equipos necesarios para suministrar el servicio público domiciliario, sean de propiedad de la empresa o de los suscriptores;

m) Impedir a los funcionarios, autorizados por las empresas y debidamente identificados, la inspección de las instalaciones internas, equipos de medida o de lectura de los contadores;

n) No permitir el traslado del equipo de medición, la reparación o cambio justificado del mismo, cuando sea necesario para garantizar una correcta medición;

ñ) No ejecutar dentro del plazo fijado, la adecuación de las instalaciones internas a las normas vigentes de la empresa por razones técnicas o de seguridad en el suministro del servicio;

o) Conectar equipos sin la autorización de la empresa a las acometidas externas;

p) Efectuar sin autorización de la empresa una reconexión cuando el servicio se encuentre suspendido;

q) Incumplimiento de las normas ambientales vigentes en el municipio;

r) Cuando se parcele, urbanice o construya sin licencias requeridas por el municipio, o cuando éstas hayan caducado o en contravención a lo preceptuado en ellas, salvo cuando exista prueba de habitación permanente de personas en el predio;

s) Cuando se use o destine un inmueble a un fin distinto al previsto en la respectiva licencia o patente de funcionamiento, o para quienes usen un inmueble careciendo de ésta, estando obligados a obtenerla, salvo cuando exista prueba de la habitación permanente de personas en el predio;

t) Cuando lo solicite el suscriptor, salvo cuando el inmueble se encuentre habitado por un tercero, en cuyo caso se requerirá el consentimiento expreso y escrito de dicho terreno.

Artículo 33. Del restablecimiento del servicio en caso de suspensión. Para restablecer el suministro del servicio, es necesario que se elimine la causa que originó la suspensión, se cancelen las tarifas de reconexión y reinstalación, así como los demás pagos a que hubiere lugar.

La reanudación del servicio deberá realizarse a más tardar dentro de los dos (2) días hábiles siguientes al pago, so pena de perder la empresa en favor del suscriptor y/o usuario el valor de la sanción por reconexión, el cual se deberá abonar a la cuenta de cobro inmediatamente posterior.

El no cumplimiento de la reconexión en el término aquí establecido hará incurrir al funcionario responsable en causal de mala conducta.

En todo caso, no podrá cobrarse suma alguna por concepto de reconexión, cuando el servicio no hubiere sido efectivamente suspendido.

Artículo 34. Del acta de reconexión. Las empresas de servicios públicos domiciliarios dejarán constancia escrita de la fecha en que hubieren efectuado la reconexión, la que entregarán en copia al suscriptor y/o usuario y de no ser posible la entrega personal la dejarán en el lugar de acceso al inmueble, de la unidad residencial.

Artículo 35. De las causales de corte del servicio. La empresa debe proceder al corte del servicio por una cualesquiera de las siguientes causales:

a) Suspensión del servicio por un periodo continuo superior a seis (6) meses, excepto cuando la suspensión haya sido solicitada por el suscriptor, y/o cuando la suspensión obedezca a causas provocadas por la empresa;

b) Reconexión del servicio no autorizada, por más de dos (2) veces consecutivas, sin que se haya eliminado la causa que dió origen a la suspensión;

c) Incurrir por más de dos (2) veces en la adulteración de las conexiones, aparatos de medición, equipos de control y sellos, o alteraciones que impidan el funcionamiento normal de los mismos;

d) Cuando lo solicite el suscriptor, salvo cuando el inmueble se encuentre habitado por un tercero, en cuyo caso se requerirá el consentimiento expreso y escrito de dicho tercero.

Artículo 36. Del restablecimiento del servicio en caso de corte. Para el restablecimiento del servicio, el interesado deberá cumplir con los requisitos para las solicitudes nuevas y pagar las deudas pendientes que a nombre de éste y del respectivo inmueble existan, así como las sanciones pecuniarias, los intereses moratorios de ley y las tarifas de reinstalación.

Artículo 37. De la falla en la prestación del servicio. Cuando el servicio deje de prestarse, sin existir suspensión ni corte del mismo, el suscriptor y/o usuario podrán exigir que la empresa realice las revisiones y reparaciones a que haya lugar para lograr el inmediato restablecimiento del servicio.

Artículo 38. Del descuento por falla en la prestación del servicio. En caso que el suscriptor y/o usuario no pueda hacer uso del servicio por causa imputable a la empresa durante un término superior a veinticuatro (24) horas, éste tendrá derecho a un descuento del cargo fijo proporcional al tiempo que persista esta situación, en los términos que establezca la Junta Nacional de Tarifas.

Para los efectos de este artículo y tratándose del servicio de recolección, transporte y disposición final de desechos sólidos las empresas que presten este servicio no podrán cobrar por éstos si no los tienen establecidos en forma regular para el barrio o sector del respectivo usuario y/o suscriptor, o si en un mes determinado la frecuencia de recolección es inferior al cincuenta por ciento (50%) de lo establecido para esta zona.

Con el fin de ejercer este derecho el suscriptor y/o usuario deberá presentar su queja en la forma prevista en el artículo 51 del presente Decreto.

La fecha de presentación de la queja servirá como base para que se comience a contar la duración de la falla en la prestación del servicio, restablecido el cual la empresa deberá dejar constancia escrita del hecho a disposición del quejoso en la Oficina de Quejas y Reclamos de la empresa. Dicha oficina remitirá, de oficio la información sobre la duración de la falla a la dependencia competente para que ésta efectúe los descuentos correspondientes.

Artículo 39. De los cobros no autorizados. La empresa no podrá cobrar servicios no prestados, tarifas, ni conceptos diferentes a los autorizados por la autoridad competente, ni podrá alterar la estructura tarifaria definida para cada servicio público domiciliario.

Artículo 40. De la revisión previa. Las empresas de servicios públicos domiciliarios deberán estructurar mecanismos eficientes que permitan someter su facturación a un proceso de revisión previa. Para este efecto deberán comparar el consumo registrado con el promedio de consumo de los últimos tres periodos si la facturación es bimestral, o seis periodos si es mensual.

Es obligación de las empresas que prestan los servicios mencionados investigar las razones y corregir los errores de facturación que se presenten, especialmente cuando haya manifiesta diferencia entre el consumo facturado del usuario y/o suscriptor con los promedios anteriores. No se podrá enviar cuenta de cobro al usuario y/o suscriptor si previamente no se ha cumplido la obligación de investigar la causa de alto consumo.

Artículo 41. De la obligación de realizar visitas. La empresa que preste el servicio público domiciliario deberá practicar las visitas y realizar las pruebas técnicas que se requieran, con el fin de constatar en el inmueble y sobre las instalaciones internas del mismo, la causa que originó el aumento del consumo detectado en la revisión previa.

Artículo 42. Del tratamiento por fugas. Si como consecuencia de las pruebas realizadas se comprueba la existencia de una fuga visible, la entidad informará de ello al usuario y/o suscriptor en la fecha de revisión y le advertirá que dicho consumo le será facturado.

Cuando la fuga fuere imperceptible y haya sido detectada por la entidad, ésta no facturará los consumos originados por esta causa, sino que facturará el consumo promedio de los últimos seis (6) periodos de consumo normal, adicionando el cargo fijo vigente.

La empresa asumirá el valor correspondiente al consumo causado por las fugas imperceptibles durante dos (2) periodos de facturación si ésta es bimestral, o cuatro (4) meses si ésta es mensual. Este plazo se otorga al suscriptor y/o usuario como período de gracia durante el cual debe realizar las diligencias y tomar las medidas tendientes a reparar el daño que ha ocasionado la fuga. A partir del vencimiento del plazo, la empresa cobrará la totalidad del consumo registrado.

Artículo 43. De la detección de daños. Las empresas de servicios públicos domiciliarios están en la obligación de ayudar a los usuarios y/o suscriptores a detectar el sitio y la causa de la fuga.

Los costos de reparación de la misma, correrán por cuenta del usuario y/o suscriptor, ya sea que lo haga utilizando los servicios de la empresa o de un tercero.

Detectada la fuga por parte de la empresa, ésta procederá a reliquidar la cuenta de cobro de acuerdo a lo previsto en el artículo 42 del presente Decreto.

CAPITULO IV

Del procedimiento para la reclamación.

Artículo 44. Derecho de reclamación y queja. En desarrollo del derecho de petición en interés particular previsto en el Capítulo III del Título I, Libro I, parte primera del Código Contencioso Administrativo, todo suscriptor y/o usuario, tendrá derecho a presentar ante las empresas de servicios públicos domiciliarios las quejas y reclamaciones que considere necesarias.

Artículo 45. De la queja. La queja es el medio por el cual el usuario o suscriptor pone de manifiesto su inconformidad con la actuación de determinado o determinados funcionarios, o su inconformidad con la forma y condiciones en que se ha prestado el servicio. Cuando se trate de empresas o empleados oficiales, la queja también podrá interponerse ante la Personería Municipal o Distrital, o ante la Procuraduría General de la Nación, según el caso.

Artículo 46. De la reclamación. La reclamación es una actuación preliminar mediante la cual la empresa revisa la facturación de los servicios públicos a solicitud del interesado, para tomar una posterior decisión final definitiva del asunto, en un todo de conformidad con los procedimientos previstos en el Código Contencioso Administrativo y las disposiciones reglamentarias contenidas en el presente Decreto.

Artículo 47. De las organizaciones populares de vivienda. Sin perjuicio de que las solicitudes y quejas puedan ser presentadas ante las empresas públicas domiciliarias en forma individual o colectiva, o mediante apoderado, podrán presentarse también por intermedio de las Organizaciones Populares de Vivienda señaladas en el artículo 62 de la Ley 9ª de 1989, con el objeto de coadyuvar al desarrollo de los programas de vivienda por sistemas de autogestión o participación comunitaria.

Artículo 48. Del pago y de la reclamación. Ninguna empresa de servicios públicos podrá exigir la cancelación de la cuenta de cobro como requisito para atender un reclamo relacionado con la facturación, ni podrá suspender el servicio hasta tanto haya practicado las visitas y pruebas de carácter técnico que se requieran para identificar la causa que originó la reclamación y haya comunicado por escrito al usuario y/o suscriptor el resultado de las mismas y de los recursos de reposición y apelación que hubieren sido interpuestos.

Lo anterior no obstante, el suscriptor y/o usuario deberá pagar las sumas no reclamadas, el promedio del consumo normal de las últimas tres facturaciones si el consumo es bimestral, o el promedio de las últimas seis facturaciones previas al reclamo, si es mensual.

Si durante el trámite de la reclamación y de los recursos las facturaciones siguientes a la reclamada o recurrida se presentare motivo de inconformidad originado en la misma causal que determinó el primer reclamo o recurso, se acumularán los nuevos reclamos al inicial, con la sola solicitud que en dicho sentido presente el suscriptor, sin que por lo anterior se entiendan prorrogados los términos para decidir establecidos en el presente decreto. El pago de los servicios correspondientes a los nuevos reclamos se deberá efectuar conforme a las mismas reglas del inciso anterior. Si la causal que origina el nuevo reclamo fuere distinta a la del primero, deberá presentarse un reclamo independiente.

Las empresas sólo podrán suspender el servicio si transcurridos veinte (20) días hábiles desde la fecha en que se le comunicó al suscriptor o usuario el monto que debe cancelar como resultado de la investigación o visita, éste no lo hiciere.

Artículo 49. De las causales de reclamación. Contra las cuentas de cobro procederán las siguientes causales de reclamación:

- a) Las que se funden en la falta de envío oportuno de las cuentas de cobro;
- b) Las que se funden en el envío de las cuentas de cobro con omisión de alguno de los requisitos establecidos en el artículo 12 de este Decreto;
- c) Las que se funden en errores al clasificar el servicio dentro de una categoría distinta a la cual pertenece el uso del inmueble;
- d) Las que se funden en errores aritméticos al elaborar la liquidación de las cuentas de cobro;
- e) Las que se funden en errores en cuanto a la estratificación socio-económica del inmueble;
- f) Las que se funden en errores en la determinación del valor de la unidad de consumo o en las lecturas de los contadores o de la tarifa básica;
- g) Las que se funden en errores de consumo estimados;
- h) Las que se funden en el doble cobro del servicio o cuentas de cobro anteriores canceladas total o parcialmente;
- i) Las que se funden en daños de los contadores o medidores de consumo;
- j) Las que se funden en la violación de las tarifas vigentes;
- k) Las que se funden en la manifiesta diferencia entre el consumo facturado del usuario y/o suscriptor con los promedios anteriores;
- l) Las que se funden en la violación de prohibiciones contenidas en este Decreto;
- m) Las que se funden en servicios no prestados;
- n) Las que se funden en las fallas en la prestación del servicio;
- o) Las demás que determine la ley.

Parágrafo. En una misma reclamación podrán esgrimirse varias causales de reclamación.

Artículo 50. De la Oficina de Quejas y Reclamos. Todas las empresas de servicios públicos domiciliarios dispondrán de una oficina encargada de recibir, atender, tramitar y resolver las quejas y reclamos que presenten sus usuarios y/o suscriptores, creada de conformidad con las normas que regulen su régimen jurídico.

Estas oficinas llevarán una relación detallada de todas las quejas y reclamos presentadas que incluya: el motivo de la queja o reclamo, la fecha en que se presentó, el medio que se utilizó para presentarla, el tiempo que le tomó a la empresa resolver sobre la misma y la respuesta que se dio al suscriptor o usuario. Esta información estará disponible en todo momento para consulta de las personas naturales o jurídicas que lo soliciten, y en particular de las autoridades competentes para vigilar y regular la prestación de los servicios

públicos domiciliarios, la Superintendencia de Industria y Comercio, la Procuraduría General de la Nación y las personerías municipales y/o distritales.

Artículo 51. Del trámite de las quejas y reclamos. Las quejas y los reclamos podrán presentarse verbalmente o por escrito. Si estos fueren presentados verbalmente, debe efectuarse personalmente por parte del reclamante y el funcionario receptor del mismo estará obligado a expedir y entregar al reclamante una certificación o constancia a cerca del contenido del mismo. Si el reclamo hubiese sido presentado en forma escrita, el funcionario receptor deberá fechar, firmar y sellar una copia del reclamo la cual quedará en poder del reclamante.

La presentación de los reclamos, tanto verbales como escritos, presentados personalmente o por conducto de persona autorizada, no requerirá de formalidad adicional alguna ni de autenticaciones ni de apoderado especial.

Todo reclamo presentado por cualquier suscriptor y/o usuario, debe ser tramitado por la respectiva empresa en los términos establecidos en este Decreto, so pena de ser sancionado el respectivo funcionario o funcionarios por negligencia al haber hecho incurrir en mora a la empresa.

Artículo 52. Del funcionario competente para resolver. El funcionario competente para resolver las reclamaciones deberá ser un inferior inmediato del Gerente o representante legal de la empresa.

Artículo 53. De los documentos o visitas técnicas en la reclamación. Con la reclamación se podrán aportar toda clase de documentos o pruebas y solicitar las visitas técnicas o revisiones internas por parte de la empresa al inmueble respectivo para verificar los hechos constitutivos del reclamo.

En el caso del servicio de recolección de basuras, las revisiones se efectuarán confrontando el reclamo con la frecuencia del servicio establecida para el sector.

Artículo 54. De la asesoría al usuario en la reclamación. Las personerías municipales y/o distritales deberán asesorar a los suscriptores y/o usuarios que le soliciten personalmente, en el procedimiento de reclamación, mediante la elaboración de un formato de reclamos o el diligenciamiento del mismo, el señalamiento de los trámites o pasos necesarios, la información adicional requerida para hacer uso del derecho al reclamo y la vigilancia de la conducta de los funcionarios de las empresas y del procedimiento llevado a cabo para resolver el reclamo.

Artículo 55. Del término para responder la reclamación. La empresa responderá las reclamaciones dentro del término de quince (15) días hábiles, contados a partir de la fecha de presentación de la reclamación y/o queja.

Artículo 56. De la notificación de la decisión administrativa. La notificación de la decisión sobre una reclamación se efectuará en la forma prevista en los artículos 44 a 47 del Código Contencioso Administrativo.

Artículo 57. De los recursos. Contra la decisión administrativa que resuelva el reclamo procederá el recurso de reposición ante el mismo funcionario que profirió la decisión, y el recurso de apelación ante el Gerente o representante legal.

Estos recursos se interpondrán personalmente o por conducto de apoderado debidamente constituido en la forma prevista en el Código Contencioso Administrativo.

Artículo 58. Del procedimiento ante una decisión negativa en firme. Negada una reclamación sin que se hubieren interpuesto los recursos de reposición y de apelación en forma oportuna, o resueltos éstos desfavorablemente, el suscriptor y/o usuario deberán pagar las sumas facturadas, las cuales serán incluidas en la siguiente facturación junto con los intereses corrientes sobre la suma debida, liquidados desde la fecha en que debió efectuarse el pago, hasta el día en que éste se produzca. Las empresas diseñarán y reglamentarán sistemas de financiación para el pago resultante de reclamaciones y recursos resueltos negativamente.

Artículo 59. Del procedimiento ante una decisión positiva en firme. Acogida o aceptada total o parcialmente la reclamación y/o los recursos de reposición o apelación, que resulte en un saldo a favor del usuario y/o suscriptor, la empresa deberá abonar en la siguiente facturación el valor correspondiente.

Artículo 60. De la aplicación del Código Contencioso Administrativo. Las normas del Código Contencioso Administrativo se aplicarán a las quejas, reclamaciones y recursos previstos en el presente Capítulo.

Artículo 61. Del Comité de Reclamos. Las empresas de servicios públicos domiciliarios dispondrán de un Comité de Reclamos, creado conforme a las normas que regulen su régimen jurídico, como cuerpo asesor del representante legal de la empresa, integrado por los siguientes miembros que gozarán de voz y voto.

Dos (2) principales y dos (2) suplentes designados por el representante legal de la empresa y quienes deberán ser funcionarios de la misma. Uno de dichos representantes será el Jefe o Director de la Oficina de Quejas y Reclamos, y ejercerá las funciones de Secretario Ejecutivo del Comité.

Dos (2) principales y dos (2) suplentes, que deben ser escogidos por los miembros de la Junta Directiva, de su seno, debiendo recaer la escogencia en aquellos miembros que asisten en representación de los usuarios. Si no los hubiere, la designación recaerá sobre los representantes del concejo del respectivo municipio, y

Un (1) delegado del personero de la localidad.

Artículo 62. De las funciones de los comités de reclamos. Serán funciones principales de los comités de reclamos las siguientes:

a) Colaborar y coordinar con las empresas de servicios públicos domiciliarios la tramitación de las reclamaciones individuales, colectivas o generales que se presenten ante la empresa y procurar mediante su intervención una mejor prestación de los servicios;

b) Velar porque los reclamos sean atendidos en forma eficaz y oportuna;

c) Ejercer una veeduría permanente sobre las oficinas internas de la empresa, encargadas de atender y resolver los reclamos de los suscriptores y apremiarlas para que cumplan debidamente sus funciones cuando hay lugar a ello;

d) Proponer a la administración de la empresa, la implantación de normas, sistemas y procedimientos tendientes a lograr una mayor prontitud y eficacia en la atención de los reclamos de los suscriptores y/o usuarios.;

e) Solicitar cuando lo estime necesario, la intervención de la personería;

f) Asesorar a los suscriptores para la apropiada presentación de sus reclamos;

g) Emitir concepto al representante legal de la empresa en lo concerniente a las reclamaciones y recursos interpuestos por los suscriptores, usuarios o quejas de las Organizaciones Populares de Vivienda;

h) Las demás que le asigne la ley.

Artículo 63. De la reglamentación del funcionamiento de los comités. Las Juntas Directivas de cada una de las empresas a que se refiere este Decreto procederán a reglamentar lo referente al período, a la frecuencia de las sesiones, y demás aspectos sobre el funcionamiento del Comité de Reclamos.

CAPITULO V

De las disposiciones varias.

Artículo 64. Del reglamento interno de las empresas. Toda empresa que preste servicios públicos domiciliarios debe expedir un reglamento que contenga las normas bajo las cuales preste dichos servicios, en un todo de conformidad con las normas del presente Decreto.

Artículo 65. De la publicidad del presente Estatuto. Las empresas de servicios públicos domiciliarios publicarán el presente Estatuto dentro de seis (6) meses siguientes a la vigencia del presente Decreto.

Artículo 66. De la vigencia. El presente Decreto regirá a partir de su publicación en el Diario Oficial y deroga todas las disposiciones que se sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 22 de julio de 1991.

CESAR GAVIRIA TRUJILLO

El Ministro de Desarrollo Económico,

Ernesto Samper Pizano.

El Ministro de Comunicaciones,

Alberto Casas Santamaría.

El Jefe del Departamento Nacional de Planeación,

Armando Montenegro.

**DECRETO NUMERO 0562 DE 1992
(abril 1º)**

por el cual se establece la suspensión del servicio de energía eléctrica a los usuarios por su uso no racional durante los períodos de racionamiento originados en la escasez del recurso energético.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus facultades constitucionales, en especial de las conferidas por los artículos 189, ordinal 11; 334, 365 y 370 de la Constitución Política y en desarrollo de los artículos 1º, 58, inciso 2º; 95, ordinal 1º; 209, 333, incisos 1º y 3º, y 365 de la Carta y del artículo 1º de la Ley 126 de 1938, y

CONSIDERANDO:

Que el agudo verano por el que atraviesa el país y las difíciles circunstancias en que se encuentra el sector eléctrico han generado una grave escasez del recurso energético;

Que para asegurar la permanencia del abastecimiento de energía eléctrica a los ciudadanos, las autoridades se han visto obligadas a aplicar racionamientos en el suministro del servicio a los usuarios;

Que, con miras a garantizar la prevalencia del interés general, la efectividad de los derechos consagrados por la Constitución Política y la prestación del servicio público fundamental de energía eléctrica a todos los habitantes del territorio nacional, deben adoptarse las medidas necesarias para evitar el uso no racional del servicio por parte de los usuarios durante el tiempo en que deban continuar aplicándose los racionamientos;

Que el literal b) del artículo 32 del Decreto 1842 de 1991 faculta a las empresas de servicios públicos para suspender el servicio cuando el suscriptor y/o usuario se halle incurso en la causal de racionamiento por razones de fuerza mayor,

DECRETA:

Artículo 1º. Las entidades encargadas de la prestación del servicio de energía eléctrica podrán proceder a la suspensión del servicio a aquellos usuarios que, a juicio de ellas, hagan uso indebido o no racional de la energía eléctrica en oposición a las políticas trazadas durante el tiempo en que las circunstancias indicadas en la parte motiva exijan la aplicación de los racionamientos para asegurar la permanencia de la prestación del servicio a los habitantes del territorio nacional.

Artículo 2º. Cuando, a pesar de la aplicación de la causal de suspensión del servicio prevista en el artículo 1º, el usuario persista en el uso no racional de la energía eléctrica, la empresa respectiva procederá al corte del servicio e impondrá las sanciones pecuniarias a que haya lugar de conformidad con las disposiciones legales y reglamentarias.

Artículo 3º. Para el restablecimiento del servicio los usuarios deberán cumplir con las condiciones fijadas por los reglamentos de las empresas y cancelar los cargos a que hubiere lugar.

Artículo 4º. Contra las providencias que determinen la aplicación de las medidas contempladas por el presente Decreto procede el recurso de reposición en los términos del Código Contencioso Administrativo.

Artículo 5º. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 1º de abril de 1992.

CESAR GAVIRIA TRUJILLO

El Ministro de Desarrollo Económico,

Jorge Ospina Sardi.

El Ministro de Minas y Energía,

Juan Camilo Restrepo Salazar.

**DECRETO NUMERO 2119 DE 1992
(diciembre 29)**

**por el cual se reestructura el Ministerio de Minas y Energía,
el Instituto de Asuntos Nucleares - IAN y Minerales
de Colombia S.A., MINERALCO.**

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de las atribuciones que le confiere el Artículo Transitorio 20 de la Constitución Política y teniendo en cuenta las recomendaciones de la Comisión de que trata el mismo artículo,

DECRETA:

TITULO I

SECTOR DE MINAS Y ENERGIA

Artículo 1º. **Adicionado por el artículo 4º del Decreto 10 de 1995.** Integración.- El Sector de Minas y Energía de la Nación estará constituido por el Ministerio de Minas y Energía y los siguientes organismos que le están adscritos o vinculados:

Establecimientos públicos adscritos:

1. Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería y Química - INGEOMINAS.
2. Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas - INEA.

Empresas Industriales y Comerciales del Estado vinculadas:

1. Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL.
2. Minerales de Colombia S.A. - MINERALCO.
3. Financiera Energética Nacional S.A.- FEN.
4. Carbones de Colombia S.A. - CARBOCOL.
5. Interconexión Eléctrica S.A. - ISA.
6. Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - ICEL.
7. Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica - CORELCA
8. Compañía Carbones del Oriente S.A.- CARBORIENTE S.A.

Sociedades de Economía Mixta:

9. Empresa Eléctrica del Oriente.
10. Empresa Colombiana de Generación, Ecogen.

Entidad descentralizada indirecta.

11. Empresa de Energía del Pacífico S.A., EPSA, creada por el Decreto 1275 de 1994.

Artículo 2°. De la Tutela y el Control Administrativo.- La tutela y el control administrativo sobre las entidades mencionadas en el artículo anterior, la ejercerá el Ministerio de Minas y Energía en los términos previstos por los Decretos - Leyes 1050 de 1968 y 130 de 1976, y en las normas que los modifiquen o adicionen, así como en las respectivas normas estatutarias.

TITULO II

FUNCIONES GENERALES DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA Y
EN RELACION CON SUS SUBSECTORES

CAPITULO I

FUNCIONES GENERALES DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Artículo 3°. **Adicionado por el artículo 5° del Decreto 10 de 1995.** Funciones Generales.- Además de las funciones que señala a los Ministerios el Decreto - Ley 1050 de 1968, y las normas que lo modifiquen o adicionen, el Ministerio de Minas y Energía ejercerá las siguientes funciones generales:

1. Adoptar la política nacional en materia de exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales e hidrocarburos, así como la política sobre generación, transmisión, interconexión, distribución y establecimiento de normas técnicas en materia de electricidad, sobre el uso racional de energía y el desarrollo de las fuentes alternativas y, en general, sobre todas las actividades técnicas, económicas, jurídicas, industriales y comerciales relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país, en concordancia con los planes generales de desarrollo;

2. Formular y adoptar los planes de desarrollo del sector minero energético del país, en concordancia con los planes generales de desarrollo y con la política macroeconómica del Gobierno Nacional. En ejercicio de esta función deberán identificarse las necesidades del sector minero energético y los planes generales deberán estar orientados a satisfacer esta demanda;

Para tal efecto, el Ministerio podrá adelantar, directamente o en coordinación con otros organismos públicos o privados, investigaciones de cualquier orden, que se relacionen con las actividades propias del sector;

3. **Adicionado por el artículo 6° del Decreto 10 de 1995.** Organizar, operar y mantener el sistema único de información del sector minero energético nacional, para lo cual deberá llevar el censo de las diferentes actividades del sector y en general, obtener todos los datos estadísticos necesarios para la elaboración y formulación de los programas y políticas;

Así mismo, para consulta de las autoridades y del público en general, debe desarrollar y mantener un sistema adecuado de información del subsector de energía eléctrica;

4. Dictar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones constitucionales, legales y reglamentarias relacionadas con la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución, procesamiento, beneficio, comercialización y exportación de los recursos naturales no renovables, así como las relativas a la generación, transmisión, interconexión, distribución y control técnico de la generación de energía;

5. Divulgar las políticas, planes y programas del sector. En desarrollo de esta función, el Ministerio podrá, directamente o a través de sus entidades descentralizadas, realizar campañas informativas y publicitarias y en general, emplear todos los medios de comunicación que sean necesarios para la consecución de este fin;

6. **Modificado por el artículo 7° del Decreto 10 de 1995.** En especial, le corresponde velar junto con otras autoridades, por el cumplimiento de los planes y las disposiciones sobre protección, conservación, recuperación, de los recursos naturales y ambientales que sean utilizados en los proyectos desarrollados por el sector eléctrico.

7. Prestar directamente o a través de sus entidades descentralizadas o de las autoridades regionales y locales, asistencia técnica al sector minero y estimular el desarrollo de las actividades mineras a través de formas asociativas.

8. Sin perjuicio de la competencia jurisdiccional, proponer fórmulas de solución a los conflictos que puedan presentarse entre las empresas del sector de minas y energía.

9. **Adicionado por el artículo 8° del Decreto 10 de 1995.** Celebrar los contratos de fiducia mercantil para el manejo y administración de los recursos presupuestales de la Unidad de Planeación Minero Energética y de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

10. **Adicionado por el artículo 8º del Decreto 10 de 1995.** Velar por la protección de los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica y poner en conocimiento de las correspondientes autoridades toda la actuación que atente contra los principios que rigen su prestación o desconozcan su normatividad.

11. **Adicionado por el artículo 8º del Decreto 10 de 1995.** Elaborar el plan de gestión y resultados de corto y mediano plazo que oriente el desempeño del Ministerio.

Parágrafo. Adicionado por el artículo 5º del Decreto 10 de 1995. Cuando este artículo menciona los planes generales de desarrollo debe entenderse que es el Plan Nacional de Desarrollo.

Decreto 27 de 1995, art. 2º. Funciones del Ministerio de Minas y Energía: De conformidad con lo previsto en la Ley 142 de 1994, le corresponde al Ministerio de Minas y Energía cumplir las siguientes funciones:

1. En forma privativa, planificar, asignar en cuanto sea necesario, y gestionar el uso de gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, privadas y/o mixtas.
2. Elaborar máximo cada cinco (5) años un plan de expansión de la cobertura del servicio público de gas combustible, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse, y las privadas que deben estimularse. Este plan deberá incluir la expansión del sistema de transporte por redes.
3. Asegurar que se realicen en el país, por medio de empresas oficiales, privadas y/o mixtas, las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos, y de redes para otros servicios públicos que surjan por el desarrollo tecnológico y que requieran redes de interconexión, según concepto previo del Consejo Nacional de Política Económica y Social.
4. Cuando la Nación (Ministerio de Minas y Energía) lo considere necesario, y se trate de organizar el transporte, la distribución y el suministro de hidrocarburos de propiedad nacional que puedan resultar necesarios para la prestación de los servicios públicos domiciliarios regulados por la Ley 142 de 1994, podrá directamente o a través de contratos con terceros, organizar licitaciones a las que pueda presentarse cualquier empresa pública o privada, nacional o extranjera. La Comisión de Regulación de Energía y Gas señalará, por vía general, las condiciones de plazo, precio y participación de usuarios y terceros que deben llenar tales contratos para facilitar la competencia y proteger a los usuarios.
5. Apoyar en las áreas técnica, administrativa y de desempeño financiero, a las empresas oficiales que presten los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, así como a los municipios que asuman directamente la prestación del servicio de distribución domiciliaria de electricidad; a las empresas organizadas con participación mayoritaria de la Nación o de los departamentos, y a las empresas cuyo capital pertenezca mayoritariamente a una o varias cooperativas o empresas asociativas de naturaleza cooperativa, que tengan a su cargo la prestación de los mismos servicios públicos domiciliarios.
6. Celebrar los contratos especiales para la gestión de los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible, con sujeción a lo previsto en el Título II, Capítulo II, de la Ley 142 de 1994, en cuanto dicha competencia no esté asignada a otra autoridad.
7. Establecer áreas de servicio exclusivo para la prestación de los servicios públicos de distribución domiciliaria de energía eléctrica y de gas combustible por red, y celebrar los contratos con los proponentes que seleccione para prestar los servicios en tales áreas, de conformidad con lo señalado en la Ley 142 de 1994.
8. Exigir que las empresas oficiales que presten los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible, tengan una administración profesional y eficiente acordes con las necesidades de desarrollo del servicio en el mediano y largo plazo, y cumplan los planes de gestión debidamente aprobados, en cuanto dicha función no esté asignada en forma expresa a otra autoridad.

9. Crear estímulos a la inversión de los particulares en el servicio público domiciliario de gas combustible. También creará estímulos a los usuarios que consuman gas combustible, con el fin de propender por la utilización de fuentes alternativas de energía y para estimular la generación de empleo productivo, especialmente en microempresas. Dichos estímulos se orientarán, preferencialmente, a facilitar la adquisición de equipos industriales o caseros destinados a microempresas que consuman gas combustible.
10. Promover y apoyar las personas prestadoras del servicio público domiciliario de gas combustible.
11. Señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras y equipos, así como los procedimientos que utilicen las empresas de servicios públicos de los sectores de energía eléctrica y de gas combustible, cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida a la competencia.
12. Identificar fuentes de financiamiento para los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible, colaborar en las negociaciones del caso; y procurar que las empresas que prestan tales servicios compitan en forma adecuada por esos recursos.
13. Recoger información sobre las nuevas tecnologías y sistemas de administración de los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible, y de us actividades complementarias, y divulgarla entre las empresas de servicios públicos, directamente o en colaboración con otras entidades públicas o privadas.
14. Desarrollar y mantener sistemas adecuados de información relativos a los servicios públicos bajo su competencia, para el uso de las autoridades y del público en general.
15. Velar por la protección de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y de gas combustible, y poner en conocimiento de las correspondientes autoridades toda actuación que atenten contra los principios que rigen su prestación o desconozcan su normatividad.
16. Identificar el monto de los subsidios que deberá dar la Nación para los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible, y los criterios con los cuales deberían asignarse; y hacer las propuestas del caso durante la preparación del presupuesto de la Nación.
17. Ejercer la vigilancia técnica y administrativa de la industria de hidrocarburos en sus ramas de refinación y transporte, en cuanto la competencia no se encuentre asignada a otra autoridad.
18. Estudiar y conceptuar sobre solicitudes de derechos de importación de equipos de perforación de oleoductos, gasoductos y refinerías, y supervisar las especificaciones y destinación de los materiales así importados.
19. Estudiar y conceptuar desde el punto de vista técnico sobre los proyectos, estudios e informes relacionados con la construcción de refinerías y oleoductos.
20. Ejercer la vigilancia técnica del comercio de los combustibles líquidos derivados del petróleo, en todas sus etapas, en cuanto no corresponda a otra autoridad.

CAPITULO II

(Modificado por el artículo 9º del Decreto 10 de 1995 y el artículo 3º del Decreto 27 de 1995).

DEL SUBSECTOR DE ENERGIA ELECTRICA

Artículo 4º. Funciones específicas del subsector de energía eléctrica. Corresponde al Ministerio de Minas y Energía ejercer las siguientes funciones de carácter especial, en relación con el subsector de energía eléctrica:

1. Fijar los criterios básicos que orienten el planeamiento de la transmisión y la distribución de electricidad.

2. Celebrar los contratos de concesión relacionados con la generación, interconexión y redes de transmisión de electricidad entre regiones, conforme a la Ley 143 de 1994.

3. Crear las condiciones para la investigación, desarrollo y aprovechamiento de pequeñas centrales hidroeléctricas y otras fuentes alternas de energía. De conformidad con lo establecido en el Plan Energético Nacional y en los planes de desarrollo subsectoriales, tales actividades podrán ser desarrolladas por otras entidades estatales, por personas privadas o por universidades, que se ocupen de estas áreas.

4. Aprobar los proyectos de energización rural financiados con recursos del Fondo Nacional de Regalías, de conformidad con los planes de desarrollo de las empresas. El Ministerio de Minas y Energía establecerá los requisitos necesarios para dicha aprobación.

5. Velar por el desarrollo y la ejecución de estudios de preinversión asociados con proyectos de generación de electricidad, de acuerdo con las prioridades establecidas en el Plan de Expansión de Generación.

6. Coordinar y hacer el seguimiento de las actividades que desarrolle el sector de energía eléctrica, en cuanto la competencia no esté asignada expresamente a otra autoridad.

Decreto 27 de 1995, art. 3º, Funciones específicas del Subsector de Energía Eléctrica: Corresponde al Ministerio de Minas y Energía ejercer las siguientes funciones de carácter especial, en relación con el subsector de energía eléctrica:

1. Asegurar que se realicen en el país las actividades de generación e interconexión a las redes nacionales de energía eléctrica, por intermedio de personas jurídicas públicas, privadas y/o mixtas.
2. Establecer áreas de servicio exclusivo para la distribución domiciliaria de electricidad, y celebrar los respectivos contratos con los proponentes seleccionados para la prestación del servicio en dichas áreas.
3. Organizar y administrar, el fondo de solidaridad y redistribución de ingresos de la nación (Ministerio de Minas y Energía), de que trata el artículo 89, ordinal 3, de la Ley 142 de 1994. El Ministerio celebrará todos los actos indispensables para cumplir con el objetivo de dicho fondo.
4. Determinar el monto de los subsidios que debe dar la Nación para satisfacer el consumo de subsistencia de los usuarios de menores ingresos; solicitar a las autoridades competentes el otorgamiento de los recursos presupuestales indispensables para atender su pago, y velar por la correcta utilización de los recursos destinados al cumplimiento de dicha finalidad, de conformidad con las normas legales vigentes.
5. Promover la masificación del servicio de distribución domiciliaria de electricidad.
6. Prestar directamente el servicio público domiciliario de electricidad, cuando los departamentos y los municipios no tengan la capacidad suficiente para ello. En tales eventos, deberá encomendar su prestación a las entidades descentralizadas pertenecientes a su sector administrativo, cuyo objeto social sea la prestación de este servicio.
7. Señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras y equipos, así como los procedimientos que utilicen las empresas de servicios públicos del sector de energía eléctrica, cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida a la competencia.
8. Identificar fuentes de financiamiento para el servicio público de energía eléctrica, colaborar en las negociaciones del caso, y procurar que las empresas del sector compitan en forma adecuada por esos recursos.
9. Exigir que las empresas que presten el servicio público domiciliario de energía eléctrica, tengan una administración profesional y eficiente acordes con las necesidades de desarrollo del servicio en el mediano y largo plazo, y el cumplimiento de los planes de gestión debidamente aprobados, en cuanto dicha función no esté asignada en forma expresa a otra autoridad.

10 Verificar, en forma selectiva, que las obras, equipos y procedimientos de las empresas del sector eléctrico se ajusten a las disposiciones expedidas por el Ministerio. En el evento en que se advierta un posible incumplimiento de tales mandatos, se dará aviso inmediato a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

CAPITULO III

Del Subsector de Minas

Artículo 5º. Funciones específicas del Subsector Minas. En relación con el subsector de minas, el Ministerio tendrá las siguientes funciones:

1. Administrar los yacimientos minerales de propiedad de la Nación, para asegurar su correcta y adecuada exploración y explotación, sin perjuicio de las facultades otorgadas en estas materias a las entidades descentralizadas adscritas o vinculadas al Ministerio, por normas anteriores;
2. Tomar todas las medidas técnicas y económicas indispensables para la conservación de los yacimientos minerales de propiedad nacional o particular, para asegurar que la exploración y explotación de los mismos se realice en forma técnica y económica y se asegure la utilización y aprovechamiento de los recursos en forma racional e integral;
3. Aprobar los contratos que celebren las entidades descentralizadas adscritas o vinculadas al Ministerio, cuyo objeto sea la exploración y explotación de yacimientos minerales en proyectos de gran minería de propiedad de la Nación, de conformidad con las normas legales vigentes;
4. Ejercer una adecuada vigilancia del cumplimiento de las obligaciones y derechos relacionados con las actividades de minería. Para tal efecto, el Ministerio podrá, de acuerdo con las normas vigentes, imponer sanciones y tomar las medidas necesarias para lograr que la exploración y explotación de yacimientos se realice de conformidad con la ley;
5. Autorizar en forma global los proyectos de inversión de capitales extranjeros en los proyectos de exploración, explotación, beneficio y transformación de minerales, de conformidad con la ley;
6. Tramitar las solicitudes de títulos mineros, otorgarlos y celebrar los contratos de minería, de conformidad con la ley, sobre los yacimientos minerales de propiedad de la Nación, ubicados en cualquier área del territorio nacional, y de los espacios marítimos o trayectos fluviales;
7. Constituir, de conformidad con la legislación vigente, reservas mineras especiales con fines de investigación sobre cualquier área minera del dominio continental o insular de la República, de las aguas territoriales o de la plataforma submarina y aportarlas a sus organismos descentralizados o a entidades financieras oficiales, cuyas funciones tengan relación con la exploración y explotación minera;
8. Estudiar y señalar zonas restringidas para las actividades mineras, previa declaración de reserva ecológica por las autoridades competentes, o de uso exclusivamente agrícola o ganadero por el Ministerio de Agricultura, para lo cual deberá tener como criterio principal el desarrollo sostenible;
9. Adoptar las medidas necesarias, en coordinación con las demás autoridades competentes, para garantizar la ejecución de las labores mineras en condiciones adecuadas de higiene y seguridad, con el fin

de prevenir los accidentes de trabajo y las enfermedades profesionales que puedan presentarse en el desarrollo de las actividades propias del sector minero;

10. Aprobar los planes, programas y proyectos de expansión e Inversión para la exportación de carbón y minerales radiactivos y energéticos y sus metas de producción y exportación;

11. Aprobar los planes y programas de construcción de carboconductos troncales y plantas carboquímicas, de generación térmica y sustitución de combustibles líquidos por sólidos y los proyectos de gasificación y licuefacción de carbón;

12. Fijar los precios de exportación del carbón y de los minerales radioactivos energéticos y de los demás minerales, para efectos fiscales y cambiarios;

13. Fijar los precios de los diferentes minerales para efectos de la liquidación de regalías.

D. 2655/88, arts. 25 a 288

CAPITULO IV

Del Subsector de Hidrocarburos

Artículo 6°. Funciones específicas del Subsector de Hidrocarburos.- En relación con el subsector de hidrocarburos, el Ministerio tendrá las siguientes funciones:

1. Velar por la correcta y adecuada exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos, sin perjuicio de las facultades otorgadas en estas materias a las entidades descentralizadas adscritas o vinculadas al Ministerio, por normas anteriores;

2. Tomar todas las medidas técnicas y económicas indispensables para la conservación de los yacimientos de hidrocarburos, de propiedad nacional o particular, para asegurar que la exploración y explotación de los yacimientos se realice en forma técnica y económica y se asegure la utilización y aprovechamiento de los recursos en forma racional e integral;

3. Aprobar los contratos que celebre la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPEL, cuyo objeto sea la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos de propiedad de la Nación, de conformidad con la ley;

4. Ejercer una adecuada vigilancia del cumplimiento de las obligaciones y derechos relacionados con las actividades de hidrocarburos. Para tal efecto, el Ministerio podrá, de acuerdo con las disposiciones legales que regulen la materia, imponer sanciones y tomar las medidas necesarias para lograr que la exploración y explotación de yacimientos se realice de conformidad con la ley;

5. Autorizar en forma global los proyectos de inversión de capitales extranjeros destinados a la exploración y explotación, refinación, transporte y distribución de hidrocarburos, de conformidad con las normas sobre la materia;

6. Aprobar los planes de explotación de hidrocarburos, según la tasa eficiente máxima de explotación y criterios de conservación de yacimientos;

7. Cuando la relación entre las reservas recuperables probadas y la producción anual descienda de la razón que el Gobierno señale, el Ministerio podrá regular de manera temporal los niveles de producción y consumo de hidrocarburos y establecer estímulos especiales a la exploración de acuerdo con los lineamientos que el mismo Gobierno establezca, con el objeto de evitar una situación de desabastecimiento interno;

8. Fijar los volúmenes de producción de petróleo que los explotadores deben vender para la refinación interna, lo mismo que la consecuente obligación de reintegro de divisas, cuando la producción no logre venderse para su refinación en el país;

9. Fijar los volúmenes de producción de gas natural asociado y no asociado que los explotadores deben vender para su procesamiento o utilización en el país;

10. Fijar el precio al cual deben venderse el petróleo crudo destinado a la refinación interna y el gas natural asociado y no asociado, para el procesamiento o utilización en el país;

11. Determinar la parte pagadera en moneda extranjera del petróleo y el gas natural asociado y no asociado que se procese o utilice en el país;

12. Fijar los precios de exportación para efectos fiscales y cambiarios del petróleo crudo y del gas natural asociado y no asociado;

13. Fijar los precios de los productos derivados del petróleo y del gas natural en refinería o en planta y los de distribución al por mayor;

14. Fijar los precios de los hidrocarburos para efectos de la liquidación de regalías;

15. Aceptar los avisos sobre la construcción de refinerías y oleoductos y gasoductos de uso privado, y celebrar los contratos de concesión de oleoductos y gasoductos de uso público, de conformidad con la ley.

Decreto 27 de 1995, art. 4°. Funciones específicas del Ministerio de Minas y Energía, en relación con el subsector de gas combustible: Corresponde al Ministerio de Minas y Energía ejercer las siguientes funciones de carácter especial, en relación con el subsector de gas combustible:

1. Asegurar que se realicen en el país, por medio de empresas oficiales, privadas o mixtas, las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos y de redes de distribución de gas combustible.

2. Determinar el monto de los subsidios que debe dar la Nación para satisfacer el consumo de subsistencia de los usuarios del servicio público domiciliario de gas combustible de menores ingresos.

3. Establecer los requisitos técnicos de las obras y equipos, así como los procedimientos utilizados por las empresas del sector de gas combustible, cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida a la competencia.

4. Diseñar mecanismos que permitan a las empresas que prestan el servicio público domiciliario de gas combustible competir en forma adecuada por los recursos destinados a la financiación del servicio.

5. Solicitar a las autoridades competentes adelantar las investigaciones a que hubiere lugar por la posible violación de las normas que rigen la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible.

6. Coordinar con la Unidad Especial de Información Minero Energética la creación y utilización de bases de datos, sistemas de información y archivos técnicos necesarios para la realización de las actividades del subsector de gas combustible.

7. Celebrar los contratos de fiducia o de mandato indispensables para la administración de las acciones que la Nación posea en las empresas de servicios públicos que tengan por objeto la distribución domiciliaria de gas combustible.

TITULO III

CAPITULO I

ORGANIZACION DEL MINISTERIO

Artículo 7º. **Modificado por el artículo 10 del Decreto 10 de 1995.** Organización.- La organización del Ministerio de Minas y Energía será la siguiente:

- A) Despacho del Ministro
1. Oficina Jurídica
 2. Oficina de Control Interno
- B) **Modificado por el artículo 10 del Decreto 10 de 1995.**
- Despacho de los Viceministros
1. Despacho del Viceministro de Energía.
 2. Despacho del Viceministro de Minas.
- C) Despacho del Secretario General¹
1. División de Personal
 2. División de Organización y Sistemas
 3. División de Presupuesto
 4. División Administrativa
- D) Comisión y Regulación Minero Energética.
- E) Unidad de Planeación Minero Energética.
- F) Unidad de Información Minero Energética.
- G) **Modificado por el artículo 11 del Decreto 10 de 1995.**
Dirección General de Energía Eléctrica

¹ Las Divisiones de Organización y Sistemas y de Presupuesto se denominan de Planeación Organización y Sistemas y Financiera, respectivamente, a partir de los artículos 19 y 20 del Decreto 10 de 1995 .

1. Subdirección de Energía Eléctrica
 2. División Legal de Energía Eléctrica
- H) Dirección General de Minas
1. Subdirección de evaluación de proyectos
 2. Subdirección de Ingeniería
 3. División Legal de Minas
 4. Divisiones Regionales de Minas
- I) Dirección General de Hidrocarburos
1. Subdirección de Exploración y Explotación
 2. Subdirección de refinación, transporte y distribución
 3. División Legal de Hidrocarburos

Parágrafo. **(Adicionado por el artículo 12 del Decreto 10 de 1995).** El cuerpo consultivo permanente de que trata el artículo 17 de la Ley 143 de 1994, estará conformado así:

a) Por cinco (5) representantes de las empresas del sector energético del orden nacional y regional, designados por el Ministro de Minas y Energía, quien dará participación a las distintas regiones del país;

b) Por tres (3) usuarios del servicio público de energía eléctrica, dos serán seleccionados por el Ministro de Minas y Energía entre los grandes usuarios y el otro, dentro de los usuarios finales del servicio. Los representantes de los grandes usuarios, deben hacer parte de gremios industriales reconocidos por el Gobierno Nacional. El representante de los usuarios finales será seleccionado por el Ministro de Minas y Energía de entre los vocales de control de los servicios públicos domiciliarios.

Este cuerpo, que será presidido por el Ministro de Minas y Energía, deberá dar concepto previo a la adopción de los planes, programas y proyectos de desarrollo de cada subsector y proponer las acciones pertinentes para garantizar que éstos se realicen de acuerdo con lo establecido en el Plan Energético Nacional.

Le corresponde a la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, desempeñar la Secretaría Técnica de este organismo asesor.

CAPITULO II

DESCRIPCION DE FUNCIONES

Artículo 8º. Funciones del Ministro.- El Ministro cumplirá las funciones establecidas para este cargo por la Constitución Nacional y el artículo 12 del Decreto - Ley 1050 de 1968, y las normas que lo modifiquen,

sustituyan o adicionen, sin perjuicio de las señaladas por el presente decreto y en las disposiciones especiales.

El Ministro de Minas y Energía podrá delegar sus funciones en las distintas dependencias del Ministerio, de conformidad con la ley.

Salvo las funciones de regulación y planeación, el Ministro de Minas y Energía también podrá delegar las funciones que le son propias, de conformidad con la Constitución Nacional y la ley, en sus entidades descentralizadas, en las entidades territoriales y, en general, en cualquier otra autoridad, cuando para su adecuado desempeño se requiera de los recursos físicos y humanos de tales entidades o autoridades.

Artículo 9°. Funciones del Viceministro.- El Viceministro cumplirá las funciones establecidas para este cargo por la Constitución Nacional y el artículo 13 del Decreto Ley 1050 de 1968, y las normas que lo modifiquen o adicionen, sin perjuicio de las señaladas por el presente Decreto y en las disposiciones especiales.

CAPITULO III

(Modificado por el artículo 13 del Decreto 10 de 1995)

DE LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS

Artículo 10. La Comisión de Regulación Energética, que se denominará en lo sucesivo, Comisión de Regulación de Energía y Gas, se organizará como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, que estará integrada conforme a lo dispuesto en el artículo 21 de la Ley 143 de 1994, así:

- a) Por el Ministro de Minas y Energía, quien la presidirá;
- b) Por el Ministro de Hacienda y Crédito Público;
- c) Por el Director del Departamento Nacional de Planeación;
- d) Por cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años;
- e) Por el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, quien asistirá con voz pero sin voto.

Parágrafo 1°. La Comisión contará con el personal profesional, técnico y administrativo necesario para el cumplimiento de sus funciones de acuerdo con lo que ella misma determine y tendrá regímenes especiales en materia de contratación, de administración de personal, de salarios y de prestaciones, y gozará de autonomía presupuestal.

La Comisión manejará sus recursos presupuestales y operará a través del contrato de fiducia mercantil que celebrará el Ministerio de Minas y Energía con una entidad fiduciaria, el cual se someterá a las normas del derecho privado. Estas disposiciones regirán, igualmente, los actos que se realicen en desarrollo del respectivo contrato de fiducia.

Parágrafo 2°. Los mecanismos de administración, funcionamiento y operación de la Comisión, se sujetarán, en lo pertinente, a las normas contenidas en la Ley 143 de 1994. Así mismo, la Comisión

expedirá su reglamento interno, que será aprobado por el Gobierno Nacional, en el cual se señalará el procedimiento para la designación del Director Ejecutivo de entre los expertos de dedicación exclusiva.

Parágrafo 3°. Los expertos tendrán la calidad que determine el Presidente de la República y devengarán la remuneración que él mismo señale. Deberán reunir las siguientes condiciones:

- a) Ser Colombiano y ciudadano en ejercicio;
- b) Tener título universitario en ingeniería, economía, administración de empresas, o similares, y estudios de posgrado; y
- c) Contar con una reconocida preparación y experiencia técnica preferiblemente en el área energética y haber desempeñado ~~cargos~~ *cargos* de responsabilidad en entidades públicas o privadas del sector minero-energético, nacional o internacional, ~~por un periodo superior a seis (6) años; o haberse desempeñado como consultor o asesor por un periodo igual o superior.~~

Parágrafo 4°. El primer nombramiento de los expertos se hará así: dos (2) expertos para un periodo de tres (3) años y tres (3) para un periodo de cuatro (4) años. Los expertos podrán ser reelegidos.

Artículo 11. (Modificado por el artículo 14 del Decreto 10 de 1995). Funciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. En cumplimiento de su objetivo, la Comisión de Regulación y Energía y Gas tendrá las siguientes funciones:

1. Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente y capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia.

En el sector eléctrico, la oferta eficiente tendrá en cuenta la capacidad de generación de respaldo, la cual será valorada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, según los criterios que establezca la Unidad de Planeación Minero-Energética en el plan de expansión del sector eléctrico.

2. Determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia.
3. Definir la metodología para el cálculo de las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas y los cargos por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales de despacho y centro nacional de despacho.
4. Aprobar las tarifas que deben sufragarse por el acceso y uso de las redes eléctricas, y los cargos por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales de despacho y centro nacional de despacho.
5. Definir la metodología para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados del servicio de electricidad.

6. Fijar las tarifas de venta de electricidad para los usuarios finales regulados. Esta facultad podrá ser delegada en las empresas distribuidoras con estricta sujeción a las normas y a los reglamentos que expida la Comisión en cumplimiento de sus funciones de comercialización bajo el régimen de libertad regulada. En caso de incumplimiento o inobservancia de las normas o cuando lo considere conveniente, la Comisión reasumirá la facultad delegada.

sustituyan o adicionen, sin perjuicio de las señaladas por el presente decreto y en las disposiciones especiales.

El Ministro de Minas y Energía podrá delegar sus funciones en las distintas dependencias del Ministerio, de conformidad con la ley.

Salvo las funciones de regulación y planeación, el Ministro de Minas y Energía también podrá delegar las funciones que le son propias, de conformidad con la Constitución Nacional y la ley, en sus entidades descentralizadas, en las entidades territoriales y, en general, en cualquier otra autoridad, cuando para su adecuado desempeño se requiera de los recursos físicos y humanos de tales entidades o autoridades.

Artículo 9°. Funciones del Viceministro.- El Viceministro cumplirá las funciones establecidas para este cargo por la Constitución Nacional y el artículo 13 del Decreto Ley 1050 de 1968, y las normas que lo modifiquen o adicionen, sin perjuicio de las señaladas por el presente Decreto y en las disposiciones especiales.

CAPITULO III

(Modificado por el artículo 13 del Decreto 10 de 1995)

DE LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS

Artículo 10. La Comisión de Regulación Energética, que se denominará en lo sucesivo, Comisión de Regulación de Energía y Gas, se organizará como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, que estará integrada conforme a lo dispuesto en el artículo 21 de la Ley 143 de 1994, así:

- a) Por el Ministro de Minas y Energía, quien la presidirá;
- b) Por el Ministro de Hacienda y Crédito Público;
- c) Por el Director del Departamento Nacional de Planeación;
- d) Por cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años;
- e) Por el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, quien asistirá con voz pero sin voto.

Parágrafo 1°. La Comisión contará con el personal profesional, técnico y administrativo necesario para el cumplimiento de sus funciones de acuerdo con lo que ella misma determine y tendrá regímenes especiales en materia de contratación, de administración de personal, de salarios y de prestaciones, y gozará de autonomía presupuestal.

La Comisión manejará sus recursos presupuestales y operará a través del contrato de fiducia mercantil que celebrará el Ministerio de Minas y Energía con una entidad fiduciaria, el cual se someterá a las normas del derecho privado. Estas disposiciones regirán, igualmente, los actos que se realicen en desarrollo del respectivo contrato de fiducia.

Parágrafo 2°. Los mecanismos de administración, funcionamiento y operación de la Comisión, se sujetarán, en lo pertinente, a las normas contenidas en la Ley 143 de 1994. Así mismo, la Comisión

expedirá su reglamento interno, que será aprobado por el Gobierno Nacional, en el cual se señalará el procedimiento para la designación del Director Ejecutivo de entre los expertos de dedicación exclusiva.

Parágrafo 3°. Los expertos tendrán la calidad que determine el Presidente de la República y devengarán la remuneración que él mismo señale. Deberán reunir las siguientes condiciones:

- a) Ser Colombiano y ciudadano en ejercicio;
- b) Tener título universitario en ingeniería, economía, administración de empresas, o similares, y estudios de posgrado; y
- c) Contar con una reconocida preparación y experiencia técnica preferiblemente en el área energética y haber desempeñado cargos de responsabilidad en entidades públicas o privadas del sector minero-energético, nacional o internacional, por un período superior a seis (6) años; o haberse desempeñado como consultor o asesor por un período igual o superior.

Parágrafo 4°. El primer nombramiento de los expertos se hará así: dos (2) expertos para un período de tres (3) años y tres (3) para un período de cuatro (4) años. Los expertos podrán ser reelegidos.

Artículo 11. **(Modificado por el artículo 14 del Decreto 10 de 1995).** Funciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. En cumplimiento de su objetivo, la Comisión de Regulación y Energía y Gas tendrá las siguientes funciones:

1. Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente y capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia.

En el sector eléctrico, la oferta eficiente tendrá en cuenta la capacidad de generación de respaldo, la cual será valorada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, según los criterios que establezca la Unidad de Planeación Minero-Energética en el plan de expansión del sector eléctrico.

2. Determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia.
3. Definir la metodología para el cálculo de las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas y los cargos por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales de despacho y centro nacional de despacho.
4. Aprobar las tarifas que deben sufragarse por el acceso y uso de las redes eléctricas, y los cargos por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales de despacho y centro nacional de despacho.
5. Definir la metodología para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados del servicio de electricidad.

6. Fijar las tarifas de venta de electricidad para los usuarios finales regulados. Esta facultad podrá ser delegada en las empresas distribuidoras con estricta sujeción a las normas y a los reglamentos que expida la Comisión en cumplimiento de sus funciones de comercialización bajo el régimen de libertad regulada. En caso de incumplimiento o inobservancia de las normas o cuando lo considere conveniente, la Comisión reasumirá la facultad delegada.

7. Definir con base en criterios técnicos, las condiciones que deben reunir los usuarios regulados y no regulados del servicio de electricidad.

8. Definir los factores que deban aplicarse a las tarifas del servicio con destino a cubrir los subsidios a los consumos de subsistencia de los usuarios de menores ingresos. Estos factores deben tener en cuenta la capacidad de pago de los usuarios de menores ingresos, los costos de la prestación del servicio y el consumo de subsistencia que deberá ser establecido de acuerdo con las regiones.

9. Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional, después de haber oído los conceptos del Consejo Nacional de Operación.

10. Establecer pautas para el diseño, normalización y uso eficiente de equipos y aparatos eléctricos.

11. Interpretar las definiciones contempladas en el artículo 11 de la Ley 143 de 1994.

12. Precisar el alcance de las competencias relativas al otorgamiento del contrato de concesión del servicio de electricidad regulado por la Ley 143 de 1994.

13. Conocer de las tarifas de los usuarios no regulados.

14. Definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía.

15. Reglamentar la prestación del servicio eléctrico en los barrios subnormales y áreas rurales de menor desarrollo.

16. Definir mediante arbitraje los conflictos que se presenten entre los diferentes agentes económicos que participen en las actividades del sector, en lo relacionado con la interpretación de los acuerdos operativos y comerciales.

17. Velar por la protección de los derechos de los consumidores, en especial, los que conforman estratos de bajos ingresos.

18. Las demás funciones señaladas en la ley.

Decreto 27 de 1995, art. 5º. Funciones específicas de la Comisión de Regulación de Energía y Gas: Corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas cumplir las siguientes funciones:

1. Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente.

2. Propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La Comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.

3. Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad y el uso eficiente de energía y gas combustible por parte de los consumidores y establecer criterios para la fijación de

compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios.

4. Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.

5. Fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible, o delegar en las empresas distribuidoras la facultad de fijarlas con estricta sujeción a las normas y a los reglamentos que expida la Comisión. En caso de incumplimiento o inobservancia de las normas o cuando lo considere conveniente, la Comisión reasumirá la facultad delegada.

6. Definir las metodologías y regular las tarifas por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales y por el centro nacional de despacho.

7. Preparar proyectos de ley para someter a la consideración del Gobierno, y recomendarle la adopción de los decretos reglamentarios que se necesiten.

8. Regular y someter a la vigilancia del Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios y al régimen que la Ley 142 de 1994 contiene en materias de tarifas, de información y de actos contratos, a empresas determinadas que no sean de servicios públicos, respecto de las cuales existan pruebas de que han realizado o se preparan para realizar una de las siguientes conductas:

- a) Competir deslealmente con las de servicios públicos;
- b) Reducir la competencia entre empresas de servicios públicos;
- c) Abusar de una posición dominante en la provisión de bienes y servicios similares a los que éstas ofrecen.

9. Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de los servicios públicos bajo su competencia y solicitar las evaluaciones que considere necesarias para el ejercicio de sus funciones.

10. Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación de los servicios bajo su competencia.

11. Definir en qué eventos es necesario que la realización de obras, instalación y operación de equipos de las empresas de servicios públicos se someta a normas técnicas, oficiales, para promover la competencia o evitar perjuicios a terceros, y pedirle al Ministerio de Minas y Energía que elabore estas normas, cuando encuentre que son necesarias.

12. Establecer la cuantía y condiciones de las garantías de seriedad que deben prestar quienes deseen celebrar contratos de aporte reembolsable.

13. Decidir los recursos que se interpongan contra sus actos, o los de otras entidades, en los casos que disponga la ley en lo que se refiere a materias de su competencia.

14. Resolver, a petición de cualquiera de las partes, los conflictos que surjan entre empresas, en razón de los contratos o servidumbres que existan entre ellas y que no corresponda decidir a otras autoridades administrativas, y sobre quién debe servir a usuarios específicos, o en qué regiones deben prestar sus servicios. La resolución que se adopte estará sujeta al control jurisdiccional de legalidad. La resolución debe atender, especialmente, al propósito de minimizar los costos en la provisión del servicio respectivo.

15. Dar concepto sobre la legalidad de las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos que se sometan a su consideración; y sobre aquellas modificaciones que puedan considerarse restrictivas de la competencia. La Comisión podrá limitar, por vía general, la duración de los contratos que celebren las empresas de servicios públicos, para evitar que se limite la posibilidad de competencia.

16. Establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos bajo su competencia, cuando ello corresponda según lo previsto en el artículo 88 de la Ley 142 de 1994, y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

17. Determinar para cada bien o servicio público las unidades de medida y de tiempo que deben utilizarse al definir el consumo; y definir, con bases estadísticas y de acuerdo con parámetros técnicos medibles y verificables, apropiados para cada servicio, quiénes pueden considerarse "grandes usuarios".

18. Ordenar que una empresa de servicios públicos se escinda en otras que tengan el mismo objeto de la que se escinde, o que su objeto se limite a una actividad complementaria, cuando se encuentre que la empresa que debe escindirse usa su posición dominante para impedir el desarrollo de la competencia en un mercado donde ella es posible o que la empresa que debe escindirse otorga subsidios con el producto de uno de sus servicios que no tiene amplia competencia a otro servicio que sí la tiene; o, en general, que adopta prácticas restrictivas de la competencia.

19. Ordenar la fusión de empresas cuando haya estudios que demuestren que ello es indispensable para extender la cobertura y abaratar los costos para los usuarios.

20. Ordenar la liquidación de las empresas monopolísticas oficiales que prestan los servicios públicos bajo su competencia y otorgar a terceros el desarrollo de su actividad, cuando no cumplan los requisitos de eficiencia a los que se refiere la Ley 142 de 1994.

21. Impedir que quienes captan o producen un bien que se distribuye por medio de empresas de servicios públicos adopten pactos contrarios a la libre competencia en perjuicio de los distribuidores; y exigir que en los contratos se especifiquen los diversos componentes que definen los precios y tarifas.

22. Pedir al Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios que adelante las investigaciones e imponga las sanciones de su competencia, cuando tenga indicios de que alguna persona ha violado las normas de esta ley.

23. Resolver consultas sobre el régimen de incompatibilidades e inhabilidades a que se refiere la Ley 142 de 1994.

24. Determinar, de acuerdo con la ley, cuándo se establece el régimen de libertad regulada o libertad vigilada o señalar cuándo hay lugar a la libre fijación de tarifas.

25. Las demás señaladas en la ley.

Parágrafo. La estructura interna de la Comisión, sus mecanismos de administración y funcionamiento se regirán, en lo pertinente, por lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 y en el Decreto 10 de 1995.

D. 30 / 95

CAPITULO IV

(Modificado por el artículo 15 del Decreto 10 de 1995)

DE LA UNIDAD DE PLANEACION MINERO-ENERGETICA

Artículo 12. Unidad de Planeación Minero Energética. La Unidad de Planeación Minero Energética se organizará como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, con patrimonio propio y personería jurídica y con regímenes especiales en materia de contratación, de administración de personal, de salarios y de prestaciones, y con autonomía presupuestal.

La Unidad manejará sus recursos presupuestales y operará a través del contrato de fiducia mercantil que celebrará el Ministerio de Minas y Energía con una entidad fiduciaria, el cual se someterá a las normas del derecho privado. Estas disposiciones regirán, igualmente, los actos y contratos que se realicen en desarrollo del respectivo contrato de fiducia.

La Unidad de Planeación Minero Energética contará con un Director, quien tendrá la calidad de empleado público y deberá reunir las condiciones señaladas en el artículo 15 de la Ley 143 de 1994; su designación la hará el Presidente de la República.

Artículo 13. Modificado por el artículo 16 del Decreto 10 de 1995. Funciones.- Son funciones de la Unidad de Planeación Minero Energética:

a) Establecer los requerimientos energéticos de la población y de los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variantes demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos;

b) Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales;

c) Elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión del Sector Eléctrico y el Plan Nacional Minero, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo;

d) Evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales, así como el desarrollo de energía nuclear para usos pacíficos;

e) Evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de recursos mineros y energéticos;

f) Realizar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas del sector energético;

g) Establecer y operar los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda de minerales energéticos, hidrocarburos y energía, y determinar las prioridades para satisfacer tales requerimientos, de conformidad con la conveniencia nacional;

h) Recomendar al Ministro de Minas y Energía políticas y estrategias para el desarrollo del sector energético;

i) Prestar los servicios técnicos de planeación y asesoría y cobrar por ellos.

Tales servicios serán prestados sin perjuicio del cumplimiento de las demás funciones asignadas;

- j) Establecer prioritariamente un programa de ahorro y optimización de energía;
- k) Las demás que le atribuyan las Leyes.

Parágrafo. La Unidad de Planeación Minero Energética estará sujeta al control de tutela que ejerza el Ministerio de Minas y Energía en los términos de ley; en consecuencia, desarrollará sus funciones bajo la orientación del Ministro de Minas y Energía.

Decreto 27 de 1995, art. 6°. **Unidad de Planeación Minero Energética.** La Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía, deberá aprobar los planes de gestión y resultados de corto, mediano y largo plazo, que deban presentar las empresas de servicios públicos que tienen a su cargo los servicios públicos que estaban bajo competencia del Ministerio de Minas y Energía, en los términos previstos en el artículo 52, parágrafo, de la Ley 142 de 1994.

Decreto 28 de 1995, art. 2°

CAPITULO V

DE LA UNIDAD DE INFORMACION MINERO ENERGETICA

Artículo 14. Unidad de información.- Créase en el Ministerio de Minas y Energía la Unidad de Información Minero Energética, que tendrá el carácter de Unidad Administrativa Especial, cuyo objetivo será el de establecer y operar una base única oficial de información para el sector minero energético, con el fin de garantizar una información confiable, oportuna y consolidada.

Artículo 15. Funciones.- Son funciones de la Unidad de Información Minero Energética:

1. Organizar, operar y mantener la base única de información oficial del sector minero energético;
2. Elaborar el balance anual minero energético;
3. Establecer los indicadores de evaluación del sector minero energético, con el fin de elaborar y distribuir informes que cuantifiquen su gestión y la comparen con las metas vigentes;
4. Divulgar los datos y estadísticas que procese;
5. Procurar la normalización de la información obtenida;
6. Elaborar las memorias institucionales del sector minero energético.

Parágrafo. Las entidades descentralizadas adscritas o vinculadas tienen la obligación de allegar toda la información necesaria para el adecuado cumplimiento de las funciones de esta Unidad.

CAPITULO VI

DEL REGIMEN PRESUPUESTAL Y ADMINISTRATIVO DE LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS Y DE LAS UNIDADES DE PLANEACION Y DE INFORMACION MINERO ENERGETICA

Artículo 16. Presupuesto.- La Comisión y las Unidades presentarán su presupuesto, conforme a las disposiciones presupuestales que rigen la materia.

Artículo 17. Estudios Especiales.- Las Unidades de que tratan los Capítulos III, IV y V del presente Decreto, podrán financiar la realización de los estudios que consideren necesarios para el ejercicio de sus funciones.

Artículo 18. Fiducia.- (Modificado por el artículo 17 del Decreto 10 de 1995). La Comisión de Regulación de Energía y Gas y la Unidad de Planeación Minero Energética manejarán sus recursos presupuestales y operarán a través de los contratos de fiducia mercantil previstos en los artículos 13, inciso 2; y 21, inciso 8 de la Ley 143 de 1994, los que celebrará el Ministerio de Minas y Energía con una entidad fiduciaria y se regirán, por las normas del derecho privado. Estas disposiciones regirán igualmente, los actos que se realicen en desarrollo de los mismos contratos.

La Unidad de Información Minero Energética operará mediante el contrato de fiducia celebrado entre el Gobierno Nacional y una entidad fiduciaria, con base en el cual ésta vinculará el personal y desarrollará las demás actuaciones que deba cumplir de conformidad con las normas legales vigentes que regulen la materia.

Artículo 19. Personal.- Las mencionadas unidades contarán con la planta de personal técnico y administrativo de acuerdo con las normas legales vigentes y vincularán por contratos de prestación de servicios a los expertos que requiera el adecuado desempeño de sus funciones.

CAPITULO VII

DE LA SECRETARIA GENERAL

Artículo 20. **Adicionado por el artículo 18 del Decreto 10 de 1995.** Funciones.- El Secretario General cumplirá, además de las funciones señaladas por el artículo 14 del Decreto-Ley 1050 de 1968, y las normas que lo modifiquen o adicionen, las siguientes:

1. Asesorar y apoyar al Ministro en la selección, vinculación, inducción, ubicación, capacitación y evaluación del personal requerido para el funcionamiento del Ministerio, en procura de su calidad y correcto dimensionamiento de la planta de personal;
2. Asesorar y apoyar al Ministro en el diseño y actualización de los procesos y procedimientos, requisitos, funciones y formas que requiere la operación del mismo, dentro de criterios de eficiencia y oportunidad;

3. Impulsar y gestionar los procedimientos y mecanismos que garanticen la dotación del Ministerio con los elementos, equipos y demás servicios necesarios para el debido cumplimiento de las funciones asignadas a sus dependencias;

4. Velar por el oportuno trámite, archivo y custodia de la correspondencia y demás documentos del Ministerio.

5. Dirigir la elaboración del plan de gestión del Ministerio y realizar su evaluación periódica.

Parágrafo. El Secretario General podrá delegar las funciones que le son propias en las distintas Divisiones.

Artículo 21. División de Personal.- La División de Personal cumplirá las siguientes funciones:

1. Elaborar, estudiar y evaluar las modificaciones de la planta de personal del Ministerio;
2. Tramitar las novedades para la nómina con destino a las dependencias y entidades competentes;
3. Tramitar las providencias sobre vacaciones, indemnización por vacaciones, sanciones, renunciaciones, comisiones, destituciones, retiros del servicio, nombramientos, insubsistencias y personal de jubilación;
4. Diseñar programas de vacaciones y elaborar programas de capacitación del personal;
5. Coordinar los programas de bienestar social del Ministerio;
6. Llevar control de traslados y requerimientos del personal de distintas dependencias;
7. Realizar las pruebas y exámenes a que deba someterse el personal que se pretenda vincular al Ministerio;
8. Prestar asistencia social a los funcionarios del Ministerio;
9. Diseñar y aplicar los manuales y procedimientos para la evaluación del personal del Ministerio;
10. Ejercer las funciones que le sean delegadas y, en general, todas aquellas que tengan relación con la administración de los recursos humanos del Ministerio.

Artículo 22. División Administrativa.- La División Administrativa cumplirá las siguientes funciones:

1. Dirigir los servicios administrativos del Ministerio relacionados con suministros, almacén, transporte, mantenimiento, archivo, correspondencia, publicaciones, cafetería, vigilancia y demás servicios de apoyo administrativo;
2. Preparar los reglamentos administrativos internos para la prestación de los servicios a su cargo;
3. Programar y dirigir la microfilmación, tiempos de conservación y destrucción de documentos del archivo del Ministerio;
4. Coordinar los medios de transporte y la asignación de vehículos a las distintas dependencias del Ministerio;

5. Elaborar los programas sobre adquisición de bienes y equipos necesarios para la adecuada dotación del Ministerio;

6. Organizar y responder por los elementos que ingresan al almacén, para lo cual deberá llevar registros detallados de ingresos y egresos;

7. Responder por el mantenimiento y reposición de los bienes del Ministerio;

8. Ejercer las funciones que le sean delegadas y, en general todas aquellas que tengan relación con la administración de los recursos físicos del Ministerio para asegurar su conservación, mantenimiento y adecuada utilización.

Artículo 23. Modificado por el artículo 19 del Decreto 10 de 1995. División de Organización y Sistemas.- La División de Organización y Sistemas cumplirá las siguientes funciones:

1. Elaborar y mantener al día en coordinación con las diferentes dependencias del Ministerio, los manuales de organización de funciones y procedimientos, circulares y demás instrucciones que sean necesarias para mejorar la actuación administrativa de la entidad;
2. Realizar los estudios de actualización administrativa, incluyendo los de reorganización y de sistemas de información necesarios para la agilización del proceso de toma de decisiones;
3. Asesorar a las dependencias del Ministerio sobre su organización y métodos de trabajo;
4. Cooperar con la Subsecretaría de Personal en la elaboración de instrucciones relativas al personal y estudios de análisis y evaluación de cargos;
5. Ejercer las funciones que le sean delegada y, en general, todas aquellas que tengan relación con el diseño y actualización de los procesos y procedimientos, requisitos, funciones y formas que requiere la operación del mismo, así como dar el apoyo técnico en sistemas a todas las dependencias del Ministerio;

Artículo 19 del Decreto 10 de 1995. División de Planeación, Organización y Sistemas. La División de Organización y Sistemas, que en lo sucesivo se denominará División de Planeación, Organización y Sistemas, tendrá a su cargo las siguientes funciones adicionales a las contempladas en el artículo 23 del Decreto 2119 de 1992:

- a) Coordinar y asesorar a las dependencias del Ministerio en la elaboración del plan de gestión en los aspectos relacionados con las áreas de su competencia;
- b) Consolidar el plan de gestión del Ministerio de Minas y Energía;
- c) Efectuar el seguimiento y la evaluación periódica del plan de gestión del Ministerio, en coordinación con la Oficina de Control Interno;
- d) Diseñar e implementar indicadores de desempeño de carácter cuantitativo y cualitativo para evaluar la ejecución del plan de gestión;
- e) Colaborar con las Direcciones, Oficinas, Dependencias, en la elaboración de informes solicitados por organismos externos, sean éstos de carácter técnico o administrativo.

Artículo 24. Modificado por el artículo 20 del Decreto 10 de 1995. División de Presupuesto.- La División de Presupuesto cumplirá las siguientes funciones:

1. Elaborar y presentar ante el Secretario General los proyectos de presupuesto de inversión y de funcionamiento del Ministerio, acompañados de su explicación y de la justificación detallada de cada una de las apropiaciones;
2. Programar las inversiones del Ministerio en coordinación con las demás dependencias, de conformidad con el presupuesto anual de la entidad;
3. Coordinar la revisión de los anteproyectos anuales de presupuesto presentados por las entidades descentralizadas y dar trámite a las operaciones presupuestales de éstas, cuando así lo exijan las normas legales;
4. Revisar, analizar y evaluar la programación trimestral de los Institutos adscritos al Ministerio;
5. Revisar las solicitudes de crédito interno de las entidades adscritas o vinculadas, para efectos de su trámite ante el Departamento Nacional de Planeación y la Dirección General de Crédito Público;
6. Ejercer las funciones que le sean delegadas y, en general todas aquellas que tengan relación con la programación y ejecución del presupuesto anual del Ministerio.

Artículo 20 Del Decreto 10 de 1995. División Financiera.- La División de Presupuesto, que en lo sucesivo se denominará División Financiera, tendrá a su cargo las siguientes funciones adicionales a las contempladas en el artículo 24 del Decreto 2119 de 1992:

- a) Adelantar las actividades y trámites relativos a la ejecución financiera y presupuestal del Ministerio de Minas y Energía;
- b) Llevar los registros contables exigidos por las reglamentaciones vigentes;
- c) Presentar los balances del Ministerio de Minas y Energía ante los organismos competentes;
- d) Tramitar el pago por cuentas a los proveedores del Ministerio;
- e) Realizar un seguimiento permanente a las cuentas registradas en Tesorería;
- f) Rendir y suministrar la información presupuestal y financiera requerida por los organismos competentes.

Artículo 25. Comisión de Personal.- En el Ministerio funcionará una Comisión de Personal, de conformidad con las disposiciones legales y reglamentarias sobre la materia.

Artículo 26. Junta de Licitaciones.- En el Ministerio funcionará una Junta de Licitaciones y Adquisiciones que estará integrada por el Secretario General, quien la presidirá por los Jefes de las Divisiones de la Secretaría General, por el Director de la Oficina Jurídica y por el Director de la Oficina de Control Interno;

El Jefe de la División Administrativa actuará como secretario de la Junta;

La Junta de Licitaciones y Adquisiciones cumplirá las funciones previstas en las normas vigentes sobre la materia.

Artículo 27. Fondo Rotatorio.- El Fondo Rotatorio del Ministerio de Minas y Energía continuará funcionando para atender los servicios y adquisición de elementos, materiales y equipos del Ministerio, de conformidad con su norma de creación y con las que la modifiquen o adicionen.

CAPITULO VIII

DE LA OFICINA JURIDICA

Artículo 28. Funciones.- La Oficina Jurídica tendrá las siguientes funciones:

1. Coordinar las actividades de las Divisiones Legales de Minas, Hidrocarburos y energía con el objeto de mantener uniformidad de criterios jurídicos.
2. Conceptuar sobre los asuntos que en materia jurídica le sometan las distintas dependencias del Ministerio, las entidades públicas de la Nación y los particulares sobre temas relacionados con el sector minero energético;

En ejercicio de esta función, la Dirección Jurídica deberá recibir y tramitar, según su naturaleza, las solicitudes que se le formulen, en ejercicio del derecho de petición;

3. Colaborar en la elaboración de la normatividad que desarrolla los mandatos constitucionales y legales relacionados con el sector;
4. Desempeñar las demás funciones que le sean delegadas por el Ministro y las que señale la Ley.

CAPITULO IX

DE LA OFICINA DE CONTROL INTERNO

Artículo 29. Funciones.- La Oficina de Control Interno tendrá las siguientes funciones:

1. Vigilar el cumplimiento de las normas y postulados éticos que rigen la función pública, realizando las investigaciones internas a que haya lugar;
2. Evaluar, actualizar y mantener los sistemas de control interno del Ministerio que garanticen el debido manejo de los recursos de la Nación.
3. Coordinar con los organismos de control y fiscalización competentes la efectiva gestión de los programas de control interno;
4. Atender y canalizar las quejas, reclamos e inquietudes que presenten los particulares respecto al funcionamiento del Ministerio.

CAPITULO X

(Modificado por el artículo 21 del Decreto 10 de 1995)

DE LA DIRECCION GENERAL DE ENERGIA ELECTRICA

Artículo 30. (Modificado por el artículo 21 del Decreto 10 de 1995). Funciones.- La Dirección General de Energía Eléctrica tendrá las siguientes funciones:

1. Adelantar investigaciones técnicas relacionadas con el subsector de energía eléctrica.
2. Solicitar a las autoridades competentes adelantar las investigaciones a que hubiere lugar por la posible violación de las normas que rigen la prestación del servicio público de energía eléctrica.
3. Colaborar en el diseño, formulación y ejecución de estrategias, planes, proyectos y programas del subsector eléctrico, que deba proponer o formular el Ministro.
4. Coordinar con la Unidad Especial de Información Minero Energética la creación y utilización de bases de datos, sistemas de información y archivos técnicos necesarios para la realización de las actividades del subsector de energía eléctrica.
5. Asesorar a las demás dependencias del Ministerio y a otras entidades en los asuntos relacionados con el subsector de energía eléctrica.
6. Elaborar el plan de gestión del área bajo su competencia.

Decreto 27 de 1995, art. 7º. Dirección General de Energía Eléctrica. La Dirección General de Energía Eléctrica tendrá las siguientes funciones.

1. Preparar los estudios necesarios para determinar el monto de los subsidios que debe dar la Nación para satisfacer el consumo de subsistencia de los usuarios de menores ingresos.
2. Realizar los estudios indispensables para definir los requisitos técnicos de las obras y equipos, así como los procedimientos que utilicen las empresas del sector eléctrico.
3. Diseñar mecanismos que permitan a las empresas del sector eléctrico competir en forma adecuada por los recursos destinados a la financiación del servicio.
4. Colaborar en la preparación de los documentos sobre el sector eléctrico que el Ministerio de Minas y Energía debe presentar ante las autoridades competentes.

Artículo 31. (Modificado por el artículo 22 del Decreto 10 de 1995). Subdirección de Energía Eléctrica.- La Subdirección de Energía Eléctrica tendrá las siguientes funciones:

1. Velar por el desarrollo y la ejecución de los estudios de preinversión asociados con proyectos de generación de electricidad, de acuerdo con las prioridades establecidas en el Plan de Expansión de Generación y las políticas adoptadas por el Gobierno Nacional.

2. Elaborar la información que se requiera sobre los asuntos bajo competencia de la Dirección General.
3. Colaborar en los estudios que deban realizarse por parte de la Dirección.
4. Tramitar las solicitudes y consultas presentadas sobre asuntos de competencia de la Dirección.
5. Las demás que le asigne el Director General.

Artículo 32. **Derogado tácitamente por el artículo 11º del Decreto 10 de 1995 (nuevo literal G) del Decreto 2119 de 1992) al suprimir la División Legal de Energía Eléctrica de la organización estructural del Ministerio.** División Legal de energía Eléctrica.- La División Legal de Energía Eléctrica tendrá las siguientes funciones:

1. Tramitar de conformidad con las normas legales, los asuntos relacionados con energía eléctrica;
2. Expedir las matrículas de técnicos electricistas, de conformidad con la legislación vigente;
3. Las demás que le sean delegadas.

Artículo 33. **Funciones.-** La Dirección General de Hidrocarburos tendrá las siguientes funciones:

1. Asistir y asesorar al Ministro en la formulación de la política del subsector de hidrocarburos;
2. Promover y coordinar estudios y proyectos en materia de hidrocarburos, con el objeto de lograr la ejecución de la política diseñada para este subsector;
3. Promover y propiciar el desarrollo tecnológico del subsector de hidrocarburos;
4. Promover las acciones encaminadas a la normalización técnica del subsector en coordinación con las demás autoridades competentes, con el fin de que se ajusten a la política nacional adoptada por el Ministerio;
5. Promover la exploración y explotación, así como la *utilización racional* de los yacimientos de hidrocarburos;
6. Velar por la preservación del ambiente en el desarrollo de los planes y programas del subsector, con el fin de garantizar la conservación y restauración de los recursos y el desarrollo sostenible, de conformidad con los criterios de evaluación, seguimiento y manejo ambiental señalados por la autoridad ambiental competente;
7. Coordinar con la Unidad de Información Minero Energética la creación y utilización de bases de datos, sistemas de información y archivos técnicos necesarios para las actividades de este subsector;
8. Asesorar a las demás dependencias del ministerio y a otras entidades en los asuntos relacionados con este subsector.

Parágrafo. El Director podrá delegar las funciones que le son propias en las Subdirecciones y en la División Legal de Hidrocarburos.

Decreto 27 de 1995, art. 8º. Dirección General de Hidrocarburos. A la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía le corresponde cumplir las siguientes funciones:

1. Preparar los estudios necesarios para determinar el monto de los subsidios que debe dar la Nación para satisfacer el consumo de subsistencia de los usuarios del servicio público domiciliario de gas combustible de menores ingresos.
2. Establecer los requisitos técnicos de las obras y equipos, así como de los procedimientos utilizados por las empresas del sector de gas combustible, cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio y que no implica restricción indebida a la competencia.
3. Diseñar mecanismos que permitan a las empresas que prestan el servicio público domiciliario de gas combustible competir en forma adecuada por los recursos destinados a la financiación del servicio.
4. Solicitar a las autoridades competentes adelantar las investigaciones a que hubiere lugar por la posible violación de las normas que rigen la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible.
5. Coordinar con la Unidad Especial de Información Minero Energética la creación y utilización de bases de datos, sistemas de información y archivos técnicos necesarios para la realización de las actividades del subsector de gas combustible.

Decreto 27 de 1995, art. 9º. Estructura Interna de la Dirección General de Hidrocarburos. Para el cumplimiento de las funciones (que le asigna la Ley 142 de 1994), la Dirección General de Hidrocarburos tendrá la siguiente estructura interna:

1. Subdirección de Hidrocarburos.
2. División Legal de Hidrocarburos.

Artículo 34. Subdirección de Exploración y Explotación.- La Subdirección de Exploración y Explotación tendrá las siguientes funciones:

1. Ejercer la vigilancia técnica y administrativa de la industria de hidrocarburos en sus ramas de exploración y explotación, para asegurar el estricto cumplimiento de los reglamentos y normas que la regulan;
2. Elaborar las liquidaciones de cánones superficiales, participaciones, beneficios, regalías e impuestos que, de conformidad con la legislación vigente, se causen por la exploración o explotación de hidrocarburos;
3. Calificar las licencias semestrales e individuales para la importación de bienes de capital y otros elementos destinados a la industria petrolera;
4. Estudiar y conceptuar desde el punto de vista técnico, sobre los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional, así como sobre los informes que se presenten en desarrollo de estos contratos;
5. Controlar la explotación de los yacimientos de hidrocarburos con el fin de que ella se efectúe de acuerdo con las normas técnicas y se evite el agotamiento prematuro de las reservas;

6. Elaborar anualmente los inventarios de materiales y equipos de los contratos de concesión;
7. Controlar el movimiento de los equipos de perforación y tramitar los permisos para sus traslados, en los contratos de concesión y en los de asociación cuando tales equipos estén exentos de impuestos;
8. Emitir conceptos sobre los informes presentados por los concesionarios;
9. Estudiar y conceptuar sobre los informes anuales que presentan los concesionarios de petróleo, de acuerdo con las normas legales que regulan la materia;
10. Recibir y estudiar los informes sobre exploración geológica, geofísica, sísmica, magnética, electromagnética, gravimétrica y con taladro en todo el territorio nacional;
11. Las demás que le sean delegadas y, en general todas aquellas que se relacionen con los aspectos técnicos de la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos.

Decreto 27 de 1995, art. 10º. Funciones de la Subdirección de Hidrocarburos. Le corresponde a la Subdirección de Hidrocarburos de la Dirección General de Hidrocarburos, las siguientes funciones:

1. Calificar las licencias semestrales e individuales para la importación de bienes de capital y otros elementos destinados a la refinación, transporte y distribución de hidrocarburos.
2. Estudiar y emitir concepto sobre la capacidad económica y técnica de los interesados en adelantar proyectos de construcción de oleoductos de uso público.
3. Las demás que le sean delegadas por el Ministro de Minas y Energía.

Artículo 35. Subdirección de Refinación, Transporte y Distribución.- La Subdirección de Refinación, Transporte y Distribución, tendrá las siguientes funciones:

1. Ejercer la vigilancia técnica y administrativa de la industria de hidrocarburos en sus ramas de refinación, transporte y distribución para asegurar el estricto cumplimiento de los reglamentos y normas que la regulan;
2. Calificar las licencias semestrales e individuales para la importación de bienes de capital y otros elementos destinados a la refinación, transporte y distribución de hidrocarburos;
3. Estudiar y conceptuar sobre solicitudes de derechos de importación de equipos de perforación de oleoductos, gasoductos y refinerías, supervisar las especificaciones y destinación de los materiales así importados;
4. Estudiar y conceptuar desde el punto de vista técnico, sobre los proyectos, estudios e informes relacionados con la construcción de refinerías, oleoductos y gasoductos;
5. Velar porque el transporte y distribución de hidrocarburos se efectúe de acuerdo con las normas que regulan la materia;
6. Ejercer la vigilancia técnica del comercio de los combustibles líquidos derivados del petróleo, del gas propano y del gas natural en sus ramas de almacenamiento, envase, manejo, transporte y distribución, y aprobar las licencias de funcionamiento de los establecimientos dedicados al comercio de estos productos;

7. Estudiar y emitir concepto sobre la capacidad económica y técnica de los interesados en adelantar proyectos de construcción de oleoductos y gasoductos de uso público;

8. Las demás que le sean delegadas y, en general todas aquellas que se relacione con los aspectos técnicos y económicos de la refinación, transporte y distribución de hidrocarburos.

Artículo 36. División Legal de Hidrocarburos.- La División Legal de Hidrocarburos tendrá la función de tramitar, de conformidad con la legislación vigente, los asuntos relacionados con la exploración, explotación, comercialización, refinación, transporte y distribución de hidrocarburos y las demás que le sean delegadas.

CAPITULO XII

De la Dirección General de Minas

Artículo 37. Funciones.- La Dirección General de Minas, tendrá las siguientes funciones:

1. Asistir y asesorar al Ministro en la formulación de la política del subsector de minas;
2. Promover y coordinar estudios y proyectos en materia de minas, con el objeto de lograr la ejecución de la política diseñada para este subsector;
3. Promover y propiciar el desarrollo tecnológico del subsector de minas;
4. Promover las acciones encaminadas a la normalización técnica del subsector en coordinación con las demás autoridades competentes, con el fin de que se ajusten a la política nacional adoptada por el Ministerio;
5. Promover la exploración y explotación, así como la utilización racional de los yacimientos de minerales;
6. Velar por la preservación del ambiente en el desarrollo de los planes y programas del subsector, con el fin de garantizar la conservación y restauración de los recursos y el desarrollo sostenible, de conformidad con los criterios de evaluación, seguimiento y manejo ambiental señalados por la autoridad ambiental competente;
7. Coordinar con la Unidad Especial de Información Minero Energética la creación y utilización de bases de datos, sistemas de información y archivos técnicos necesarios para las actividades de este subsector;
8. Prestar asistencia técnica al sector minero y fomentar el desarrollo de las actividades mineras a través de formas asociativas;
9. Asesorar a las demás dependencias del Ministerio y a otras entidades en los asuntos relacionados con este subsector.

Parágrafo. El Director podrá delegar las funciones que le son propias en las Subdirecciones y en la División Legal de Minas, y en las Divisiones Regionales Mineras.

Artículo 38. Subdirección de Evaluación de Proyectos.- La Subdirección de Evaluación de Proyectos tendrá las siguientes funciones:

1. Estudiar desde el punto de vista técnico, y conceptuar sobre los proyectos de exploración, explotación, transporte, beneficio, fundición, transformación, aprovechamiento y comercialización de yacimientos minerales;
2. Vigilar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de las licencias de exploración, licencias de explotación, contratos de concesión, aportes, subcontratos de exploración y explotación que se suscriban en desarrollo de los aportes, reconocimientos de propiedad privada, y en general de todos los títulos mineros;
3. Estudiar las solicitudes de exención de derechos de aduana para la importación de equipos y maquinarias destinados a la industria minera y controlar su destinación y empleo;
4. Liquidar de conformidad con las disposiciones legales las participaciones, regalías, cánones o impuestos que se causen por la exploración y explotación de yacimientos minerales;
5. Estudiar y conceptuar sobre la capacidad económica de los solicitantes de títulos mineros.

Artículo 39. Subdirección de Ingeniería.- La Subdirección de Ingeniería tendrá las siguientes funciones:

1. Estudiar y emitir conceptos técnicos sobre los proyectos de exploración, explotación, transporte, beneficio, manufactura, mercadeo y distribución de minerales que pretendan adelantar los particulares o las entidades descentralizadas;
2. Efectuar estudios de ingeniería relacionados con la localización de las áreas objeto de las solicitudes de licencias de exploración, licencias de explotación, contratos de concesión, aportes, subcontratos de exploración y explotación que se suscriban en desarrollo de los aportes, reconocimientos de propiedad privada, y en general de todos los títulos mineros;
3. Realizar estudios topográficos, cartográficos, fotogramétricos y geofísicos con el fin de localizar las áreas solicitadas;
4. Organizar y operar el sistema del Registro Minero Nacional;
5. Llevar el registro de la producción, industrialización, comercialización y exportación de oro en polvo, en barra o amonedado.

Artículo 40. División de Regionales de Minas.- Las Divisiones Regionales de Minas realizarán actividades de asistencia técnica y de fomento del sector minero en las zonas geográficas del Territorio Nacional en que las necesidades lo requieran y, además de las que les sean delegadas, ejercerán las siguientes:

1. Elaborar, ejecutar y controlar los planes y programas de asistencia técnica a la pequeña y mediana minería en su área de influencia;
2. Asesorar a los mineros en los estudios técnicos y económicos necesarios para el aprovechamiento racional de los recursos mineros y para la obtención de créditos;
3. Realizar las investigaciones químicas y metalúrgicas;

4. Realizar, en concordancia con la División de Fiscalización de Minas, las labores de control y fiscalización de las minas otorgadas a cualquier título.

Artículo 41. División Legal de Minas.- La División Legal de Minas tendrá la función de tramitar, de conformidad con la legislación vigente, los asuntos relacionados con el otorgamiento de títulos mineros y en general con el ejercicio del derecho a explorar y explotar los recursos minerales, y demás funciones que le sean delegadas.

D. 2655/88, arts. 251 a 288

TITULO IV

INSTITUTO DE CIENCIAS NUCLEARES Y ENERGÍAS

ALTERNATIVAS - INEA

Artículo 42. Denominación.- El Instituto de Asuntos Nucleares - IAN, en lo sucesivo se denominará Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, INEA.

L. 143/94, arts. 66, 67, 68 y 87
D. 2914/94,
D. 813/95

Artículo 43. Funciones.- Además de los objetivos y funciones asignados al INEA por normas anteriores, éste tendrá la función de fomentar el uso racional de energía.

En desarrollo de esta función el INEA deberá diseñar y ejecutar los programas de uso racional de energía, en todos los campos de la actividad económica, y adelantar las labores de difusión necesarias.

Igualmente el INEA deberá elaborar programas científicos y tecnológicos para la intensificación del uso de las fuentes alternas de energía.

Decreto 2914 de 1994, art. 1º. Adiciónase el artículo 43 del Decreto 2119 de 1992, en el sentido de que el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas - INEA- cumplirá las funciones relacionadas con el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.

Para el desarrollo de las funciones de que trata el inciso anterior y con sujeción a las normas que lo rigen el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas - INEA- podrá diseñar y ejecutar los planes, programas y proyectos que sean necesarios.

Artículo 2914 de 1994, art. 2º. El Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas -INEA- adecuará su estructura interna para el cumplimiento de las nuevas funciones asignadas.

D. 813/95, arts. 1º a 5º
L. 143/94, arts. 66, 67, 68 y 87

Artículo 44. Comité de Uso Racional de Energía.- En ejercicio de la función de fomento del uso racional de energía el INEA estará asistido por un comité de uso racional y eficiente de la energía en el cual tendrán asiento el Ministerio de Minas y Energía, el INEA, la Fundación PESENCA, ECOPETROL, CARBOCOL, dos representantes de las empresas del sector eléctrico y dos de los gremios de la producción y el transporte terrestre del país. El reglamento determinará el procedimiento para nombrar a los respectivos miembros del Comité.

Artículo 45. Estructura Interna y Planta de Personal.- La Junta Directiva introducirá las modificaciones que sean necesarias a la estructura interna y a la planta de personal del INEA para el cabal cumplimiento de la función asignada en el artículo anterior.

TITULO V

MINERALES DE COLOMBIA S.A., -MINERALCO-

Artículo 46. Funciones.- Modifícase el literal c) del artículo 3º de la Ley 2ª de 1990 en el sentido de autorizar a MINERALCO para explorar, explotar, beneficiar, transformar y comercializar toda clase de minerales en el territorio nacional, a excepción de los hidrocarburos y los radioactivos.

L. 141/94, art. 17, parag. 1º
D. 145/95, art. 1º num. 4

Los artículos 47 a 62 contienen "Disposiciones Laborales Transitorias", que tuvieron efecto "en aplicación de lo dispuesto por el Artículo Transitorio 20 de la Constitución Política".

TITULO VII

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 63. Grupos Internos de Trabajo. El Ministro de Minas y Energía podrá crear y organizar grupos internos de trabajo con el fin de desarrollar con eficiencia y eficacia los objetivos, políticas, planes y programas del Ministerio.

Artículo 64. Apropiaciones Presupuestales y Medidas Administrativas de las Unidades Administrativas Especiales. Dentro de los seis (6) meses siguientes a la vigencia del presente decreto, el Ministerio de Minas y Energía tomará las medidas de carácter presupuestal y administrativo necesarias para poner en funcionamiento la Unidad de Planeación Minero Energética, la Unidad de Información Minero Energética y la Unidad de Regulación Minero Energética.

Artículo 65. Planta de Personal. El Gobierno establecerá la planta de personal del Ministerio de acuerdo con la estructura y funciones fijadas en este decreto, dentro de los doce (12) meses siguientes a la fecha de su vigencia. Dicha planta entrará a regir para todos los efectos legales y fiscales a partir de la fecha de su publicación.

Artículo 66. **Atribuciones de los Funcionarios de la Planta Actual.** Los funcionarios de la planta actual del Ministerio continuarán ejerciendo las atribuciones a ellos asignadas, hasta tanto sea expedida la nueva planta de personal acorde con la estructura que se establece en el presente decreto.

Artículo 67. **Autorizaciones Presupuestales.** El Gobierno Nacional efectuará las operaciones y los traslados presupuestales que se requieran para la cumplida ejecución del presente Decreto.

Artículo 68. **Vigencia.-** El presente Decreto rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y deroga la ley 1ª de 1984, la ley 51 de 1989, el Decreto 1318 de 1990 y las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 29 de diciembre de 1992.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Rudolf Hommes Rodríguez.

El Ministro de Minas y Energía,

Guido Alberto Nule Amín.

El Ministro de Trabajo y Seguridad Social,

Luis Fernando Ramírez

El Director del Departamento Administrativo del Servicio Civil,

Carlos Humberto Isaza Rodríguez.

**DECRETO NUMERO 0277 DE 1993
(febrero 9)**

por el cual se reglamenta la Ley 19 de 1990.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de las facultades que le confiere el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Ley 19 de 1990, se reglamentó la profesión de Técnico Electricista en el territorio nacional;

Que el artículo 3o. de la mencionada disposición confirió al Ministerio de Minas y Energía la facultad de expedir la matrícula para ejercer la profesión de Técnico Electricista;

Que el artículo 1o. de la citada ley estableció la prohibición de ejercer la profesión de Técnico Electricista a quien no posea la correspondiente matrícula, lo cual fue reiterado por el artículo 11 del Decreto 991 de 1991, reglamentario de la ley referida;

Que teniendo en cuenta el trámite que debe adelantarse para obtener la referida matrícula, se hace necesario señalar la fecha en la cual deberá exigirse, en todo el territorio nacional, la presentación de la misma para ejercer la profesión de Técnico Electricista.

DECRETA:

Artículo 1o. A partir del 1o. de agosto de 1993 no podrá ejercer la profesión de Técnico Electricista quien no posea la correspondiente matrícula expedida por el Ministerio de Minas y Energía de conformidad con lo establecido en la Ley 19 de 1990 y en el Decreto 991 de 1991.

Artículo 2o. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 9 de febrero de 1993.

CESAR GAVIRIA TRUJILLO

El Ministro de Minas y Energía,

Guido Alberto Nule Amín.

**DECRETO NUMERO 1253 DE 1993
(junio 30)**

**por el cual se desarrolla y reglamenta parcialmente el
Decreto 2119 de 1992**

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de las atribuciones que le confiere el ordinal 11 del artículo 189 de la Constitución Política, y

CONSIDERANDO:

Que mediante el Decreto 2119 del 29 de diciembre de 1992, expedido por el Gobierno Nacional en ejercicio de las facultades otorgadas por el artículo 20 transitorio de la Constitución Política, se reestructuró el Ministerio de Minas y Energía;

Que el mencionado Decreto dispuso, en el artículo 10, la creación de la Comisión de Regulación Energética como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía; en el artículo 12, la conversión de la

Comisión Nacional de Energía en la Unidad Administrativa Especial de Planeación Minero Energética; y en el artículo 14, la creación de la Unidad Administrativa Especial de Información Minero Energética;

Que se requiere desarrollar normativamente las disposiciones anteriores para precisar la organización administrativa interna de cada uno de los referidos entes estatales, con el propósito de garantizar su funcionamiento en forma eficiente y el cumplimiento de las tareas encomendadas a cada uno de ellos.

DECRETA:

CAPITULO I

De la Comisión de Regulación Energética.

Artículo 1°. La Comisión de Regulación Energética se organiza como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, sujeta a las disposiciones pertinentes consagradas en el Decreto-ley 1050 de 1968 y en el Decreto 2119 de 1992, a las normas que los modifiquen o adicionen, y a las señaladas en el presente Decreto. Su objeto es la regulación del sector minero energético, en procura de asegurar la utilización eficiente de los recursos mineros y energéticos de acuerdo con los requerimientos del país. Para el logro de este objetivo tendrá, entre otras funciones, las de regular el ejercicio de las actividades del sector energético para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente y las de propiciar la competencia y crear y preservar las condiciones que la hagan posible.

Para la fijación de precios regulados de los hidrocarburos, el Ministerio de Minas y Energía oirá previamente a la Comisión de Regulación Energética. Esta podrá colaborar, a través de sus unidades técnicas, en la elaboración de los estudios que fueren necesarios para la adopción de tales medidas.

Artículo 2°. La Comisión de Regulación Energética está integrada en la forma establecida en el artículo 10 del Decreto 2119 de 1992 y será presidida por el Ministro de Minas y Energía. La Comisión podrá sesionar con asistencia de cuatro (4) de sus integrantes, y no podrá decidir sin la presencia de, por lo menos, dos (2) de los Ministros o de un Ministro y el Director del Departamento Nacional de Planeación

Parágrafo. Las decisiones de la Comisión serán adoptadas mediante resoluciones suscritas por el Ministro de Minas y Energía, en su carácter de Presidente, y refrendadas por el Coordinador General.

Contra los actos administrativos de la Comisión, sólo procede el recurso de reposición que se interpondrá y decidirá conforme a las disposiciones previstas en el Código Contencioso Administrativo.

Artículo 3°. A la Comisión le corresponde organizar sus áreas de trabajo conforme a las necesidades del servicio, y expedir su reglamento interno.

La Comisión tendrá un Coordinador General que le corresponderá adoptar las decisiones administrativas, distintas de las que expida el organismo en ejercicio de sus facultades regulatorias señaladas en el artículo 11 del Decreto 2119 de 1992, y que sean necesarias para el cumplimiento de las funciones asignadas a la Comisión y coordinar todas las actividades a cargo del organismo, para lo cual contará con los recursos humanos y logísticos requeridos para ello. Por delegación del Ministro de Minas y Energía ordenará los gastos con cargo a los recursos asignados a la unidad.

La coordinación general de la Comisión será asumida, en forma rotatoria y por un período de un año, por cada uno de los expertos de dedicación exclusiva, de acuerdo con la designación que haga la Comisión.

La Comisión podrá asignar a cada uno de los expertos de dedicación exclusiva, incluido el Coordinador General, la dirección de las áreas de trabajo que determine en su reglamento interno.

Artículo 4°. Los tres expertos de dedicación exclusiva a que se refiere el ordinal 4° del artículo 10 del Decreto 2119 de 1992, tendrán la calidad de empleados públicos y serán designados por el Presidente de la República para períodos de tres años, contados a partir de la fecha de su posesión.

Para la renovación total o parcial del cuerpo de expertos de dedicación exclusiva, el Presidente de la República procurará que por lo menos uno de los antiguos integrantes permanezca en la Comisión.

Artículo 5°. La Comisión tendrá un comité de expertos, que estará integrado por los tres expertos de dedicación exclusiva, que tendrá las siguientes funciones:

- a) Elaborar y discutir los programas de trabajo de la Comisión;
- b) Estudiar y analizar previamente los asuntos que serán llevados a conocimiento de la Comisión.
- c) Formular recomendaciones de carácter técnico sobre los planes de expansión sectoriales elaborados por la Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía;
- d) Coordinar con la Unidad de Información Minero Energética las necesidades de información para ejecución de sus actividades.

CAPITULO II

De la Unidad de Planeación Minero Energética.

Artículo 6°. De conformidad con el artículo 12 del Decreto 2119 de 1992, la Comisión Nacional de Energía se convierte en la Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía y se organiza como Unidad Administrativa Especial sujeta a las disposiciones pertinentes consagradas en el Decreto-ley 1050 de 1968 y en el Decreto 2119 de 1992, a las normas que los modifiquen o adicionen, y a las señaladas en el presente Decreto. Su objeto es el de realizar la planeación integral del sector minero energético.

Artículo 7°. La Unidad de Planeación Minero Energética, en adelante denominada Unidad de Planeación, contará con un Director General y con dos Coordinadores de Área, una de Planeación Minera y la otra de Planeación Energética que se organizarán conforme a lo dispuesto en este Decreto y a las disposiciones administrativas que expida el Ministro de Minas y Energía.

Parágrafo. La Unidad de Planeación deberá propender por la participación activa de las entidades del sector minero energético en el proceso de planeamiento y podrá, por delegación del Ministro de Minas y Energía, organizar grupos de trabajo conformados por funcionarios de otras dependencias del Ministerio de Minas y Energía y de sus entidades adscritas o vinculadas, para el cumplimiento de funciones específicas.

Artículo 8°. Con el fin de garantizar una adecuada coordinación en el desarrollo de sus actividades y en la consolidación del planeamiento del sector minero energético, la Unidad de Planeación contará con la asesoría de los siguientes comités: Comité de Planeación Minera y Comité de Planeación Energética.

Artículo 9º. El Director General de la Unidad tendrá la calidad de empleado público y cumplirá las siguientes funciones:

a) Coordinar todas las actividades necesarias para establecer los requerimientos minero energéticos de la población y los agentes económicos del país y la manera de satisfacerlos, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución de las variables demográficas, ambientales, económicas y de precios de los recursos minero energéticos;

b) Coordinar todas las actividades relacionadas con la elaboración del Plan Nacional Minero, el Plan Energético Nacional y los demás planes subsectoriales, entre los cuales se contempla el de expansión del sector eléctrico;

c) Dirigir y coordinar al personal técnico y administrativo de la Unidad;

d) Coordinar las labores de los expertos que se vinculen para la realización de actividades propias de la Unidad;

e) Proponer al Ministro de Minas y Energía el presupuesto anual de ingresos y gastos de la Unidad de Planeación, conforme a las disposiciones presupuestales que rigen la materia;

f) Coordinar el desarrollo y la ejecución del contrato de fiducia en la parte relacionada con la Unidad de Planeación, que para la operación de las unidades administrativas especiales suscriba el Gobierno Nacional con una entidad fiduciaria;

g) Por delegación del Ministro de Minas y Energía, ordenar los gastos con sujeción al presupuesto de la Unidad;

h) Definir conjuntamente con la Unidad de Información Minero Energética las necesidades de información para la ejecución de las actividades de la Unidad de Planeación;

i) Cumplir con las demás funciones administrativas necesarias para el cabal cumplimiento del objetivo señalado a la Unidad;

j) Proponer al Ministerio de Minas y Energía la reglamentación para la puesta en funcionamiento del Comité de Planeación Minera y del Comité de Planeación Energética;

k) Ejercer las funciones que le sean delegadas por el Ministro de Minas y Energía, y

l) Las demás que le señale la ley.

Parágrafo. Para el cumplimiento de las funciones señaladas en los literales a) y b) de este artículo, la Unidad coordinará sus actividades con las demás dependencias del Ministerio de Minas y Energía y con sus entidades adscritas y vinculadas.

Artículo 10. Son funciones del Coordinador del Área de Planeación Minera:

a) Elaborar estudios y recomendaciones que permitan la formulación de programas de desarrollo del sector minero nacional, en coordinación con la Dirección General de Minas del Ministerio de Minas y Energía. Tales programas versarán principalmente sobre los minerales de uso energético y tendrán carácter indicativo;

b) Establecer los procedimientos, metodologías y modelos requeridos para planear y evaluar la oferta y demanda de recursos minerales del país y para determinar las prioridades para satisfacer los requerimientos, de conformidad con el interés nacional;

c) Establecer la metodología y las actividades necesarias para la elaboración del Plan Nacional Minero y los demás planes subsectoriales;

d) Coordinar con la Dirección General de Minas del Ministerio de Minas y Energía las labores de evaluación de la ejecución del Plan Nacional Minero y de los demás planes subsectoriales;

e) Las demás que le asigne el Director General de la Unidad de Planeación.

Artículo 11. Son funciones del Coordinador del Área de Planeación Energética:

a) Elaborar estudios y recomendaciones que permitan la formulación de programas de desarrollo del sector energético nacional, en coordinación con las Direcciones Generales de Energía Eléctrica, Hidrocarburos y Minas del Ministerio de Minas y Energía;

b) Establecer los procedimientos, metodologías y modelos requeridos para planear y evaluar la oferta y demanda de recursos energéticos del país y para determinar las prioridades para satisfacer los requerimientos, de conformidad con el interés nacional;

c) Establecer la metodología y las actividades necesarias para la elaboración del Plan Energético Nacional y los planes subsectoriales, entre los que se contempla el Plan de Expansión del Sector Eléctrico;

d) Coordinar con la Dirección General de Energía Eléctrica y la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía las labores de evaluación de la ejecución del Plan Energético Nacional y de los demás planes subsectoriales;

e) Coordinar con el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, INEA, la realización de evaluaciones sobre la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales, así como el desarrollo de energía nuclear para usos pacíficos;

f) Realizar evaluaciones sobre la rentabilidad económica y social de las exportaciones de recursos energéticos;

g) Las demás que le asigne el Director General de la Unidad de Planeación.

Artículo 12. Modificado por el artículo 1º del Decreto 517 de 1994. El Comité de Planeación Minera tendrá como objetivo desarrollar y coordinar las acciones necesarias para garantizar la planeación minera y el flujo oportuno de la información requerida para este fin. El Comité estará integrado de la siguiente manera: por el Director General de la Unidad, quien lo presidirá; por el Director General de Minas del Ministerio de Minas y Energía; por el Coordinador del área de Planeación Minera, quien hará las veces de secretario; por un delegado del Departamento Nacional de Planeación; por un delegado de Ingeominas; por un delegado de Mineralco; por un delegado de la Empresa Colombiana de Carbón, Ltda., Ecocarbón; y por dos representantes de las empresas privadas o mixtas del sector minero, que serán designados por el Ministro de Minas y Energía.

Artículo 13. El Comité de Planeación Energética tendrá como objetivo desarrollar y coordinar las acciones requeridas para garantizar la planeación energética y el flujo oportuno de la información requerida para

lograr una planeación energética integral. El Comité estará integrado de la siguiente manera: por el Director General de la Unidad, quien lo presidirá; por el coordinador del área de Planeación Energética, quien hará las veces de secretario; por los Directores Generales de Minas, Hidrocarburos o Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía, según la materia de que se trate; por un delegado de Ecopetrol; por un delegado de Interconexión Eléctrica S.A.; por un delegado de Ecocarbón; por un delegado del Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas; por un delegado del Departamento Nacional de Planeación; por un delegado de la Financiera Energética Nacional y por dos representantes de las demás empresas públicas, privadas o mixtas del sector energético, que serán designados por el Ministro de Minas y Energía.

Artículo 14. Compete al Ministro de Minas y Energía la adopción del Plan Nacional Minero, el Plan Energético Nacional y los planes subsectoriales, previo concepto del Consejo Nacional de Política Económica y Social, Conpes, en los casos en que se requiera de conformidad con las normas legales vigentes.

CAPITULO III

De la Unidad de Información Minero Energética.

Artículo 15. La Unidad de Información Minero Energética, creada por el artículo 14 del Decreto 2119 de 1992, se organiza como una Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía sujeta a las disposiciones pertinentes consagradas en el Decreto-ley 1050 de 1968 y en el Decreto 2119 de 1992, a las normas que los modifiquen o adicionen, y a las señaladas en el presente Decreto. Su objeto es establecer y operar una base única y oficial de información para el sector minero energético que garantice una información consolidada, confiable y oportuna.

Con éste propósito la Unidad deberá garantizar la disponibilidad y calidad de la información del sector minero energético y la existencia de un Sistema de Información Minero Energética Nacional para facilitar un desarrollo adecuado de las actividades y procesos de planeación, evaluación, seguimiento, control, regulación y toma de decisiones sectoriales.

Artículo 16. La Unidad de Información Minero Energética, en adelante denominada Unidad de Información, contará con un Director General, dos coordinadores para cada una de las áreas de información y análisis minero e información y análisis energético, y un grupo de soporte técnico, que se organizarán conforme a lo dispuesto en este Decreto y a las disposiciones administrativas que profiera el Ministro de Minas y Energía.

Artículo 17. Con el fin de garantizar una adecuada coordinación en el desarrollo de sus actividades y en la creación y consolidación del Sistema de Información Minero Energético con los generadores y usuarios de la información, la Unidad de Información contará con la asesoría de los siguientes comités: Comité de Información de Oferta Energética, Comité de Información y Consumo de Mercadeo y Consumo Energético y Comité de Información Minera.

Artículo 18. El Director General de la Unidad tendrá la calidad de empleado público y desempeñará las siguientes funciones:

a) Coordinar todas las actividades necesarias para organizar, operar y mantener una base única de información del sector minero energético nacional, mediante el desarrollo y actualización del Sistema de Información Minero Energético;

- b) Coordinar la elaboración de los balances mineros y energéticos nacionales;
- c) Coordinar las labores para establecer y publicar los indicadores mineros y energéticos de coyuntura necesarios para realizar un seguimiento continuo de los subsectores;
- d) Definir los indicadores de desempeño técnico, administrativo y financiero del sector minero;
- e) Planear, dirigir y coordinar las encuestas, investigaciones, censos y actividades de recolección, orientadas a la generación de la información y estadísticas estratégicas mineras y energéticas y la normalización de las mismas;
- f) Planear y coordinar la elaboración del Plan Nacional de Información Minero Energética, en concordancia con las estrategias trazadas en el Plan Energético Nacional, el Plan Minero Nacional y el Plan Nacional de Estadísticas Estratégicas del DANE;
- g) Coordinar las tareas de elaboración de las memorias institucionales del sector minero energético;
- h) Proponer la reglamentación para el desarrollo del Sistema de Información Minero Energética y la puesta en funcionamiento de los comités asesores;
- i) Promover, coordinar y asesorar la elaboración y ejecución de planes estadísticos subsectoriales;
- j) Difundir, respetando las normas de la reserva estadística, los resultados de las investigaciones que realice en cumplimiento de sus funciones y promover el uso, divulgación y comercialización de las estadísticas generadas en el marco del Sistema de Información;
- k) Brindar apoyo al DANE en el desarrollo armónico del Sistema de Información Nacional en lo referente al sector minero energético. Así mismo, liderar, en lo que concierne a este sector, la elaboración del Plan Nacional de Estadísticas Estratégicas del DANE;
- l) Certificar la calidad de la información del sector minero energético y preservar la veracidad e imparcialidad de la misma;
- ll) Elaborar las normas técnicas que sean convenientes para la producción, elaboración, análisis, uso y divulgación de la información estadística;
- m) Velar por el cumplimiento de los acuerdos y procedimientos de carácter estadístico e informática emanados de los organismos internacionales competentes;
- n) Promover las acciones requeridas para fomentar el desarrollo de una cultura estadística en el sector minero energético nacional;
- o) Coordinar el desarrollo y la ejecución del contrato de fiducia, en la parte relacionada con la Unidad de Información, que para la operación de las unidades administrativas especiales suscriba el Gobierno Nacional con una entidad fiduciaria;
- p) Por delegación del Ministro de Minas y Energía, ordenar los gastos con sujeción al Presupuesto de la Unidad;

q) Cumplir con las demás funciones administrativas necesarias para el cabal cumplimiento del objetivo señalado a la Unidad.

Parágrafo. Para el cumplimiento de sus funciones, la Unidad coordinará sus actividades con las demás dependencias del Ministerio de Minas y Energía y con sus entidades adscritas y vinculadas.

Artículo 19. Son funciones del Coordinador del Área de Información y Análisis Minero las siguientes:

a) Coordinar las labores de recopilación, procesamiento, organización y difusión de la información sobre las actividades del sector minero, incluyendo la información pertinente del entorno;

b) Asegurar la calidad de la información del sector minero;

c) Dirigir, coordinar y controlar al personal asignado a su área de trabajo;

d) Preparar la parte minera del Plan Nacional de Información Minero Energética;

e) Proveer la información minera requerida para elaborar el balance minero y las memorias institucionales del mismo sector;

f) Ejercer la secretaría técnica del Comité de Información Minera y elaborar documentos de propuestas de funcionamiento y de actividades del mismo;

g) Planear, dirigir y coordinar la elaboración de los balances mineros;

h) Definir, diseñar, calcular y analizar periódicamente los indicadores de coyuntura minera, dentro del entorno nacional e internacional;

i) Diseñar y calcular indicadores de desempeño técnico, administrativo y financiero del sector minero;

j) Editar los documentos de análisis minero publicados por la Unidad;

k) Las demás que le asigne el Director General de la Unidad;

Artículo 20. Son funciones del Coordinador del Área de Información y Análisis Energético las siguientes:

a) Coordinar las labores de recopilación, procesamiento, organización y difusión de la información sobre las actividades del sector energético, incluyendo la información pertinente del entorno;

b) Asegurar la calidad de la información del sector energético;

c) Dirigir, coordinar y controlar al personal asignado a su área de trabajo;

d) Preparar la parte energética del Plan Nacional de Información Minero Energética;

e) Proveer la información energética requerida para elaborar el balance energético y las memorias institucionales del sector minero energético;

f) Ejercer la secretaría técnica de los Comités de Información de Oferta Energética y de Mercado y Consumo Energético y elaborar documentos de propuestas de funcionamiento y de actividades de los mismos;

g) Diseñar e implantar procedimientos, metodologías y herramientas para mejorar el conocimiento de la oferta y demanda energética;

h) Planear, dirigir y coordinar la elaboración de los balances energéticos;

i) Diseñar, calcular y analizar periódicamente los indicadores de coyuntura energética, dentro del entorno nacional e internacional.

j) Diseñar y calcular indicadores de desempeño técnico, administrativo y financiero del sector energético;

k) Editar los documentos de análisis energético publicados por la Unidad;

l) Las demás que le asigne el Director General de la Unidad.

Artículo 21. El Grupo de Soporte Técnico tendrá a su cargo las siguientes funciones:

a) Diseñar e implantar los procedimientos, las metodologías, los programas computacionales y los sistemas de comunicaciones que requiera la Unidad para el desempeño de sus funciones;

b) Coordinar el diseño, experimentación y aplicación de métodos de recolección y procesamiento.

c) Dirigir la elaboración y publicación de los informes periódicos de la Unidad y colaborar con las otras dependencias en la elaboración de documentos;

d) Diseñar y desarrollar mecanismos de control de calidad para el procesamiento de la información;

e) Elaborar con los documentos remitidos por las distintas dependencias, las memorias del ministerio de minas y Energía;

f) Coordinar las labores de recopilación y clasificación de documentos;

g) Actualizar el sistema de información jurídica del sector minero energético;

h) Las demás que le señale el director de la Unidad.

Artículo 22. **Modificado por el artículo 2º del Decreto 517 de 1994.** El Comité de Información Minera tendrá a su cargo la coordinación de las actividades necesarias para garantizar el flujo oportuno de la información minera y estará integrado de la siguiente manera: por el Director General de la Unidad, quien lo presidirá; por el Coordinador del Área de Información y Análisis Minero, quien hará las veces de secretario, por el Director General de Minas del Ministerio de Minas y Energía; por un delegado de Ingeominas; por un delegado de Mineralco; por un delegado de la Empresa Colombiana de Carbón, Ltda., Ecocarbón; por un representante del DANE; y por dos representantes de las demás empresas públicas, privadas o mixtas del sector minero, que serán designados por el Ministro de Minas y Energía.

Artículo 23. **Modificado por el artículo 3º del Decreto 517 de 1994.** El Comité de Información de Oferta Energética tendrá como objetivo coordinar los mecanismos necesarios para el flujo oportuno de la

información relacionada con la oferta energética y estará integrado de la siguiente manera: por el Director General de la Unidad, quien lo presidirá; por el Coordinador del Área de Información y Análisis Energético, quien hará las veces de secretario; por los Directores Generales de Minas, Hidrocarburos y Energía Eléctrica del Ministerio de Minas y Energía, según la materia de que se trate; por un representante de Ecopetrol; por un representante de la Empresa Colombiana de Carbón Ltda., Ecocarbón; por un representante de Interconexión Eléctrica S.A.; por un representante del Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas; por un representante de la Financiera Energética Nacional; por un representante del DANE; y por dos representantes de las demás empresas públicas, privadas o mixtas del sector energético, que serán designados por el Ministro de Minas y Energía.

Artículo 24. El Comité de Información de Mercado y Consumo Energético tendrá como objetivo coordinar los mecanismos necesarios para el flujo oportuno de la información relacionada con el mercado y el consumo energético y estará integrado de la siguiente manera: por el Director General de la Unidad, quien lo presidirá; por el Coordinador del Área de Información y Análisis Energético, quien hará las veces de secretario; por los Directores Generales de Minas, Energía Eléctrica e Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, según la materia de que se trate; por un representante del Ministerio de Transporte, por un representante de la ANDI; por un representante de Fenalco; por un representante del Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas; por un representante del DANE; y por dos representantes de las demás empresas públicas, privadas o mixtas del sector energético, que serán designados por el Ministro de Minas y Energía.

CAPITULO IV

Disposiciones comunes a las Unidades Administrativas Especiales.

Artículo 25. Las Unidades Administrativas Especiales operarán mediante un contrato de fiducia que será celebrado por el Gobierno Nacional y la entidad fiduciaria seleccionada por el Ministerio de Minas y Energía, con observancia de los requisitos legales que rigen esta contratación.

Artículo 26. A través del contrato de fiducia, las Unidades Administrativas Especiales administrarán y manejarán los recursos presupuestales que les sean asignados, atenderán las erogaciones relacionadas con los gastos de personal, de funcionamiento y de inversión, y desarrollarán las demás actuaciones que les correspondan, conforme a las normas legales que regulan la materia.

Por delegación del Ministro de Minas y Energía, cada Director General de Unidad y el Coordinador General de la Comisión de Regulación Energética ordenará los gastos con cargo al presupuesto de la respectiva unidad.

Artículo 27. Los bienes y equipos, excluido el dinero, con que cuenta actualmente la Comisión Nacional de Energía, serán entregados al Ministerio de Minas y Energía para que sean utilizados por la Unidad de Planeación Minero Energética, en virtud de lo dispuesto en el artículo 12 del Decreto 2119 de 1992.

Artículo 28. Cada Unidad Administrativa Especial contará con una planta mínima global de personal, a través de la cual se vincularán los expertos de dedicación exclusiva, los Directores Generales de las Unidades Administrativas Especiales de Planeación y de Información, y el personal técnico y administrativo que se determine para cada uno de los organismos.

La facultad para proveer los cargos en las Unidades Administrativas Especiales, corresponde al Ministro de Minas y Energía, con excepción de la designación de los expertos de dedicación exclusiva de la Comisión de Regulación Energética que compete al Presidente de la República.

Parágrafo. Para desempeñar un cargo en las plantas de personal de las unidades administrativas especiales, el interesado deberá acreditar las calidades exigidas por el manual de requisitos mínimos que será adoptado por el Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 29. Las Unidades Administrativas Especiales contarán con los expertos que requieran para el cumplimiento de sus funciones, los cuales serán vinculados mediante contratos de prestación de servicios que serán celebrados a través de la entidad fiduciaria correspondiente, previa solicitud elevada por el Ministro de Minas y Energía.

Artículo 30. Para el cumplimiento de sus funciones, las Unidades Administrativas Especiales podrán integrar grupos de trabajo, que serán organizados y orientados por los Directores Generales de cada uno de los organismos, o por quienes hagan sus veces.

En el acto de integración de los grupos de trabajo, se regularán los aspectos relativos a su funcionamiento, duración, distribución de tareas y asignación de responsabilidades, entre otros.

Artículo 31. Las Unidades Administrativas Especiales podrán prestar apoyo técnico y operativo en la ejecución de programas y proyectos que adelanten los organismos multilaterales o de cooperación internacional en el país, en materias relacionadas con las funciones de dichas unidades.

Artículo 32. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 30 de junio de 1993.

CESAR GAVIRIA TRUJILLO

El Ministro de Minas y Energía,

Guido Alberto Nule Amin.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Rudolf Hommes Rodríguez.

El Director del Departamento Administrativo de la Función Pública,

Carlos Humberto Isaza Rodríguez.

**DECRETO NUMERO 1844 DE 1993
(septiembre 15)**

por el cual se reglamenta la Ley 19 de 1990.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de las facultades que le confiere el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política, y

CONSIDERANDO:

Que mediante la Ley 19 de 1990, se reglamentó la profesión de Técnico Electricista;

Que el artículo 3o. de la mencionada disposición confirió al Ministerio de Minas y Energía, la facultad para expedir la matrícula para ejercer la profesión de Técnico Electricista;

Que mediante Decreto 277 de 1993, se ordenó que a partir del 1o. de agosto de 1993 no podrá ejercer la profesión de Técnico Electricista quien no posea la correspondiente matrícula expedida por el Ministerio de Minas y Energía;

Que teniendo en cuenta que todavía faltan por tramitar un buen número de matrículas solicitadas, se hace necesario adoptar un mecanismo transitorio para la cumplida ejecución de la ley, que permita el ejercicio válido de la profesión a los Técnicos Electricistas que presentaron su solicitud con la documentación completa antes del 1o. de agosto de 1993 ante el Consejo Nacional de Técnicos Electricistas, Conte, en consecuencia, se les otorgará una matrícula provisional válida hasta el 1o. de enero de 1994,

DECRETA:

Artículo 1o. El Ministerio de Minas y Energía podrá expedir matrícula con carácter provisional a los Técnicos Electricistas que presentaron la documentación completa antes del 1o. de agosto de 1993, la cual será válida hasta el 1o. de enero de 1994.

Artículo 2o. Para efecto del artículo anterior, el Ministerio de Minas y Energía expedirá la matrícula provisional teniendo como base que el interesado haya presentado la documentación completa antes del 1o. de agosto de 1993, y por consiguiente su matrícula profesional definitiva se encuentra en trámite.

Artículo 3o. El Ministerio de Minas y Energía sólo podrá expedir matrículas provisionales hasta el 31 de diciembre de 1993.

Artículo 4o. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 15 de septiembre de 1993.

CESAR GAVIRIA TRUJILLO

El Ministro de Minas y Energía,

Guido Alberto Nule Amin.

**DECRETO NUMERO 1524 DE 1994
(Julio 15)**

por el cual se delegan las funciones presidenciales de señalar políticas generales de administración y control de eficiencia en los servicios públicos domiciliarios, y se dictan otras disposiciones.

El Presidente de la República de Colombia, en uso de sus facultades constitucionales y legales, y en especial las previstas por los artículos 189, numerales 11, 14 y 16; 211 y 370 de la Constitución Política; y en desarrollo por lo dispuesto en los artículos 68 y 105 de la Ley 142 de 1994 y 23 de la Ley 143 de 1994,

DECRETA:

Artículo 1o. Deléganse las funciones del Presidente de la República, a las que se refieren el artículo 68, y las disposiciones concordantes, de la Ley 142 de 1994, "por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones", en la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones, que crea esa Ley, para que las ejerzan en forma allí prevista, en relación con cada uno de los servicios públicos respectivos.

Artículo 2o. La Comisión de Regulación de Energía y Gas ejercerá las funciones que señale el artículo 23 de la Ley 143 de 1994, en los términos previstos en dicha ley y demás disposiciones concordantes.

Artículo 3o. La delegación de funciones a que se refiere este decreto exime de responsabilidad al Presidente de la República, la cual corresponderá exclusivamente a las Comisiones delegatarias, cuyos actos o resoluciones podrá siempre reformar o revocar el Presidente, reasumiendo la responsabilidad consiguiente.

Artículo 4o. Las Comisiones de Regulación a que se refiere el artículo 1o. de este Decreto se pondrán en funcionamiento tan pronto éste entre en vigencia, de acuerdo con lo previsto en el artículo 18 de la Ley 42 de 1994, y según las reglas que se expresarán en los siguientes artículos.

Artículo 5o. Los funcionarios que componen la Comisión Reguladora de Agua Potable y Saneamiento Básico, a los que se refiere el artículo 58 del Decreto 2152 de 1992, comenzarán a ejercer, tan pronto entre en vigencia este decreto, y como consecuencia de la presente delegación, las funciones asignadas a la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico prevista en el Artículo 69 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 6o. Los funcionarios que componen la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones, a los que se refiere el artículo 3o. del Decreto 2122 de 1992, comenzarán a ejercer, tan pronto entre en vigencia este decreto, y como consecuencia de la presente delegación, las funciones asignadas a la Comisión de Regulación de Telecomunicaciones, prevista en el artículo 69 de la Ley 142 de 1994. El Director del Departamento Nacional de Planeación entrará enseguida a hacer parte, por derecho propio, de esa Comisión; y se dejan sin efecto, por disposición legal, los nombramientos de los representantes del Presidente de la República en la Comisión que creó el Decreto 2122 de 1992.

Artículo 7o. De conformidad con el párrafo del artículo 94 de la Ley 143 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas ejercerá las funciones que le corresponden, con los expertos que se

encuentran actualmente vinculados a su planta de personal, hasta tanto el Gobierno Nacional adopte la nueva estructura interna y la planta de personal.

Artículo 8o. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 113 de la Ley 142 de 1994, contra los actos de las Comisiones sólo cabrá el recurso de reposición.

Artículo 9o. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 15 de julio de 1994.

CESAR GAVIRIA TRUJILLO

El Viceministro de Hacienda y Crédito Público, encargado de las funciones del Despacho del Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Héctor José Cadena Clavijo.

El Ministro de Desarrollo Económico,

Mauricio Cárdenas Santamaría.

El Ministro de Minas y Energía,

Guido Nule Amín.

El Ministro de Comunicaciones,

William Jaramillo Gómez.

El Director del Departamento Nacional de Planeación,

Armando Montenegro Trujillo.

DECRETO NUMERO 1753 DE 1994
(agosto 3)

por el cual se reglamentan parcialmente los Títulos VIII y XII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales.

El presidente de La República de Colombia, en ejercicio de sus facultades constitucionales y, en especial de la potestad reglamentaria que trata el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Nacional.

DECRETA:

CAPITULO I

DEFINICIONES

ARTICULO 1º. **Definiciones.** Para la correcta interpretación de las normas contenidas en el presente Decreto, se adoptan las siguientes definiciones:

-Ecosistema Ambientalmente Crítico: Es aquel que ha perdido su capacidad de recuperación o autorregulación.

-Ecosistema Ambientalmente Sensible: Es aquel que es altamente susceptible al deterioro por la introducción de factores ajenos o exógenos.

-Ecosistema de Importancia Ambiental: Es aquel que presta servicios y funciones ambientales.

-Ecosistema de importancia social: Es aquel que presta servicios y funciones sociales.

-Proyecto, Obra o Actividad: Un proyecto, obra o actividad incluye la planeación, ejecución, emplazamiento, instalación, construcción, montaje, ensamble, mantenimiento, operación, funcionamiento, modificación, y desmantelamiento, abandono, terminación, del conjunto de todas las acciones, usos del espacio, actividades e infraestructura relacionadas y asociadas con su desarrollo.

-Plan de Manejo Ambiental_ Es el plan que, de manera detallada, establece las acciones que se requieren para prevenir, mitigar, controlar, compensar y corregir los posibles efectos o impactos ambientales negativos causados en desarrollo de un proyecto, obra o actividad: incluye también los planes de seguimiento, evaluación y monitoreo y los de contingencia.

-Análisis de Riesgo: Es el estudio de evaluación de las circunstancias, eventualidades o contingencias que en desarrollo de un proyecto, obra o actividad pueden generar peligro de daño a la salud humana, al medio ambiente y a los recursos naturales.

-Restauración o Sustitución Ambiental: Es la recuperación y adecuación morfológica y ecológica de un área afectada por actividades que hayan introducido modificaciones considerables al paisaje y efectos graves a los recursos naturales.

-Términos de Referencia: Es el documento que contiene los lineamientos generales que la autoridad ambiental señala para la elaboración y ejecución de los estudios ambientales.

-Mediadas de Prevención: Son obras o actividades encaminadas a prevenir y controlar los posibles impactos y efectos negativos que pueda generar un proyecto, obra o actividad sobre el entorno humano y natural.

-Medidas de Mitigación: Son obras o actividades dirigidas a atenuar y minimizar los impactos y efectos negativos de un proyecto, obra o actividad sobre el entorno humano y natural.

-Medidas de Corrección: Son obras o actividades dirigidas a recuperar, restaurar o reparar las condiciones del medio ambiente afectado.

-Medidas de Compensación: Son obras o actividades dirigidas a resarcir y retribuir a las comunidades, las regiones y localidades por los impactos o efectos negativos que no puedan ser evitados, corregidos o satisfactoriamente mitigados.

PARAGRAFO. Cuando en el presente Decreto se haga referencia a las Corporaciones Autónomas Regionales, se entenderá que incluye también a las Corporaciones para el Desarrollo Sostenible.

CAPITULO II

LA LICENCIA AMBIENTAL: NATURALEZA,
MODALIDADES Y EFECTOS

ARTICULO 2º. Concepto. La Licencia Ambiental es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente, mediante acto administrativo, a una persona, para la ejecución de un proyecto, obra o actividad que conforme a la ley y a los reglamentos, puede producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje, y en las que se establecen los requisitos, obligaciones y condiciones que el beneficiario de la Licencia Ambiental debe cumplir para prevenir, mitigar, corregir, compensar y manejar los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad autorizada.

ARTICULO 3º. Contenido. La Licencia Ambiental contendrá:

1. La identificación de la persona natural o jurídica, pública o privada quien se autoriza el proyecto, obra o actividad, indicando el nombre, razón social, documento de identidad y domicilio.
2. Localización y descripción del proyecto, obra actividad.
3. Consideraciones y motivaciones que han sido tenidas en cuenta para el otorgamiento de la Licencia Ambiental.
4. Término de la Licencia Ambiental.
5. Señalamiento de todos y cada uno de los requisitos, condiciones y obligaciones que debe satisfacer y cumplir el beneficiario de la Licencia Ambiental.
6. Las consecuencias del incumplimiento de los requisitos, condiciones y obligaciones impuestos al beneficiario de la Licencia Ambiental, conforme a la ley y los reglamentos.

PARAGRAFO 1º. Cuando el beneficiario de una Licencia Ambiental deba prestar una póliza de cumplimiento o una garantía bancaria, a favor de la autoridad ambiental competente, según ésta lo determine, teniendo en cuenta los riesgos inherentes del proyecto, obra, actividad y otras garantías ya constituidas, con el fin de asegurar el cumplimiento de los términos, requisitos, condiciones, exigencias u obligaciones de la Licencia Ambiental, tales garantías serán prestadas hasta por un monto máximo del 30% del valor anual del plan de manejo.

La póliza deberá ser renovada anualmente y tendrá vigencia durante la vida útil del proyecto, y hasta por dos años más a juicio de la autoridad ambiental.

PARAGRAFO 2º. Los recursos provenientes de la ejecución de la póliza de cumplimiento o de la garantía bancaria se destinarán a una subcuenta del Fondo Nacional Ambiental, con el objeto de utilizarla en la compensación, corrección, mitigación y manejo de los impactos y efectos causados.

ARTICULO 4º. Garantías en Actividades Mineras. En desarrollo del artículo 60 de la Ley 99 de 1993, toda persona que desarrolle un proyecto de minería a cielo abierto constituirá a favor de la autoridad ambiental competente una póliza de garantía de cumplimiento equivalente, como máximo al 30% del costo anual de las obras de recuperación o sustitución morfológica, que se pretendan desarrollar conforme al plan de manejo ambiental.

La póliza deberá ser renovada anualmente y tener vigencia durante la vida útil del proyecto y hasta por dos años más a juicio de la autoridad ambiental.

ARTICULO 5º. Modalidades. Habrá tres modalidades de Licencia Ambiental:

1. Licencia Ambiental Ordinaria: Es la otorgada por la autoridad ambiental competente y en la cual se establecen los requisitos, condiciones y obligaciones que el beneficiario de la Licencia Ambiental debe cumplir para prevenir, mitigar, corregir, compensar y manejar los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad autorizada, sin disponer sobre el otorgamiento de los permisos, autorizaciones o concesiones para el uso, aprovechamiento o movilización de los recursos naturales renovables.

2. Licencia Ambiental Unica: Es la otorgada por la autoridad ambiental competente y que, a solicitud del peticionario, incluye los permisos, autorizaciones o concesiones, necesarios para el desarrollo del proyecto, obra actividad. La vigencia de estos permisos, concesiones y autorizaciones, de acuerdo con su naturaleza, podrá ser la misma de la Licencia Ambiental.

Para el otorgamiento de la Licencia Ambiental Unica se observarán las siguientes reglas:

a) La autoridad ambiental competente ante la cual se solicita la Licencia Ambiental Unica, asumirá la competencia para el otorgamiento de los permisos, autorizaciones y concesiones a que haya lugar para ello observará las normas que en cada región sean aplicables;

b) El otorgamiento de los permisos, autorizaciones y concesiones solicitados se hará en el mismo acto de otorgamiento de la Licencia Ambiental Unica;

c) La autoridad ambiental competente solicitará a las entidades cuya competencia asume en virtud de la solicitud de la Licencia Ambiental Unica, la información técnica, jurídica y administrativa que sea indispensable para decidir sobre el otorgamiento de los permisos, autorizaciones y concesiones necesarias para el desarrollo del proyecto, obra o actividad;

d) El otorgamiento de los permisos, autorizaciones y concesiones se comunicará formalmente a la entidad respectiva cuya competencia en cada caso se asume.

3. Licencia Ambiental Global: La Licencia Ambiental Global puede ser ordinaria o única. Es de competencia exclusiva del Ministerio del Medio Ambiente, y en virtud de ellas se autorizan todas las obras o actividades relacionadas con la explotación de campos petroleros y de gas. Cuando la Licencia Ambiental Global sea Ordinaria, el otorgamiento de éstas no revela al beneficiario de la obligación legal o reglamentaria de obtener los permisos, autorizaciones o concesiones que sean necesarios dentro del campo de producción autorizado, ni del cumplimiento de sus condiciones y obligaciones específicas. Para el desarrollo de cada una de las obras o actividades definidas en la etapa del explotación será necesario presentar un plan de manejo ambiental conforme a los términos condiciones y obligaciones establecidas en la Licencia Ambiental Global Ordinaria.

PARAGRAFO 1º. La obtención de la Licencia Ambiental Ordinaria y Global Ordinaria, es requisito previo para el otorgamiento de los permisos, autorizaciones y concesiones que se requieran conforme a la ley o los reglamentos.

PARAGRAFO 2º. La obtención de la Licencia Ambiental es condición previa para el ejercicio de los derechos que surjan de los permisos, autorizaciones, concesiones y licencias que no sean de competencia de la autoridad ambiental.

PARAGRAFO 3º. El término de la Licencia Ambiental será el mismo de la duración del proyecto, obra o actividad. Sin embargo, la autoridad ambiental, de oficio o a petición de parte, podrá establecer un término diferente teniendo en cuenta el estudio de impacto ambiental o la naturaleza del proyecto, obra o actividad.

CAPITULO III

COMPETENCIA PARA EL OTORGAMIENTO
DE LAS LICENCIAS AMBIENTALES

ARTÍCULO 6º. Autoridades Ambientales Competentes. Son autoridades competentes para el otorgamiento de Licencia ambiental, conforme a la ley y al presente Decreto:

- a) El Ministerio del Medio Ambiente;
- b) Las Corporaciones Autónomas Regionales;
- c) Los Municipios, Distritos y Areas Metropolitanas cuya población urbana sea superior a un millón de habitantes, y
- d) Las entidades territoriales delegatarias de las Corporaciones Autónomas Regionales.

PARAGRAFO. A partir de la expedición del presente Decreto, las Corporaciones Autónomas Regionales existentes a la expedición de la Ley 99 de 1993, asumen las competencias y funciones establecidas para la expedición de Licencias Ambientales.

ARTICULO 7º. Competencia del Ministerio del Medio Ambiente. El Ministerio del Medio Ambiente otorgará de manera privativa la Licencia Ambiental en los siguientes casos:

1. Ejecución de obras y actividades de exploración, explotación, transporte, conducción y depósito de hidrocarburos, construcción de refinerías, refinación de petróleo y los desarrollos petroquímicos que formen parte de un complejo de refinación.
2. Ejecución de proyectos de gran minería, entendiéndose éstos como, la exploración, montaje, producción, beneficio, almacenamiento, acopio, transporte, fundición, procesamiento y transformación de minerales, de conformidad con las definiciones y la clasificación de la gran minería contenidas en el Código de Minas.
3. Construcción de presas, represas o embalses con capacidad superior a doscientos millones de metros cúbicos y construcción de centrales generadora de energía eléctrica que excedan de 100.000 KW de capacidad instalada, así como el tendido de las líneas de transmisión del sistema nacional de interconexión eléctrica y proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes.
4. Construcción o ampliación de puertos marítimos de gran calado, entendiéndose por tales aquellos en los cuales pueden atracar embarcaciones de 10.000 o más toneladas de registro neto o con calado igual o superior a 15 pies, o en aquellos en que se moviliza una carga superior a un millón de toneladas al año, aun cuando ésta se realice mediante fondeo.
5. Construcciones de instalación, ampliación o mejoramiento de aeropuertos internacionales.
6. Ejecución de obras públicas de las redes vial, fluvial y ferroviaria nacionales, incluyendo la ampliación de vías de la red vial nacional.
7. Construcción de distritos de riego para más de 20.000 hectáreas.

8. Producción e importación de pesticidas y de aquellas sustancias, materiales o productos sujetos a controles por virtud de tratados, convenios y protocolos internacionales ratificados por Colombia y vigentes.

9. Proyectos que afecten el Sistema de Parques Nacionales Naturales.

10. Proyectos que adelantes las Corporaciones Autónomas Regionales a que hace referencia el inciso segundo del numeral 19 del artículo 31 de la Ley 99 de 1993.

11. Transvase de una cuenca a otra de corrientes de agua que excedan 2m³segundo durante los periodos de mínimo caudal.

12. Introducción al país de parentales para la reproducción de especies foráneas de fauna y flora silvestre que puedan afectar la estabilidad de los ecosistemas o de la vida salvaje.

13. Generación de energía nuclear.

14. Fabricación de municiones y explosivos.

15. Los casos establecidos en el parágrafo 2º del artículo 8º de este Decreto.

PARAGRAFO 1º. Se entiende que un proyecto afecta el Sistema de Parques Nacionales cuando se realiza dentro de su área o en la zona amortiguadora, definida por la ley y los reglamentos. No requerirán Licencia Ambiental los senderos de interpretación, los destinados a la investigación y aquellos de control y vigilancia. En estos casos se requerirá una autorización de la Unidad Administrativa Especial del Sistema de Parques Nacionales Naturales.

PARAGRAFO 2º. Los proyectos o actividades de mantenimiento de sistemas de control y operación, y reposición de unidades de equipos de procesos existentes, no requerirán Licencia Ambiental, siempre y cuando no implique un aumento en la capacidad, o en la producción de contaminantes que incremente el riesgo ambiental o pueda afectar adversamente los sistemas de tratamiento instalados. Tampoco requerirán Licencia Ambiental los proyectos o actividades que formen parte del plan de manejo aprobado por la autoridad ambiental.

PARAGRAFO 3º. En los proyectos, obras o actividades que pretenda adelantar el Gobierno mediante el sistema de concesión, el pronunciamiento del Ministerio del Medio Ambiente sobre el diagnóstico ambiental de alternativas será condición previa para el otorgamiento de dicha concesión.

ARTICULO 8º. Competencia de la Corporaciones Autónomas Regionales. Las Corporaciones Autónomas Regionales, son competentes en su respectiva jurisdicción para otorgar Licencia Ambiental en los siguientes casos:

1. Actividades de exploración, explotación, beneficio, transporte, y depósito de los recursos naturales no renovables, realizadas en desarrollo de la mediana y pequeña minería.
2. Construcción de presas, represas o embalses con capacidad inferior o igual a doscientos millones de metros cúbicos.
3. Construcción y operación de distritos de riego y drenaje para áreas inferiores o iguales a 20.000 hectáreas.
4. Construcción de centrales generadoras de energía inferiores o iguales a 100.000 Kw de capacidad instalada, así como el tendido de líneas de transmisión o conducción en el área de jurisdicción de la

respectiva Corporación Autónoma Regional, no pertenecientes al sistema nacional de interconexión eléctrica.

5. Construcción, ampliación, modificación, adecuación y operación de puertos o terminales marítimos.

6. Estaciones de servicio de combustible, depósitos de combustibles y plantas envasadoras y almacenadoras de gas.

7. Construcción, ampliación, modificación, adecuación y operación de aeropuertos nacionales públicos y privados, y de terminales aéreos de fumigación.

8. Ejecución de obras públicas de la red vial, no pertenecientes al sistema nacional.

9. Transporte y almacenamiento de sustancias, desechos y residuos peligrosos u otros materiales que puedan ocasionar daño al medio ambiente con excepción de los hidrocarburos.

10. Construcción y operación de bodegas, tanques e infraestructura de almacenamiento de sustancias, residuos y desechos peligrosos.

11. Proyectos de aprovechamiento forestal único o persistente de carácter comercial.

12. Proyectos de reforestación y silvicultura comercial, en caso de no existir un plan de ordenamiento forestal. Si lo hubiere, se requerirá un permiso de la autoridad ambiental competente.

13. Establecimientos comerciales de zoológicos, floricultura intensiva y granjas pecuarias, acuícolas, piscícolas y avícolas.

14. Construcción de sistemas de acueducto en áreas urbanas para el abastecimiento de agua potable a más de 5.000 usuarios.

15. Construcción y operación del sistema de alcantarillado, interceptores marginales, sistemas y estaciones de bombeo y plantas de tratamiento y disposición final de aguas residuales de entidades territoriales bajo jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional respectiva.

16. Construcción y operación de sistemas de manejo, tratamiento y disposición final de residuos sólidos y desechos industriales, domésticos y peligrosos, de entidades territoriales bajo jurisdicción de la Corporación Autónoma Regional respectiva, que no estén sujetos a controles por virtud de tratados, convenios y protocolos internacionales, conforme a lo establecido en el numeral 8 del artículo 7º de este Decreto. No requiere de Licencia Ambiental la recolección y manejo de residuos reciclables no tóxicos o no peligrosos destinados a reciclaje,

17. Diseño y establecimiento de complejos y distritos o ciudades industriales y zonas francas.

18. Diseño y establecimiento de complejos y proyectos turísticos, recreacionales y deportivos.

19. El desarrollo de parcelaciones, loteos, condominios y conjuntos habitacionales en zonas donde no exista un plan de ordenamiento de uso del suelo aprobado por la Corporación Autónoma Regional correspondiente.

20. La Construcción de obras y desarrollo de las siguientes actividades, cuando no exista un plan de ordenamiento y uso del suelo aprobado por las autoridades municipales o distritales y por la respectiva autoridad ambiental competente:

- a) Hospitales;
- b) Cementerios;
- c) Centros de acopio para almacenamiento y distribución de alimentos;
- d) Sistemas de transporte masivo;

e) Construcción, ampliación, modificación, adecuación y operación de terminales para el transporte terrestre de pasajeros y carga.

21. Industria manufacturera de productos alimenticios.

22. Industria manufacturera de textiles, prendas de vestir y cuero.

23. Industria manufacturera de madera y muebles.

24. Industria manufacturera de papel, imprentas y editoriales.

25. Industria manufacturera de sustancias químicas, derivados del petróleo y del carbón, y el caucho.

26. Industria manufacturera de productos minerales no metálicos, excepto de petróleo y el carbón.

27. Industria manufacturera metálica básica.

28. Industria manufacturera de productos metálicos, maquinaria y equipos.

29. Manipulación genética y producción de microorganismos con fines comerciales.

30. Las obras actividades que requieren concesión, licencia o autorización de la DIMAR o de la Superintendencia General de Puertos.

PARAGRAFO 1º. Todas las actividades de que trata este artículo cuando quiera que ellas sean desarrolladas o adelantadas directa o indirectamente por las entidades territoriales son de competencia de la Corporación Autónoma Regional.

PARAGRAFO 2º. Cuando las actividades enumeradas en este artículo sean adelantadas por las Corporaciones Autónomas Regionales, la Licencia Ambiental será otorgada por el Ministerio del Medio Ambiente.

PARAGRAFO 3º. Las Corporaciones Autónomas Regionales no tendrán las competencias señaladas en el presente artículo cuando los proyectos, obras o actividades formen parte de un proyecto cuya Licencia Ambiental sea otorgada de manera privativa por parte del ministerio del Medio Ambiente.

PARAGRAFO 4º. En los proyectos, obras o actividades que pretenda adelantar el Gobierno mediante el sistema de concesión el pronunciamiento de la autoridad ambiental sobre el Diagnóstico Ambiental de Alternativas será condición previa para el otorgamiento de dicha concesión.

PARAGRAFO 5º. Para efectos de la reglamentación y clasificación los proyectos, obras o actividades industriales que requieren Licencia Ambiental otorgada por las Corporaciones Autónomas Regionales, el Ministerio del Medio Ambiente, agrupará las actividades productivas pertinentes con base en el Código Internacional Industrial Unificado, CIU, y tendrá en cuenta para estos efectos, los siguientes aspectos:

- a) Tamaño y Capacidad Instalada;
- b) Riesgo Ambiental inherente;
- c) Valor del proyecto, obra o actividad.
- d) Cantidad de personal vinculado al proyecto, obra o actividad;
- e) Número de usuarios;
- f) Vulnerabilidad de las áreas afectadas;
- g) Ubicación;
- h) Consumo de recursos naturales y de energía;
- i) Tipo de residuos sólidos, líquidos y gaseosos generados;
- j) Tecnología.

PARAGRAFO 6º. Hasta tanto se expidan los reglamentos correspondientes a cada sector, el interesado en adelantar alguno de los proyectos, obras o actividades descritos en este artículo solicitará un pronunciamiento de la autoridad ambiental sobre la necesidad de obtener la Licencia Ambiental.

ARTICULO 9º. Ningún proyecto, obra o actividad requerirá más de una licencia ambiental.

ARTICULO 10. Los planes municipales de uso y ordenamiento del suelo para efectos de este Decreto deberán contar con concepto favorable de la respectiva Corporación Autónoma Regional.

ARTICULO 11. Los proyectos, obras o actividades de pavimentación que no incluyan cambios en las especificaciones técnicas de vías y de repavimentación, no requerirán Licencia Ambiental. Para estos casos la autoridad ambiental competente podrá exigir el plan de manejo ambiental, sin perjuicio de la obligación de solicitar y obtener los correspondientes permisos, concesiones o autorizaciones a que haya lugar.

ARTICULO 12. Competencia de las grandes ciudades. Los municipios, distritos y áreas metropolitanas, cuya población urbana sea superior a un millón de habitantes, serán componentes, dentro de su respectivo perímetro urbano, para otorgar Licencias Ambientales en los mismos casos definidos para las Corporaciones Autónomas Regionales.

ARTICULO 13. Competencia de Entidades Territoriales por Delegación. Las entidades territoriales, excepto a las que hace referencia en el artículo anterior, podrán ser delegatarias para el otorgamiento de Licencias Ambientales, en los términos y condiciones de la delegación que para el efecto les confiera la Corporación Autónoma Regional con jurisdicción en el territorio de la respectiva entidad, de conformidad con lo previsto en el artículo 54 de la Ley 99 de 1993.

Para efectos de la delegación, las Corporaciones Autónomas Regionales tendrán en cuenta especialmente, la capacidad técnica, económica, administrativa y operativa de las entidades territoriales para ejercer las funciones delegadas, de acuerdo con el concepto que sobre el particular emita el Ministerio del Medio Ambiente.

ARTICULO 14. Obras o Actividades Portuarias. Cuando se requiera de Licencia Ambiental para realizar obras o actividades de carácter portuario, ésta será condición previa para el otorgamiento de las respectivas concesiones, permisos o autorizaciones portuarias conforme a la ley.

La Licencia Ambiental no exime a su beneficiario de la obtención de los permisos, autorizaciones, licencias y concesiones ante la Superintendencia General de Puertos y otras autoridades competentes.

La facultad de otorgar Licencias Ambientales para la construcción de puertos se hará sin perjuicio de la competencia legal de la Superintendencia General de puertos de otorgar concesiones portuarias. No obstante, la Licencia Ambiental es prerrequisito para el otorgamiento de concesiones portuarias.

ARTICULO 15. Definición de Competencias. Cuando por la naturaleza del proyecto, obra o actividad, los efectos ambientales se produzcan en el área de jurisdicción de varias autoridades ambientales, el procedimiento para el otorgamiento de la Licencia Ambiental será adelantado por el Ministerio del Medio Ambiente o por la entidad que determine.

En el acto de otorgamiento de la Licencia Ambiental se precisará el grado de participación de cada entidad en el proceso de seguimiento, evaluación y control de cumplimiento de sus términos, obligaciones y condiciones contenidos en ella.

PARAGRAFO. Para los efectos de lo dispuesto en este artículo, la autoridad ambiental a la cual se formule la solicitud de Licencia Ambiental, si considera que existe colisión o concurrencia de competencias sobre el proyecto, obra o actividad pondrá en conocimiento del Ministerio del Medio Ambiente dicha situación, para que designe a una de las autoridades ambientales competentes como responsable de adelantar el procedimiento para el otorgamiento de la Licencia Ambiental.

ARTICULO 16. Competencia de Evaluación y Control. En el ejercicio de la función establecida en el artículo 5º, numeral 16 de la Ley 99 de 1993, el Ministerio del Medio Ambiente podrá ordenar la suspensión de los trabajos o actividades e igualmente solicitar o aplicar directamente las medidas policivas y sancionatorias a que haya lugar.

CAPITULO IV

DIAGNOSTICO AMBIENTAL DE ALTERNATIVAS

ARTICULO 17. Procedencia. El Diagnóstico Ambiental de Alternativas sólo se podrá exigir para evaluar las alternativas de diseño de los siguientes proyectos, obras o actividades:

1. Aquellas que son competencia del Ministerio del Medio Ambiente, excepto la importación de las sustancias, los materiales o los productos de que trata el numeral 8 y lo que trata el numeral 12 del artículo 52 de la Ley 99 de 1993, además de la actividad exploratoria de la minería y de los hidrocarburos.
2. Construcción de presas, represas o embalses con capacidad entre quinientos mil (500.000) y doscientos millones (200.000.000) de metros cúbicos, y construcción de centrales generadoras de energía eléctrica entre cincuenta mil (50.000) y cien mil (100.000) Kw de capacidad instalada y el tendido de líneas de transmisión o conducción en el área de jurisdicción de la respectiva Corporación Autónoma Regional, no pertenecientes al sistema nacional de interconexión eléctrica, excepto las redes eléctricas urbanas de baja y mediana tensión.
3. La construcción de vías que no pertenezcan al sistema nacional de vías.
4. Construcción de distritos de riego y drenaje para áreas superiores a 1.518 hectáreas e inferiores a 20.000 hectáreas.

PARAGRAFO. EL Ministerio del Medio Ambiente o las Corporaciones Autónomas Regionales podrán prescindir de la exigencia del Diagnóstico Ambiental de Alternativas, cuando se trate de ampliación, modificación, reposición, adecuación o rehabilitación de un proyecto, obra o actividad.

ARTICULO 18. Objetivo. El Diagnóstico Ambiental de Alternativas tendrá como objetivo suministrar la información para evaluar y comparar las diferentes opciones que presente el peticionario, bajo las cuales sea posible desarrollar un proyecto, obra o actividad, con el fin de optimizar y racionalizar el uso de los recursos ambientales y evitar o minimizar los riesgos, efectos e impactos negativos que puedan provocarse.

ARTICULO 19. Contenido. El Diagnóstico Ambiental de Alternativas tendrá el siguiente contenido, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 56 de la Ley 99 de 1993.

1. Objetivo del proyecto, obra o actividad.
2. Descripción de diferentes alternativas del proyecto, obra o actividad en términos técnicos, socioeconómicos y geográficos. Dicha descripción deberá identificar los ecosistemas sensibles, críticos y de importancia ambiental y social.
3. Identificación, estimación y análisis comparativo de posibles impactos, riesgos y efectos derivados del proyecto, obra o actividad sobre el ambiente en sus distintas alternativas.
4. Descripción de las posibles estrategias de prevención y control ambiental, para cada una de las alternativas.

ARTICULO 20. Términos de referencia. El Ministerio del Medio Ambiente en consulta con el Consejo Técnico Asesor de Política y Normatividad Ambientales establecerá los términos de referencia para cada sector, con su respectivo instructivo. La autoridad Ambiental competente podrá adaptar estos términos de referencia a las particularidades del área de su jurisdicción.

PARAGRAFO. Los términos de referencia podrán incluir las escalas, variables e indicadores a ser utilizados en el Diagnóstico Ambiental de Alternativas.

PARAGRAFO TRANSITORIO. Hasta tanto el Ministerio expida los términos de referencia para cada sector, la autoridad ambiental competente fijará los términos de referencia específicos para cada caso.

ARTICULO 21. Elección de alternativas. La autoridad ambiental competente dispone hasta de sesenta (60) días contados a partir de la presentación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas, para pronunciarse sobre el mismo.

CAPITULO V

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

ARTICULO 22. Concepto. El estudio de impacto ambiental es un instrumento para la toma de decisiones y para la planificación ambiental, exigido por la autoridad ambiental para definir las correspondientes medidas de prevención, corrección, compensación y mitigación de impactos y efectos negativos de un proyecto, obra o actividad.

ARTICULO 23. Procedencia. El estudio de impacto ambiental se exigirá en todos los casos que requieran Licencia Ambiental de acuerdo con la Ley y los reglamentos. El estudio de impacto ambiental deberá corresponder en su contenido y profundidad a las características del proyecto, obra o actividad.

PARAGRAFO 1. Para la actividad exploratoria de la industria petrolera el estudio de impacto ambiental tendrá como unidad de análisis la totalidad del bloque de exploración y contendrá la información sobre alternativas de localización del proyecto, los elementos bióticos, abióticos y socioeconómicos del medio que puedan sufrir deterioro por esta actividad. Además, incluirá las estrategias de los planes de prevención, mitigación, corrección y compensación de impactos y efectos ambientales.

Para los programas de exploración sísmica deberá presentarse un plan de manejo ambiental para poder ejecutar las obras correspondientes a cada uno de ellos. Con la aprobación de estos planes de manejo se podrán ejecutar las obras de la actividad licenciada.

PARAGRAFO 2º. Para la actividad exploratoria de la industria minera, el respectivo estudio de impacto ambiental deberá corresponder en su contenido y profundidad a la dimensión de la actividad minera que se pretende adelantar, y así lo señalarán los respectivos términos de referencia. Este estudio de impacto ambiental tendrá como principal componente de análisis, el plan de manejo ambiental de las actividades exploratorias.

PARAGRAFO 3º. El estudio de impacto ambiental para la perforación dentro de la etapa exploratoria deberá hacerse sobre las áreas resultantes de la interpretación sísmica. Para la perforación de cada pozo, se requerirá la presentación de un plan de manejo ambiental y sólo se procederá a ejecutar las obras con la aprobación de éste.

ARTICULO 24. Objetivos y alcances. El estudio de impacto ambiental tendrá los siguientes objetivos y alcances:

1. Describir, caracterizar y analizar el medio biótico, abiótico y socioeconómico, en el cual se pretende desarrollar el proyecto, obra o actividad.
2. Definir los ecosistemas que bajo el análisis ambiental realizado, a que hace referencia el numeral anterior, sean ambientalmente críticos, sensibles y de importancia ambiental e identificar las áreas de

manejo especial que deban ser excluidas, tratadas o manejadas de manera especial en el desarrollo o ejecución del proyecto, obra o actividad.

3. Evaluar la oferta y vulnerabilidad de los recursos utilizados o afectados por el proyecto, obra o actividad.
4. Dimensionar y evaluar los impactos y efectos del proyecto, obra o actividad, de manera que se establezca la gravedad de los mismos y las medidas y acciones para prevenirlas, controlarlas, mitigarlas, compensarlas y corregirlas.
5. Identificar los planes gubernamentales a nivel nacional, regional o local que existan para el área de estudio, con el fin de evaluar su compatibilidad con el proyecto, obra o actividad.
6. Señalar las deficiencias de información que generen incertidumbre en la estimación, el dimensionamiento o evaluación de los impactos.
7. Diseñar los planes de prevención, mitigación, corrección, compensación de impactos y manejo ambiental a que haya lugar para desarrollar el proyecto, obra o actividad.
8. Estimar los costos y elaborar el cronograma de inversión y ejecución de las obras y acciones de manejo ambiental.
9. Diseñar los sistemas de seguimiento y control ambiental que permitan al usuario evaluar el comportamiento, eficiencia y eficacia del plan de manejo ambiental.
10. Evaluar y comparar el desempeño ambiental previsto del proyecto, obra o actividad contra los estándares de calidad ambiental establecidos en las normas ambientales nacionales vigentes; y la conformidad del proyecto, obra o actividad con los tratados y convenios internacionales ratificados por Colombia.

11. Definir las tecnologías y acciones de preservación, mitigación, control, corrección y compensación de los impactos y efectos ambientales a ser usadas en el proyecto, obra o actividad.

ARTICULO 25. Contenido. El estudio de impacto ambiental deberá contener cuando menos la siguiente información:

1. Resumen del estudio de impacto ambiental.
2. Descripción del proyecto, obra o actividad: incluirá la localización, las etapas, dimensiones, costos y cronograma de ejecución.
3. Descripción de los procesos y operaciones; identificación y estimación de los insumos, productos, subproductos, desechos, residuos, emisiones, vertimientos y riesgos tecnológicos, sus fuentes y sistemas de control dentro del proyecto, obra o actividad.
4. Delimitación, caracterizada y diagnóstico de las áreas de influencia directa e indirecta, así como la cobertura y el grado de los impactos del proyecto, obra o actividad, con base en la afectación que pueda ocasionar sobre los diferentes componentes del medio ambiente.
5. Estimación de los impactos y efectos ambientales: con base en la información de los numerales anteriores se identificarán los ecosistemas sensibles, críticos y de importancia ambiental y social. Igualmente se identificarán, caracterizarán y estimarán los impactos y efectos ambientales, su relación de causalidad y se elaborará el análisis de riesgo.
6. Plan de manejo ambiental: se elaborará el plan para prevenir, mitigar, corregir y compensar los posibles impactos y efectos del proyecto, obra o actividad sobre el medio ambiente. Debe incluir el plan de seguimiento, monitoreo y contingencia.

ARTICULO 26. Términos de referencia. El Ministerio del Medio Ambiente en consulta con el Consejo Técnico Asesor de Política y Normatividad Ambiental, establecerá los términos de referencia para cada sector, con su respectivo instructivo. La autoridad Ambiental competente podrá adaptar estos términos de referencia a las particularidades del área de su jurisdicción.

Decretos

PARAGRAFO: Los términos de referencia podrán incluir las escalas, variables e indicadores a ser utilizados en el estudio de impacto ambiental.

PARAGRAFO TRANSITORIO. El Ministerio del Medio Ambiente formulará en un término no mayor a un año los términos de referencia para cada sector, a partir de la vigencia del presente Decreto. Hasta tanto el Ministerio expida los términos de referencia genéricos para cada sector, la autoridad ambiental competente fijará los términos de referencia específicos para cada caso.

ARTICULO 27. Los estudios de impacto ambiental no son objeto de aprobación sino de conceptos técnicos, con base en los cuales la autoridad ambiental decide sobre el otorgamiento o no de una Licencia Ambiental.

ARTICULO 28. Certificado Ambiental. A petición de cualquier persona natural o jurídica, pública o privada que desarrolle un proyecto, obra o actividad la autoridad ambiental competente o en quién ésta delegue podrá expedir un certificado en el cual conste que está cumpliendo con todas las normas ambientales vigentes. El procedimiento para expedir este certificado será establecido por el Ministerio de Medio Ambiente.

ARTICULO 29. El estudio de Impacto Ambiental para la pequeña minería, podrá ser individual, colectivo o regional. Esto es aplicable también para otras actividades productivas que se adelanten en pequeña escala, de acuerdo con la reglamentación que para el efecto se expida. En todo caso la Licencia Ambiental se otorgará de manera individual y estará sometida a las obligaciones contenidas en ella.

CAPITULO VI

PROCEDIMIENTO

ARTICULO 30. Para obtener una Licencia Ambiental, el procedimiento a seguir será el siguiente:

1. El interesado en obtener la Licencia Ambiental formulará una petición por escrito dirigida a la autoridad ambiental competente, en la cual solicitará que se determine si el proyecto, obra o actividad por realizar requiere o no de la elaboración del Diagnóstico Ambiental de Alternativas; de igual manera solicitará que se fijen los términos de referencia de los estudios ambientales correspondientes, cuando éstos no estuvieran definidos por la autoridad ambiental. Deberá especificar la modalidad de Licencia Ambiental que requiere (ordinaria, única o global); y allegar la siguiente información:

- a) Nombre o razón social del solicitante;
- b) Nombre del representante legal;
- c) Poder debidamente otorgado, cuando se actúe mediante apoderado;
- d) Certificado de existencia y representación legal para el caso de persona jurídica;
- e) Domicilio y nacionalidad;
- f) Descripción explicativa del proyecto, obra o actividad, que incluya por lo menos su localización, dimensión y costo estimado;
- g) Indicación de las características ambientales generales del área de localización del proyecto, obra o actividad;
- h) Información sobre la presencia de comunidades, incluidas campesinas, negras e indígenas, localizadas en el área de influencia del proyecto, obra o actividad propuesta;
- i) Indicar si el proyecto, obra o actividad afecta el sistema de parques nacionales naturales y sus zonas de amortiguación cuando éstas estén definidas.

2. Con base en la información suministrada, la autoridad ambiental decidirá sobre la necesidad o no de presentar el Diagnóstico Ambiental de Alternativas y definirá sus términos de referencia, cuando éstos no hayan sido previamente establecidos para el sector, en un plazo no mayor de 30 días hábiles. Dentro de este mismo término, la autoridad ambiental competente dictará un acto de iniciación de trámite que se notificará y publicará en los términos del artículo 70 de la Ley 99 de 1993. Igualmente, en este mismo término, al detectarse colisión de competencias, entre autoridades ambientales, se suspenderán los términos de trámite hasta tanto el Ministerio de Medio Ambiente defina la autoridad ambiental competente, la cual proseguirá el trámite en el estado en que se encuentre.

3. Presentado el Diagnóstico Ambiental de Alternativas, la autoridad ambiental competente elegirá en un plazo no mayor de sesenta (60) días, contados a partir de su presentación, la alternativa o las alternativas sobre las cuales debe elaborarse el correspondiente estudio de impacto ambiental.

4. Si no es necesaria la presentación de un Diagnóstico Ambiental de Alternativas, o elegida(s) la(s) alternativa(s) sobre las cuales debe elaborarse el estudio de impacto ambiental, la autoridad ambiental competente en un término que no podrá exceder de sesenta (60) días hábiles, fijará los términos de referencia, cuando éstos no hayan sido definidos previamente para el sector, para la elaboración del estudio de impacto ambiental.

5. Dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la presentación del estudio de impacto ambiental, se podrá pedir al interesado, la información adicional que se considere indispensable. Es este caso se interrumpirán los términos que tiene la autoridad para decidir.

6. Allegada la información requerida, la autoridad ambiental dispondrá de quince (15) días hábiles adicionales para solicitar a otras autoridades o entidades los conceptos técnicos o informaciones pertinentes, los cuales debe serle remitidos en un plazo no superior a sesenta (60) días hábiles.

7. Recibida la información o vencido el término de requerimiento de informaciones adicionales a otras autoridades o entidades, se expedirá el auto de trámite que declare reunida toda la información requerida. La autoridad ambiental competente decidirá sobre la viabilidad ambiental del proyecto, obra o actividad y otorgará o negará respectiva licencia ambiental, en un término que no podrá exceder de sesenta (60) días hábiles contados a partir de la expedición del citado auto.

Tratándose de las Licencias Ambientales que otorga el Ministerio del Medio Ambiente el término para dicho otorgamiento será hasta de ciento veinte (120) días hábiles contados a partir del auto de trámite que reconozca que ha sido reunida toda la información requerida.

8. En el caso de otorgarse la Licencia Ambiental Única, se incluirán los permisos, autorizaciones o concesiones, de competencia de la autoridad ambiental, que el proyecto, obra o actividad requiera conforme a la ley.

9. Contra la resolución por la cual se otorga o se niega la Licencia Ambiental procede el recurso de reposición ante la misma autoridad ambiental que profirió el acto, y el recurso de apelación ante el Ministerio del Medio Ambiente cuando el acto sea expedido por las demás autoridades ambientales competentes.

10. Para los efectos de la publicidad de las decisiones que pongan fin a la actuación, se observará lo dispuesto en el artículo 71 de la Ley 99 de 1993.

PARAGRAFO. Los términos señalados en el presente artículo lo son de carácter perentorio e improrrogables para las autoridades ambientales competentes, los interesados y los solicitantes. El incumplimiento de estos términos dará lugar a las sanciones prevista en la ley.

ARTICULO 31. Obligaciones del beneficiario. Todo beneficiario de una Licencia Ambiental, asume la responsabilidad por los perjuicios derivados por el incumplimiento de los términos, requisitos, condiciones, exigencias y obligaciones señalados en la Licencia Ambiental.

Cuando por causa plenamente justificada, el beneficiario de la Licencia Ambiental, prevea el incumplimiento de los términos, requisitos, condiciones, exigencias u obligaciones señaladas en el acto de otorgamiento de ésta, deberá informar a la autoridad ambiental competente.

ARTICULO 32. Cesión de Derechos. Durante la vigencia de la Licencia Ambiental, el beneficiario de ésta, podrá ceder a otras personas sus derechos. El cesionario sustituye en todos los derechos y obligaciones al beneficiario de la Licencia Ambiental. En todo caso, el cedente de la Licencia Ambiental deberá solicitar autorización previa a la autoridad ambiental competente. Por el incumplimiento de dicha condición, no se producirá la cesión, y en consecuencia el cedente continuará siendo responsable de todas las obligaciones y condiciones contenidas en la Licencia Ambiental.

Durante la etapa de la actuación administrativa para el otorgamiento de la Licencia Ambiental, podrá haber cambio de solicitante cuando exista razón jurídica para ello; el cambio de solicitante no afectará su trámite.

ARTICULO 33. Suspensión o Revocatoria de la Licencia Ambiental. La Licencia Ambiental podrá ser suspendida o revocada mediante resolución motivada sustentada, por la misma autoridad ambiental que la otorgó o por el Ministerio del Medio Ambiente, cuando el beneficiario de la Licencia Ambiental haya incumplido cualquiera de los términos, condiciones, obligaciones o exigencias inherentes a ella consagrados en la ley, los reglamentos o en el mismo acto de otorgamiento.

PARAGRAFO. Antes de proceder a la revocatoria o suspensión de la Licencia Ambiental se requerirá por una sola vez al beneficiario de ésta, para que corrija el incumplimiento en el cual ha incurrido o presente las explicaciones que considere necesarias sobre las causas de su incumplimiento. En el mismo acto de requerimiento, la autoridad ambiental competente fijará el plazo para corregir el incumplimiento, de acuerdo con la naturaleza del asunto.

ARTICULO 34. En casos de emergencia determinados por circunstancias de orden natural, social o de interés nacional que así lo aconsejen, para proteger los recursos naturales, el medio ambiente y la salud humana, la autoridad ambiental competente, sin consentimiento del beneficiario de la Licencia Ambiental, podrá dictar las medidas preventivas a que hace referencia el artículo 85 de la Ley 99 de 1993. Estas medidas se tomarán mediante actos administrativos que se cumplirán en el efecto devolutivo.

ARTICULO 35. Modificación. La Licencia Ambiental podrá ser modificada total o parcialmente en los siguientes casos:

1. A solicitud del beneficiario de la Licencia Ambiental, en consideración a la variación de las condiciones existentes al momento de otorgar la Licencia Ambiental.
2. Por iniciativa de la autoridad ambiental competente o del Ministerio del Medio Ambiente, cuando hayan variado de manera sustancial las circunstancias existentes al momento de otorgarla.

ARTICULO 36. Procedimiento para la Renovación o Modificación de la Licencia Ambiental. La autoridad ambiental competente dispondrá de un plazo máximo de treinta (30) días hábiles, contados a partir de la presentación de la solicitud de modificación o renovación de la Licencia Ambiental, para pronunciarse sobre los requisitos y condiciones que debe cumplir el beneficiario de la Licencia Ambiental. Una vez allegada la información y cumplidos los requisitos y condiciones, la autoridad ambiental dispondrá de un plazo máximo de sesenta (60) días para decidir sobre la renovación o modificación de la Licencia Ambiental correspondiente.

CAPITULO VII

DISPOSICIONES FINALES

ARTICULO 37. Costos de la Licencia Ambiental. El Ministerio del Medio Ambiente expedirá una escala tarifaria para definir la cuantía de los derechos causados por el otorgamiento, la renovación, la modificación y el seguimiento de los requerimientos de la Licencia Ambiental. Los permisos, las autorizaciones, las concesiones y los salvoconductos. Esta escala se fijará con base en los costos de la evaluación de los proyectos.

La escala mencionada, se aplicará cuando la evaluación requiera recursos adicionales a los presupuestados para el normal funcionamiento de la administración.

PARAGRAFO. Para los casos de las licencias otorgadas para el Ministerio del Medio Ambiente, los recursos de que trata este artículo, serán depositados en una subcuenta del Fondo Nacional Ambiental.

ARTICULO 38. Régimen de Transición. Los proyectos, obras o actividades, que conforme a las normas vigentes antes de la expedición del presente Decreto, obtuvieron los permisos, concesiones, licencias y autorizaciones de carácter ambientales que se requerían, podrán continuar, pero la autoridad ambiental competente podrá exigirles, mediante providencia motivada, la presentación planes de manejo, recuperación o restauración ambiental.

Los proyectos obras o actividades que con anterioridad a la expedición de este Decreto, iniciaron todos los trámites tendientes a obtener los permisos, licencias, concesiones y autorizaciones de carácter ambiental exigidos por las leyes en ese momento vigentes, continuarán su trámite de acuerdo con las mismas y en caso de obtenerlos podrán adelantar el proyecto, obra o actividad, pero la autoridad ambiental podrá exigirles, mediante providencia motivada la presentación de planes de manejo, recuperación o restauración ambiental.

Los proyectos, obras o actividades que con anterioridad a la expedición de la Ley 99 de 1993 iniciaron actividades, no requerirán Licencia Ambiental. Tampoco requerirán Licencia Ambiental aquellos proyectos de competencia de las Corporaciones Autónomas Regionales que iniciaron actividades antes de la expedición del presente Decreto. Lo anterior no obsta para que dichos proyectos, obras o actividades cumplan con la normatividad ambiental vigente, excluido el requisito de obtener Licencia Ambiental.

PARAGRAFO. Para la transitoriedad de la competencia por el otorgamiento de licencias ambientales, se estará a lo dispuesto en el Decreto 632 de 1994.

ARTICULO 39. Actuación de las autoridades comisionadas. Las autoridades comisionadas por la autoridad ambiental competente o requeridas en su auxilio para la práctica de las medidas y ordenes que imparta, deberán proceder en forma inmediata a ponerlas en ejecución o prestarles su apoyo.

Ningún recurso o petición de los interesados o de terceros que se formule ante el funcionario comisionado o auxiliar tendrán efecto suspensivo y tan sólo se agregarán a la actuación o se harán constar en las diligencias, para ser resueltos posteriormente por la autoridad ambiental.

El comisionado que omita o retarde la ejecución de las medidas y ordenes de que trata este artículo o por su culpa impida su inmediato cumplimiento, será sancionado por el respectivo superior jerárquico, sin perjuicio de la sanción penal a que hubiera lugar.

ARTICULO 40. Este Decreto rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase,

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 3 de agosto de 1994

CESAR GAVIRIA TRUJILLO.

El Ministro del Medio Ambiente,

Manuel Rodríguez Becerra.

DECRETO NUMERO 1933 DE 1994
(agosto 5)

por el cual se reglamenta el artículo 45 de la Ley
99 de 1993.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de las facultades que le confiere el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política y el literal c) del artículo 116 de la Ley 99 de 1993,

DECRETA:

Artículo 1°. **Campo de aplicación.** El presente Decreto se aplica a todas las empresas, sean públicas, privadas o mixtas, propietarias de plantas de generación de energía hidroeléctrica o termoeléctrica, cuya potencia nominal instalada total sea superior a 10.000 kw, y sobre las ventas brutas por generación propia.

Parágrafo. Corresponde al Ministerio de Minas y Energía determinar la potencia nominal instalada total de las empresas, para efectos del artículo 45 de la Ley 99 de 1993.

Artículo 2°. **Definiciones.** Para efectos señalados en el artículo 45 de la Ley 99 de 1993 se deben tener en cuenta las siguientes definiciones:

Ventas brutas de energía por generación propia. Es el resultado de multiplicar la generación propia por la tarifa que para ventas en bloque señale la Comisión de Regulación Energética.

Generación propia. Energía eléctrica generada por la planta, a la que se le debe descontar el consumo propio de la planta. Se medirá en el secundario del transformador de la subestación asociada a la planta generadora.

Cuenca hidrográfica. Conjunto territorial hidrográfico de donde proviene y se surte una central hidroeléctrica del recurso hídrico para la producción de energía eléctrica hasta el sitio de presa u otra estructura de captación. Hacen parte de este conjunto la cuenca tributaria del cauce principal y las cuencas de los cauces captados con desviaciones de agua para el mismo fin.

Area de influencia del proyecto. Municipio o conjunto de municipios en los cuales la empresa propietaria de una planta de generación eléctrica ha adquirido predios para el proyecto.

Municipio o distrito con territorio localizado en una cuenca. Municipio o distrito que tiene la totalidad o parte de su territorio dentro de una cuenca hidrográfica.

Municipio o distrito con territorio localizado en un embalse. Municipio o distrito en cuyo territorio se encuentra un embalse que tenga entre otras, finalidad hidroeléctrica, bien sea en el cauce principal de la cuenca o en el cauce de una o varias desviaciones.

Embalse. Area de inundación medida a la cota de rebose del vertedero de una presa tanto de regulación como de derivación. Para el caso de vertederos con compuertas, la cota de rebose será el "nivel máximo normal de operación", entendido éste como la cota a partir de la cual se inicia la apertura de compuertas para evacuar excedentes de agua.

Defensa de la cuenca hidrográfica. Conjunto de actividades encaminadas al mantenimiento y recuperación del estado ambiental de una cuenca.

Defensa del área de influencia del proyecto. Conjunto de actividades necesarias para el cumplimiento del "Plan de Ordenación y Manejo Ambiental de la Cuenca Hidrográfica y del Area de Influencia del Proyecto".

Municipio donde está situada una planta termoeléctrica. Municipio o municipios donde se encuentra construida la planta de generación, incluyendo patio de disposición de cenizas, áreas de almacenamiento de combustible y áreas de operación de equipos asociados.

Artículo 3°. **Delimitación de áreas.** Con base en las definiciones anteriores y a solicitud de la Corporación o Corporaciones Autónomas Regionales respectivas, de los municipios o distritos o de la empresa o empresas propietarias de las plantas de generación eléctrica, el Instituto Geográfico "Agustín Codazzi" o la autoridad catastral pertinente, definirá lo siguiente:

1. Delimitación de la cuenca y del embalse.
2. Area total de la cuenca.
3. Area del embalse.
4. Area del o los municipios localizados en la cuenca y la proporción de cada uno de ellos en el área total de la cuenca.
5. Area del o los municipios con terrenos en el embalse y la proporción de cada uno de ellos en el área total del embalse.

Parágrafo 1°. La delimitación y las áreas que determine el Instituto Geográfico "Agustín Codazzi" o la autoridad catastral pertinente, servirán de base para que las empresas de que trata el presente Decreto, hagan las liquidaciones y transferencias a que se refiere el artículo 45 de la Ley 99 de 1993.

Parágrafo 2°. La delimitación y las áreas que determine el Instituto Geográfico "Agustín Codazzi" o la autoridad catastral pertinente, deben ser modificados cada vez que se cambien las condiciones, tales como modificación de límites territoriales de municipios o distritos, o cambio en la jurisdicción de las Corporaciones Autónomas Regionales o por construcción de nuevos proyectos de generación, embalses o desviaciones, etc.

Parágrafo 3°. El Instituto Geográfico "Agustín Codazzi" o la autoridad catastral pertinente, cumplirán con lo preceptuado en este artículo en un plazo no mayor a sesenta (60) días, contados a partir de la fecha de recibo de la solicitud. En caso de que no exista cartografía de la zona a delimitar, este plazo se contará a partir de la elaboración de la cartografía básica.

Parágrafo 4°. Los costos que se generen para el cumplimiento de las definiciones de que trata este artículo serán reconocidos al Instituto Geográfico "Agustín Codazzi" o la autoridad catastral pertinente, por la empresa propietaria de la planta de generación, con cargo a las transferencias a que está obligada, para lo cual ésta descontará los valores causados y el saldo se liquidará y transferirá según lo preceptuado en este Decreto.

Artículo 4°. **Liquidación y transferencias.** Dentro de los diez (10) primeros días de cada mes y sobre la base de las ventas brutas del mes anterior, las empresas a las que se aplica el presente Decreto, mediante acto administrativo para el caso de las empresas públicas o mixtas, y mediante comunicación para el caso de las empresas privadas, harán la liquidación de los valores a transferir a la Corporación o Corporaciones Autónomas Regionales, municipios y distritos y se las comunicará a los beneficiarios.

La transferencia debe efectuarse dentro de los noventa (90) días siguientes al mes que se liquida, so pena de incurrir en mora y pagar un interés moratorio del 2.5% mensual sobre saldos vencidos.

Parágrafo. La sanción por mora solamente es aplicable a partir de las transferencias correspondientes a las ventas brutas del mes de octubre de 1994.

Artículo 5°. **Distribución del porcentaje de las ventas brutas por generación hidroeléctrica.** La distribución del 6% de las ventas brutas de energía por generación propia en caso de generación hidroeléctrica de que trata el artículo 45 de la Ley 99 de 1993, se hará así:

1. El 3% para las Corporaciones Autónomas Regionales que tengan jurisdicción en el área donde se encuentra localizada la cuenca hidrográfica y el embalse, que será destinado a la protección del medio ambiente y a la defensa de la cuenca hidrográfica y del área de influencia del proyecto.

Cuando en una cuenca tengan jurisdicción más de una Corporación Autónoma Regional, el 3% se distribuirá a prorrata del área total de la cuenca.

2. El 3% para los municipios y distritos localizados en la cuenca hidrográfica, distribuidos de la siguiente manera:

a) El 1.5% para los municipios y distritos de la cuenca hidrográfica que surte el embalse, distintos a los que trata el literal siguiente.

Cuando más de un municipio o distrito estén localizados en una cuenca hidrográfica, el 1.5% se distribuirá a prorrata del área que cada municipio o distrito tenga con respecto al área total de la cuenca;

b) El 1.5% para los municipios y distritos donde se encuentra el embalse.

Cuando más de un municipio o distrito tienen territorio en el embalse, el 1.5% se distribuirá a prorrata del área que cada municipio o distrito tenga con respecto al área total del embalse.

Cuando los municipios sean a la vez cuenca y embalse, participaran proporcionalmente en las transferencias de que hablan los literales a) y b) del numeral segundo del presente artículo.

Estos recursos sólo podrán ser utilizados por los municipios en obras previstas en el plan de desarrollo municipal, con prioridad para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental, entendidos como ejecución de obras de acueductos urbanos y rurales, alcantarillados, tratamientos de aguas y manejo y disposición de desechos líquidos y sólidos.

Artículo 6°. **Distribución del porcentaje de las ventas brutas por generación termoeléctrica.** La distribución del 4% de las ventas brutas de energía por generación propia en caso de generación termoeléctrica de que trata el artículo 45 de la Ley 99 de 1993, se hará así:

1. El 2.5% para la Corporación Autónoma Regional para protección del medio ambiente del área donde está ubicada la planta.

2. El 1.5% para el municipio o municipios donde está situada la planta generadora, que será destinado para obras previstas en el Plan de Desarrollo Municipal, con prioridad para proyectos de saneamiento básico y mejoramiento ambiental, entendidos como ejecución de obras de acueductos urbanos y rurales, alcantarillados, tratamientos de aguas y manejo y disposición de desechos líquidos y sólidos.

Cuando la planta se encuentre ubicada en más de un municipio o distrito, el 1.5% se distribuirá a prorrata del área que cada municipio o distrito tenga con respecto al área total de la planta.

Artículo 7°. La distribución de las transferencias de que trata el literal a) del numeral 2° del artículo 5°, o las que trata el numeral 2° del artículo 6°, podrá ser modificada para ser repartidas por partes iguales entre los municipios de una misma cuenca o municipios donde está situada la planta termoeléctrica. Para ello se debe observar el siguiente procedimiento:

a) Se debe elevar solicitud en tal sentido al Ministerio del Medio Ambiente por no menos de la mitad de los alcaldes de los municipios que pertenezcan a esa cuenca o municipios donde está situada la planta termoeléctrica, según definición que haya efectuado el Instituto Geográfico "Agustín Codazzi" o la autoridad catastral pertinente;

b) El Ministro del Medio Ambiente citará a la totalidad de los municipios a una reunión para el efecto, y someterá a aprobación la solicitud de que trata el literal anterior;

c) La solicitud se entenderá aprobada, si por lo menos las tres cuartas partes del total de los municipios de esa cuenca o municipios donde está situada la planta termoeléctrica aprueban la solicitud de modificación de la distribución de las transferencias. Caso contrario, se considerará negada. En todo caso, el Ministerio del Medio Ambiente hará conocer la decisión a la empresa o empresas pertinentes, para que procedan en consecuencia;

d) En caso de que no asistan a dicha reunión por lo menos las tres cuartas partes de los municipios, el Ministerio del Medio Ambiente citará a una nueva reunión y procederá según los literales anteriores. Si a esta nueva reunión no asiste por lo menos las tres cuartas partes del total de municipios la solicitud se entenderá negada;

e) Una vez aprobada o negada la solicitud, no se podrá invocar a ningún título el procedimiento aquí descrito para modificar la distribución de las transferencias. Pero cuando se presenten las condiciones de

que trata el párrafo 2º del artículo 3º, la nueva distribución se hará según los artículos 5º y 6º, sin perjuicio de invocar posteriormente este artículo.

Artículo 8º. Destinación de los recursos recibidos por las Corporaciones Autónomas Regionales.

1. Los recursos que reciban las Corporaciones Autónomas Regionales por concepto de las transferencias de que trata el numeral 1º del artículo 45 de la Ley 99 de 1993, se destinarán para la protección del medio ambiente y a la defensa de la cuenca hidrográfica y del área de influencia del proyecto.

Esta destinación de recursos se efectuará de conformidad con el "Plan de Ordenación y Manejo Ambiental de la Cuenca Hidrográfica y del Area de Influencia del Proyecto" correspondiente, el cual debe contener un plan de inversiones de dichos recursos con su correspondiente cronograma. La elaboración y ejecución de este Plan es responsabilidad de la respectiva Corporación. Para la elaboración del Plan se pueden aplicar los recursos provenientes de las mismas transferencias.

Cuando dos o más Corporaciones Autónomas Regionales tengan jurisdicción sobre una cuenca hidrográfica común, la Comisión de que trata el párrafo 3º del artículo 33 de la Ley 99 de 1993, determinará los lineamientos generales del Plan de Ordenación y Manejo Ambiental de la Cuenca y del Area de Influencia del Proyecto. El Plan será uno solo para las corporaciones involucradas.

Una vez aprobado, el Plan será de forzosa continuidad y obligatorio cumplimiento para las corporaciones.

2. Los recursos que reciban las Corporaciones Autónomas Regionales por concepto de las transferencias de que trata el literal a) del numeral 3º del artículo 45 de la Ley 99 de 1993, se destinarán para la protección del medio ambiente del área donde está ubicada la planta.

Esta destinación de recursos se efectuará de conformidad con el "Plan de Manejo Ambiental para el Area de Influencia de la Planta Térmica", el cual debe contener, además de la delimitación del área donde está ubicada la planta térmica, un plan de inversiones de dichos recursos con su correspondiente cronograma. La elaboración y ejecución de este Plan es responsabilidad de la respectiva Corporación. Para la elaboración del Plan se pueden aplicar los recursos provenientes de las mismas transferencias.

Parágrafo. Cuando en jurisdicción de una Corporación existan plantas de generación hidráulica y térmica, debe haber compatibilidad en los planes de inversión y que recomienden el "Plan de Ordenación y Manejo Ambiental de la Cuenca Hidrográfica y del Area de Influencia del Proyecto", para las hidráulicas y el "Plan de Manejo Ambiental del Area de Influencia de la Planta Térmica".

Artículo 9º. Gastos de funcionamiento. De los recursos de que habla el artículo 45 de la Ley 99 de 1993, solamente se podrá destinar hasta el 10% para gastos de funcionamiento.

Artículo 10º. Transición de legislación.

1. Los recursos de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 56 de 1981, correspondientes a las ventas de energía hasta el 21 de diciembre de 1993 se comprometerán por las empresas propietarias de plantas a más tardar el 31 de diciembre de 1994.

2. Las entidades a las que se aplica este Decreto, deben presentar a más tardar el 15 de septiembre de 1994 ante la instancia aprobatoria, el ajuste presupuestal de conformidad con las normas legales y fiscales correspondientes, para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 45 de la Ley 99 de 1993.

3. Mientras se establecen, organizan y ponen en funcionamiento las Corporaciones Autónomas Regionales creadas por la Ley 99 de 1993, las empresas liquidarán los valores a transferir con destino a dichas corporaciones, y los consignarán en una cuenta de valor constante a favor de cada una de dichas corporaciones. Estos recursos les serán entregados a las corporaciones una vez el Ministerio del Medio Ambiente certifique que están en funcionamiento. El producido de estas transferencias será de propiedad de las corporaciones.

Artículo 11. Vigencia. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 5 de agosto de 1994.

CESAR GAVIRIA TRUJILLO

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Rudolf Hommes.

El Ministro de Minas y Energía,

Guido Alberto Nule Amín.

El Ministro del Medio Ambiente,

Manuel Rodríguez Becerra.

**DECRETO NUMERO 2253 DE 1994
(octubre 6)**

por el cual se delegan unas funciones.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, y en especial, de las previstas por los artículos 189, numeral 11; 211 y 370 Constitución Política, y en desarrollo de lo dispuesto por el artículo 68 de la Ley 142 de 1994.

DECRETA:

Artículo 1o. Sin perjuicio de lo dispuesto en el artículo 2o. del Decreto 1524 de 1994, delégase en la Comisión de Regulación de Energía y Gas las funciones presidenciales a las que se refiere el artículo 68, y las disposiciones concordantes de la Ley 142 de 1994, "por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones", para que las ejerza en la forma prevista en esta Ley, en relación con los servicios públicos respectivos.

Artículo 2o. La delegación de funciones a que se refiere este Decreto exime de responsabilidad al Presidente de la República, la cual corresponderá exclusivamente a la Comisión delegataria, cuyos actos o resoluciones podrá siempre reformar o revocar el Presidente, reasumiendo la responsabilidad consiguiente.

Artículo 3o. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación, y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 6 de octubre de 1994.

ERNESTO SAMPER PIZANO.

El Ministro de Minas y Energía,

Jorge Eduardo Cock Londoño.

DECRETO 2914 DE 1994
(diciembre 31)

por el cual se adecúa la estructura orgánica del Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas - INEA -

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial de las que le confiere el inciso final el artículo 67 de la Ley 143 de 1994,

DECRETA:

Artículo 1o. Adiciónase el artículo 43 del Decreto 2119 de 1992, en el sentido de que el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas - INEA- cumplirá las funciones relacionadas con el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.

Para el desarrollo de las funciones de que trata el inciso anterior y con sujeción a las normas que lo rigen el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas - INEA- podrá diseñar y ejecutar los planes, programas y proyectos que sean necesarios.

Artículo 2o. El Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas -INEA- adecuará su estructura interna para el cumplimiento de las nuevas funciones asignadas.

Artículo 3o. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Cartagena de Indias, D.T., a 31 de diciembre de 1994

ERNESTO SAMPER PIZANO.

El Ministro de Minas y Energía,

Jorge Eduardo Cock Londoño

DECRETO NUMERO 10 DE 1995
(enero 10)

por el cual se reestructura el Ministerio de Minas y Energía.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial de las que le confiere el artículo 89 de la Ley 143 de 1994,

DECRETA:

Artículo 1o. Le corresponde al Ministerio de Minas y Energía ejercer las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica, y, en consecuencia, deberá definir los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de un manejo integral, eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país; y promover el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios.

Las anteriores funciones se ejercerán teniendo en cuenta los fines y objetivos que debe cumplir el Estado en relación con el servicio público de energía eléctrica, señalados en los artículos 3o. y 4o. de la Ley 143 de 1994.

Artículo 2o. Créase el Viceministerio de Energía, que tendrá a su cargo las siguientes funciones:

- a) Bajo la dirección del Ministro, colaborar en la formulación de las políticas o planes de acción del subsector de energía;
- b) Coordinar el curso de la proyectos de ley relacionados con el ramo, para lo cual asistirá al Ministro en la elaboración de tales proyectos y en su trámite constitucional y coordinar la atención de las citaciones al Congreso de la República;
- c) Preparar los informes sobre planes y programas del sector de energía que deban presentarse ante el Departamento Nacional de Planeación y demás autoridades públicas;:-
- d) Velar, junto con otras autoridades, por el cumplimiento de los planes y las disposiciones sobre protección, conservación, recuperación de los recursos naturales y desarrollados por el sector eléctrico;
- e) Velar por la efectiva aplicación de los mecanismos de participación comunitaria en el desarrollo de las funciones a cargo del Ministerio;
- f) Suplir las faltas temporales del Ministro, cuando así lo decida el Presidente de la República;
- g) Las demás que le sean asignadas por el Ministro de Minas y Energía y las disposiciones legales.

Artículo 3o. El Viceministerio de Minas y Energía, que en lo sucesivo se denominará Viceministerio de Minas, cumplirá las siguientes funciones:

- a) Bajo la dirección del Ministro, colaborar en la formulación de las políticas o planes de acción del subsector de minas;

b) Coordinar el curso de los proyectos de ley relacionados con el subsector de minas, para lo cual asistirá al Ministro en la elaboración de tales proyectos y en su trámite constitucional y coordinar la atención de las citaciones al Congreso de la República;

c) Promover la realización de estudios y proyectos en materia de minas, con el fin de lograr la ejecución de la política definida para este subsector;

d) Velar, junto con otras autoridades, por el cumplimiento de las normas sobre protección, conservación, preservación y recuperación de los recursos naturales y ambientales, conforme a los criterios de evaluación, seguimiento y manejo ambiental establecidos por la autoridad competente;

e) Coordinar las actividades que desarrollen el Ministerio y sus entidades descentralizadas, con el propósito de lograr el cumplimiento del Plan Nacional Minero y demás planes subsectoriales;

f) Suplir las faltas temporales del Ministro, cuando así lo decida el Presidente de la República;

g) Las demás que le sean asignadas por el Ministro de Minas y Energía y las disposiciones legales.

Artículos 4º a 22, inclusive, incorporados dentro del texto del Decreto 2119 de 1992.

...

Artículo 23. Corresponde al Ministro de Minas y Energía la difusión del presente Decreto y hacerlo de conocimiento público, para lo cual podrá, entre otras cosas, disponer la compilación de todas las normas que rigen la estructura administrativa del Ministerio y someterla a la aprobación del Gobierno Nacional.

Artículo 24. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial** y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

Públiquesse y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 10 de enero de 1995.

ERNESTO SAMPER PIZANO.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Guillermo Perry Rubio.

El Ministro de Minas y Energía,

Jorge Eduardo Cock Londoño.

El Director General Departamento Administrativo de la Función Pública,

Eduardo González Montoya.

**DECRETO NUMERO 27 DE 1995
(enero 10)**

por el cual se reestructura el Ministerio de Minas y Energía.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial de las que le confiere el artículo 105 de la Ley 142 de 1994,

DECRETA:

Artículo 1o. **Estructura y funciones del Ministerio de Minas y Energía.** La estructura administrativa del Ministerio de Minas y Energía y sus funciones serán las señaladas en el Decreto 2119 de 1992, modificado por el Decreto 10/95, y, además, la determinada en el presente Decreto.

Artículo 2o. **Funciones del Ministerio de Minas y Energía.** De conformidad con lo previsto en la Ley 142 de 1994, le corresponde al Ministerio de Minas y Energía cumplir las siguientes funciones:

1. En forma privativa, planificar, asignar en cuanto sea necesario, y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, privadas y/o mixtas.

2. Elaborar máximo cada cinco (5) años un plan de expansión de la cobertura del servicio público de gas combustible, en el que se determinen las inversiones públicas que deben realizarse, y las privadas que deben estimularse. Este plan deberá incluir la expansión del sistema de transporte por redes.

3. Asegurar que se realicen en el país, por medio de empresas oficiales, privadas y/o mixtas, las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos, y de redes para otros servicios públicos que surjan por el desarrollo tecnológico y que requieran redes de interconexión, según concepto previo del Consejo Nacional de Política, Económica y Social.

4. Cuando la Nación (Ministerio de Minas y Energía) los considere necesario, y se trate de organizar el transporte, la distribución y el suministro de hidrocarburos de propiedad nacional que puedan resultar necesarios para la prestación de servicios públicos domiciliarios regulados por la Ley 142 de 1994, podrá directamente o a través de contratos con terceros, organizar licitaciones a las que pueda presentarse cualquier empresa pública o privada, nacional o extranjera. La Comisión de Regulación de Energía y Gas señalará, por vía general, las condiciones de plazo, precio y participación de usuarios y terceros que deben llenar tales contratos para facilitar la competencia y proteger a los usuarios.

5. Apoyar en las áreas técnica, administrativa y de desempeño financiero a las empresas oficiales que presten los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, así como a los municipios que asuman directamente la prestación del servicio de distribución domiciliaria de electricidad; a las empresas organizadas con participación mayoritaria de la Nación o de los departamentos y a las empresas cuyo capital pertenezca mayoritariamente a una o varias cooperativas o empresas asociativas de naturaleza cooperativa, que tengan a su cargo la prestación de los mismos servicios públicos domiciliarios.

6. Celebrar los contratos especiales para la gestión de los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible, con sujeción a lo previsto en el Título II, Capítulo II, de la Ley 142 de 1994, en cuanto dicha competencia no esté asignada a otra autoridad.

7. Establecer áreas de servicio exclusivo para la prestación de los servicios públicos de distribución domiciliaria de energía eléctrica y de gas combustible por red, y celebrar los contratos con los proponentes que seleccione para prestar los servicios en tales áreas, de conformidad con lo señalado en la Ley 142 de 1994.
8. Exigir que las empresas oficiales que presten los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible, tengan una administración profesional y eficiente acordes con las necesidades de desarrollo del servicio en el mediano y largo plazo, y cumplan los planes de gestión debidamente aprobados, en cuanto dicha función no esté asignada en forma expresa a otra autoridad.
9. Crear estímulos a la inversión de los particulares en el servicio público domiciliario de gas combustible. También creará estímulos a los usuarios que consuman gas combustible, con el fin de propender por la utilización de fuentes alternativas de energía y para estimular la generación de empleo productivo especialmente en microempresas. Dichos estímulos se orientarán, preferencialmente, a facilitar la adquisición de equipos industriales o caseros, destinados a microempresas que consuman gas combustible.
10. Promover y apoyar las personas prestadoras del servicio público domiciliario de gas combustible.
11. Señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras y equipos, así como los procedimientos que utilicen las empresas de servicios públicos de los sectores de energía eléctrica y de gas combustible, cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio y que no implica restricción indebida a la competencia.
12. Identificar fuentes de financiamiento para los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible, colaborar en las negociaciones del caso; y procurar que las empresas que prestan tales servicios compitan en forma adecuada por esos recursos.
13. Recoger información sobre las nuevas tecnologías y sistemas de administración de los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible, y de sus actividades complementarias, y divulgarla entre las empresas de servicios públicos, directamente o en colaboración con otras entidades públicas o privadas.
14. Desarrollar y mantener sistemas adecuados de información relativos a los servicios públicos bajo su competencia, para el uso de las autoridades y del público en general.
15. Velar por la protección de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y de gas combustible, y poner en conocimiento de las correspondientes autoridades toda actuación que atente contra los principios que rigen su prestación o desconozcan su normatividad.
16. Identificar el monto de los subsidios que deberá dar la Nación para los servicios públicos de energía eléctrica y de gas combustible, y los criterios con los cuales deberían asignarse; y hacer las propuestas del caso durante la preparación del presupuesto de la Nación.
17. Ejercer la vigilancia técnica y administrativa de la industria de hidrocarburos en sus ramas de refinación y transporte, en cuanto la competencia no se encuentre asignada a otra autoridad.
18. Estudiar y conceptuar sobre solicitudes de derechos de importación de equipos de perforación de oleoductos, gasoductos y refinerías, y supervisar las especificaciones y destinación de los materiales importados.

19. Estudiar y conceptuar desde el punto de vista técnico sobre los proyectos, estudios e informes relacionados con la construcción de refinerías y oleoductos.
 20. Ejercer la vigilancia técnica del comercio de los combustibles líquidos derivados del petróleo en todas sus etapas, en cuanto no corresponda a otra autoridad.
- Artículo 3o. **Funciones específicas del subsector de energía eléctrica.** Corresponde al Ministerio de Minas y Energía ejercer las siguientes funciones de carácter especial, en relación con el subsector de energía eléctrica:
1. Asegurar que se realicen en el país las actividades de generación e interconexión a las redes nacionales de energía eléctrica, por intermedios de personas jurídicas, públicas, privadas y/o mixtas.
 2. Establecer áreas de servicio exclusivo para la distribución domiciliaria de electricidad y celebrar los respectivos contratos con los proponentes seleccionados para la prestación del servicio en dichas áreas.
 3. Organizar y administrar, el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos de la Nación (Ministerio de Minas y Energía), de que trata el artículo 89, ordinal 3o, de la Ley 142 de 1994. El Ministerio celebrará todos los actos indispensables para cumplir con el objetivo de dicho fondo.
 4. Determinar el monto de los subsidios que debe dar la Nación para satisfacer el consumo de subsistencia de los usuarios de menores ingresos; solicitar a las autoridades competentes el otorgamiento de los recursos presupuestales indispensables para atender su pago, velar por la correcta utilización de los recursos destinados al cumplimiento de dicha finalidad, de conformidad con las normas legales vigentes.
 5. Promover la masificación del servicio de distribución domiciliaria de electricidad.
 6. Prestar directamente el servicio público domiciliario de electricidad, cuando los departamentos y los municipios no tengan la capacidad suficiente para ello. En tales eventos, deberá encomendar su prestación a las entidades descentralizadas pertenecientes a su sector administrativo, cuyo objeto social sea la prestación de este servicio.
 7. Señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las obras y equipos, así como los procedimientos que utilicen las empresas de servicios públicos del sector de energía eléctrica, cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida a la competencia.
 8. Identificar fuentes de financiamiento para el servicio público de energía eléctrica, colaborar en las negociaciones del caso, y procurar que las empresas del sector compitan en forma adecuada por esos recursos.
 9. Exigir que las empresas que presten el servicio público domiciliario de energía eléctrica, tengan una administración profesional y eficiente acordes con las necesidades de desarrollo del servicio en el mediano y largo plazo, y el cumplimiento de los planes de gestión debidamente aprobados, en cuanto dicha función no esté asignada en forma expresa a otra autoridad.
 10. Verificar en forma selectiva, que las obras, equipos y procedimientos de las empresas del sector eléctrico se ajusten a las disposiciones expedidas por el Ministerio. En el evento en que se advierta un posible incumplimiento de tales mandatos, se dará aviso inmediato a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Artículo 4o. Funciones específicas del Ministerio de Minas y Energía, en relación con el subsector de gas combustible. Corresponde al Ministerio de Minas y Energía ejercer las siguientes funciones de carácter especial, en relación con el subsector de gas combustible:

1. Asegurar que se realicen en el país, por medio de empresas oficiales, privadas o mixtas, las actividades de comercialización, construcción y operación de gasoductos y de redes de distribución de gas combustible.
2. Determinar el monto de los subsidios que debe dar la Nación para satisfacer el consumo de subsistencia de los usuarios del servicio público domiciliario de gas combustible de menores ingresos.
3. Establecer los requisitos técnicos de las obras y equipos, así como los procedimientos utilizados por las empresas del sector de gas combustible, cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio, y que no implica restricción indebida a la competencia.
4. Diseñar mecanismos que permitan a las empresas que prestan el servicio público domiciliario de gas combustible competir en forma adecuada por los recursos destinados a la financiación del servicio.
5. Solicitar a las autoridades competentes adelantar las investigaciones a que hubiere lugar por la posible violación de las normas que rigen la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible.
6. Coordinar con la Unidad Especial de Información Minero Energética la creación y utilización de bases de datos, sistemas de información y archivos técnicos necesarios para la realización de las actividades del subsector de gas combustible.
7. Celebrar los contratos de fiducia o de mandato indispensables para la administración de las acciones que la Nación posea en las empresas de servicios públicos que tengan por objeto la distribución domiciliar de gas combustible.

Artículo 5o. Funciones específicas de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas cumplir las siguientes funciones:

1. Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente.
2. Propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia. La Comisión podrá adoptar reglas de comportamiento diferencial, según la posición de las empresas en el mercado.
3. Expedir regulaciones específicas para la autogeneración y cogeneración de electricidad y el uso eficiente de energía y gas combustible por parte de los consumidores y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre éstas y los grandes usuarios.
4. Establecer el reglamento de operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible.

5. Fijar las tarifas de venta de electricidad y gas combustible, o delegar en las empresas distribuidoras la facultad de fijarlas con estricta sujeción a las normas y a los reglamentos que expida la Comisión. En caso de incumplimiento o inobservancia de las normas o cuando lo considere conveniente, la Comisión reasumirá la facultad delegada.
6. Definir las metodologías y regular las tarifas por los servicios de despacho y coordinación prestados por los centros regionales y por el centro nacional de despacho.
7. Preparar proyectos de ley para someter a la consideración del Gobierno, y recomendarle la adopción de los decretos reglamentarios que se necesiten.
8. Regular y someter a la vigilancia del Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios y al régimen que la Ley 142 de 1994 contiene en materias de tarifas, de información y de actos contratos, a empresas determinadas que no sean de servicios públicos, respecto de las cuales existan pruebas de que han realizado o se preparan para realizar una de las siguientes conductas:
 - a) Competir deslealmente con las de servicios públicos;
 - b) Reducir la competencia entre empresas de servicios públicos;
 - c) Abusar de una posición dominante en la provisión de bienes y servicios similares a los que éstas ofrecen.
9. Definir los criterios de eficiencia y desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de los servicios públicos bajo su competencia y solicitar las evaluaciones que considere necesarias para el ejercicio de sus funciones.
10. Fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación de los servicios bajo su competencia.
11. Definir en qué eventos es necesario que la realización de obras, instalación y operación de equipos de las empresas de servicios públicos se someta a normas técnicas, oficiales, para promover la competencia o evitar perjuicios a terceros, y pedirle al Ministerio de Minas y Energía que elabore estas normas, cuando encuentre que son necesarias.
12. Establecer la cuantía y condiciones de las garantías de seriedad que deben prestar quienes deseen celebrar contratos de aporte reembolsable.
13. Decidir los recursos que se interpongan contra sus actos, o los de otras entidades, en los casos que disponga la ley en lo que se refiere a materias de su competencia.
14. Resolver, a petición de cualquiera de las partes, los conflictos que surjan entre empresas, en razón de los contratos o servidumbres que existan entre ellas y que no corresponda decidir a otras autoridades administrativas, y sobre quién debe servir a usuarios específicos, o en qué regiones deben prestar sus servicios. La resolución que se adopte estará sujeta al control jurisdiccional de legalidad. La resolución debe atender, especialmente, al propósito de minimizar los costos en la provisión del servicio respectivo.
15. Dar concepto sobre la legalidad de las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos que se sometan a su consideración; y sobre aquellas modificaciones que puedan considerarse restrictivas de la competencia. La Comisión podrá limitar, por vía general, la duración de los contratos que celebren las empresas de servicios públicos, para evitar que se limite la posibilidad de competencia.

16. Establecer fórmulas para la fijación de las tarifas de los servicios públicos bajo su competencia, cuando ello corresponda según lo previsto en el artículo 88 de la Ley 142 de 1994, y señalar cuándo hay suficiente competencia como para que la fijación de las tarifas sea libre.

17. Determinar para cada bien o servicio público las unidades de medida y de tiempo que deben utilizarse al definir el consumo; y definir, con bases estadísticas y de acuerdo con parámetros técnicos medibles y verificables, apropiados para cada servicio, quiénes pueden considerarse "grandes usuarios".

18. Ordenar que una empresa de servicios públicos se escinda en otras que tengan el mismo objeto de la que se escinde, o que su objeto se limite a una actividad complementaria, cuando se encuentre que la empresa que debe escindirse usa su posición dominante para impedir el desarrollo de la competencia en un mercado donde ella es posible o que la empresa que debe escindirse otorga subsidios con el producto de uno de sus servicios que no tiene amplia competencia a otro servicio que sí la tiene; o, en general, que adopta prácticas restrictivas de la competencia.

19. Ordenar la fusión de empresas cuando haya estudios que demuestren que ello es indispensable para extender la cobertura y abaratar los costos para los usuarios.

20. Ordenar la liquidación de las empresas monopolísticas oficiales que prestan los servicios públicos bajo su competencia y otorgar a terceros el desarrollo de su actividad, cuando no cumplan los requisitos de eficiencia a los que se refiere la Ley 142 de 1994.

21. Impedir que quienes captan o producen un bien que se distribuye por medio de empresas de servicios públicos adopten pactos contrarios a la libre competencia en perjuicio de los distribuidores; y exigir que en los contratos se especifiquen los diversos componentes que definen los precios y tarifas.

22. Pedir al Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios que adelante las investigaciones e imponga las sanciones de su competencia, cuando tenga indicios de que alguna persona ha violado las normas de esta ley.

23. Resolver consultas sobre el régimen de incompatibilidades e inhabilidades a que se refiere la Ley 142 de 1994.

24. Determinar, de acuerdo con la ley, cuándo se establece el régimen de libertad regulada o libertad vigilada o señalar cuándo hay lugar a la libre fijación de tarifas.

25. Las demás señaladas en la ley.

Parágrafo. La estructura interna de la Comisión, sus mecanismos de administración y funcionamiento se regirán, en lo pertinente, por lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 y en el Decreto 10 de 1995.

Artículo 6o. **Unidad de Planeación Minero Energética.** La Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía, deberá aprobar los planes de gestión y resultados de corto, mediano y largo plazo, que deban presentar las empresas de servicios públicos que tienen a su cargo los servicios públicos que estaban bajo competencia del Ministerio de Minas y Energía, en los términos previstos en el artículo 52, parágrafo, de la Ley 142 de 1994.

Artículo 7o. **Dirección General de Energía Eléctrica.** La Dirección General de Energía Eléctrica tendrá las siguientes funciones.

1. Preparar los estudios necesarios para determinar el monto de los subsidios que debe dar la Nación para satisfacer el consumo de subsistencia de los usuarios de menores ingresos.

2. Realizar los estudios indispensables para definir los requisitos técnicos de las obras y equipos, así como los procedimientos que utilicen las empresas del sector eléctrico.

3. Diseñar mecanismos que permitan a las empresas del sector eléctrico competir en forma adecuada por los recursos destinados a la financiación del servicio.

4. Colaborar en la preparación de los documentos sobre el sector eléctrico que el Ministerio de Minas y Energía debe presentar ante las autoridades competentes.

Artículo 8o. **Dirección General de Hidrocarburos.** A la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía le corresponde cumplir las siguientes funciones:

1. Preparar los estudios necesarios para determinar el monto de los subsidios que debe dar la Nación para satisfacer el consumo de subsistencia de los usuarios del servicio público domiciliario de gas combustible de menores ingresos.

2. Establecer los requisitos técnicos de las obras y equipos, así como de los procedimientos utilizados por las empresas del sector de gas combustible, cuando la Comisión de Regulación de Energía y Gas haya resuelto por vía general que ese señalamiento es realmente necesario para garantizar la calidad del servicio y que no implica restricción indebida a la competencia.

3. Diseñar mecanismos que permitan a las empresas que prestan el servicio público domiciliario de gas combustible competir en forma adecuada por los recursos destinados a la financiación del servicio.

4. Solicitar a las autoridades competentes adelantar las investigaciones a que hubiere lugar por la posible violación de las normas que rigen la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible.

5. Coordinar con la Unidad Especial de Información Minero Energética la creación y utilización de bases de datos, sistemas de información y archivos técnicos necesarios para la realización de las actividades del subsector de gas combustible.

Artículo 9o. **Estructura Interna de la Dirección General de Hidrocarburos.** Para el cumplimiento de las funciones (que le asigna la Ley 142 de 1994), la Dirección General de Hidrocarburos tendrá la siguiente estructura interna:

1. Subdirección de Hidrocarburos.
2. División Legal de Hidrocarburos.

Artículo 10. **Funciones de la Subdirección de Hidrocarburos.** Le corresponde a la Subdirección de Hidrocarburos de la Dirección General de Hidrocarburos, las siguientes funciones:

1. Calificar las licencias semestrales e individuales para la importación de bienes de capital y otros elementos destinados a la refinación, transporte y distribución de hidrocarburos.

2. Estudiar y emitir concepto sobre la capacidad económica y técnica de los interesados en adelantar proyectos de construcción de oleoductos de uso público.

3. Las demás que le sean delegadas por el Ministro de Minas y Energía.

Artículo 11. Corresponde al Ministro de Minas y Energía la difusión del presente Decreto y hacerlo de conocimiento público, para lo cual podrá, entre otras cosas, disponer la compilación de todas las normas que rigen la estructura administrativa del Ministerio.

Artículo 12. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial**, y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 10 de enero de 1995.

ERNESTO SAMPER PIZANO.

El Ministro de Minas y Energía,

Jorge Eduardo Cock Londoño.

El Director General del Departamento Administrativo de la Función Pública.,

Eduardo González Montoya.

**DECRETO NUMERO 28 DE 1995
(enero 10)**

por el cual se reglamenta parcialmente la Ley 143 de 1994, en lo concerniente a la organización y el funcionamiento de la Unidad de Planeación Minero-Energética.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial de las que le confiere el artículo 189, ordinal 11, de la Constitución Política y en desarrollo de la Ley 143 de 1994,

DECRETA:

Artículo 1o. **Naturaleza Jurídica.** La Unidad de Planeación Minero-Energética, en adelante la Unidad, se organiza como una Unidad Administrativa Especial de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, dotada de personería jurídica, patrimonio propio y autonomía presupuestal, con regímenes especiales en contratación, administración de personal, salarios y prestaciones, conforme con lo previsto en el artículo 13 de la Ley 143 de 1994, en las normas que la desarrollen, y en el presente Decreto.

Artículo 2o. **Funciones.** Son funciones de la Unidad:

a) Establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que se elaboren teniendo en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos;

b) Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos, teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes, convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales;

c) Elaborar y actualizar el Plan Nacional Minero, el Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión del Sector Eléctrico y los demás planes subsectoriales, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo;

d) Evaluar la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales, así como el desarrollo de la energía nuclear para usos pacíficos;

e) Evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de recursos mineros y energéticos;

f) Realizar diagnósticos que permitan la formulación de planes y programas del sector Minero-Energético;

g) Establecer y operar los mecanismos y procedimientos que permitan evaluar la oferta y demanda de minerales energéticos, hidrocarburos y energía, y determinar las prioridades para satisfacer tales requerimientos, de conformidad con la conveniencia nacional;

h) Recomendar al Ministro de Minas y Energía políticas y estrategias para el desarrollo del sector Minero Energético;

i) Prestar servicios técnicos de planeación y asesoría y cobrar por ellos. Para estos efectos, la Unidad determinará, mediante reglamentación, las condiciones que deben reunirse, para su prestación y las cifras que se cobren por ello. En todo caso, tales servicios se prestarán sin perjuicio del cumplimiento de las demás funciones;

j) Establecer prioritariamente un programa de ahorro y optimización de energía;

k) Aprobar los planes de gestión y resultados de corto, mediano y largo plazo, que sean presentados por las empresas de servicios públicos conforme a la ley;

l) Realizar las funciones administrativas que sean necesarias para el desarrollo de la gestión encomendada;

ll) La demás que le señale la ley.

Artículo 3o. **Estructura interna.** La Unidad de Planeación Minero Energética tendrá la siguiente estructura interna:

1. Dirección General.
2. Secretaría General.
3. Subdirección de Planeación Energética.
4. Subdirección de Planeación Minera.

Artículo 4o. Director. La Unidad contará con un Director, que tendrá la calidad de empleado público, de libre nombramiento y remoción del Presidente de la República, cuya remuneración será determinada por el Gobierno Nacional conforme a las normas que regulan la materia.

El Director de la Unidad deberá reunir las condiciones exigidas en el artículo 15 de la Ley 143 de 1994.

Artículo 5o. Funciones de la Dirección. La Dirección, a través del Director cumplirá las siguientes funciones:

- a) Coordinar la realización de las actividades y los estudios técnicos que permitan establecer los requerimientos minero energéticos de la población y la manera de satisfacerlos;
- b) Realizar todas las actuaciones indispensables para la elaboración del Plan Energético Nacional, el de Desarrollo Minero, y el de cada uno de los subsectores de Minas y Energía, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y las políticas que el Gobierno Nacional adopte para el mismo sector;
- c) Elaborar el presupuesto de la Unidad que presentará al Ministerio de Minas y Energía para su trámite ante la Dirección General del Presupuesto del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, conforme con las disposiciones contenidas en la Ley Orgánica de Presupuesto y demás normas concordantes;
- d) Coordinar el desarrollo y la ejecución del contrato de fiducia para el manejo de los recursos presupuestales de la Unidad y ordenar a la fiduciaria la celebración de los contratos que se requieran;
- e) Ordenar los gastos con cargo al presupuesto asignado a la Unidad;
- f) Celebrar los contratos que se requieran para el cumplimiento de las funciones atribuidas a la Unidad, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 13, inciso 2o, de la Ley 143 de 1994;
- g) Nombrar y remover el personal de la Unidad, conforme a las disposiciones legales aplicables a esta materia;
- h) Expedir los actos relacionados con las situaciones administrativas de los servidores vinculados a la planta de personal de la Unidad;
- i) Coordinar y supervisar las tareas del personal técnico que se vincule al servicio de la Unidad;
- j) Establecer el sistema de Control Interno, así como los procedimientos para la adopción y evaluación del Plan de Gestión de la Unidad, con arreglo a la ley;
- k) Elaborar proyectos de ley o de decretos que desarrollen materias relacionadas con las funciones a cargo de la Unidad, y presentarlos ante el Ministro de Minas y Energía para su trámite posterior, si hubiere lugar a ello;
- l) Diseñar los procedimientos administrativos que deben aplicarse, teniendo en cuenta la racionalización de las tareas y el uso de los recursos con que cuenta la Unidad;
- ll) Conformar comités asesores y grupos de trabajo para el cumplimiento de programas específicos;
- m) Realizar las demás tareas administrativas que sean indispensables para el cabal cumplimiento de las funciones asignadas a la Unidad;

n) Delegar las funciones atribuidas a la Dirección en los servidores vinculados a la planta de personal de la Unidad, con sujeción a las normas que rigen la materia;

o) Las demás que le señale la ley.

Artículo 6o. Secretaría General. La Secretaria General, que dependerá de la Dirección de la Unidad, tendrá a su cargo el ejercicio de las siguientes funciones:

- a) Asegurar la continuidad en el cumplimiento de las funciones de la Unidad, mediante la adquisición de los bienes y servicios necesarios para ello, conforme a las instrucciones que imparta la Dirección;
 - b) Elaborar los programas para la adquisición de los bienes que requiera la Unidad, así como para su mantenimiento;
 - c) Controlar los inventarios de los bienes, equipos, elementos de la Unidad;
 - d) Tomar las medidas indispensables para mantener en buen estado y conservación los bienes y equipos de la Unidad;
 - e) Administrar los recursos financieros de la Unidad, y coordinar la elaboración y ejecución del presupuesto asignado al organismo;
 - f) Coordinar todas las actividades relacionadas con la planeación, organización, desarrollo y control de los asuntos administrativos de la Unidad;
 - g) Emitir conceptos sobre los asuntos jurídicos propios de la Unidad; preparar y revisar los actos administrativos que deban proferirse; codificar las disposiciones legales relacionadas con las materias de competencia del organismo, y administrar el sistema de información jurídica, que servirá de consulta a las demás autoridades y público en general;
 - h) Refrendar con su firma los actos administrativos que deba expedir el Director;
 - i) Expedir copias de los documentos que reposen en el archivo de la Unidad, a petición de los interesados;
 - j) Tramitar las peticiones relacionadas con el suministro de documentos y demás información de carácter público que repose en la Unidad;
 - k) Dirigir las actividades relacionadas con la elaboración, programación y ejecución del presupuesto de la Unidad;
 - l) Las demás que le asigne el Director de la Unidad;
- Artículo 7o. Subdirección de Planeación Energética.** Son funciones de la Subdirección de Planeación Energética:

a) Elaborar estudios y recomendaciones que permitan la formulación de programas de desarrollo del sector energético nacional, en coordinación con las Direcciones Generales de Minas, Energía Eléctrica e Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, y las entidades descentralizadas del sector energético;

b) Establecer los procedimientos, metodologías y modelos requeridos para planear y evaluar la oferta y demanda de recursos energéticos del país, y para determinar las prioridades para satisfacer los requerimientos, de conformidad con el interés nacional;

c) Establecer la metodología y las actividades necesarias para la elaboración del Plan Energético Nacional y los demás planes subsectoriales, como el Plan de Expansión del Sector Eléctrico;

d) Coordinar con las Direcciones Generales de Energía Eléctrica y de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, las tareas de evaluación de la ejecución del Plan Energético Nacional y de los demás planes subsectoriales;

e) Coordinar con el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, INEA, la realización de evaluaciones sobre la conveniencia económica y social del desarrollo de fuentes y usos energéticos no convencionales, así como el desarrollo de la energía nuclear para usos pacíficos;

f) Realizar evaluaciones sobre la rentabilidad económica y social de las exportaciones de los recursos energéticos;

g) Coordinar con el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, INEA, la formulación de un programa de ahorro, conservación y uso eficiente de la energía, el cual hará parte del Plan Energético Nacional;

h) Las demás que le asigne el Director de la Unidad.

Artículo 8o. **Subdirección de Planeación Minera.** Son funciones de la Subdirección de Planeación Minera:

a) Elaborar estudios y recomendaciones que permitan la formulación de programas de desarrollo del sector minero nacional, con sujeción a las directrices que imparta el Gobierno Nacional;

b) Establecer los procedimientos, metodologías y modelos requeridos para planear y evaluar la oferta y demanda de recursos minerales del país, y determinar las prioridades para satisfacer tales requerimientos, de conformidad con el interés nacional;

c) Establecer la metodología y las actividades necesarias para la elaboración del Plan Nacional Minero, y los planes subsectoriales;

d) Coordinar con la Dirección General de Minas del Ministerio de Minas y Energía y las entidades del subsector minero, las tareas de evaluación de la ejecución del Plan Nacional Minero y de los planes subsectoriales, y formular las recomendaciones que fueren necesarias para garantizar su cumplimiento;

e) Las demás que le asigne el Director de la Unidad.

Artículo 9o. **Comités Asesores.** El Director de la Unidad podrá integrar Comités Asesores que tendrán a su cargo el estudio de temas específicos, en los cuales se procurará la participación de todas las áreas relacionadas directamente con la materia de que se trate.

Estos comités también servirán como mecanismos de coordinación de las actividades que desarrolle la Unidad, en las cuales se considere necesaria la participación de otras dependencias gubernamentales.

En el acto que decida sobre su integración, se señalará la forma y periodicidad de sus reuniones.

Artículo 10. Las decisiones de la Unidad de Planeación serán adoptadas mediante resoluciones suscritas por el Director de la Unidad.

Artículo 11. **Contrato de fiducia.** La Unidad manejará sus recursos presupuestales y operará a través del contrato de fiducia que se celebrará por el Ministerio de Minas y Energía, con sujeción a las disposiciones previstas en la Ley 143 de 1994. Este contrato, así como los actos que se realicen en desarrollo del mismo, se regirán por las normas del derecho privado.

El contrato de fiducia estará sujeto en su integridad a lo regulado para la fiducia mercantil en el Código de Comercio.

Artículo 12. **Presupuesto.** El presupuesto de la Unidad estará conformado por los recursos aportados por las entidades señaladas en el artículo 14, parágrafo, de la Ley 143 de 1994, y por los recursos que obtenga por los servicios de planeación y asesoría que preste de acuerdo con lo establecido en el literal i, del artículo 16 de la Ley 143 de 1994.

La Unidad elaborará anualmente su presupuesto, el cual presentará al Ministerio de Minas y Energía para su trámite. Su distribución anual se hará mediante resolución expedida por el Ministerio de Minas y Energía y refrendada por el Director General de Presupuesto Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, conforme a las disposiciones legales que rigen la materia.

Los recursos serán manejados con sujeción a los mandatos contenidos en la Ley 38 de 1989, y en las normas que la desarrollen, reglamenten o sustituyan.

Artículo 13. **Entrega de recursos.** Una vez distribuido el presupuesto para la respectiva vigencia fiscal, las entidades que según la Ley 143 de 1994, artículo 14, parágrafo, deben sufragarlo, procederán a efectuar la consignación en la cuenta que señale la Tesorería General de la República.

Artículo 14. **Régimen de contratación.** El contrato de fiducia y los actos y contratos que deban celebrarse en desarrollo del mismo, se sujetarán a las normas del derecho privado, conforme al artículo 13, inciso 2, de la Ley 143 de 1994.

La Unidad expedirá un reglamento interno de contratación, que tendrá en cuenta los principios constitucionales y legales que rigen la función administrativa, y en el cual se establecerá el procedimiento para la selección objetiva de las personas con quienes se celebrarán los contratos.

Artículo 15. **Personal.** La Unidad contará con su propia planta de personal, que será adoptada mediante decreto expedido por el Gobierno Nacional, conforme a las disposiciones legales aplicables a esta materia.

Las relaciones laborales que se establezcan se regirán por las disposiciones aplicables a los empleados públicos del orden nacional.

Artículo 16. **Administración de personal.** Al Director de la Unidad le compete la administración de personal, así como la expedición de todos los actos relativos a las situaciones administrativas que se generen en la relación laboral que se establezca con los servidores del organismo.

Artículo 17. **Contratos de prestación de servicios.** La Unidad podrá vincular, mediante contratos de prestación de servicios, las personas que requiera para la ejecución de trabajos que exijan conocimientos especializados o una determinada condición personal. Tales contratos no configuran una relación laboral y serán celebrados a través de la entidad fiduciaria correspondiente, previa solicitud formulada por el Director.

Artículo 18. Vinculación de personal. En el evento de que funcionarios de la planta de personal del Ministerio de Minas y Energía se vinculen a la Unidad, se entenderá que no hay solución de continuidad.

Artículo 19. Incorporación. Los funcionarios que prestan sus servicios a la Unidad de Planeación Minero Energética organizada por el artículo 12 del Decreto 2119 de 1992, que sean incorporados a la nueva planta de personal de la Unidad de Planeación de que trata el presente Decreto, deberán cumplir con el requisito de la posesión en el nuevo cargo, de conformidad con las reglas previstas en el artículo 81 del Decreto 1042 de 1978.

Artículo 20. Bienes. Los bienes y equipos destinados al servicio de la Unidad de Planeación Minero Energética de que trata el artículo 12 del Decreto 2119 de 1982, se destinarán al servicio de la Unidad de Planeación de que trata el presente Decreto.

Artículo 21. Grupos de trabajo. La Unidad propenderá por la participación activa de las entidades del sector minero energético en el proceso de elaboración y análisis de los planes de desarrollo subsectoriales, para lo cual podrá conformar grupos de trabajo integrados por funcionarios del Ministerio de Minas y Energía, de sus entidades adscritas o vinculadas y de otras dependencias gubernamentales, teniendo en cuenta la naturaleza de las actividades que deban desarrollarse.

El Director de la Unidad, en el acto que disponga su integración, señalará los objetivos del grupo, los aspectos propios de su funcionamiento, y la periodicidad de las reuniones y/o eventos que deban celebrarse.

Artículo 22 Contrato de fiducia (transitorio). Mientras se adjudica y se celebra el contrato de fiducia de que trata el artículo 11 de este Decreto, los recursos presupuestales asignados a la Unidad de Planeación Minero Energética, así como la celebración de los actos y contratos necesarios para el funcionamiento de las mismas, se seguirán ejecutando a través del contrato de encargo fiduciario celebrado entre el Ministerio de Minas y Energía y la Fiduciaria Popular S.A.

Artículo 23. Vigencia. El presente Decreto rige a partir de su publicación en el **Diario Oficial**, y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 10 de enero de 1995.

ERNESTO SAMPER PIZANO.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Guillermo Perry Rubio.

El Ministro de Minas y Energía,

Jorge Eduardo Cock Londoño.

El Director General Departamento Administrativo de la Función Pública,

Eduardo González Montoya.

DECRETO NUMERO 570 DE 1995

(abril 4)

por cual se determina el procedimiento para nombrar los Miembros del Comité de Uso Racional de Energía.

El Presidente de la República de Colombia, en uso de sus facultades constitucionales y legales, en especial las que le confiere el Ordinal 11 del artículo 189 de la Constitución Política y el artículo 44 del Decreto 2119 de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que mediante Decreto 2119 de 1992 se asignó al Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas - INEA- la función de fomentar el uso racional de la energía,

Que el artículo 44 del mencionado Decreto estableció que el procedimiento para nombrar los Miembros del Comité de Uso Racional de Energía previsto por el mismo, será determinado por vía reglamentaria;

DECRETA:

Artículo 1o. Integración. Los miembros del Comité de Uso Racional de Energía que representen al sector eléctrico, al Ministerio de Minas y Energía y a los gremios de la producción y del transporte, se designarán de la siguiente manera:

1. Uno de los representantes del sector eléctrico será seleccionado por el Ministro de Minas y Energía para períodos de un (1) año entre los respectivos representantes legales de las empresas del sector mencionadas a continuación:

Empresas Públicas de Medellín, EPM.
 Empresa de Energía de Bogotá, EEB.
 Empresas Municipales de Cali, EMCALI.
 La empresa de generación que se organice a partir de los activos de generación de Interconexión Eléctrica S.A., ISA.
 Empresa de Energía del Pacífico, EPSA.
 Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, Corelca.

2. Las demás empresas del sector eléctrico estarán también representadas en el Comité de Uso Racional de Energía por uno de sus gerentes, designado al efecto por el Ministro de Minas y Energía para un periodo de un (1) año.

3. El representante del Ministerio de Minas y Energía será el Viceministro de Energía o su Delegado.

4. Los gremios de la producción estarán representados en el Comité de Uso Racional de Energía, por la persona que el Ministro de Minas y Energía designe para períodos de un (1) año, de sendas temas que le presentarán la Asociación Nacional de Industriales, ANDI, y la Asociación Colombiana Popular de Industriales, ACOPI.

5. Los gremios del transporte terrestre estarán representados en el Comité de Uso Racional de Energía, por un Miembro que será designado para períodos de un (1) año, por el Ministro de Minas y Energía, de las temas que le presentarán la Asociación Nacional de Transportadores, Asotrans, la Asociación para el Desarrollo Integral de Transporte Terrestre Intermunicipal, ADITT, la Federación Colombiana de Transportadores de Carga por Carretera, COLFECAR y la Asociación de Transporte Urbano.

Parágrafo. Los gerentes de las empresas del sector eléctrico, que no tengan representante en el Comité, según lo previsto en este artículo, podrán asistir a sus reuniones cuando sean invitados por la Secretaría Técnica.

Artículo 2o. Secretaría Técnica. El Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, INEA, actuará como Secretaría Técnica del Comité.

Artículo 3o. Vigencia. El presente Decreto rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y deroga el Decreto 1031 del 2 de junio de 1993.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 4 de abril de 1995.

ERNESTO SAMPER PIZANO.

El Ministro de Minas y Energía,

Jorge Eduardo Cock Londoño.

DECRETO NUMERO 813 DE 1995
(mayo 18)

por medio de la cual se adicionan las funciones y se adecua la estructura interna del Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, INEA.

El Presidente de la República de Colombia, en uso de sus facultades constitucionales y legales, en especial de las conferidas en el artículo 105 de la Ley 142 de 1994 y en desarrollo del Decreto 2914 de 1994,

DECRETA:

Artículo 1o. Adicionar a las funciones asignadas al INEA por los Decretos 588 de 1991 y 2119 de 1992 la función de fomentar el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía:

Artículo 2o. En desarrollo de esta nueva función, el INEA diseñará y ejecutará los programas correspondientes en todos los campos de la actividad económica, científica y tecnológica, y realizará las tareas de difusión necesarias ante los usuarios y el público en general.

Artículo 3o. Las funciones relacionadas con el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía, serán cumplidas a través de la Subdirección General de Energía y, de manera especial, de la División de uso racional y eficiente de energía, la cual se denominará en adelante División de Ahorro, Conservación y Uso Eficiente de la Energía.

Artículo 4o. Son funciones de la División de Ahorro, Conservación y Uso Eficiente de la Energía las siguientes:

1. Promover la formulación y ejecución de programas que propendan por el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
2. Recomendar, como parte del Plan Energético Nacional, un programa de ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
3. Evaluar periódicamente el desarrollo de los programas que se emprendan, tanto a nivel nacional como por las empresas generadoras.
4. Adoptar normas técnicas para la fabricación de equipos consumidores de energía y para la construcción de inmuebles, que propendan por el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
5. Establecer y fomentar programas de ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
6. Dirigir y coordinar campañas educativas relacionadas con su objeto.
7. Ejercer el control y seguimiento de los programas relacionados con su objeto.
8. Definir los mecanismos e incentivos para cumplir con los programas de ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
9. Promover programas de recuperación y restitución de redes, tendientes a minimizar las pérdidas técnicas en transmisión y distribución.
10. Realizar y promover investigación y desarrollo tecnológico en los campos del ahorro, conservación y uso eficiente de la energía y divulgar sus resultados en coordinación con la Oficina de Fomento a la Investigación y Desarrollo Científico.
11. Actuar como órgano consultivo de la Dirección General para el estudio de programas y proyectos sobre ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
12. Planear, promover, establecer e impartir capacitación y entrenamiento en investigación para el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
13. Actuar como centro asesor en tareas de referencia y certificación de las actividades científicas y tecnológicas en los campos relacionados con el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
14. Asesorar al sector estatal y privado en lo relacionado con la adaptación, sustitución e importación de tecnología y asistencia técnica, para el ahorro, conservación y uso eficiente de la energía.
15. Diseñar y mantener un programa de calidad para todas las funciones que desarrolle la dependencia.

16. Las demás funciones que le sean asignadas acordes con la naturaleza de la dependencia.

Artículo 5o. El Director del INEA, en uso la de facultad que le confiere el artículo 3o. del Decreto 1843 de 1993, distribuirá el personal de la planta globalizada entre las diferentes dependencias, de tal manera que se puedan atender adecuadamente las funciones asignadas.

Artículo 6o. El presente Decreto rige a a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 18 de mayo de 1995.

ERNESTO SAMPER PIZANO.

El Ministro de Minas y Energía,

Jorge Eduardo Cock Londoño.

DECRETO NUMERO 1429 DE 1995
(agosto 25)

por el cual se reglamenta el Capítulo I del Título V de la Ley 142 de 1994, en relación con el Control Social de los Servicios Públicos Domiciliarios.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de las facultades que le confiere el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política, y

CONSIDERANDO:

Que es fin esencial del Estado garantizar la participación de todos en las decisiones que los afecten, por lo que corresponde al Gobierno Nacional asegurar la participación de los usuarios en la gestión y fiscalización de la prestación de los servicios públicos domiciliarios;

Que es deber de los ciudadanos participar en la vida política, cívica y comunitaria del país;

Que los servicios públicos domiciliarios son inherentes a la finalidad del Estado, por lo que es deber de éste asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional;

Que la Ley 142 de 1994 ordenó en desarrollo de las normas constitucionales, la creación en todos los municipios de "Comités de Desarrollo y Control Social de los Servicios Públicos Domiciliarios",

DECRETA:

Artículo 1º. **Deber de conformación de los Comités de Desarrollo y Control Social.** Con el objeto de organizar la participación comunitaria en la vigilancia de la gestión y en la fiscalización de las entidades de carácter privado, oficial o mixto, que presten los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado,

aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible por red, telefonía fija pública básica conmutada, y telefonía local móvil en el sector rural, y de acuerdo con lo establecido por el artículo 62 de la Ley 142 de 1994, se conformarán a iniciativa de un número plural de usuarios, suscriptores o suscriptores potenciales de uno o varios de los citados servicios públicos domiciliarios, en todos los municipios, uno o varios "Comités de Desarrollo y Control Social de los Servicios Públicos Domiciliarios".

Parágrafo. Para efectos del presente decreto se define (sic) "usuario", "suscriptor" y "suscriptor potencial", en los siguientes términos.

Usuario: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se denomina también consumidor.

Suscriptor: Personas natural o jurídica con la cual se ha celebrado un contrato de condiciones uniformes de servicios públicos.

Suscriptor potencial: Persona que ha iniciado consultas para convertirse en usuario de los servicios públicos.

La participación del usuario, suscriptor o suscriptor potencial, en la asamblea constitutiva, en el correspondiente Comité de Desarrollo y Control Social y en la asamblea de usuarios, es personal e indelegable.

Artículo 2º. **Convocatoria de las asambleas constitutivas.** Por iniciativa de los usuarios, suscriptores o suscriptores potenciales, manifestada públicamente a través de los medios de comunicación de carácter local, que permitan y aseguren una adecuada y amplia difusión entre la población o a través de los organismos de participación comunitaria u Organizaciones No Gubernamentales ONG existentes en el municipio, se convocará a una asamblea de usuarios con el fin de constituir cada Comité de Desarrollo y Control Social, cuya integración y funcionamiento se regirá por las siguientes normas:

a) La asamblea constitutiva del comité se reunirá en la fecha, hora y lugar que determinen quienes tomen la iniciativa de convocatoria. La convocatoria deberá realizarse con una antelación no menor a diez (10) días hábiles;

b) El registro de los usuarios, suscriptores o suscriptores potenciales, que deseen participar en la Asamblea Constitutiva deberá contener como mínimo la siguiente información: Nombre del departamento y del municipio donde funcionará el comité, nombres y apellidos completos de los asistentes, documento de identificación, dirección, número de la última factura de cobro del respectivo servicio o documento que acredite su calidad de usuario o suscriptor potencial y firma;

c) La elección del Presidente y Secretario de la Asamblea se hará por mayoría simple de los asistentes. El Presidente y Secretario deberán verificar la calidad y el número mínimo de asistentes;

d) Para que la Asamblea Constitutiva del Comité de Desarrollo y Control Social pueda sesionar deberá contar con el número mínimo de usuarios, suscriptores o suscriptores potenciales necesario para conformar un comité en el respectivo municipio;

e) Para la elección de los miembros del Comité de Desarrollo y Control Social se empleará el sistema de cuociente electoral, teniendo en cuenta que los candidatos cumplan con las calidades para ser miembro y que el número de los mismos sea el señalado en los artículos quinto y sexto respectivamente de

este decreto. De igual manera se elegirá un número de miembros suplentes equivalente al diez por ciento del número de miembros principales. Los miembros suplentes se elegirán en la misma plancha de los principales y serán numéricos. Reemplazarán a los principales sólo en el caso de la no aceptación del cargo por parte de éstos, o de su falta absoluta.

El cociente será el número que resulte dividir el total de los votos válidos por el de los puestos por proveer. La adjudicación de puestos a cada lista se hará en el número de veces que el cociente quepa en el respectivo número de votos válidos. Si quedaren puestos por proveer se adjudicarán a los mayores residuos en orden descendente.

Los miembros del comité serán elegidos para un período de dos años que se iniciará el día de su elección. Estos seguirán ejerciendo sus funciones mientras se realiza una nueva elección, la cual debe efectuarse dentro de los seis (6) meses siguientes al vencimiento del respectivo período;

f) Los comités, el día de su elección, se instalarán y elegirán al Vocal de Control y a la Junta Directiva. Si ello no fuere posible, la asamblea señalará la fecha para la instalación del comité dentro de los ocho (8) días siguientes a su elección.

Artículo 3º. Contenido del acta de la asamblea constitutiva de los comités. El acta de la asamblea constitutiva de los Comités de Desarrollo y Control Social, contemplará al menos los siguientes aspectos:

- a) Lugar, fecha y hora en que se realizó la asamblea;
- b) Determinación del servicio o servicios objeto de fiscalización por parte del comité;
- c) Nombres, apellidos e identificación de los asistentes, tratándose de personas naturales, o nombre, naturaleza jurídica y representación legal cuando se trate de personas jurídicas;
- d) Elección de los miembros del comité;
- e) Firma del presidente y del secretario de la asamblea.

Parágrafo. El presidente de la asamblea constitutiva tendrá la obligación de custodiar el acta y hacer entrega de la misma al Vocal de Control, una vez sea elegido.

Artículo 4º. Asamblea de usuarios. Con el objeto de garantizar la participación comunitaria en la vigilancia de la gestión y en la fiscalización de los servicios públicos domiciliarios, se conformará una asamblea de usuarios de la cual podrán hacer parte los asistentes a las asambleas anteriores y cualquier usuario, suscriptor o suscriptor potencial que desee sumarse a ella. La asamblea así conformada no podrá sesionar con un número inferior al establecido en el literal d) del artículo 2º del presente decreto. Esta se reunirá:

a) Ordinariamente una vez al año, para considerar el informe del Comité de Desarrollo y Control Social, evaluar su gestión y proponer las acciones que considere pertinentes y que correspondan a las funciones de éste; y para elegir los miembros del comité cuando haya lugar a ello por vencimiento del período de éstos;

b) Extraordinariamente cuando sea convocada a instancia del Vocal de Control, de las dos terceras partes de la Junta Directiva del Comité o de un número equivalente a la quinta parte de los asistentes a la

última asamblea, entre otros aspectos, para conformar el comité en caso de que éste haya sido disuelto por causal establecida en su reglamento;

c) Por derecho propio, cuando no haya sido convocada a reunión ordinaria o cuando no haya sido posible realizar dicha reunión por falta de quórum, evento en el cual podrá deliberar con cualquier número plural de asistentes. En todo caso para la elección de un nuevo comité se requerirá el mínimo de asistentes previsto en el literal d) del artículo 2º del presente decreto.

Artículo 5º. Miembros del comité. Para ser miembro de un Comité de Desarrollo y Control Social, se requiere ser usuario, suscriptor o suscriptor potencial de uno de los servicios públicos domiciliarios de que trata la Ley 142 de 1994, lo cual se acreditará ante la asamblea, con la última factura de cobro, o en el caso de los suscriptores potenciales, con la solicitud debidamente radicada ante la respectiva entidad prestadora de los servicios públicos domiciliarios de que trata la Ley 142 de 1994.

Cuando el usuario no disponga de la última factura de cobro, podrá acreditar su condición mediante una constancia de residencia.

Parágrafo. No podrán hacer parte de los Comités de Desarrollo y Control Social de los servicios públicos domiciliarios, los funcionarios de las entidades prestadoras del servicio público a que se refiera el correspondiente comité, los de la Comisión de regulación respectiva, y en ningún caso los de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Tampoco podrán ser miembros de los comités quienes reciban el servicio en forma fraudulenta ni aquellos que soliciten la conexión en áreas en donde las condiciones sanitarias, ambientales o de alto riesgo para las personas, definidas por la oficina de planeación municipal o la que haga sus veces, impidan la prestación del servicio por consideraciones de interés general.

Artículo 6º. Número de miembros del comité. El número de miembros de los comités será el que resulte de dividir la población del respectivo municipio o distrito, según el censo de población oficial vigente por diez mil (10.000), pero no podrá ser inferior a cincuenta (50). Para el Distrito Capital de Santafé de Bogotá, el número mínimo de miembros será de doscientos (200). En caso de que al aplicar el factor de representatividad poblacional mencionada, el resultado sea inferior a cincuenta (50), el número de miembros del comité se deberá ajustar a este mínimo señalado en la ley.

Parágrafo. El Alcalde Municipal con el objeto de asegurar la participación de los usuarios en la vigilancia de la gestión y en la fiscalización de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios, velará por el cumplimiento de lo previsto en este artículo.

Artículo 7º. Faltas absolutas. Serán faltas absolutas de los miembros del Comité de Desarrollo y Control Social:

- a) La muerte;
- b) La renuncia;
- c) La incapacidad física permanente.

Artículo 8º. Normas de funcionamiento de los comités. Para garantizar el adecuado funcionamiento de los comités, estos tendrán las siguientes facultades:

a) Elegir al Vocal de Control. Cada comité elegirá entre sus miembros y por decisión mayoritaria del comité en pleno, a un Vocal de Control para un período no inferior a un (1) año, quien actuará como su

representante ante las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios y las entidades territoriales correspondientes y ante las autoridades nacionales, en lo que tiene que ver con la vigilancia de la gestión y la fiscalización de dichos servicios;

b) Elegir su Junta Directiva, la cual estará integrada por: un Vocal de Control, quien la presidirá, un secretario, un tesorero, un fiscal, y un número de miembros no mayor de cinco (5) según lo establezca su reglamento. La elección de los miembros de la Junta Directiva, con excepción del Vocal Control, se hará por el sistema de cuociente electoral a través de planchas en las cuales deberán aparecer los candidatos en el siguiente orden: Secretario, tesorero, fiscal y el número impar de miembros que corresponda;

c) Los vocales de control y los miembros de la Junta Directiva de los Comités de Desarrollo y Control Social, el día de su elección tomarán posesión ante los comités;

d) Dictar su propio reglamento, el cual contendrá como mínimo disposiciones sobre los siguientes aspectos: determinación del servicio o servicios objeto de fiscalización por parte del comité, mecanismos para acreditar la calidad de los miembros del comité, derechos, deberes y prohibiciones de sus miembros, estructura y funciones de la Junta Directiva, clases de reuniones, su convocatoria y quórum, procedimientos para modificar el reglamento, período de elección y causales de remoción del Vocal de Control y causales de disolución del comité;

e) remover en cualquier tiempo, al Vocal de Control por decisión tomada por la mayoría absoluta de los miembros del comité, según las causales que se establezcan en su reglamento;

f) Reglamentar la destinación de los fondos que sean adjudicados al Comité de Desarrollo y Control Social, cuando éste a través de su Vocal de Control o alguno de los miembros de su Junta Directiva, haya iniciado, impulsado o colaborado en un procedimiento administrativo de que trata el numeral 11 del artículo 79 de la Ley 142 de 1994, dentro de los parámetros establecidos por la citada norma, de conformidad con la reglamentación que sobre el particular expida la Superintendencia de Servicios Públicos.

Los comités fijarán en su reglamento la destinación de los fondos de que trata el presente literal, procurando que la orientación de dichos recursos contribuya a la solución de los problemas relacionados con la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el municipio correspondiente;

g) Establecer las formas que el comité deba utilizar para la consecución de recursos destinados al cubrimiento de los gastos de funcionamiento del mismo;

h) Proponer ante las entidades de servicios públicos domiciliarios los planes y programas que consideren necesarios para resolver las deficiencias en la prestación de los servicios públicos domiciliarios;

i) Procurar que la comunidad dentro de sus posibilidades aporte los recursos logísticos o de cualquier otro orden, para que mediante la acción concertada de la comunidad con los municipios y las entidades, promuevan la expansión o el mejoramiento de los servicios públicos domiciliarios;

j) Solicitar la modificación o reforma, en primera instancia ante los comités de estratificación y en segunda instancia ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, de las decisiones que se adopten en materia de estratificación;

k) Estudiar y analizar el monto de los subsidios que debe conceder el municipio con arreglo a la ley, examinar los criterios y mecanismos de reparto de esos subsidios; y proponer las medidas que sean pertinentes para tal efecto;

l) Solicitar al personero municipal la imposición de multas hasta de diez (10) salarios mínimos mensuales, a las entidades que presten servicios públicos domiciliarios en el territorio de su competencia, por las infracciones a la Ley 142 de 1994 o por violación a las normas especiales a las que deben estar sujetas, cuando de ellas se deriven perjuicios para los usuarios;

L. 142/94, arts. 63.5 y 82, declarados inexecutable por la Corte Constitucional

m) Colaborar con las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios, con las autoridades del Gobierno Nacional, y con las demás organizaciones cívicas y comunitarias de la entidad territorial en la realización de programas y campañas de racionalización del uso de los servicios;

n) Colaborar con los organismos de control, en sus actuaciones de forma tal que se represente a la comunidad, se cumpla con el principio de celeridad y economía de la función administrativa, y se coadyuve a las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios a mejorar aquellos aspectos en la prestación del servicio en los que existan deficiencias;

o) Velar porque los mecanismos creados para una adecuada información a los usuarios, sobre las actividades y el funcionamiento de las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios, así como los de los derechos y obligaciones que les asisten, sean efectivos y cumplan su cometido;

p) Recibir y evaluar el informe trimestral que de su gestión presente el Vocal de Control;

q) Rendir un informe anual a la asamblea de usuarios;

r) Las demás que le sean asignadas por la ley.

Parágrafo 1°. Las funciones contenidas en los literales a), b), c), d), e) f), g), del presente artículo son indelegables. Las demás podrán delegarse en el Vocal de Control, Junta Directiva o comisiones de su seno.

Parágrafo 2°. De acuerdo con lo establecido en el inciso 1° del artículo 62 de la Ley 142 de 1994, el ejercicio de las funciones de los miembros del comité no causa honorarios a su favor.

Parágrafo 3°. Los aspectos relativos a la aprobación del reglamento, a la elección del Vocal de Control y a la de miembros de la Junta Directiva del Comité, deberán constar por escrito en un acta.

Artículo 9°. Derechos y deberes de los miembros de los Comités de Desarrollo y Control Social. Todo miembro de un comité tendrá los siguientes derechos y deberes:

a) Elegir y ser elegido Vocal de Control o miembro de la Junta Directiva del Comité;

b) Asistir con voz y voto a las sesiones del comité;

c) Participar activamente en el desempeño de las funciones de los comités;

d) Actuar dentro del marco de los principios jurídicos democráticos y participativos, mediante la presentación de peticiones respetuosas ante las autoridades y entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios, conforme a la ley, y a obtener respuesta a las mismas por parte de las autoridades competentes;

e) Apoyar al Vocal de Control en el ejercicio de sus funciones;

f) Exigir en las reuniones del comité la rendición de los informes correspondientes por parte del Vocal de Control, secretario, tesorero, fiscal y demás miembros de la Junta Directiva.

Artículo 10. Impugnación del Vocal de Control. La elección del Vocal de Control podrá impugnarse ante el Personero del municipio donde se realice ésta. Las decisiones del personero sobre dicha impugnación, serán apelables ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Será causal de mala conducta para cualquier servidor público y en general, para cualquier funcionario de una entidad prestadora de uno o varios de los servicios públicos domiciliarios, entorpecer o dilatar la elección de los mencionados vocales, así como coartar la libertad de los electores o intervenir de cualquier forma en favor o en contra de los candidatos.

Artículo 11. Procedimiento de impugnación. La impugnación de la elección de un Vocal de Control, podrá ser intentada dentro de los dos meses siguientes a la misma y se tramitará ante el personero del municipio en cuya jurisdicción va a funcionar el comité, con sujeción a las reglas previstas en el Código Contencioso Administrativo para el ejercicio del derecho de petición en interés general, en consonancia con las normas contenidas en el Capítulo VIII del Título I del mismo código.

L. 142/94, art 62, inc. 8º

Artículo 12. Funciones de los Vocales de Control. Los Vocales de Control ejercerán las siguientes funciones:

a) Solicitar la inscripción del Comité de Desarrollo y Control Social ante el alcalde. Para ello deberá presentar copia del acta de la respectiva asamblea constitutiva en los términos del artículo 3º de este decreto. Igual trámite se surtirá con la inscripción del Vocal de Control, para lo cual adjuntará el acta de la reunión del comité en que se efectuó su elección. El reconocimiento e inscripción ante las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios objeto de su fiscalización, se hará de conformidad con lo dispuesto en el artículo 16 de este decreto.

Así mismo, informará a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de la conformación del comité y de su elección como Vocal de Control. Para ello deberá presentar copia del acto administrativo de reconocimiento del comité, expedido por el Alcalde Municipal y copia del acta de la reunión del comité en que se efectuó su elección como vocal de Control;

b) Informar a la comunidad acerca de sus derechos y deberes en materia de servicios públicos domiciliarios, y ayudarlos a defender aquéllos y a cumplir éstos;

c) Recibir informes de los usuarios, suscriptores y suscriptores potenciales del respectivo servicio, acerca del funcionamiento de las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios objeto de su fiscalización, evaluarlos y promover ante éstas y frente a las autoridades municipales, departamentales y nacionales las medidas correctivas, que sean competencia de cada una de ellas;

d) Dar atención oportuna a todas las consultas y tramitar las quejas y denuncias que le formulen al comité;

e) Rendir trimestralmente al comité, informe de las labores adelantadas en ejercicio de sus funciones y recibir del mismo sus observaciones;

f) Custodiar y llevar el registro de los usuarios, suscriptores o suscriptores potenciales que cumplan con los requisitos de ley y que hayan asistido a la asamblea constitutiva, o que con posterioridad a ella desean participar en la asamblea de usuarios;

g) Presidir asambleas de usuarios y la Junta Directiva del comité;

h) Ser miembro, de las juntas directivas de las empresas oficiales de servicios públicos domiciliarios del orden municipal, o del comité de estratificación local, cuando sea designado por el alcalde;

i) Ejercer las funciones que le delegue el comité en pleno;

j) Someter a la vigilancia del fiscal los libros de cuentas de la Tesorería del comité;

k) Las demás que le asigne la ley.

Artículo 13. Prohibición a los Vocales de Control. El Vocal de Control no podrá invocar su calidad de tal para obtener beneficio personal, ni actuar motivado por intereses políticos o ajenos a sus funciones, ni efectuar cobros a sus representados por realizar gestiones ante las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

La contravención a esta prohibición dará lugar a las correspondientes sanciones de carácter legal y será causal de su remoción por parte del comité.

Artículo 14. Incompatibilidades e inhabilidades de los Vocales de Control. Las personas que cumplan la función de Vocales de control de los comités de desarrollo y control social de los servicios públicos domiciliarios, sus cónyuges y compañeros permanentes y sus parientes dentro del tercer grado de consanguinidad, segundo de afinidad y primero civil, así como quienes sean sus socios en sociedades de personas, no podrán ser socios ni participar en la administración de las empresas de servicios públicos que desarrollen sus actividades en el respectivo municipio, ni contratar con ella, con las Comisiones de Regulación, ni con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

La incompatibilidad e inhabilidad se extenderá hasta dos años después de haber cesado el hecho que le dio origen.

La celebración de los contratos de servicios públicos o, en general, de los que se celebren en igualdad de condiciones con quien los solicite, no da lugar a aplicar estas incompatibilidades o inhabilidades.

Artículo 15. Interacción de los alcaldes con los comités.
Corresponde a los alcaldes:

a) Velar por la conformación de los comités en la entidad territorial de su jurisdicción. Para tal efecto el alcalde apoyará a los usuarios en la convocatoria de las asambleas constitutivas de los Comités de Desarrollo y Control Social del territorio de su jurisdicción;

b) Reconocer dentro de los ocho (8) días hábiles siguientes, contados desde la fecha de radicación de la solicitud, a los comités que soliciten su inscripción. No habrá lugar al reconocimiento por parte del alcalde, en el evento en que el comité cuyo reconocimiento se solicita, no cumpla con los requisitos legales que para su constitución que (sic) se encuentran establecidos en la Ley 142 de 1994 y en este decreto. El acto administrativo correspondiente estará sujeto al recurso de reposición en los términos del Código Contencioso Administrativo.

Cuando la solicitud no reúna los requisitos de ley, previa la expedición del acto administrativo que decida sobre el reconocimiento e inscripción del comité, el alcalde concederá un plazo de cinco (5) días hábiles para que los interesados corrijan o adicionen su solicitud con los requisitos faltantes;

c) Llevar un registro actualizado de los Comités de Desarrollo y Control Social que sean reconocidos e inscritos por la alcaldía municipal, así como de los respectivos Vocales de Control;

d) Colaborar con los comités mediante su capacitación y asesoría permanente;

e) Escoger entre los Vocales de Control de los Comités de Desarrollo y Control Social del respectivo servicio, registrados ante la alcaldía, aquellos vocales que conformarán la tercera parte de los miembros de la Junta Directiva de las empresas oficiales de servicios públicos domiciliarios del orden municipal. La escogencia deberá ser comunicada por escrito a los respectivos Vocales de Control.

En ejercicio de sus funciones, el Superintendente de Servicios Públicos y demás autoridades competentes, podrán imponer las sanciones contempladas en la ley, cuando dicha escogencia no haya sido realizada con estricta observancia de los principios contenidos en el artículo 27 numerales 3 y 5 de la Ley 142 de 1994 y del presente decreto.

Para estos efectos, la superintendencia remitirá a las demás autoridades competentes los documentos relacionados con la investigación que adelante, para que éstas tomen las medidas que estimen pertinentes;

f) Las demás que les asigne la ley.

Artículo 16. Interacción de las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios con los comités. Corresponde a las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios:

a) Reconocer de oficio e inscribir los Comités de Desarrollo y Control Social conformados para fiscalizar el respectivo servicio o servicios, así como a los respectivos Vocales de Control, cuando estos presenten el acto administrativo mediante el cual fueron reconocidos e inscritos ante la alcaldía y el acta en que conste la elección del Vocal de Control;

b) Dar atención oportuna a las consultas y solicitudes de información que formulen los Vocales de Control y tramitar las quejas y denuncias que éstos planteen ante la empresa;

c) Llevar un registro actualizado de los comités inscritos y de sus correspondientes Vocales de Control;

d) Las demás que les asigne la ley.

Artículo 17. Interacción de los gobernadores con los comités. Corresponde a los gobernadores:

a) Promover y coordinar la participación de la población en la constitución de los comités, mediante una acción extensiva en todo el territorio de su jurisdicción;

b) Apoyar y promover asociaciones departamentales de comités;

c) Asegurar en coordinación con los municipios y con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la capacitación de los Vocales de Control dotándolos de instrumentos básicos que les permitan organizar mejor su trabajo y contar con la información necesaria para representar a los comités;

d) Las demás que les asigne la Ley.

Artículo 18. Interacción de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios con los comités. Corresponde a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios:

a) En coordinación con los departamentos y municipios, asegurar la capacitación de los vocales dotándolos de instrumentos básicos que les permitan organizar mejor su trabajo y contar con la información necesaria para representar a los comités;

b) Diseñar y poner en funcionamiento un sistema de vigilancia y control que permita apoyar las tareas de los Comités de Desarrollo y Control Social. Con tal fin la Superintendencia deberá proporcionar a las autoridades territoriales, el apoyo técnico necesario, la capacitación, orientación y los elementos de difusión necesarios para la promoción de la participación de la comunidad;

c) Llevar un sistema de información actualizado de los comités existentes y de su correspondiente vocal;

d) Decidir los recursos de apelación en relación con las decisiones que en primera instancia adopten los personeros sobre la impugnación de la elección de los Vocales de Control;

e) Sancionar a las empresas que no respondan en forma oportuna y adecuada las quejas de los usuarios;

f) Las demás que le sean asignadas por la Ley.

Parágrafo 1º. De conformidad con lo establecido en el numeral 4º del artículo 105 de la Ley 142 de 1994, la Superintendencia podrá delegar el ejercicio de todas o algunas de las funciones contenidas en el presente artículo en otras autoridades administrativas del orden departamental o municipal, así como celebrar contratos con otras entidades públicas o privadas para el mejor cumplimiento de las mismas.

Parágrafo 2º. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, reglamentará los procedimientos y términos para el adecuado desarrollo de este artículo.

Artículo 19. Para los efectos de las funciones consagradas en los artículos anteriores, se entiende por "Apoyo técnico y dotación de instrumentos básicos", el suministro de material pedagógico, bibliográfico, ayudas audiovisuales y didácticas que le permitan tanto a las autoridades territoriales, como a los Vocales de Control inscritos ante la Superintendencia, el adecuado ejercicio de sus funciones y derechos, así como el cumplimiento de sus deberes, dentro del marco de las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994, en este decreto y en las resoluciones que expidan las entidades de regulación.

Artículo 20. Coordinación interinstitucional. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el Ministerio de Desarrollo Económico, el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Comunicaciones y las Comisiones de Regulación de los Servicios Públicos, coordinarán e integrarán sus esfuerzos y recursos humanos y presupuestales con el propósito de cumplir de forma eficiente, integral y efectiva las funciones que la Ley 142 de 1994 asignó en materia de participación comunitaria a las mencionadas entidades.

Artículo 21. Dentro de los tres (3) meses siguientes a la promulgación del presente decreto, los comités constituidos con anterioridad a ésta deberán adecuarse a las normas y procedimientos dispuestos en este decreto.

Artículo 22. **Vigencia.** El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 25 de agosto de 1995.

ERNESTO SAMPER PIZANO.

El Ministro del Interior,

Horacio Serpa Uribe.

El Ministro de Desarrollo Económico,

Rodrigo Marín Bernal.

El Ministro de Minas y Energía,

Rodrigo Villamizar Alvargonzález

El Ministro de Comunicaciones,

Armando Benedetti Jimeno.

DECRETO NUMERO 1596 DE 1995
(septiembre 22)

por el cual se establece el mecanismo especial a través del cual se manejarán y asignarán los recursos provenientes de la contribución de los usuarios no regulados del servicio de energía eléctrica.

El Presidente de la República de Colombia, en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial de la autorización que le confiere el artículo 47, inciso 6o de la Ley 143 de 1994,

DECRETA:

Artículo 1o. El presente Decreto establece el mecanismo especial a través del cual se manejarán y asignarán los recursos provenientes de la contribución de los usuarios no regulados del servicio de energía eléctrica, que compren energía a empresas oficiales mixtas o privadas, teniendo en cuenta los criterios señalados en las Leyes 142 y 143 de 1994.

Artículo 2o. Para estos efectos son usuarios no regulados cualquier persona natural o jurídica que tenga una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente,

Artículo 3o. Las contribuciones que, en cumplimiento de lo estatuido en el artículo 47, incisos 1o. y 5o., de la Ley 143 de 1994, recauden las empresas generadoras de energía eléctrica que vendan energía a usuarios no regulados, serán manejadas por las mismas empresas en cuenta separada.

Artículo 4o. Con sujeción a las Leyes 142 y 143 de 1994 y a las disposiciones reglamentarias pertinentes, los recursos provenientes de la contribución serán transferidos por las empresas recaudadoras, dentro de los diez (10) días siguientes a su recibo, a las empresas distribuidoras de energía que cumplan sus actividades en la misma jurisdicción territorial a la del usuario aportante. Estos recursos tienen el carácter de subsidio y se aplicarán como tal a los usuarios del servicio público de electricidad de los estratos socioeconómicos I, II y III.

Artículo 5o. Si después de aplicar la contribución para subsidios hubiere superávit, éstos se transferirán a la Dirección del Tesoro Nacional, con el fin de participar en los desembolsos que debe efectuar el fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos de la Nación (Ministerio de Minas y Energía) y su destinación se hará de conformidad con lo establecido por el artículo 89.3 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 6o. El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 22 de septiembre de 1995.

ERNESTO SAMPER PIZANO.

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

Guillermo Perry Rubio.

El Ministro de Minas y Energía,

Rodrigo Villamizar Alvargonzález.

El Director del Departamento Nacional de Planeación,

José Antonio Ocampo Gaviria.

DECRETO NUMERO 2150 DE 1995
(diciembre 5)

por el cual se suprimen y reforman regulaciones, procedimientos o trámites innecesarios existentes en la Administración Pública.

CAPITULO XII
Ministerio del Medio Ambiente

Artículo 132. **De la licencia ambiental y otros permisos.** La licencia ambiental llevará implícitos todos los permisos, autorizaciones y concesiones, de carácter ambiental, necesarios para la construcción, desarrollo y operación de la obra, industria o actividad. La vigencia de estos permisos será la misma de la licencia ambiental.

El Ministerio del Medio Ambiente establecerá los requisitos y condiciones para la solicitud y obtención de la licencia ambiental.

PARAGRAFO. El presente artículo comenzará a regir seis (6) meses después de la entrada en vigencia del presente decreto.

Artículo 133. **Diagnóstico ambiental de alternativas.** Adiciónese el artículo 56 de la Ley 99 de 1993 (35) con el siguiente párrafo:

"PAR. El Gobierno Nacional reglamentará los casos en los cuales la autoridad ambiental podrá prescindir de la exigencia del diagnóstico ambiental de alternativas".

Artículo 134. **Plan de manejo ambiental.** El Gobierno Nacional determinará los casos en los cuales bastará la presentación de un plan de manejo ambiental para iniciar actividades. En este fijará los requisitos y contenidos de dichos planes de manejo ambiental.

Artículo 135. **Autoridades ambientales.** Ninguna autoridad diferente al Ministerio del Medio Ambiente, las corporaciones autónomas regionales y los grandes centros urbanos o áreas metropolitanas podrá exigir requisitos ambientales, así como imponer medidas preventivas o sanciones por violación a normas de carácter ambiental, salvo en los casos de delegación hecha conforme a la ley o reglamento.

Esto no exime a las entidades territoriales de ejercer las funciones de control y vigilancia del medio ambiente y los recursos naturales renovables, en coordinación con las respectivas autoridades ambientales.

....

Artículo 152. **Vigencia.** Las normas contenidas en el presente decreto entrarán a regir a partir de su publicación, con excepción de las contenidas en el Capítulo II del Título I y en el Capítulo XV del Título II, las cuales entrarán a regir tres meses después de la fecha de dicha publicación en el Diario Oficial.

Publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a 5 de diciembre de 1995.

ERNESTO SAMPER PIZANO

El Ministro de Justicia y del Derecho,

Néstor Humberto Martínez Neira.

DECRETO 111 DE 1996

por el cual se complan la Ley 38 de 1989, la Ley 179 de 1994 y la Ley 225 de 1995 que conforman el Estatuto Orgánico del Presupuesto.

El Presidente de la República de Colombia en ejercicio de las facultades constitucionales y legales, en especial de las conferidas por la Ley 225 de 1995 y

...

DECRETA:

Artículo 5°. Las empresas de servicios públicos domiciliarios en cuyo capital la Nación o sus entidades descentralizadas posean el 90% o más, tendrán para efectos presupuestales el régimen de las empresas industriales y comerciales del Estado.

....

Artículo 14. **Anualidad.** El año fiscal comienza el 1º de enero y termina el 31 de diciembre de cada año. Después del 31 de diciembre no podrán asumirse compromisos con cargo a las apropiaciones del año fiscal que se cierra en esa fecha y los saldos de apropiación no afectados por compromisos caducarán sin excepción (Ley 38 de 1989, art. 10).

...

ARTICULO 127. La presente ley rige a partir de la fecha de su publicación y deroga el inciso 5º del artículo 23, los incisos 3º y 4º del artículo 32, los artículos 39 y 62 de la ley 179 de 1994, 78 de la ley 38 de 1989 y sus modificaciones contenidas en el inciso 18 del artículo 55 de la ley 179 de 1994 (Ley 225 de 1995 artículo 33).

ARTICULO SEGUNDO. Este decreto rige a partir de la fecha de su publicación y deroga el decreto 360 de 1995.

Publíquese y Cumplase

Dado en Santafé de Bogotá D.C., a 15 de 1996

GUILLERMO PERRY RUBIO
Ministro de Hacienda y Crédito Público

DECRETO NUMERO 1538 DE 1996
(agosto 27)

Por el cual se reglamenta el Título VI, Capítulo IV de la Ley 142 de 1994 y el Artículo 34 de la Ley 188 de 1995 sobreestratificación socioeconómica

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de sus facultades que le confiere (sic), el numeral 11 del Artículo 189 de la Constitución Política, y

CONSIDERANDO

Que vencido el plazo de 30 de junio de 1996 establecido por el Artículo 34 de la Ley 188 de 1995 para que los alcaldes hicieran las estratificaciones urbanas y rurales, se hace necesario reorganizar las funciones de los gobiernos departamentales de que tratan los numerales 7, 11, 12 y 13 del artículo 101 de la Ley 142 de 1994 y otros aspectos relacionados con la ejecución de ésta, con el objeto de asegurar, en desarrollo de los principios de coordinación, concurrencia y subsidiariedad, la creación de condiciones que permitan el bienestar general y el mejoramiento de la calidad de vida de los colombianos.

DECRETA

ARTICULO 1º. Los decretos de adopción de las estratificaciones que los alcaldes expidieron hasta el 30 de junio de 1996, deberán ser remitidos a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a más tardar el 30 de septiembre de 1996, adjuntando los documentos que dicha entidad determine.

PARAGRAFO. Los decretos que se expidan en cumplimiento del Artículo 5º de este decreto serán notificados a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, una vez adoptados.

ARTICULO 2º. Los gobernadores deberán enviar al Departamento Nacional de Planeación, a más tardar dentro del mes siguiente a la fecha de expedición de este decreto, un diagnóstico del estado de la estratificación en cada uno de los municipios y distritos de su jurisdicción, diligenciado de conformidad con el instructivo que para este fin les suministre dicha entidad.

ARTICULO 3º. Para efectos de la reglamentación del proceso de estratificación se hace necesario distinguir los siguientes términos:

Realización: Proceso mediante el cual se aplican los procedimientos técnicos establecidos en las metodologías diseñadas por el Departamento Nacional de Planeación, por parte del alcalde o el gobernador.

Adopción: Acto mediante el cual el alcalde o el gobernador expide el decreto por medio del cual, como resultado de la aplicación de las metodologías, se asignan los estratos a los inmuebles residenciales por el término de cinco años.

Aplicación: Fase en el cual las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios en el municipio o distrito empiezan a facturar el cobro de éstos con base en las estratificaciones adoptadas.

ARTICULO 4º. En aquellos municipios y distritos donde no se realizaron o adoptaron las estratificaciones dentro del plazo legal, los gobernadores determinarán, por los medios legales probatorios existentes, las causas de la renuencia de las autoridades municipales y distritales.

Son causales de renuencia de las autoridades a realizar o adoptar las estratificaciones las siguientes:

1. La manifestación expresa de los alcaldes de no realizar o no adoptar las estratificaciones.
2. No haber formulado en el proyecto de presupuesto las apropiaciones que permitan cubrir los gastos que genere el proceso de estratificación.

3. No haber dado inicio a los siguientes actos de realización de las estratificaciones, de acuerdo con las metodologías suministradas por el Departamento Nacional de Planeación:

3.1 Que en la estratificación urbana no hayan comenzado la actualización cartográfica (Actividad 1 de la Fase 1 "Censo de estratificación socioeconómica").

3.2 Que en la estratificación rural no hayan adquirido la información básica en las Oficinas Catastrales (Actividad 1 de la Fase 1 "Estratificación I") o, cuando en municipios y distritos sin Formación Predial Catastral, no hayan comenzado el censo de viviendas en alguno de los Centros Poblados que existan en las zonas rurales.

4. No haber solicitado apoyo al gobierno departamental o al Departamento Nacional de Planeación, en los casos de incapacidad técnica, administrativa o financiera de los municipios y distritos.

ARTICULO 5º. Los gobernadores tomarán las medidas conducentes para que a más tardar, el 1 de abril de 1997, se realicen, difundan, adopten y apliquen las estratificaciones en aquellos municipios y distritos donde sus autoridades hayan sido renuentes.

PARAGRAFO. El Departamento Nacional de Planeación hará seguimiento de la aplicación de las metodologías, en los municipios y distritos a los cuales se refiere este artículo.

ARTICULO 6º. Establecida la renuencia de las autoridades municipales y distritales, los gobernadores deberán comunicar dicha situación, en forma inmediata, a la Procuraduría General de la Nación, con copias a la Fiscalía General de la Nación, a la Contraloría General de la República, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y al Departamento Nacional de Planeación, con el objeto de que se tomen las medidas correspondientes.

ARTICULO 7º. Cuando en el presupuesto del departamento no exista rubro presupuestal o éste sea insuficiente para atender los gastos que demande el proceso de estratificación de un municipio o distrito en las causales de renuencia descritas en el Artículo 4º de este decreto, el gobernador deberá adelantar el procedimiento contemplado en el Artículo 101.11 de la Ley 142 de 1994.

ARTICULO 8º. En aquellos municipios y distritos donde las autoridades municipales no se encuentren incurso en alguna de las causales de renuencia establecidas en el Artículo 4º de éste decreto, los gobernadores prestarán el apoyo técnico, administrativo y financiero requerido para realizar, adoptar y aplicar las estratificaciones, a más tardar el 31 de diciembre de 1996.

ARTICULO 9º. La aplicación de las estratificaciones no podrá superar los plazos establecidos en los Artículos 5º y 8º del presente decreto.

PARAGRAFO 1. Las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios deberán enviar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios copia del acto administrativo por el cual adoptaron los resultados de las estratificaciones.

PARAGRAFO 2º. Las Comisiones de Regulación de que trata la Ley 142 de 1994, podrán determinar las circunstancias excepcionales que permitan la aplicación gradual de las tarifas correspondientes al nuevo estrato asignado a los usuarios, en especial para los de la zona rural, en un término máximo de diez y ocho meses contados a partir de la expedición del presente decreto.

ARTICULO 10°. Cuando existan dudas sobre la correcta aplicación de las metodologías, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, previo concepto técnico del Departamento Nacional de Planeación, ordenará al alcalde la revisión general de las estratificaciones en un plazo determinado.

ARTICULO 11. Los alcaldes serán responsables por los perjuicios que ocasionen a las empresas y a los usuarios cuando tengan que hacer revisiones generales por haber aplicado incorrectamente las metodologías.

PARAGRAFO. El alcalde podrá dejar sin efectos los decretos de adopción de las estratificaciones por una sola vez y únicamente cuando se haya ordenado su revisión general.

Los alcaldes que por razones diferentes a lo dispuesto en este párrafo hayan dejado sin efecto las estratificaciones adoptadas, deberán revocar dichas medidas dentro de los dos meses siguientes a la promulgación de este decreto y enviar inmediatamente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la documentación pertinente.

ARTICULO 12°. Las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios serán responsables por los perjuicios que ocasionen a los usuarios por la aplicación incorrecta de los decretos de adopción de las estratificaciones.

Cuando se facture a un usuario en estrato superior al que le corresponde, se reconocerá el mayor valor en la siguiente facturación.

Cuando la facturación al usuario se haga en un estrato inferior al que le corresponde no se cobrará el valor adicional.

ARTICULO 13°. Cuando los usuarios, en especial los que sean beneficiarios de los subsidios de servicios públicos domiciliarios de que tratan las Leyes 142 y 143 de 1994 y 286 de 1996 consideren lesionados su derechos por una incorrecta aplicación de las metodologías, podrán presentar su reclamo ante el Comité Permanente de Estratificación. Contra la decisión de este comité procede el recurso de reposición ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

ARTICULO 14°. La Nación podrá solicitar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la certificación de que trata el Artículo 101.9 de la Ley 142 de 1994, para otorgar subsidios con recursos del presupuesto nacional.

ARTICULO 15°. Los Artículos 9 a 14 del presente decreto se aplicarán al Distrito Capital de Santafé de Bogotá.

ARTICULO 16°. El Instituto Geográfico Agustín Codazzi - Catastro Nacional y las Oficinas de Catastro Antioquia, Medellín y Cali deberán corregir las inconsistencias que presenten sus bases de datos, en un plazo máximo de 30 días hábiles contados a partir de la fecha en que el municipio o distrito, con copia al Departamento Nacional de Planeación, lo solicite, con el fin de que se aplique ágilmente la metodología de estratificación de fincas y viviendas dispersas en la zona rural.

ARTICULO 17°. El presente decreto rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase,

Dado en Santa Fe de Bogotá D.C., a los 27 días de agosto de 1996.

ERNESTO SAMPER PIZANO

JOSE ANTONIO OCAMPO GAVIRIA
Ministro de Hacienda y Crédito Público

RESOLUCIONES

**RESOLUCION NUMERO 002360 DE 1979
(diciembre 20)**

por la cual se dicta el reglamento general para el suministro de energía eléctrica en el país, por parte de la Empresas que prestan este servicio público.

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA

en uso de sus atribuciones legales, y

CONSIDERANDO:

Que conforme al Artículo 2o. del Decreto Ley 2301 de 28 de octubre de 1975, al Ministerio de Minas y Energía le corresponde dictar, entre otros reglamentos, los relativos "a la Generación, Transmisión, Interconexión, Distribución y de control técnico de la energía eléctrica", y

Que con el fin de racionalizar el suministro de fluido eléctrico, conviene señalar un reglamento común para la prestación de dicho servicio público, por parte de las diversas Empresas de Energía Eléctrica que operan en el país,

RESUELVE:

Artículo 1o. Todas las Empresas de Energía Eléctrica que operen en el Territorio Nacional, regularán la prestación de este servicio público de acuerdo con el siguiente Reglamento:

CAPITULO I - DE LOS DERECHOS DE LA EMPRESA

Artículo 2o. Toda persona o entidad que suscriba un contrato y/o utilice los servicios de fluido eléctrico en el Territorio Nacional, aceptará y respetará el presente Reglamento, las normas específicas de cada Empresa y el régimen tarifario establecido así como sus modificaciones.

Artículo 3o. La Empresa suministrará servicio eléctrico a las personas o entidades que lo soliciten en el área de su jurisdicción o fuera de ella previo Acuerdo con la entidad a quien corresponda prestar dicho servicio. Sin embargo, la Empresa no estará obligada a ello sino dentro de la capacidad de sus instalaciones y posibilidades técnicas y económicas.

Artículo 4o. La Empresa podrá establecer normas y especificaciones para la ejecución, construcción y empleo de materiales y elementos en las instalaciones tanto interiores como exteriores. Estas normas serán consignadas en el Código de Instalaciones Eléctricas de la Empresa que en ningún caso serán inferiores a las normas que para tal fin ha establecido el Instituto Colombiano de Normas Técnicas -INCONTEC-.

Artículo 5o. Para que la Empresa considere una petición de servicio o una modificación del existente, los interesados deberán suministrar los datos exigidos por la Empresa mediante un formulario diseñado oficialmente para estos casos.

Artículo 6o. La Empresa no aprobará solicitud o planos de instalaciones que no cumplan los requisitos contemplados en el Reglamento de Instalaciones de la Empresa.

Artículo 7o. La empresa podrá permitir una o varias acometidas para un mismo predio y su instalación deberá ajustarse a las especificaciones de cada Empresa.

Artículo 8o. La Empresa podrá facilitar el suministro de energía por contador, tarifa fija o contrato especial, según corresponda la naturaleza y características del servicio.

Artículo 9o. La Empresa podrá instalar en el lugar que estime conveniente, equipos de medición de consumo o factor de potencia, indicadores o limitadores de demanda máxima y cualquier otro equipo que sea necesario para suministrar y controlar adecuadamente el servicio. De igual manera, cuando lo juzgue conveniente, podrá retirar el contador y otros aparatos de control y medida, a fin de verificar su correcto funcionamiento. La anterior medida podrá efectuarse aun cuando los equipos de control de medida sean de propiedad del suscriptor o usuario.

Artículo 10. La Empresa estará exenta de toda responsabilidad por daños o perjuicios causados por la corriente eléctrica que ocurran a partir del punto donde comienza la acometida. Estos serán asumidos totalmente por el suscriptor o dueño de la instalación.

Artículo 11. En caso de interrupciones o reducciones del servicio, por fuerza mayor o caso fortuito, el consumidor no tendrá derecho a indemnización por daños o perjuicios que pudieren causarse.

Artículo 12. Los revisores de la Empresa tendrán derecho en todo momento, a controlar y revisar las instalaciones del consumidor y las de la Empresa que estén en predio del mismo, previa presentación del carné de identidad actualizado, con su foto correspondiente, sello de la Empresa y firma del Gerente o persona autorizada para el efecto.

Parágrafo. Los carnés de identidad de los funcionarios autorizados para revisar las instalaciones, deberán indicar claramente ese derecho por cuanto no todos los trabajadores de la Empresa lo tienen.

Artículo 13. La Empresa podrá suspender el servicio, si las revisiones, mantenimiento, reparaciones, ampliaciones de líneas, redes o equipos así lo exigen. En caso de suspensión programada por seis(6) horas consecutivas o más, la Empresa dará aviso oportuno por el medio de difusión más efectivo que se disponga.

Artículo 14. La Empresa podrá suspender el servicio sin previo aviso, en los siguientes casos:

- a) Cuando el suscriptor no pague oportunamente el valor de la energía y demás conceptos facturados conjuntamente con ella, o lo haga con cheques que no sean cubiertos a su presentación.
- b) Cuando el suscriptor impida la revisión o examen en debida forma de las instalaciones y controles.
- c) Cuando se encuentre mayor carga conectada que la contratada con la Empresa, o se detecte cualquier fraude en las conexiones o aparatos de control.
- d) Cuando la Empresa considere que la prestación del servicio es peligrosa.
- e) Cuando se emplee energía de instalaciones clasificadas para una tarifa baja, en servicio que tengan tarifas más elevadas.
- f) Cuando se violen o se incumplan cualesquiera de las disposiciones establecidas en el presente Reglamento o en las normas específicas en cada Empresa.

g) Cuando el suscriptor obstaculice en cualquier forma la utilización de líneas, transformadores o en general aparatos de propiedad de la Empresa.

Artículo 15. La Empresa estará exenta de toda responsabilidad por daños o perjuicios que se causen al suspender el servicio cuando éste haya sido motivado por violaciones al presente Reglamento.

Artículo 16. Cuando se encontrare que las instalaciones de un inmueble hubieren sido conectadas por personas particulares sin la revisión y aprobación previa por parte de la Empresa, ésta procederá de inmediato a desconectar tal instalación hasta que se cumplan los requisitos exigidos y procederá a sancionar al responsable de acuerdo con el Capítulo IV del presente Reglamento. En casos especiales, se presentará la correspondiente denuncia penal ante la autoridad competente.

Artículo 17. Las solicitudes de conexión a los sistemas de distribución de la Empresa por parte de Municipios que prestan a los habitantes de poblaciones o áreas rurales servicios de luz y fuerza eléctrica con sus propias plantas, únicamente serán consideradas si la comunidad que representa acepta el presente Reglamento en el caso de asumir la Empresa el suministro futuro de energía.

Parágrafo. Los suscriptores que se integren a los sistemas de la Empresa como resultado de negociaciones adelantadas entre ésta y las autoridades Municipales, se considerarán enterados del presente Reglamento y la aceptación de cumplimiento del mismo se tendrá como cierta mientras no se reciba comunicación que manifieste lo contrario.

CAPITULO II - DEL SERVICIO Y SUS MODALIDADES

Artículo 18. Se entiende por servicios de la Empresa, el suministro de energía eléctrica en sus redes primarias y secundarias, en una, dos o tres fases hasta la acometida, independientemente que el suscriptor haga o no uso del mismo.

Parágrafo. La clasificación del servicio de energía eléctrica se efectuará de acuerdo con la utilización o destino que haga de la misma el suscriptor y de la actividad económica que ejecute.

Artículo 19. La Empresa suministrará energía a los suscriptores por medio de líneas, equipos e instalaciones de su propiedad o pertenecientes a terceros, con los cuales la Empresa haya suscrito un convenio. Cuando la empresa suministre energía a través de líneas o instalaciones que no sean de su propiedad sino de terceros, su mantenimiento, control y manejo se regirán de conformidad con los reglamentos internos de cada Empresa.

Artículo 20. El suministro de energía para las edificaciones de propiedad horizontal, se regirá para su mantenimiento e instalación de acuerdo con las normas y reglamentos de cada Empresa en particular.

Artículo 21. Los servicios serán prestados en la ciudad, poblaciones y áreas rurales adscritas a la Empresa, a una frecuencia de 60 ciclos por segundo, con tolerancia de un dos por ciento (2%). Los voltajes de suministro están determinados en el Artículo 22 del Capítulo II, con susceptibilidad de cambios por la distribución o por las variaciones normales de la carga del sistema. El servicio se prestará de acuerdo con la capacidad de las redes de la Empresa y las características técnicas de sus sistemas de generación y transmisión.

Artículo 22. Los servicios de baja tensión se suministrarán en general, salvo casos particulares, de acuerdo con la carga solicitada y las condiciones técnicas, así:

- a) Monofásico bifilar a 110 ó 220 voltios (V); 120 ó 240 voltios (V); ó 150 voltios (V).
- b) Monofásico trifilar tomado a 110/220 voltios (V) ó 120/240 voltios (V); ó 150/300 voltios (V).
- c) Monofásico trifilar tomado de un sistema trifásico a 220/127 voltios (V); 208/120 voltios (V); ó 260/150 voltios (V).
- d) Trifásico a 127/220 voltios (V); 120/208 voltios (V); 150/260 voltios (V).

Parágrafo. Los límites de carga para cada uno de los servicios anteriores se establecerán en el Reglamento de Instalaciones de la Empresa y de acuerdo con la capacidad disponible en sus redes, subestaciones y plantas.

Artículo 23. Los servicios a que se refieren los Artículos anteriores se prestarán cuando haya líneas construidas con capacidad adecuada a juicio de la Empresa, o cuando la construcción sea efectuada por el interesado con la aprobación de la misma, bajo las condiciones particulares que ésta imponga.

Artículo 24. Los servicios, según horario, serán los siguientes:

- a) Diurno: Entre las 6 y las 18 horas.
- b) Nocturno: Entre las 18 y las 6 horas.
- c) Permanente: Durante las 24 horas.

Parágrafo. Para fines tarifarios podrán establecerse horarios diferentes a los señalados.

Artículo 25. Los servicios se prestarán para los distintos consumos, de acuerdo con el artículo 8o. Del capítulo I del presente Reglamento, por un tiempo no inferior a 30 días, excepto los suministros temporales o provisionales, y siempre aplicando las tarifas vigentes para cada clase de suscriptor o de uso.

Artículo 26. La solicitud inicial de servicio y cualquier modificación del contrato respectivo, se hará por escrito ante la respectiva Empresa, previa ejecución bajo la presentación de los siguientes documentos:

- a) Una solicitud que incluye los siguientes datos debidamente comprobados:
- Nombre del propietario y su identificación.
 - Dirección y localización clara exacta del inmueble.
 - Características del servicio deseado (voltaje, carga, número de fases, neutro, clase de servicio, área construida que cubre el servicio solicitado).
 - Los demás datos que se establezcan en el Reglamento Interno de cada Empresa.
- b) Cuando la Empresa considere necesario, se deberá adjuntar a la solicitud inicial de servicio los planos correspondientes a la instalación eléctrica del inmueble.
- c) Aceptación por escrito, del Reglamento de Usuarios por parte del suscriptor.

Parágrafo. Para la conexión del servicio, se requiere haber cancelado todos los derechos, cuotas, valor de materiales, cuentas pendientes, sanciones y depósitos legalmente establecidos, además de la aprobación oficial por parte de la Empresa.

Artículo 27. A los trabajadores de la Empresa les estará prohibido efectuar instalaciones interiores, salvo en aquellos Municipios en donde no haya personal capacitado, ajeno a la Empresa, que pueda efectuarlas. En este caso, la Empresa autorizará expresamente a los empleados de la misma, para que realicen la obra, previo pago por parte del suscriptor, o futuro suscriptor, del costo de este servicio en las oficinas de la Empresa o a otras entidades o personas autorizadas para recibirlo.

Parágrafo. Los suscriptores deberán acogerse en un todo a los Reglamentos Internos de Instalaciones de la Empresa.

Artículo 28. Para efectos de aforo de carga de una instalación, este se regirá por lo dispuesto en el Reglamento de Instalaciones Interiores de la Empresa sin ser inferior a lo establecido en la norma INCONTEC 950.

Artículo 29. La Empresa y los suscriptores se acogerán a las tarifas establecidas por la autoridad competente, con el siguiente régimen:

- a) A precio fijo, o sea cuando el suministro no se haga por contador, mediante el pago por parte del suscriptor de una suma mensual calculada de acuerdo con las tarifas vigentes reglamentadas para estos casos.
- b) Por contador, o sea mediante el pago de consumo de la energía que el aparato indique, salvo cuando el suscriptor no consuma el mínimo de kilovatios - hora (KWH) establecidos en la tarifa en cuyo caso se cobrará este último.
- c) Por contrato especial, o sea mediante convenio escrito entre las partes, para suministrar en bloque u otras modalidades que estén contenidas en el mismo.
- d) Por servicios extraordinarios, o sea para el suministro de energía provisional o temporal, de acuerdo a los precios fijados en la tarifa y para los casos no comprendidos en los literales anteriores.

Parágrafo. También se cobrarán los derechos, depósitos y cuotas que autoricen las mismas tarifas u otras resoluciones o normas de la autoridad competente.

Artículo 30. El suministro de servicio de energía se entiende prestado al inmueble respectivo. En tal sentido, los suscriptores serán responsables del pago de los servicios y de otros cargos. (No obstante, la Empresa podrá exigir el pago de cuentas atrasadas al actual ocupante del inmueble, sin perjuicio del derecho de éste a obtener de quien corresponde el reembolso respectivo. Se entiende en consecuencia, que los suscriptores, los ocupantes a cualquier título, los propietarios y en general los titulares de derechos reales sobre los bienes que utilizan los servicios de la Empresa, son solidariamente responsables para con ésta de todas las obligaciones, y demás acuerdos que la Empresa convenga con el suscriptor o propietario).

Lo que se encuentra entre paréntesis, fue anulado por el Consejo de Estado en intervención del 20 de septiembre de 1985 (Exp. 4539).

Parágrafo. La empresa podrá negarse a suministrar el servicio en aquellos inmuebles que no estén a paz y salvo con ella, aunque el solicitante sea una persona distinta del suscriptor moroso anterior.

Artículo 31. El usuario estará en la obligación de mantener un factor de potencia no inferior al 90%; si éste fuera inferior, el suscriptor deberá instalar el equipo necesario para elevarlo al mínimo exigido, o instalar un contador de energía reactiva, de acuerdo con el Reglamento interno de cada empresa.

Artículo 32. El servicio que se suministre será para uso exclusivo del suscriptor y no podrá revenderse ni facilitarse a terceros; tampoco podrá extender sus instalaciones interiores pasando bajo vías, espacios públicos y privados o inmuebles adyacentes.

Artículo 33. Los suscriptores o usuarios estarán obligados a informar inmediatamente a la empresa sobre cualquier daño o defecto que noten en el contador u otro aparato de control o medida que se haya instalado en su propiedad, sin perjuicio de lo dispuesto en los Artículos 58, 59 y siguientes del presente Reglamento.

Artículo 34. Antes de efectuar cualquier modificación en sus instalaciones eléctricas, el suscriptor deberá obtener permiso por escrito de la empresa; en caso de no ser propietario se exigirá el visto bueno, por escrito, de éste.

Artículo 35. El propietario que enajene a cualquier título un inmueble servido por la Empresa, deberá dar el aviso oportuno por escrito de este evento, a efectos de declarar por terminado su contrato y sustituir por otro, que el nuevo propietario de acuerdo a lo previsto en el Artículo 26 del presente Reglamento, deberá suscribir con la Empresa.

CAPITULO III - DE LA FACTURACION Y PAGOS

a) FACTURACION

Artículo 36. Las cuentas correspondientes al suministro de energía eléctrica se elaborará en una factura especial diseñada por la Empresa.

Artículo 37. La Empresa podrá establecer facturación mensual, bimestral u otro período que estime conveniente. Si se usare otro período diferente al que aprobó la autoridad respectiva para formular la tarifa vigente, deberá liquidarse la cuenta observando el período tarifario fijado por la Empresa.

Artículo 38. En la factura se podrán incluir, además del servicio de energía, los valores que se adeudan a la Empresa por otros conceptos o servicios relacionados directa o indirectamente con el suministro, así como cualquier tipo de gravamen que establezca la autoridad competente o el reglamento interno de la empresa.

Artículo 39. La Empresa procurará que el contador de cada suscriptor sea leído en la misma fecha, dentro de cada período de facturación, con el fin de hacer entrega de la factura para que el suscriptor tenga conocimiento del día en que normalmente debe recibirla y del plazo para su pago.

Artículo 40. La Empresa procurará que la factura sea enviada oportunamente al suscriptor, pero el hecho de no haberla recibido no lo exime de atender a su pago, dentro de un plazo no mayor a los 90 días contados a partir de la fecha de la última factura.

Parágrafo. En caso de no recepción, pérdida o extravío de la factura, el suscriptor deberá solicitar un duplicado, siendo de su cargo los perjuicios que puedan derivarse de esta omisión.

Artículo 41. En los servicios sin contador, y para los cargos mínimos cuando haya necesidad de elaborar una factura por un período incompleto, al iniciarse o al terminarse el servicio, se computará por el valor de un mes, si incluye más de 15 días y por medio mes si es inferior.

Artículo 42. La Empresa podrá presentar cuentas estimadas, cuando no se pueda efectuar la lectura normal del contador o cuando éste haya sido retirado por revisión o averías. El valor de la cuenta se liquidará con el consumo promedio calculado con base en los últimos seis meses.

Artículo 43. Los reclamos sobre facturación de servicio, deberán hacerse en las Oficinas de la Empresa, y donde no las hubiere, a la persona autorizada para ello dentro del plazo para el pago. El reclamo fuera de plazo, no evita el pago de la cuota de reconexión o el recargo por falta de cancelación oportuna, aunque hubiere sido aceptado.

Artículo 44. Para efectuar rectificaciones de factura, o para atender cierto tipo de reclamo, la Empresa podrá exigir los recibos de pago de los meses anteriores que considere conveniente.

Artículo 45. Toda modificación, adulteración o intento doloso de las facturas por cualquier persona o entidad, será sancionada en los términos de la Ley, sin perjuicio de otras medidas que pueda adoptar la Empresa.

b) PAGOS

Artículo 46. Todos los suscriptores sin excepción, estarán obligados al pago del servicio y demás conceptos a que se refiere el Artículo 38 del presente Reglamento.

Artículo 47. Los pagos de todos los servicios deberán hacerse dentro del plazo señalado en la factura, en los Bancos, en las Oficinas de la Empresa, o en otras entidades de personas autorizadas según se tenga establecido. Los servicios temporales o provisionales y los que estén bajo contrato especial, se pagarán por anticipado o según se estipule en el convenio.

Artículo 48. En la localidad, zona o lugar en donde no se pueda por alguna circunstancia especial, despachar las facturas directamente al domicilio de los suscriptores, la Empresa informará oportunamente para que los propios usuarios reclamen sus cuentas por servicios de energía en los lugares destinados para el efecto.

Artículo 49. Ninguna cuenta o factura se considerará cancelada, si en ella, no está impreso el sello "pagado" del cajero del banco o entidad autorizada, y serán pagadas en un sólo contado y en moneda nacional de curso legal.

Artículo 50. No habrá lugar a rebajas o descuentos por fuga de energía en las instalaciones, por cuanto es una obligación del suscriptor, mantenerlas en correcto estado.

CAPITULO IV - DE LAS SANCIONES POR INFRACCION AL REGLAMENTO.

Artículo 51. Se entiende por sanciones a suscriptores, las multas, recargos, suspensiones temporales o definitivas del servicio, cuotas de reconexión, recargos por mora en el pago y otras especiales por daños o perjuicios causados a la Empresa o a sus instalaciones.

Parágrafo. Los daños o perjuicios causados a la Empresa serán de cargo del suscriptor, cuando se establezca su responsabilidad.

Artículo 52. Cuando el suscriptor impida la lectura de los equipos de medida o la revisión de las instalaciones, se le suspenderá el servicio siempre y cuando se haya cumplido la diligencia de identificación a la que se refiere el Artículo 12 de este Reglamento. Lo anterior se hará sin perjuicio del derecho de la Empresa de solicitar la intervención de las autoridades, si llegare a ser necesario para dicho propósito. El suscriptor que haya incurrido en esta infracción, pagará además una multa equivalente al 10% del valor de su cargo total de conexión, calculado con las tarifas vigentes al momento de presentarse el suceso.

Artículo 53. Todas las instalaciones que al ser revisadas por la Empresa no cumplan los requisitos mínimos de seguridad y técnica exigidos, deberán ser modificadas de acuerdo con las normas y recomendaciones de la Empresa, la cual se abstendrá de suministrar el servicio hasta que no se haya superado por parte de los interesados las deficiencias encontradas.

Artículo 54. Para restablecer el servicio al suscriptor por falta de seguridad en sus instalaciones, éste deberá hacer las reparaciones o mantenimiento exigido y pagar las cuotas de revisión y reconexión respectivas.

Artículo 55. Cuando a un suscriptor, regido por la tarifa o precio fijo, se le encuentre carga superior a la contratada con la Empresa, se le suspenderá el servicio de inmediato. Para restablecerlo, deberá pagar cinco veces el valor del consumo mensual de las lámparas y aparatos encontrados de más y el valor de la reconexión e instalación de un contador apropiado. La reincidencia implicará la suspensión definitiva del servicio.

Artículo 56. Cuando un suscriptor modifique el fusible de entrada y de seguridad en la acometida, se hará acreedor a las siguientes multas, calculadas con las tarifas vigentes en el momento de descubrir la infracción:

a) Fusibles de baja tensión (B.T.).

- Por la primera vez, multas del 6% de la cuota de conexión vigente, con un mínimo de \$300.00.

- Por la segunda vez, multa del 8% de la cuota de conexión vigente, con un mínimo de \$600.00.

- Por la tercera vez, multa del 10% de la cuota de conexión vigente, con un mínimo de \$800.00.

- A partir de la cuarta vez, el servicio será suspendido hasta tanto no modifique su instalación. En caso de reincidencia el servicio se le suspenderá definitivamente.

b) Fusibles de Alta Tensión (A.T.).

Los fusibles de alta tensión reforzados en ramales o en transformadores, pagarán por parte de los suscriptores beneficiados o por el responsable cuando éste sea descubierto, las siguientes multas calculadas con las tarifas vigentes en el momento de descubrir la infracción:

- Por primera vez, 6% de la cuota de conexión vigente, con un mínimo de \$300.00

- Por la segunda vez, 8% de la cuota de conexión vigente, con un mínimo de \$600.00.

- A partir de la tercera vez inclusive, se cobrará a razón del 10% de la cuota de conexión vigente, con un mínimo de \$800.00 por cada vez y suspenderá el servicio por treinta días sin perjuicio de responder por los daños que puedan derivarse de la incorrecta utilización de los fusibles.

Artículo 57. Cuando se compruebe que un suscriptor ha dañado el contador o limitador, la Empresa procederá a suspender el servicio hasta tanto se cambie el medidor dañado o se cancele el valor que la Empresa tenga fijado para el instrumento. La rotura de sellos acarreará al suscriptor las siguientes multas, calculadas con las tarifas vigentes en el momento de descubrir la infracción:

a) Instalaciones residenciales y comerciales, 10% del valor del cargo total de conexión que sea imputable al usuario por cada sello, con un mínimo de \$800.00.

b) Instalaciones industriales, 10% del valor del cargo total de conexión que sea imputable al usuario por cada sello, con un mínimo de \$2.000.00.

Artículo 58. Cuando se encuentre que el contador ha sido alterado en su medida o evitado que pase en su totalidad el fluido eléctrico, la Empresa suspenderá el servicio y cobrará además de lo establecido en el Artículo anterior, lo equivalente a diez veces el valor del servicio fraudulento mensual estimado por la Empresa.

Artículo 59. Cuando cualquier equipo perturbe el correcto funcionamiento del sistema eléctrico al que se encuentra conectado, la Empresa podrá exigir su desconexión. Si el usuario se negare a desconectarlo o reincidiere en la utilización del elemento que produzca la perturbación, se le podrá suspender el servicio.

Artículo 60. Cuando el suscriptor permita o tolere que se tomen derivaciones para usos de otro u otros inmuebles; cuando la carga utilizada sea superior a la contratada; cuando se construyan o se adicioneen instalaciones interiores sin permiso previo, o en cualquier otro caso similar; la Empresa suspenderá el servicio hasta tanto se eliminen las instalaciones no autorizadas. Para el restablecimiento del suministro de energía, el suscriptor pagará el valor de la reconexión, el valor de una nueva revisión de la instalación y una multa equivalente al 10% del cargo total de conexión, calculado a las tarifas que se encuentren vigentes, con un mínimo de \$500.00.

Artículo 61. Cuando el suscriptor no hubiere pagado los servicios dentro del plazo fijado en la factura, se le cobrará el valor de éstos y el recargo por mora.

Artículo 62. Cuando fraudulentamente se hubiere reconectado una instalación que se había suspendido por cualquier causa, el suscriptor deberá pagar una multa del 10% del cargo total de conexión vigente, con un mínimo de \$500.00; sin perjuicio de la sanción por el fraude cometido. Deberá además eliminar la causa que motivó la desconexión para el restablecimiento del servicio.

Artículo 63. Cuando la Empresa suspenda el servicio por cualquiera de los motivos contemplados en este Capítulo y, en especial, cuando lo haga por falta de pago oportuno del mismo, la reconexión se efectuará en un plazo de 48 horas hábiles después del pago o de la eliminación de la causa que la motivó.

Artículo 64. La ausencia del suscriptor no lo exime de las sanciones de que se habla en el presente Reglamento y de las subsecuentes acciones penales o civiles que entable la Empresa.

CAPITULO V - DE LOS DERECHOS DE LOS SUSCRIPTORES

Artículo 65. Todas las personas naturales o jurídicas tendrán derecho a solicitar servicio de energía eléctrica, pero en ningún caso, la Empresa podrá coaccionar u obligar a que se haga uso de tales servicios, salvo casos especiales, previstos en disposiciones de orden legal superior.

Artículo 66. El servicio no será desconectado a solicitud del dueño de un edificio, local o residencia, mientras el usuario esté cumpliendo con el presente Reglamento, salvo en caso de que tal solicitud se apoye en mandato judicial de autoridad competente, lo cual debe comprobarse ante la Empresa.

Artículo 67. El suscriptor que quiera aumentar o disminuir la capacidad de su instalación, deberá solicitarlo por escrito a la Empresa de acuerdo con el Artículo 26 del Capítulo II.

Artículo 68. Todo suscriptor tendrá derecho a reclamar ante la Empresa los cargos o pagos facturados por equivocación que no estén legalmente aprobados. Estos cargos o pagos deberán ser reembolsados oportunamente al suscriptor o si éste lo considera conveniente serán abonados a las cuentas pendientes o a las que posteriormente debe pagar el suscriptor sin derecho a reclamar indemnización, siempre y cuando el reembolso o abono respectivo se haga antes de 60 días de la fecha de reclamación.

Artículo 69. El suscriptor puede solicitar en cualquier momento la revisión del contador, cambio de tarifa, cambio de registro por venta del inmueble, información sobre el Reglamento y otras disposiciones existentes, así como la aplicación de las ventajas o garantías que la Empresa concede a los suscriptores.

Artículo 70. En los casos en que excepcionalmente un trabajador de la Empresa esté autorizado para hacer cobros, el suscriptor está en el derecho y la obligación de exigir la autorización escrita y el recibo oficial o la constancia de pago.

Artículo 71. El suscriptor que quiera dar por terminado el contrato de servicio avisará por escrito a la Empresa dentro de los quince (15) primeros días del período de facturación y hasta final del mismo período, se considerará como suscriptor. Siempre que dicha solicitud no sea contraria con lo dispuesto en el Artículo 66.

Parágrafo. En casos en que un suscriptor deba o quiera prescindir temporalmente de los servicios contratados, deberá dar aviso a la Empresa y los derechos adquiridos seguirán vigentes mientras se cancelen los consumos mínimos. La Empresa podrá cancelar los servicios ante la falta de pago durante tres (3) meses consecutivos. Pasado este tiempo el interesado deberá hacer una nueva solicitud de servicio, llenando los requisitos establecidos por la Empresa.

CAPITULO VI TERMINOLOGIA

Artículo 72. Adóptase la siguiente terminología:

- Acometida: Es el conjunto de alambres, conductores y otros accesorios de uso exclusivo del usuario, instalados desde las redes de la Empresa hasta las instalaciones del usuario.
- Alta Tensión: Es cualquier tensión superior a 600 voltios.
- Baja Tensión: Es cualquier tensión inferior o igual a 600 voltios.

- Carga: (Para efectos de matrícula y contrato de suministro): Es el total de las capacidades nominales de las lámparas, aparatos, artefactos y motores que consumen corriente eléctrica y que se encuentren conectados o susceptibles de conexión en el predio, domicilio o local del consumidor.
- Cargo total de conexión: Incluye todos los cargos por concepto de cuotas y derechos de conexión, derechos de Red, etc. que la Empresa tiene fijados por las Resoluciones de tarifas u otras Resoluciones de tarifas u otras Resoluciones o normas de la autoridad competente.
- Contrato: Es el convenio que se suscribe entre la Empresa y el suscriptor para el suministro de energía, incorporadas las adiciones o modificaciones que haya sufrido.
- Controles: Son los diferentes equipos o aparatos que pueden instalarse para el registro del consumo y suministro correcto de la energía.
- Empresa: Es la persona natural o jurídica que suministra la energía eléctrica.
- Factura: Es la cuenta detallada de los servicios que el suscriptor debe pagar a la Empresa dentro del plazo en ella estipulado.
- Neutro: Conductor unido a tierra que sirve para cerrar un circuito.
- Fase: Es uno de los conductores activos de un circuito eléctrico, o conductor que transporta corriente alterna.
- Fluido Eléctrico: Es la misma energía eléctrica.
- Fuerza Motriz: Es la energía eléctrica que se suministra para el movimiento de máquinas con fines industriales. No se usará este término para generadores o aparatos que produzcan luz.
- Instalaciones del suscriptor: Son todos los alambres, fusibles, interruptores, aparatos y útiles de toda clase y naturaleza empleados en conexión con o formando parte de una instalación para utilizar energía y fuerza eléctrica para cualquier objeto, y ordinariamente colocado después del contador, no importando que tal instalación sea propiedad del mismo consumidor o utilizada por él bajo arriendo u otro arreglo.
- Kilovatio (KW): Es la unidad de potencia efectiva equivalente a 1.000 vatios (W).
- Kilovatio hora (KWH): Es la unidad de energía generada o consumida por un kilovatio (KW) durante una hora de operación.
- Limitador de Corriente: Es un dispositivo eléctrico para limitar el paso de energía.
- Contador: Aparato para medir el suministro o consumo de energía activa o reactiva.

- Período de Facturación: Es el intervalo de tiempo entre dos lecturas del mismo contador adoptado por la Empresa para el cobro de los servicios.
- Red Primaria de Distribución: Es el conjunto de cables, equipos y accesorios para la conducción de la energía de A.T. dentro de las áreas urbanas.
- Red Secundaria de Distribución: Es el conjunto de cables, equipos y accesorios para la conducción de la energía de B.T.
- Período de Servicio: Es el tiempo para el cual se ha contratado el servicio (Temporal - Permanente).
- Reglamento: Es el conjunto de normas bajo las cuales se suministra el servicio.
- Solicitud de Servicio: Es el documento mediante el cual una persona solicita que la Empresa le suministre energía eléctrica.
- Subestación Transformadora: Es el conjunto de equipos instalados para la transformación de la energía de un voltaje a otro.
- Subtransmisión: Es un sistema de líneas intermedias entre las líneas de transmisión y las de distribución, para servicios de alta tensión.
- Monofásico: Sistema compuesto de una fase.
- Monofásico Bifilar: Sistema compuesto de fase y neutro.
- Monofásico Trifilar: Sistema compuesto de dos fases y neutro.
- Trifásico Trifilar: Sistema compuesto de tres fases.
- Trifásico Tetrafililar: Sistema compuesto de tres fases y neutro.
- Suscriptor: Es la persona o entidad que suscribe el contrato de prestación del servicio eléctrico con la Empresa, generalmente propietario del inmueble.
- Consumidor o Usuario: Es la persona natural o jurídica que utiliza la energía eléctrica suministrada por una Empresa y para los efectos de aplicación de este Reglamento se considera solidario con el suscriptor.

- Tarifas: Es el conjunto de precios especificados y aprobados por la autoridad competente para el cobro de los servicios de energía prestada por la Empresa.

Artículo 73. La Empresa adoptará el Sistema Internacional de Unidades de Medida para la evaluación de consumo de energía y capacidad instalada por los suscriptores en la siguiente forma:

- Capacidad instalada en kilovatios (KW)
- Consumo de energía en kilovatios-hora (KWH)
- Capacidad de los transformadores en kilovoltamperios (KVA)

$$\text{- Factor de Potencia } \cos \theta = \frac{\text{Potencia (KW)}}{\text{VA X 1000}}$$

- Voltaje en voltios (V)
- Corriente en amperios (A)
- Potencia de motores en kilovatios (KW)
- Vatio (W): Unidad de Potencia
- Voltios (V): Unidad de Tensión
- Potencia reactiva en kilovar (KVAR) = $\text{VA} \times 1000 \text{ Sen } \theta$
- Potencia activa en kilovatios (KW) = $\text{VA} \times 1000 \text{ Cos } \theta$
- Potencia aparente en kilovoltamperios (KVA) = $\text{VA} \times 1000 \frac{\text{KW}}{\text{Cos } \theta}$

- θ : Angulo correspondiente al factor de potencia del sistema.

- Sen θ , Cos θ Funciones trigonométricas correspondientes a seno y coseno.

- Energía reactiva en kilovar - hora (KVAR-H): Energía generada o consumida por un kilovar (KVAR) durante una hora de operación.

- Energía activa en kilovatios hora (KWH): Energía generada o consumida por un kilovatio (KW) durante una hora de operación.

Parágrafo. Para ventas de Energía en bloque, se acogerán las mismas medidas del Sistema Internacional.

Artículo 74. El presente Reglamento rige para las Empresas que prestan el servicio directamente al usuario y no para los intercambios de energía en bloque.

Artículo 75. Las Empresas divulgarán el presente Reglamento por medio de Folletos o Boletines gratuitos o a precios compensatorios con la inversión y los fijará en sitio visible al público en las Oficinas.

Artículo 76. La presente Resolución rige a partir del (1o.) de enero de mil novecientos ochenta (1980) y deroga todas las disposiciones reglamentarias que le sean contrarias.

Comuníquese y publíquese.

Dada en Bogotá, D.E., a 20 de diciembre de 1979.

Ministro de Minas y Energía,

Alberto Vasquez Restrepo

Secretario General,

Alfonso Vejarano Gallo.

**RESOLUCION NUMERO 000283 DE 1985
(febrero 26)**

por la cual se dictan disposiciones sobre fuentes no convencionales de energía.

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA

en uso de sus facultades legales y especialmente de las que le confiere la Ley 1a. de 1984, y

CONSIDERANDO:

Que el literal a) del artículo 3o. de la Ley 1a. de 1984, atribuye al Ministerio de Minas y Energía la facultad de adoptar la política nacional sobre todas "las actividades técnicas, económicas, jurídicas, industriales y comerciales, relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país, en concordancia con los planes generales de desarrollo";

Que se hace por tanto necesario implementar el precepto citado en el considerando anterior, en materia de fuentes no convencionales o fuentes alternativas de energía;

Que resulta conveniente atribuir al Instituto de Asuntos Nucleares -IAN- lo relacionado con las citadas fuentes de energía, sin perjuicio desde luego del control de tutela de que el Ministerio es titular por mandamiento legal.

RESUELVE:

Artículo 1o. Se entiende por fuentes no convencionales o fuentes alternativas de energía, las siguientes: la solar, la geotérmica, la eólica, la oceánica, la de la biomasa, la turba, los bitúmenes y el carbón vegetal.

Artículo 2o. Para los efectos de la presente resolución se adoptan las siguientes definiciones:

Energía solar: Es la energía proveniente del sol en forma de ondas electromagnéticas.

Energía Geotérmica: Es la energía producida por el flujo del calor procedente del interior de la tierra.

Energía Eólica: Es la energía cinética de las masas de aire que se deriva principalmente del calentamiento diferencial de la atmósfera por el sol y de la topografía de la superficie terrestre.

Energía Oceánica: Es la energía proveniente del océano que se manifiesta básicamente en tres formas, a saber:

a) Energía del gradiente térmico del océano;

b) Energía de las mareas;

c) Energía de las olas.

Biomasa: Es la materia vegetal o animal convertible en energía mediante proceso biológico, bioquímico o termoquímico.

La Turba: Es un carbón geológicamente joven y de grado más bajo, que se presenta en forma de mezcla heterogénea de materia orgánica en descomposición parcial y minerales inorgánicos que se han acumulado en un medio saturado de agua, el cual promueve la retención de carbón.

Bitúmenes: Son petróleos que se presentan en medios porosos, tales como arenas o rocas. Los bitúmenes no fluyen y tienen una viscosidad superior a los 10.000 centipois (medida de viscosidad).

Carbón Vegetal: Se produce a partir de la combustión lenta de la madera, con un suministro de aire muy restringido. El carbón vegetal es así mismo subproducto de varios procesos de pirólisis (descomposición mediante el calor).

Artículo 3o. El uso y aplicación de las fuentes no convencionales o fuentes alternativas de energía tiene como objetivo principal el de aprovechar racionalmente los recursos energéticos renovables con que cuenta el país. El desarrollo de este objetivo comprende:

a) Suministrar energía a las regiones menos favorecidas y en especial a las del sector rural;

b) Proteger el medio ambiente y conservar los recursos no renovables;

c) Ejecutar procesos de sustitución energética;

d) Favorecer la tecnología nacional y aprovechar los recursos existentes para lograr el desarrollo técnico-científico.

Artículo 4o. De conformidad con los artículos anteriores este estatuto regula:

1. Los estudios para el aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía que comprenden;

a) Potencial de estos recursos;

- b) Suministro de energía;
 - c) Sustitución de otros insumos energéticos;
2. Investigación y desarrollo de tecnologías;
 3. La aplicación y uso masivo de las fuentes no convencionales o fuentes alternas de energía.

Artículo 5o. De acuerdo con lo estipulado en la Ley 1a. de 1984 y en normas concordantes el Ministerio de Minas y Energía es la autoridad competente para el manejo y administración de los recursos energéticos nuevos y renovables, por lo tanto, le corresponde adoptar la política nacional sobre las actividades técnicas, económicas, jurídicas, industriales y comerciales relacionadas con el aprovechamiento integral de las fuentes alternas de energía, lo mismo que reglamentar su uso y aprovechamiento.

Artículo 6o. El Instituto de Asuntos Nucleares, como Establecimiento Público adscrito al Ministerio de Minas y Energía, tendrá entre otras, las siguientes funciones relacionadas con las fuentes alternas o no convencionales de energía de que trata la presente Resolución:

1. Evaluar las posibilidades de aprovechamiento de las tecnologías existentes, así como las necesidades de su desarrollo.
2. Planear de acuerdo con los estudios que se realicen, la utilización de los recursos energéticos nuevos y renovables y proyectar su aprovechamiento en beneficio de la comunidad.
3. Celebrar contratos y convenios nacionales e internacionales para el conocimiento y usufructo de estas formas de energía.
4. Orientar, coordinar, inspeccionar y vigilar las actividades y programas que se adelanten en esta área.
5. Adelantar, en coordinación con otros organismos públicos o privados, investigaciones económicas para la elaboración de programas de producción, financiamiento y comercialización de equipos que utilicen esta clase de energía.
6. Evaluar las estadísticas de utilización de las fuentes alternas de energía y allegar la información necesaria para establecer un banco de datos.
7. Controlar, de acuerdo con las políticas y reglamentos establecidos por el Ministerio de Minas y Energía, el uso de las formas de energía a que se refiere esta Resolución.
8. Participar directamente o a través de las entidades competentes, en la elaboración de las normas técnicas para los equipos que utilicen estas energías.
9. Realizar y divulgar las distintas aplicaciones que se logren de este tipo de energía y coordinar con otros sectores las actividades en este campo.
10. Representar al Gobierno en reuniones internacionales que versen sobre estas energías no convencionales.

Artículo 7o. El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL y la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, CORELCA, como establecimiento público adscrito al Ministerio de Minas y Energía, tendrá en

relación con la energía geotérmica, las mismas funciones que se le asignan al Instituto de Asuntos Nucleares en relación con las otras fuentes alternas o no convencionales de energía.

Artículo 8o. Esta Resolución rige a partir de la fecha de su expedición y publicación en el Diario Oficial.

Comuníquese y publíquese.

Dada en Bogotá, D.E., a 26 de febrero de 1985.

Ministro de Minas y Energía,

Secretario General,

Alvaro Leyva Durán.

Jaime Rohenes Mathieu.

RESOLUCION NUMERO 3293 DE 1988
(octubre 11)

por la cual se crea el Comité Interinstitucional del Sistema de Informaciones Energéticas.

El Ministro de Minas y Energía, en uso de sus facultades legales, y

CONSIDERANDO:

Que se hace necesario coordinar entre las entidades del sector energético, las actividades tendientes a fortalecer el Sistema de Informaciones Energéticas, SIE, para que a su vez este sistema corresponda a un instrumento básico y confiable en las labores del planeamiento sectorial,

RESUELVE:

Artículo 1o. Créase el Comité Interinstitucional del Sistema de Informaciones Energéticas (CISIE), encargado de revisar y orientar las labores de recolección y proceso de la información y el análisis de los resultados que se obtengan en el Sistema de Informaciones Energéticas (SIE).

Es entendido que el objetivo previsto en este artículo, debe encuadrarse dentro de los requerimientos que en esta materia demandan las actividades de Planeamiento del Ministerio y la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 2o. El Comité Interinstitucional del Sistema de Informaciones Energéticas, CISIE, estará integrado por:

- El Jefe de la Oficina de Planeación del Ministerio de Minas y Energía, o su delegado, quien lo presidirá.
- El Director General de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, o su delegado.

- El Director General de Energía Eléctrica y Fuentes no Convencionales del Ministerio de Minas y Energía, o su delegado.
- El Jefe de la División de Investigaciones Económicas del Ministerio de Minas y Energía, o su delegado.
- El Director de Planeación Corporativa de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, o su delegado.
- El Jefe de la División de Planeación y Análisis Financiero de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, o su delegado.
- El Jefe de Oficina de Planeación de Carbones de Colombia S.A., Carbocol, o su delegado.
- El Jefe de la Oficina de Planeación de Interconexión Eléctrica S.A., ISA, o su delegado.
- El Jefe de la Oficina de Planeación del Instituto de Energía Eléctrica, ICEL, o su delegado.
- El Jefe de la Oficina de Planeación de la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, CORELCA.
- Un representante de la Comisión Nacional de Energía.
- El Coordinador del Sistema de Información Energética, SIE, vinculado al Ministerio de Minas y Energía quien actuará como Secretario.
- El Jefe de la Oficina de Planeación del Instituto de Energía Eléctrica, ICEL, o su delegado (sic.).

Artículo 3o. El Comité interinstitucional del Sistema de Informaciones Energéticas, CISIE, se reunirá como mínimo una vez al mes y las sesiones deben corresponder a reuniones de trabajo, en donde se debaten ampliamente los diferentes temas del SIE, a nivel sectorial, subsectorial y de empresas, y se establezca la colaboración activa de las diferentes entidades en el mismo, tendrá como funciones específicas las siguientes:

1. Establecer y mantener el enlace del SIE con las entidades.
2. Mantener en continuo funcionamiento el sistema de recopilación y procesamiento de información.
3. Revisar y definir los planes de trabajo y lineamientos de investigación del SIE, de acuerdo con los requerimientos del Ministerio, las entidades, la Comisión Nacional de Energía y los demás usuarios.
4. Definir el contenido del Anuario Energético y demás publicaciones que se deriven de los trabajos del SIE.
5. Analizar las corridas de los diferentes modelos y sus resultados sobre las bases de datos y los balances energéticos proyectados.

Artículo 4o. A las reuniones del Comité Interinstitucional del Sistema de Informaciones Energéticas, CISIE, podrán ser invitados representantes de entidades del orden nacional o regional y de las universidades, que por sus actividades contribuyan al fortalecimiento del SIE.

Artículo 5o. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Bogotá, D.E., a 11 de octubre de 1988.

El Ministro de Minas y Energía,

La Secretaria General,

Oscar Mejía Vallejo.

Mónica de Greiff.

RESOLUCION NUMERO 3 0698 DE 1993
(abril 22)

por la cual se delegan en la Financiera Energética Nacional S.A., FEN, las funciones de negociación, aprobación y seguimiento de los convenios de desempeño de las entidades del sector eléctrico.

El Ministro de Minas y Energía, en ejercicio de sus facultades legales, en especial de la que le confiere el inciso 3o. del artículo 8o. del Decreto 2119 de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que el Decreto 548 de 1993 asignó las funciones de negociación, aprobación y seguimiento de los planes de desempeño que realicen los establecimientos públicos del orden nacional, las empresas industriales y comerciales del Estado y las sociedades de economía mixta sujetas al régimen legal previsto para dichas empresas, al jefe del ente al cual estén adscritos o vinculadas;

Que para el adecuado cumplimiento de las mencionadas funciones, por parte del Ministro de Minas y Energía en relación con las entidades del sector eléctrico se requiere de los recursos físicos y humanos de la Financiera Energética Nacional S.A., FEN;

Que el inciso 3o. del artículo 8o. del Decreto 2119 de 1992 permite al Ministro de Minas y Energía delegar las funciones que le son propias en sus entidades descentralizadas, cuando para su adecuado desempeño se requiera de los recursos antes mencionados,

RESUELVE:

Artículo 1o. Delégase en la Financiera Energética Nacional S.A., FEN, la negociación, aprobación y seguimiento de los planes y convenios de desempeño que en desarrollo de los Decretos 411 de 1990 y 548 de 1993 realicen los establecimientos públicos del orden

nacional, las empresas industriales y comerciales del Estado y las sociedades de economía mixta asimiladas a ellas, pertenecientes al sector eléctrico.

Artículo 2o. Los planes y convenios de desempeño se sujetarán a las pautas que puede fijar el Consejo Superior de Política Fiscal, Confis, y a las políticas que determine el Ministerio de Minas y Energía.

Artículo 3o. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a 22 de abril de 1993.

El Ministro de Minas y Energía,

Guido Nule Amín.

El Secretario General,

Rafael Anaya Cubillos.

**RESOLUCION NUMERO 003 DE 1993
(noviembre 23)**

por la cual se establece el sistema de facturación para el sector rural.

La COMISION DE REGULACION ENERGETICA, en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por el artículo 11 del Decreto 2119 de 1992.

CONSIDERANDO:

Que el decreto 2119 de 1992, en su artículo 11o., establece que la competencia para determinar el sistema tarifario del sector eléctrico le corresponde a la Comisión de Regulación Energética.

Que algunas empresas distribuidoras de energía eléctrica han solicitado a la Comisión de Regulación Energética la modificación del período de facturación para los usuarios rurales del servicio de energía eléctrica;

Que la Comisión de Regulación Energética aprobó, en su sesión del 10 de noviembre de 1993, la modificación solicitada, la que decidió extender a todas las empresas distribuidoras de energía eléctrica;

RESUELVE:

Artículo 1o. Las empresas distribuidoras de energía eléctrica podrán establecer facturación bimestral para los usuarios del sector rural. Si adoptan este sistema, la lectura la realizarán mensual o bimestralmente según los requerimientos del servicio.

Artículo 2o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta de Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 23 de noviembre de 1993.

Presidente,

Guido Alberto Nule Amín

Coordinador General,

Manuel Ignacio Dussan.

**RESOLUCION NUMERO 005 DE 1993
(noviembre 30)**

por la cual se establece el procedimiento para determinar los consumos de demanda máxima para las ventas en bloque de potencia.

La COMISION DE REGULACION ENERGETICA, en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por el artículo 11 del Decreto 2119 de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que se requiere establecer el procedimiento para determinar el consumo de demanda máxima en las ventas en bloque de potencia que considere el factor de diversidad de cada punto de entrega;

Que el Decreto 2119 de 1992, en su artículo 11°, establece que la competencia para determinar el sistema tarifario del sector eléctrico le corresponde a la Comisión de Regulación Energética;

Que la Comisión de Regulación Energética, en su sesión del día 10 de noviembre de 1993, aprobó el procedimiento para determinar el sistema de facturación de la demanda máxima en las ventas de potencia en bloque;

RESUELVE:

Artículo 1o. Para determinar el consumo de demanda máxima en las ventas en bloque a una empresa compradora, se tendrá en cuenta el siguiente procedimiento:

1. Registrar todos los días del mes en las horas de punta del sistema interconectado (9:00 - 12:00 m y 18:00 - 21:00), cada quince minutos, la demanda máxima en cada punto de entrega.

2. Sumar las demandas medidas cada quince minutos en todos los puntos de entrega para cada día del mes.

3. Facturar la demanda máxima presentada durante el mes en la curva de carga agregada (demanda máxima coincidente en las horas de punta del sistema interconectado)

Parágrafo. Si las empresas afrontan dificultades técnicas que no les permitieren observar el procedimiento anterior, podrán acordar convenios especiales de facturación de demanda máxima que consideren el factor de diversidad en cada punto de entrega. Para la celebración de tales convenios, las empresas deberán obtener autorización previa de la Coordinación General de la Comisión de Regulación Energética.

Artículo 2o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 30 de noviembre de 1993.

Presidente,

Guido Alberto Nule Amín.

Coordinador General,

Manuel Ignacio Dussán.

**RESOLUCION NUMERO 010 DE 1993
(diciembre 17)**

**por la cual se establecen las condiciones de suministro de energía
y potencia a grandes consumidores de los sectores industrial y comercial,
y se dictan otras disposiciones.**

La COMISION DE REGULACION ENERGETICA, en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por el artículo 11 del Decreto 2119 de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que corresponde a la Comisión de Regulación Energética regular el ejercicio de las actividades del sector energético para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, y promover la competencia en el mercado de electricidad, para lo cual debe establecer reglas mínimas que garanticen la participación de los diversos agentes económicos, públicos y privados en las actividades de generación, distribución y comercialización, conforme lo dispone el ordinal 11o. del artículo 11 del Decreto 2119 de 1992;

Que, igualmente, la Comisión de Regulación Energética en ejercicio de las funciones señaladas en el ordinal 7o. del artículo 11o. del Decreto 2119 de 1992, debe determinar las condiciones generales a las cuales deben sujetarse los compromisos de ventas de energía y potencia a los grandes usuarios de energía;

Que el Decreto 2119 de 1992, en su artículo 11o, ordinal 12 establece que la competencia para definir el sistema tarifario del sector eléctrico, determinar las tarifas para los intercambios de energía y potencia, así como la fijación de los cargos por acceso y uso de las redes, le corresponde a la Comisión de Regulación Energética;

Que la Comisión de Regulación Energética, en su sesión del día 1o. de diciembre de 1993, consideró necesario establecer reglas mínimas para los agentes económicos que participen en el mercado de electricidad, determinar las condiciones generales en las cuales deben enmarcarse los suministros de los sectores industrial y comercial, y fijar las tarifas para los intercambios de energía y potencia.

Por lo expuesto,

RESUELVE:

Artículo 1º. Para los efectos de la presente resolución se adoptan las siguientes definiciones:

Gran consumidor industrial o comercial de energía: Usuario o suscriptor industrial o comercial conectado a niveles de voltaje superiores a 1 KV y cuya demanda máxima mensual, medida en el sitio individual de entrega y tomando como base el promedio de los últimos seis meses, se encuentre entre los rangos señalados en el inciso 1o. del artículo siguiente.

Comercializador de energía: Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la compra de energía y potencia en el mercado de corto plazo y largo plazo de energía y su venta a grandes consumidores, a empresas distribuidoras o a grupos de consumidores con tarifa regulada.

Generador: Es un productor de energía y potencia que vende a terceros en el mercado de corto y largo plazo. En esta categoría se incluyen los GENERADORES ACTUALES que pertenecen al Sistema Interconectado; los GENERADORES INDEPENDIENTES que utilizan servicios de transporte en redes de interconexión y/o transmisión y/o de distribución, para su generación propia y para comercializar energía eléctrica con terceros, y los COGENERADORES que producen en forma combinada electricidad y calor para uso industrial por medio de un proceso de combustión térmico y venden energía y potencia a terceros.

Distribuidor: Propietario de redes de distribución con voltajes iguales o inferiores a 115 KV, cuya administración, operación y expansión asume directamente.

Mercado de energía y potencia de corto plazo: Sistema de comercialización de energía y potencia en el Sistema Interconectado Nacional por medio de intercambios hora a hora valorados al costo marginal de corto plazo.

Mercado de energía y potencia de largo plazo: Sistema de comercialización de energía y potencia por medio de contratos bilaterales a plazos superiores a un (1) mes.

Artículo 2º. El generador, distribuidor y el comercializador de energía, según el caso, clasificarán a sus usuarios como grandes consumidores industriales o comerciales de energía, conforme a lo dispuesto en el inciso segundo del artículo anterior, teniendo en cuenta los siguientes rangos:

- Para los suministros de energía acordados a partir de la fecha de vigencia de esta Resolución: demanda máxima mensual superior a los dos (2) MW.

- Para los suministros de energía acordados a partir del 1o. de enero de 1995: demanda máxima mensual superior a un (1) MW.

Para tales efectos, la demanda máxima podrá estimarse, igualmente, con base en los promedios correspondientes a la demanda máxima del año 1991, con el fin de no tomar en cuenta el efecto del racionamiento eléctrico de 1992.

Parágrafo 1°. Los generadores, distribuidores y los comercializadores de energía que no tengan registros de demanda máxima, desarrollarán procedimientos especiales para clasificar a los grandes consumidores industriales o comerciales, previa autorización del Comité de Expertos de la Comisión de Regulación Energética.

Parágrafo 2°. Para clasificar a los nuevos usuarios como grandes consumidores industriales, comerciales, se les calculará una demanda máxima promedio esperada con referencia a las características de demanda máxima de un consumidor de condiciones similares ya conectado o los nuevos usuarios deberán demostrar que las características de su negocio e instalaciones producirán demandas mensuales superiores a los indicados en el inciso primero de este artículo, de acuerdo con procedimientos técnicos apropiados.

Artículo 3°. Sin perjuicio de lo establecido en la resolución No. 070 de 1993 expedida por la Junta Nacional de Tarifas, los grandes consumidores industriales y comerciales podrán participar de los beneficios de mercado de corto plazo de energía y potencia y para el efecto podrán acordar libremente las tarifas de suministro de energía y potencia en los convenios que celebren con los generadores, distribuidores, o los comercializadores.

Mientras se desarrolla el mercado competitivo de energía, las empresas generadoras actuales que pertenecen al Sistema Interconectado Nacional, las distribuidoras y las comercializadoras que pertenezcan a aquellas o a estas, no podrán celebrar convenios de suministro de energía y potencia con una duración superior a dos (2) años y se sujetarán a las guías generales que sean desarrolladas por la Comisión de Regulación Energética.

Artículo 4°. La Comisión de Regulación podrá disponer el manejo contable separado de los convenios de suministro de energía y potencia de que trata esta Resolución.

Artículo 5°. Para efectos del artículo 3o. los interesados podrán diseñar esquemas u opciones tarifarias y de precios, así como tarifas horarios o estacionales, conforme a los criterios generales que establezca la Comisión de Regulación Energética.

Artículo 6°. Se prohíbe cualquier discriminación en el tratamiento de clientes con iguales características comerciales y de costos, otorgando a unos tarifas diferentes o condiciones preferenciales que a otros que tienen las mismas condiciones. El desconocimiento de esta norma puede dar lugar a la exclusión del infractor del régimen tarifario que se determina en la presente Resolución.

Artículo 7°. Los intercambios y las compras en bloque de energía y potencia que se destinen a satisfacer el consumo de los usuarios no definidos como grandes consumidores, se sujetarán a las tarifas fijadas por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos para dichas transacciones. Las tarifas para los intercambios de energía y potencia destinadas a cubrir el consumo de grandes consumidores industriales y comerciales serán libres.

Artículo 8°. Los usuarios a los que se refiere la presente Resolución que negocie los suministros de energía con generadores, distribuidores o comercializadores distintos a la empresa distribuidora que atiende

el área territorial en la cual está localizado su consumo, podrán hacerlo a partir de marzo de 1994, una vez la Comisión de Regulación adopte el esquema de cargos de acceso y uso a las redes de transmisión y distribución de electricidad.

Artículo 9°. Los grandes consumidores de energía a que refiere el artículo anterior, deberán instalar previamente medidores horarios. El generador, el distribuidor o el comercializador responsable por el suministro a estos consumidores, llevarán registro de las mediciones horarias respectivas y establecerán previamente el sistema de comunicación necesario para transmitir información de consumos al Centro de Despacho del Sistema Interconectado.

Artículo 10°. En el evento en que el generador, distribuidor o comercializador, establezcan que la demanda máxima efectiva del nuevo usuario, transcurridos doce (12) meses a partir de la fecha del inicio del suministro, es inferior al límite señalado en el artículo 1° inciso 2° de la presente Resolución, dejarán de considerarlo como un gran consumidor, y se someterán al régimen tarifario previsto para los usuarios no comprendidos en la respectiva clasificación.

Artículo 11°. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias, en especial la Resolución JNT-080 del 8 de junio de 1993 expedida por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 17 de diciembre de 1993.

Presidente,

Guido Alberto Nule Amín.

Coordinador General,

Manuel Ignacio Dussán.

**RESOLUCION NUMERO 012 de 1993
(diciembre 27)**

por la cual se modifica el sistema tarifario para las empresas privadas y mixtas que prestan el servicio de acueducto.

La COMISION DE REGULACION ENERGETICA, en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por el artículo 11 del Decreto 2119 de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que se ha solicitado a la Comisión de Regulación Energética equiparar con las empresas oficiales, el tratamiento tarifario de energía eléctrica a las sociedades de naturaleza privada o mixta que prestan el servicio público de acueducto.

RESUELVE:

Artículo 1o. Las empresas distribuidoras de energía eléctrica aplicarán la misma clasificación tarifaria definida para los acueductos oficiales a las empresas privadas y mixtas que presten el servicio público domiciliario de acueducto.

Artículo 2o. Para efectos de la presente Resolución, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Empresa privada de acueducto: Empresa cuyo capital está conformado por aportes particulares y tienen como objeto social la distribución municipal de agua apta para el consumo humano. Las entidades surgidas de convenios internacionales que tienen la misma finalidad, se incluirán en esta definición.

Empresa mixta de acueducto: Empresa en la cual las entidades territoriales y las entidades descentralizadas territorialmente o por servicios, posean el cincuenta por ciento (50%) de su capital social, y tengan por objeto la distribución municipal de agua apta para el consumo humano.

Artículo 3o. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial** o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 27 de diciembre de 1993.

Presidente,

Guido Alberto Nule Amín.

Coordinador General,

Manuel Ignacio Dussan.

**RESOLUCION NUMERO 013 DE 1993
(diciembre 30)**

por la cual se establece la tasa de actualización para las tarifas no-residenciales del servicio de energía eléctrica.

La COMISION DE REGULACION ENERGETICA, en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por el artículo 11 del Decreto 2119 de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que el decreto 2119 de 1992, en su artículo 11o. establece la competencia de la Comisión de Regulación Energética para determinar el sistema tarifario del sector eléctrico;

Que la Comisión de Regulación Energética en su sesión del 21 de diciembre de 1993 aprobó la tasa de actualización para las tarifas no-residenciales del servicio de energía eléctrica.

RESUELVE:

Artículo 1o. Con excepción de las tarifas de los convenios que se suscriban con los grandes consumidores industriales y comerciales definidos de acuerdo con la Resolución 010 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética, a partir del 1o. de enero de 1994, la tasa de actualización de las tarifas no-residenciales, excepto las del sector comercial, que se encuentran por encima de la meta establecida en la Resolución No. 070 de 1993 proferida por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos será de 1.115% mensual. A partir de la misma fecha, las tarifas comerciales que se encuentren por encima de la meta determinada en la resolución JNT-070 de 1993, se actualizarán al 0.36% mensual.

Artículo 2o. Salvo las tarifas de los convenios que se suscriban con los grandes consumidores industriales y comerciales definidos de acuerdo con la Resolución 010 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética, las tarifas de los usuarios no-residenciales con una demanda máxima mensual superior a 0.5 MW y que se encuentren por debajo de las metas definidas por la Resolución JNT-070 de 1993, llegarán a esta meta es seis (6) meses iniciando el 1o. de enero de 1994. La empresa informará oportunamente a la Comisión de Regulación Energética el plan acordado.

Artículo 3o. A partir del 1o. de enero de 1994, la tasa de actualización para las tarifas no-residenciales, no previstas en el artículo anterior y que se encuentren por debajo de las metas establecidas en la Resolución JNT-070 de 1993, será la determinada en la Resolución JNT-218 de 1992. Las tarifas no-residenciales que se encuentren en la meta determinada en la Resolución JNT-070 de 1993 se actualizarán de acuerdo al Índice de Costos del Sector Eléctrico.

Artículo 4o. Las tarifas de conexión al servicio residencial y no-residencial y el valor de otros cobros autorizados mediante resoluciones tarifarias se reajustarán el 1o. de enero de 1994 en un 21%.

Artículo 5o. A partir del 1o. de enero de 1994 y, sin perjuicio de lo establecido en las Resoluciones No. 192 de 1992 y No. 030 de 1993 expedidas por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, la tasa de actualización de las tarifas no-residenciales para la Electrificadora de San Andrés y la Empresa de Energía del Amazonas será del 1.6% mensual.

Artículo 6o. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 30 de diciembre de 1993.

Presidente,

Guido Alberto Nule Amín.

Coordinador General,

Manuel Ignacio Dussán.

**RESOLUCION NUMERO 014 DE 1993
(diciembre 30)**

**por la cual se establece la tasa de actualización para las tarifas
residenciales del servicio de energía eléctrica.**

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA, en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por el artículo 11 del Decreto 2119 de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que el decreto 2119 de 1992, en su artículo 11o. establece la competencia de la Comisión de Regulación Energética para determinar el sistema tarifario del sector eléctrico;

Que la Comisión de Regulación Energética en su sesión del 21 de diciembre de 1993 aprobó la tasa de actualización para las tarifas residenciales del servicio de energía eléctrica.

RESUELVE:

Artículo 1o. A partir del 1o. de enero de 1994, la tasa de actualización para el cargo fijo y las tarifas residenciales que se encuentren por debajo de las metas establecidas en la Resolución JNT-070 de 1993 será del 1.6% mensual.

Parágrafo. A partir del 1o. de enero de 1994 y, sin perjuicio de lo establecido en las resoluciones No. 192 de 1992 y No. 030 de 1993 expedidas por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos, la tasa de actualización de las tarifas residenciales para la Electrificadora de San Andrés y la Empresa de Energía del Amazonas será del 1.6% mensual.

Artículo 2o. A partir del 1o. de enero de 1994, las tarifas residenciales que se encuentren en las metas definidas en la Resolución JNT-070 de 1993 se actualizarán con el Índice de Costos del Sector Eléctrico. A

partir de la misma fecha, la tasa de actualización para las tarifas que se encuentren por encima de la meta establecida por la Resolución JNT-070 de 1993 será del 1.115% mensual.

Artículo 3o. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 30 de diciembre de 1993.

Presidente,

Guido Alberto Nule Amín.

Coordinador General,

Manuel Ignacio Dussán.

**RESOLUCION NUMERO 015 DE 1993
(diciembre 30)**

**por la cual se precisa en alcance de la Resolución No. 070 de 1993
expedida por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos.**

La COMISION DE REGULACION ENERGETICA, en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por el artículo 11 del Decreto 2119 de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que el decreto 2119 de 1992, en su artículo 11o. establece la competencia de la Comisión de Regulación Energética para determinar el sistema tarifario del sector eléctrico;

Que la Resolución No. 070 de 1993 expedida por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos definió los criterios de política tarifaria del servicio de energía eléctrica,

RESUELVE:

Artículos 1º, 2º y 3º derogados por el artículo 3º de la Resolución 058 de 1994 de la CREG.

Artículo 4o. Sin perjuicio de lo establecido en disposiciones anteriores, la meta tarifaria para los consumos comerciales, industriales y provisionales será el 120% del costo de referencia y para los consumos especiales y oficiales será el 100% del costo de referencia.

Parágrafo. El presente artículo también se aplicará para los usuarios industriales y comerciales que se clasifican como ventas en bloque.

Artículo 5o. **Derogado por el artículo 3° de la Resolución 058 de 1994.**

Artículo 6o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 30 de diciembre de 1993.

Presidente,

Guido Alberto Nule Amín.

Coordinador General

Manuel Ignacio Dussán.

**RESOLUCION NUMERO 006 DE 1994
(marzo 29)**

**por la cual se establece una opción tarifaria para usuarios
comerciales del sector eléctrico**

LA COMISION DE REGULACION ENERGETICA en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por el artículo 11 del Decreto 2119 del 29 de diciembre de 1992, y

CONSIDERANDO:

Que actualmente los usuarios comerciales del sector eléctrico están sujetos a una tarifa igual para las veinticuatro horas del día, sin que cuenten con alternativas tarifarias.

Que con el propósito de racionalizar costos, deben establecerse opciones tarifarias que permitan un aplanamiento de la curva de carga del sistema eléctrico colombiano.

Que la Comisión de Regulación Energética en su sesión del 16 de marzo de 1994 aprobó la tarifa industrial horaria como opción tarifaria para el sector comercial.

RESUELVE:

Artículo 1o. A partir de la vigencia de la presente resolución, los usuarios comerciales de las empresas distribuidoras de energía eléctrica podrán acogerse a la tarifa industrial horaria establecida para cada nivel de tensión, para lo cual instalarán por su cuenta los contadores respectivos.

Parágrafo. Los usuarios comerciales que deseen acogerse al nuevo sistema tramitarán la respectiva solicitud ante la empresa distribuidora de energía eléctrica.

**L. 142/94, art. 14.1
D. 1842/91, arts. 3 a 10**

Artículo 2o. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta de Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 29 de marzo de 1994

Presidente,

Guido Alberto Nule Amín.

Coordinador General

Manuel Ignacio Dussan.

**RESOLUCION NUMERO 009 DE 1994
(mayo 27)**

**por la cual se modifica el artículo 2 de la Resolución No. 013
del 30 de diciembre de 1993, expedida por la
Comisión de Regulación Energética**

LA COMISION DE REGULACION ENERGETICA en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por el artículo 11° del Decreto 2119 del 29 de diciembre de 1992.

CONSIDERANDO:

Que mediante la Resolución CRE-013 de 1993, la Comisión de Regulación Energética determinó la tasa de actualización para las tarifas no-residenciales del servicio de energía eléctrica.

Que el mandato contenido en el artículo 2 de la Resolución CRE-013 de 1993, debe adecuarse a la meta tarifaria establecida para el sector no-residencial por la resolución 070 de 1993 expedida por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos.

RESUELVE:

Artículo 1o. Modifícase el artículo 2 de la Resolución 013 de 1993, expedida por la Comisión de Regulación Energética, el cual quedará así:

"Salvo las tarifas de los convenios que se suscriban con los grandes consumidores industriales y comerciales definidos de acuerdo con la Resolución 010 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética, las tarifas de energía y potencia de los usuarios no-residenciales con una demanda máxima mensual superior a 0.5 MW se ajustarán, por separado, hasta alcanzar las metas establecidas en la Resolución JNT-070 de 1993. Las metas se alcanzarán a más tardar el 1o. de diciembre de 1994, incluyendo las reducciones que sean necesarias para llevar estas tarifas a las metas definidas en la resolución mencionada".

"La empresa informará oportunamente a la Comisión de Regulación Energética el plan acordado".

Artículo 2o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta de Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 27 de mayo de 1994

Presidente,

Guido Nule Amín.

Coordinador General,

Manuel Ignacio Dussan.

**RESOLUCION NUMERO 017 DE 1994
(junio 27)**

**por la cual se delega en los alcaldes la fijación
de tarifas de energía eléctrica.**

COMISION DE REGULACION ENERGETICA en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por el artículo 3o. del Decreto 1253 de 1993, en desarrollo del Decreto 2119 del 29 de diciembre de 1992.

CONSIDERANDO:

Que corresponde a la Comisión de Regulación Energética la fijación de las tarifas por la prestación del servicio de energía eléctrica los usuarios finales.

Que esta facultad puede ser delegada en otras entidades públicas, conforme a los mandatos constitucionales y legales, en función de los postulados de desconcentración (sic), de las actividades administrativas, y de eficacia en la prestación de los servicios públicos.

Que en ejercicio de las atribuciones conferidas por el artículo 11 del Decreto 2119 de 1992, la Comisión de Regulación Energética decidió delegar en los alcaldes de los municipios las características que señalen en la parte resolutoria de esta providencia, la facultad de fijar las tarifas por la prestación del servicios de electricidad a los usuarios finales.

RESUELVE:

Artículo 1o. Delegar en los alcaldes de los municipios que cumplan las siguientes condiciones, la facultad de fijar las tarifas por el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales:

- Que se encuentren clasificados en la sexta categoría, según definición establecida en el artículo 5o. de la Ley No. 136 de 1994; es decir, aquellos municipios con población inferior a siete mil (7.000) habitantes y con ingresos anuales no superiores a cinco (5.000) salarios mínimos legales mensuales.

- Que no integren el Sistema Interconectado Nacional.

- Que las plantas de generación eléctrica sean de propiedad del municipio y la organización administrativa del servicio se atienda con funcionarios vinculados a su planta de personal.

- Que tales plantas de generación tengan una capacidad inferior a dos mil (2000) kw. Si se tienen más de una planta, la sumatoria de las capacidades no puede superar los kw determinados.

En el acto que fije las tarifas se hará constar, en forma expresa, el cumplimiento de las anteriores condiciones.

Artículo 2o. Las tarifas que sean fijadas deben cubrir, como máximo, los siguientes costos directamente relacionados con la prestación del servicio: administración, operación, mantenimiento y depreciación, así como una rentabilidad razonable sobre los activos.

Artículo 3o. Para la fijación de las tarifas, los funcionarios delegados tendrán en cuenta los siguientes factores que integrarán la respectiva estructura tarifaria:

- Un cargo fijo, que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso. Su valor dependerá del estrato socioeconómico en el que se encuentre clasificado el inmueble, si estuviere definido.

- Un cargo por unidad de consumo, que refleje siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos que varíen con el nivel de consumo como la demanda por el servicio.

- Un cargo por aportes de conexión el cual podrá cubrir los costos involucrados en la conexión del usuario al servicio.

- Un cargo de reconexión e instalación a los usuarios morosos, sobre los saldos insolutos, capitalizados los intereses.

Artículo 4o. Para fijar las tarifas de suministro de energía eléctrica, el alcalde deberá observar el siguiente trámite:

a. Previo a su fijación (sic), deberá celebrar un convenio para la prestación del servicio con cada uno de los usuarios, en el cual se hará constar las condiciones mínimas de prestación del servicio, la forma y

oportunidad de pago, la presentación de quejas y reclamos originados en la irregular o deficiente prestación del servicio, así como las demás previsiones que estimen necesarias.

En el convenio se expresará que las tarifas se regirán por las disposiciones que expida el funcionario con base en la presente resolución.

b. Agotada la etapa anterior, el Alcalde expedirá la resolución mediante la cual fijará las tarifas. Este acto, debidamente motivado, se difundirá públicamente, por los medios de comunicación que estimen adecuados.

c. El funcionario delegado remitirá, dentro de los ocho (8) días siguientes a la fecha de su expedición, copia de la resolución a la Comisión de Regulación Energética, así como a la Superintendencia de Industria y Comercio y al Instituto Colombiano de Energía Eléctrica -ICEL-. No es necesario el visto bueno de las entidades mencionadas par que la resolución entre en vigencia.

Artículo 5o. La responsabilidad por el ejercicio de la función delegada corresponderá exclusivamente al delegatario, en los términos de la Constitución Política y la Ley. La Comisión de Regulación Energética podrá reformar o revocar dicho acto, conforme a la normatividad jurídica vigente.

Artículo 6o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta de Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 27 de junio de 1994

Presidente,

Guido Alberto Nule Amín.

Coordinador General,

Manuel Ignacio Dussan.

**RESOLUCION NUMERO 001 DE 1994
(noviembre 2)**

por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por el Sistema de Transmisión Nacional y se regula la liquidación y administración de las cuentas originadas por los cargos de uso de dicho sistema.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de las facultades emanadas de las Leyes 142 y 143 de 1994 y de los decretos 1524 y 2253 de 1994, tiene la facultad de regular la prestación de los servicios de generación, comercialización, transmisión y distribución local y definir las metodologías y cargos máximos por acceso y uso de los sistemas de distribución;

Que se hace necesario reglamentar el transporte de energía eléctrica por el Sistema de Transmisión Nacional, y el mecanismo para la liquidación y administración de las cuentas que se originen por concepto de los cargos de uso de este sistema;

RESUELVE:

Artículo 1o. **Definiciones.** Para efectos de la presente resolución, y de las demás reglamentaciones que desarrollen aspectos relacionados con la transmisión de energía eléctrica, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

- **Acceso a las redes.** Se entiende como la utilización de los sistemas de transmisión o distribución local mediante el pago de los cargos por uso y conexión correspondientes, con los derechos y deberes que se establecen en el código de redes.

- **Acuerdo de conexión.** Es el que suscriben las partes interesadas para regular las relaciones técnicas, administrativas y comerciales de las conexiones al Sistema de Transmisión Nacional, o a un Sistema de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local, el cual incluye el acuerdo de pago del cargo de conexión.

- **Agente económico.** Cualquiera de las personas a las que se refiere el artículo 15 de la Ley 142 de 1994.

- **Autogenerador.** Agente económico que produce y consume energía eléctrica en un solo predio de extensión continua, exclusivamente para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o con personas vinculadas económicamente.

- **Código de redes.** Conjunto de reglas expedidas por la Comisión, a las cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector y las demás personas que usen el sistema de transmisión nacional, regional o local. Incluye también reglas sobre el uso de redes de distribución, que para sus efectos se denominará "Código de Distribución".

- **Comercialización de energía eléctrica.** Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

- **Comercializador de energía eléctrica.** Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.
- **Comisión.** La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994, y 21 de la Ley 143 de 1994.
- **Conexiones al sistema de transmisión nacional.** Bienes que permiten conectar un generador, un sistema de transmisión regional, un sistema de distribución local, o un gran consumidor, al sistema de transmisión nacional.
- **Distribuidor local.** Persona natural o jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un sistema de distribución local.
- **Empresa.** Son empresas, para los efectos de esta resolución, todas aquellas que se ajusten a la definición del artículo 25 del Código de Comercio, las empresas industriales y comerciales del Estado, y especialmente, las empresas de servicios públicos a las que se refiere la Ley 142 de 1994.
- **Empresas de servicios públicos.** Las que regula el capítulo I del Título I, de la ley 142 de 1994.
- **Generador.** Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica.
- **Gran consumidor.** Persona natural o jurídica, con una demanda máxima igual o superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de energía eléctrica se realizan a precios acordados libremente.
- **Mercado mayorista.** Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos sobre cantidades y precios definidos.
- **Reglamento de Operación.** Conjunto de reglas establecidas para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional. Mientras la Comisión adopta dicho reglamento, se dará cumplimiento al "Acuerdo Reglamentario de Operación".
- **Servicio público de electricidad o de energía eléctrica.** Comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1 de la Ley 143 de 1994 y el numeral 14.25 de la Ley 142 de 1994.
- **Servidumbre de Acceso.** Límite a la propiedad que impone la Comisión a un transportador o distribuidor local, estableciendo las condiciones técnicas y económicas en que debe facilitar la conexión de un generador, un gran consumidor u otro transportador o distribuidor local, a la red de su propiedad.
- **Sistema de transmisión nacional.** Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

- **Sistema de transmisión regional.** Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.
- **Sistema de distribución local.** Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.
- **Superintendencia.** La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios creada por la Ley 142 de 1994, como organismo de control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan los servicios públicos.
- **Transmisión.** Actividad consistente en el transporte de energía por líneas de transmisión, y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacional o regionales.
- **Transportador.** Persona natural o jurídica que opera y transporta energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional o en un sistema de transmisión regional.
- **Unidad de planeación minero-energética (UPME).** Es una unidad administrativa especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, encargada de la planeación integral del sector minero energético, creada por el Decreto 2119 de 1992 y organizada según lo previsto en el artículo 15 de la Ley 143 de 1994.

Artículo 2o. **Ambito de aplicación.** Esta resolución se aplica a todos los agentes económicos que transportan energía eléctrica y a aquellos que se aprovechan de sus servicios.

Conforme a la ley, la actividad de transmisión de energía eléctrica es un servicio público.

Artículo 3o. **Prestadores del servicio.** Solo los agentes económicos a que se refiere esta resolución pueden prestar el servicio público de transmisión de energía eléctrica. Las empresas que se constituyan a partir de la vigencia de la Ley 143 de 1994 no podrán realizar simultáneamente, actividades de generación, transmisión o distribución, salvo la excepción prevista en el artículo 74 de la referida Ley.

El servicio de transmisión de energía por el sistema de transmisión nacional será prestado por las empresas transportadoras.

Los transportadores serán los encargados de la operación y mantenimiento de sus líneas y equipos que conforman el sistema de transmisión nacional.

La Comisión, en cumplimiento del artículo 73, numeral 18 de la ley 142 de 1994, solicitará al Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios que investigue y sancione a quienes presten el servicio de transmisión de energía eléctrica en contravención de lo dispuesto en dicha norma.

Artículo 4o. **Libre acceso a los sistemas de transmisión.** Los transportadores de energía eléctrica permitirán el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, así como en los reglamentos y códigos técnicos que expida la Comisión.

Mientras entran en vigencia tales códigos, dicho servicio se prestará con los estándares técnicos y de calidad actualmente utilizados por cada una de las empresas encargadas de su prestación.

Los actos por los cuales el propietario de una red la vincule al sistema de transmisión nacional habrán de incluir su manifestación de voluntad para aceptar el uso de la red por quienes se conecten a ella en las condiciones dispuestas por la ley y por la Comisión.

Artículo 5o. Protección de la competencia en la transmisión de energía eléctrica. Se consideran prácticas restrictivas de la competencia al desarrollar y cumplir con el código de redes, al darle mantenimiento a las redes, a las plantas de generación o a los equipos usados en el sistema, entre otras, las siguientes conductas:

- Discriminar o preferir alguna persona o grupo de personas en favor o en contra de otra u otras y, en general, cualquier violación del principio de neutralidad consagrado en las disposiciones contenidas en las Leyes 142 y 143 de 1994;

- Restringir o prevenir la libre competencia en la generación o en la oferta de energía eléctrica.

Los transportadores conservarán registros de la forma como han ejecutado y cumplido sus operaciones con sujeción al código de redes, en tal forma que la Comisión y la Superintendencia puedan establecer claramente si están cumpliendo o no con sus deberes.

Artículo 6o. Nuevas conexiones a las redes. Los transportadores de las redes existentes, o de las que se construyan, deberán permitir que se hagan nuevas conexiones y que se construyan u operen nuevas líneas, siempre y cuando se cumpla con los Códigos técnicos y demás reglamentos que expida la Comisión.

Asimismo deberán permitir que las empresas que desean construir líneas nuevas a nuevos puntos de conexión tengan acceso a las redes existentes de transmisión sin restricciones.

Artículo 7o. Sanciones. El incumplimiento de las normas de operación de los sistemas de transmisión, la omisión en la obligación de proveer el mantenimiento de las líneas, las subestaciones y los equipos asociados, las prácticas discriminatorias y de abuso de posición dominante, así como toda conducta que atente contra los principios señalados en las disposiciones regulatorias del servicio de transmisión, se sancionarán por parte de la autoridad competente conforme a las previsiones contempladas en las leyes 142 y 143 de 1994 y las normas que las reglamenten, desarrollen, modifiquen o adicione.

Artículo 8o. Criterios básicos de planeamiento. Como resultado de las atribuciones que le confiere la ley, la elaboración de los planes de expansión de referencia para el sistema de transmisión nacional es responsabilidad de la UPME, teniendo en cuenta los criterios fijados por el Ministerio de Minas y Energía para el efecto. El planeamiento de la red de transmisión de los sistemas regionales y la definición de los requerimientos de expansión de sus redes de transmisión por necesidades del sistema de distribución es responsabilidad de los transportadores.

Para realizar el planeamiento de la expansión, la UPME tendrá la asesoría de un Comité de Planeación cuya composición y funciones estarán definidas en el Código de Redes.

La expansión del sistema de transmisión nacional estará a cargo de Interconexión Eléctrica S.A. y de los demás transportadores dentro de sus sistemas regionales, teniendo en cuenta lo estipulado en el parágrafo 5o del artículo 32 de la ley 143 de 1994.

Artículo 9o. Propósito del código de redes. El propósito del código de redes es:

- Permitir el desarrollo, mantenimiento y operación de un sistema eficiente, coordinado y económico para la transmisión de energía eléctrica;

- Facilitar la libre competencia en el mercado mayorista de energía eléctrica, poniendo los sistemas de transmisión a disposición de los generadores, comercializadores, grandes consumidores y distribuidores;

- Garantizar que todos los usuarios conectados, en proceso de conexión o que proyecten conectarse al sistema de transmisión nacional tengan los mismos derechos y deberes.

Artículo 10o. Contenido del código de redes. El código de redes incluirá los siguientes aspectos principales en lo relativo a transmisión de energía:

- Condiciones de conexión, en las que se especifiquen los criterios técnicos mínimos de diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación, mantenimiento y ambientales que deben cumplir los transportadores, y cualquier persona que esté conectada, o que busque conectarse con el sistema de transmisión nacional;

- Un conjunto de códigos de operación. En ellos deben especificarse las condiciones y procedimientos de operación de los sistemas de transmisión que deben aplicar los transportadores, bajo los cuales otras personas deben operar sus instalaciones y/o sistemas de distribución de energía eléctrica respecto al sistema de transmisión. Los códigos incluirán también los procedimientos y condiciones en caso de salidas de unidades generadoras o de sus equipos asociados, en cuanto sean indispensables para proteger la seguridad de la operación del sistema bajo condiciones normales y de contingencias;

- Un código de planeación, en el que se especifique la información a ser suministrada por las personas que se encuentren conectadas o deseen conectarse al sistema de transmisión, a los transportadores para que estos planifiquen y desarrollen el sistema. Comprende también, los criterios de planeamiento que deben aplicar tanto los transportadores como las demás personas que estén conectadas o que deseen conectarse al sistema de transmisión nacional;

- Un conjunto de códigos de programación y despacho, en los que se especifiquen las condiciones y procedimientos para la programación y despacho de las plantas generadoras conectadas al sistema;

- Un código de mediciones, en el que se establezcan los procedimientos y requisitos de equipos e información necesarios para la facturación de los cargos, el despacho y el proceso de conciliación de cuentas.

Artículo 11o. Difusión del código de redes. Los transportadores entregarán o enviarán una copia del código de redes a cualquier persona que la solicite, y podrán cobrar por ella un precio razonable.

Si alguna persona considera que el precio exigido por la copia no es razonable, podrá pedirle a la Superintendencia de Servicios Públicos que fije un precio, en cumplimiento del artículo 79, numeral 13, de la Ley 142 de 1994.

Artículo 12o. Revisiones del código de redes. El Consejo Nacional de Operación y los transportadores revisarán periódicamente la experiencia en la aplicación del código de redes, con las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica. Posteriormente, enviarán a la Comisión un informe sobre el resultado de la revisión, las propuestas de reforma, si las hubiere, y cualquier queja o sugerencia presentada por escrito por cualquiera de las empresas, y que no haya sido incluida en las propuestas de reforma.

La Comisión examinará las propuestas y las demás quejas e iniciativas y, en la medida en que las considere convenientes, o de oficio, reformará el código de redes.

Los actos por los cuales el propietario de una red la vincule al sistema de transmisión nacional habrán de incluir su manifestación de voluntad para aceptar el uso de la red por quienes se conecten a ella en las condiciones dispuestas por la ley y por la Comisión.

Artículo 5o. Protección de la competencia en la transmisión de energía eléctrica. Se consideran prácticas restrictivas de la competencia al desarrollar y cumplir con el código de redes, al darle mantenimiento a las redes, a las plantas de generación o a los equipos usados en el sistema, entre otras, las siguientes conductas:

- Discriminar o preferir alguna persona o grupo de personas en favor o en contra de otra u otras y, en general, cualquier violación del principio de neutralidad consagrado en las disposiciones contenidas en las Leyes 142 y 143 de 1994;

- Restringir o prevenir la libre competencia en la generación o en la oferta de energía eléctrica.

Los transportadores conservarán registros de la forma como han ejecutado y cumplido sus operaciones con sujeción al código de redes, en tal forma que la Comisión y la Superintendencia puedan establecer claramente si están cumpliendo o no con sus deberes.

Artículo 6o. Nuevas conexiones a las redes. Los transportadores de las redes existentes, o de las que se construyan, deberán permitir que se hagan nuevas conexiones y que se construyan u operen nuevas líneas, siempre y cuando se cumpla con los Códigos técnicos y demás reglamentos que expida la Comisión.

Asimismo deberán permitir que las empresas que desean construir líneas nuevas a nuevos puntos de conexión tengan acceso a las redes existentes de transmisión sin restricciones.

Artículo 7o. Sanciones. El incumplimiento de las normas de operación de los sistemas de transmisión, la omisión en la obligación de proveer el mantenimiento de las líneas, las subestaciones y los equipos asociados, las prácticas discriminatorias y de abuso de posición dominante, así como toda conducta que atente contra los principios señalados en las disposiciones regulatorias del servicio de transmisión, se sancionarán por parte de la autoridad competente conforme a las previsiones contempladas en las leyes 142 y 143 de 1994 y las normas que las reglamenten, desarrollen, modifiquen o adicionen.

Artículo 8o. Criterios básicos de planeamiento. Como resultado de las atribuciones que le confiere la ley, la elaboración de los planes de expansión de referencia para el sistema de transmisión nacional es responsabilidad de la UPME, teniendo en cuenta los criterios fijados por el Ministerio de Minas y Energía para el efecto. El planeamiento de la red de transmisión de los sistemas regionales y la definición de los requerimientos de expansión de sus redes de transmisión por necesidades del sistema de distribución es responsabilidad de los transportadores.

Para realizar el planeamiento de la expansión, la UPME tendrá la asesoría de un Comité de Planeación cuya composición y funciones estarán definidas en el Código de Redes.

La expansión del sistema de transmisión nacional estará a cargo de Interconexión Eléctrica S.A. y de los demás transportadores dentro de sus sistemas regionales, teniendo en cuenta lo estipulado en el párrafo 5o del artículo 32 de la ley 143 de 1994.

Artículo 9o. Propósito del código de redes. El propósito del código de redes es:

- Permitir el desarrollo, mantenimiento y operación de un sistema eficiente, coordinado y económico para la transmisión de energía eléctrica;

- Facilitar la libre competencia en el mercado mayorista de energía eléctrica, poniendo los sistemas de transmisión a disposición de los generadores, comercializadores, grandes consumidores y distribuidores;

- Garantizar que todos los usuarios conectados, en proceso de conexión o que proyecten conectarse al sistema de transmisión nacional tengan los mismos derechos y deberes.

Artículo 10o. Contenido del código de redes. El código de redes incluirá los siguientes aspectos principales en lo relativo a transmisión de energía:

- Condiciones de conexión, en las que se especifiquen los criterios técnicos mínimos de diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación, mantenimiento y ambientales que deben cumplir los transportadores, y cualquier persona que esté conectada, o que busque conectarse con el sistema de transmisión nacional;

- Un conjunto de códigos de operación. En ellos deben especificarse las condiciones y procedimientos de operación de los sistemas de transmisión que deben aplicar los transportadores, bajo los cuales otras personas deben operar sus instalaciones y/o sistemas de distribución de energía eléctrica respecto al sistema de transmisión. Los códigos incluirán también los procedimientos y condiciones en caso de salidas de unidades generadoras o de sus equipos asociados, en cuanto sean indispensables para proteger la seguridad de la operación del sistema bajo condiciones normales y de contingencias;

- Un código de planeación, en el que se especifique la información a ser suministrada por las personas que se encuentren conectadas o deseen conectarse al sistema de transmisión, a los transportadores para que estos planifiquen y desarrollen el sistema. Comprende también, los criterios de planeamiento que deben aplicar tanto los transportadores como las demás personas que estén conectadas o que deseen conectarse al sistema de transmisión nacional;

- Un conjunto de códigos de programación y despacho, en los que se especifiquen las condiciones y procedimientos para la programación y despacho de las plantas generadoras conectadas al sistema;

- Un código de mediciones, en el que se establezcan los procedimientos y requisitos de equipos e información necesarios para la facturación de los cargos, el despacho y el proceso de conciliación de cuentas.

Artículo 11o. Difusión del código de redes. Los transportadores entregarán o enviarán una copia del código de redes a cualquier persona que la solicite, y podrán cobrar por ella un precio razonable.

Si alguna persona considera que el precio exigido por la copia no es razonable, podrá pedirle a la Superintendencia de Servicios Públicos que fije un precio, en cumplimiento del artículo 79, numeral 13, de la Ley 142 de 1994.

Artículo 12o. Revisiones del código de redes. El Consejo Nacional de Operación y los transportadores revisarán periódicamente la experiencia en la aplicación del código de redes, con las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica. Posteriormente, enviarán a la Comisión un informe sobre el resultado de la revisión, las propuestas de reforma, si las hubiere, y cualquier queja o sugerencia presentada por escrito por cualquiera de las empresas, y que no haya sido incluida en las propuestas de reforma.

La Comisión examinará las propuestas y las demás quejas e iniciativas y, en la medida en que las considere convenientes, o de oficio, reformará el código de redes.

Artículo 13o. **Interconexiones internacionales.** El reglamento de operaciones y el código de redes incluirán los requisitos técnicos y comerciales aplicables a las operaciones internacionales de transmisión de energía. Las bases para las tarifas por el uso del sistema y por conexiones serán iguales a las que se utilicen para las operaciones en Colombia.

Artículo 14o. **Criterios de planeación, seguridad y calidad del servicio de transmisión.** Los transportadores de las redes de transmisión deben planear, desarrollar, operar y mantener sus sistemas de transmisión de acuerdo con el código de redes y con las reglas generales que establezca la Comisión.

Los transportadores deben entregar a la Comisión, y a la Superintendencia, cuando ellas lo pidan, la información que sea necesaria para verificar cómo han cumplido con esta norma, y para que la Comisión pueda revisar la aplicación práctica de los criterios de planeación y seguridad del sistema, y los criterios de calidad del servicio.

Para la revisión de tales criterios, se seguirá el procedimiento establecido en el artículo 12o. de la presente resolución.

Artículo 15o. **Mayor confiabilidad, calidad y continuidad en el servicio de transmisión.** Cualquier gran consumidor que utilice los servicios de transmisión a través de los sistemas de distribución local y transmisión tiene derecho a exigir su prestación con la confiabilidad, calidad y continuidad especificadas en el código de redes. En el evento en que algún usuario requiera mayor confiabilidad, calidad y continuidad, debe acordar con el transportador o distribuidor local la instalación de redes de suplencia u otros medios, y asumir los costos adicionales correspondientes.

Artículo 16o. **Ingresos máximos de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional.** La regulación de los ingresos máximos por concepto de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional se hará basados en los ingresos para la totalidad de las líneas componentes de dicho sistema, teniendo como base la fórmula establecida en el Anexo No. 1 de la presente resolución.

Artículo 17o. **Bases generales de los cargos.** Las empresas transportadoras se remunerarán mediante cargos por uso y conexión a la red nacional y cargos por restricciones y servicios complementarios de red, que serán regulados mediante reglamento que expedirá la Comisión.

Los cargos serán transparentes, reflejarán los costos y serán neutrales frente a los usuarios. Los cargos por el uso del sistema de transmisión serán separados de los cargos que se cobren por las conexiones.

Artículo 18o. **Bases de los cargos por uso del sistema.** Los cargos que adopte Interconexión Eléctrica S.A. por el uso del sistema de transmisión nacional deben ser consistentes con la metodología que defina la Comisión, ser aprobadas por ésta, y publicados conforme a las siguientes instrucciones:

- Una tabla de cargos por concepto de uso del sistema de transmisión nacional;
- Una tabla de cargos, si fuere del caso, para el cobro del suministro, instalación y mantenimiento de medidores o de otros equipos auxiliares en los puntos de entrada o de salida, cuyo costo no esté incluido en los cargos por uso de la red;
- Otras materias que especifique la Comisión, con similar propósito.

Artículo 19o. **Pérdidas en el sistema de transmisión nacional.** Las pérdidas en el sistema de transmisión nacional se estimarán y se distribuirán entre las empresas de acuerdo con los criterios establecidos en el Reglamento de Operación que se halle vigente. Los cargos por uso y conexión no incluyen pérdidas.

Artículo 20o. **Bases de los cargos de conexión.** Los cargos de conexión que apruebe la Comisión, y la demás información asociada que difundan los transportadores de las redes de transmisión, debe contener:

- Una tabla que incorpore en forma detallada aquellos elementos que tengan costos significativos, incluyendo los costos de administración, operación y mantenimiento, los cuales pueden ser utilizados al hacer las conexiones en los puntos de ingreso o de salida al sistema de transmisión, por los cuales debe cobrar el propietario; y una tabla de los costos unitarios estimados de tales elementos, o una explicación del método que se utilizará para calcular tales costos;

- Los principios y la metodología a los que se ceñirán para establecer los cargos por concepto de extensiones o refuerzos del sistema de transmisión necesarios para hacer una conexión; y por concepto de las instalaciones y equipos de subestaciones necesarios para hacer la conexión. La metodología deberá ser acorde con la definida por la Comisión;

- Los principios y la metodología con base en los cuales se calcularán los cargos por desconexiones del sistema, y la remoción de instalaciones y equipos, cuando hubiere lugar a ello; e,

- Información adicional que establezca periódicamente la Comisión.

- Todas las metodologías deben ser acordes con las adoptadas por la Comisión.

Artículo 21o. **Contratos de conexión.** A solicitud de un generador, un gran consumidor, un transportador regional o un distribuidor local, Interconexión Eléctrica S.A. y los demás transportadores deben ofrecer la celebración de un contrato de conexión al sistema de transmisión nacional, o para modificar una conexión existente, que contendrá, por lo menos, las siguientes previsiones:

- Construcción de las obras que puedan requerirse para conectar el sistema nacional a cualquier otro sistema, y celebración de los actos o contratos necesarios para ello. Las condiciones técnicas de la conexión deben sujetarse a los códigos y reglamentos vigentes;

- Construcción de las obras para la extensión de los refuerzos del sistema del transportador que se hagan necesarios o apropiados al hacer conexiones, o modificaciones a una conexión existente; y celebración de los actos o contratos necesarios para ello;

- Instalación de los medidores apropiados, de los equipos de corte y protección y de otros aparatos que puedan necesitarse para permitir al transportador medir e interrumpir el suministro a través de la conexión;

- La fecha en la cual se completarán los trabajos requeridos para permitir acceso al sistema del transportador; fecha a partir de la cual, si los trabajos no están concluidos, se configura el incumplimiento del contrato, y, consecuentemente, podrá constituirse en mora al transportador, sin que medie requerimiento judicial, conforme a lo establecido en la Ley 142 de 1994;

- Materias adicionales tales como plazo del contrato, revisiones del mismo por cambios del sistema, garantías financieras y otros aspectos que se estimen conducentes para garantizar el cumplimiento del contrato.

Los cargos de conexión que deberá pagar el solicitante al transportador, se sujetarán a las bases de los cargos de conexión que haya elaborado este último.

Cuando el generador, el gran consumidor, el transportador regional o el distribuidor sea propietario del sistema de conexión no pagará cargos por este concepto.

Sin perjuicio de lo establecido en esta resolución, los propietarios de los bienes de conexión al sistema de transmisión nacional están obligados a efectuar la reposición del equipo al final de su vida útil, o en caso de pérdida total; en estos eventos, se podrán establecer nuevos contratos de conexión. Asimismo, podrán establecer convenios con transportadores o distribuidores locales para la operación y mantenimiento de esos equipos.

Artículo 22o. Cotizaciones de conexión. Los transportadores del sistema de transmisión nacional, deben suministrar al generador, gran consumidor, transportador regional o distribuidor local que esté interesado, la información necesaria para que éste pueda hacerle una solicitud de cotización de conexión.

La solicitud de cotización debe contener toda la información que permita al transportador elaborar su oferta en un plazo máximo de tres (3) meses, a partir del recibo de dicha petición.

La oferta para conexión contendrá detalladamente los siguientes aspectos:

a) Todos los trabajos que se requieran para la construcción o modificaciones de los puntos de entrada o de salida del sistema existente, o para refuerzos al sistema de conexión, o para la instalación de medidores, equipos de corte y protección u otros aparatos indispensables para que el contrato pueda cumplirse. b) Los cargos que serían aplicables si se acepta la propuesta y la fecha en la cual se terminarán las obras, si hubiere lugar a ellas.

En el caso de cargas o generadores cuya conexión implique ampliaciones o refuerzos del sistema de transmisión nacional, la solicitud de cotización debe formularse a Interconexión Eléctrica S.A. En su oferta ISA deberá detallar la capacidad de transmisión disponible en el punto de acceso al sistema y la magnitud y costo de los trabajos necesarios de refuerzo de la red nacional, en caso de que esto sea necesario para poder conectar al nuevo usuario. Si las obras de ampliación no estaban contempladas dentro de los planes de expansión utilizados para el establecimiento de los cargos, el solicitante deberá estar dispuesto a apoyar financieramente a ISA para la ejecución de tales obras, mientras se revisa la estructura de los cargos de uso.

El transportador no estará obligado a presentar una oferta si con ello viola el código de red o cualquier otra norma de carácter técnico o ambiental de forzoso cumplimiento, previa justificación de su negativa.

Artículo 23o. Servidumbre de acceso. Si transcurridos cuatro (4) meses a partir del recibo de la solicitud de cotización, el transportador no se ha puesto de acuerdo con las personas que hayan solicitado una cotización, a solicitud de las mismas la Comisión puede imponer, por la vía administrativa, una servidumbre de acceso a quien tenga derecho al uso de la red, conforme a las disposiciones previstas en la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes.

Al adoptar la decisión de imponer la ejecución de la servidumbre al transportador, la Comisión definirá, además de los aspectos técnicos y operativos pertinentes, los siguientes:

- El predio en cuyo favor se impone, que será aquel en donde se origina o capta la energía cuyo acceso a la red se pretende;

- La empresa sujeta a la servidumbre, que será aquella que tenga el uso de la red, bien como propietaria, o a cualquier otro título;

- Los cargos que puede cobrar el transportador, teniendo en cuenta las bases de los cargos que hayan sido publicados por aquél;

- Que el desempeño del transportador, en obediencia al acto que impone la servidumbre, no implique una violación de sus deberes legales, o de los códigos técnicos y normas que sean aplicables;

- Que los términos de los contratos futuros que celebre el transportador, con objeto similar al de la servidumbre, sean, en lo posible, parecidos al de la servidumbre impuesta.

En todo caso, al decidir si es necesario imponer la servidumbre, la Comisión examinará si la renuencia del transportador implica una violación de los deberes legales relacionados con el acceso o interconexión, o una conducta contraria a la libre competencia, e impondrá las sanciones del caso o solicitará a la Superintendencia su imposición, si fuere de su competencia. La imposición de la servidumbre no excluye la aplicación de las sanciones que fueren procedentes, conforme a las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes.

El solicitante puede renunciar a la servidumbre impuesta por la Comisión, y ésta dejará de ser obligatoria para el transportador.

La Comisión podrá, también, imponer servidumbres, si las partes de un contrato de acceso o conexión no se avienen en materias relacionadas con su ejecución, modificación, terminación o liquidación, en cuanto fuere necesario.

Artículo 24o. Restricciones y servicios complementarios. Los transportadores y distribuidores locales serán responsables por los sobrecostos, en el sistema de transmisión nacional, por desviaciones en el orden de mérito de los generadores ocasionadas por limitaciones en la capacidad de transmisión o por limitaciones en los sistemas de distribución; su valor será cubierto por los transportadores causantes de la restricción, en el primer caso, o por los distribuidores locales en el segundo.

El Centro Nacional de Despacho como dependencia interna de Interconexión Eléctrica S.A. proporcionará y contratará servicios complementarios del sistema de transmisión nacional, tales como reactivos, arranque, regulación de voltaje y control de frecuencia. Los servicios serán adquiridos de las fuentes más económicas disponibles y su costo será trasladado a los comercializadores.

El cobro de restricciones y servicios complementarios será gradual, en la medida en que tales criterios se vayan incluyendo en el planeamiento y expansión de la red.

La reglamentación detallada sobre los anteriores aspectos será objeto de resolución de la Comisión.

Artículo 25o. Isa y la competencia en la transmisión. Conforme a lo dispuesto por el párrafo 3 del artículo 32 de la Ley 143 de 1994, ISA no podrá participar en actividades de generación, comercialización y distribución de energía eléctrica.

Artículo 26o. Administración de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional. En desarrollo de lo dispuesto en las normas legales, para asegurar el cobro y hacer efectivo el pago de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional, se encarga a Interconexión Eléctrica S.A., ISA, de

facturar y liquidar los cargos por el uso del sistema de transmisión nacional, y administrar las cuentas que por este concepto se causen a generadores y comercializadores.

Para tales efectos, las demás empresas propietarias del sistema de transmisión nacional suscribirán convenios con ISA, en los cuales se defina la información que deben suministrarle las empresas para que pueda cumplir con el encargo anterior, así como las demás obligaciones de cada una de las partes. Si surgieren discrepancias que impidieren la celebración del convenio en un plazo máximo de tres (3) meses contados a partir del inicio de las negociaciones respectivas, la Comisión podrá mediar como árbitro técnico para la solución de tales controversias, conforme a lo dispuesto en el artículo 23, literal p, de la Ley 143 de 1994, para lo cual bastará la solicitud de una de las partes interesadas en la celebración de aquél.

Las tareas de liquidación y administración de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional que realice Interconexión Eléctrica S. A., comprenderán la aplicación de la metodología; el cálculo de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional, y su solicitud de aprobación por parte de la Comisión; la facturación a generadores y comercializadores, así como la distribución de los ingresos por este concepto entre los demás transportadores del sistema de transmisión nacional.

Artículo 27o. Liquidación de cuentas. Para realizar la liquidación de las cuentas derivadas de la aplicación de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, Interconexión Eléctrica S. A. deberá:

- a. Recolectar y verificar la información básica requerida por el modelo de cargos por uso del sistema de transmisión nacional de todos los operadores de sistemas de transmisión y usuarios de los mismos.
- b. Operar y mantener el modelo de simulación de la metodología de aplicación de cargos.
- c. Someter a aprobación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas la información base del sistema interconectado nacional para calcular los cargos.
- d. Actualizar los cargos, y someterlos a aprobación de la Comisión.
- e. Presentar a los generadores, comercializadores y transportadores de sistemas de transmisión, información completa para la elaboración de la facturación correspondiente.
- f. Atender reclamos originados en el proceso de cálculo de la facturación.

Para la actualización y el mantenimiento del modelo de cargos Interconexión Eléctrica S. A. deberá recibir la información básica completa para el cálculo de cargos por uso de la red de acuerdo con lo establecido en el reglamento pertinente. La información debe verificarse con las exigencias contempladas en el Código de Red.

Artículo 28o. Administración de cuentas. La administración de las cuentas que origina la aplicación de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional comprende, entre otras, las siguientes tareas:

- a. Elaborar y enviar las facturas de cobro por uso de la red a los generadores y comercializadores.
- b. Efectuar la gestión de cartera.
- c. Pagar a todos los operadores de red, según facturas enviadas por éstos últimos.

d. Pagar a los generadores y comercializadores que tengan cargos negativos, previa presentación de la factura de cobro por parte del respectivo agente, de acuerdo con las prioridades de pago establecidas en el Reglamento de Liquidación y Administración de Cuentas.

e. Administrar las cuentas de generadores, comercializadores y transportadores.

f. Exigir garantías financieras a generadores, comercializadores y transportadores, según sus compromisos de pago y la actualización de dichas garantías según las variaciones anuales que se produzcan en tales compromisos.

g. Hacer efectivas las garantías cuando sea del caso.

Si el total recaudado por Interconexión Eléctrica S. A. es menor que lo facturado, Interconexión Eléctrica S. A. no será responsable del faltante, pero la eficacia en el recaudo será incentivada, de acuerdo con lo establecido en el reglamento detallado de que trata el siguiente artículo. En este caso la suma recaudada se repartirá entre los transportadores de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Administración y Liquidación de Cuentas de que trata el siguiente artículo.

Artículo 29o. Reglamento detallado. Dentro de un plazo de dos (2) meses contados a partir de la vigencia de la presente resolución, Interconexión Eléctrica S.A. deberá elaborar un proyecto de Reglamento detallado para realizar la liquidación y administración de las cuentas y los requisitos que deben cumplir tanto los usuarios del sistema (Generadores y Comercializadores) como los propietarios de la red de transmisión. Este proyecto de reglamento deberá someterse a aprobación y adopción por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. En particular, deberán establecerse claramente las prioridades de pago y las características, tipo y mecanismos de otorgamiento de las garantías por parte de los usuarios del sistema, así como una fórmula que incentive a ISA en una eficiente gestión de cartera.

Para el cubrimiento del costo de esta actividad se establecerán cuotas de sostenimiento por parte de los transportadores del Sistema de Transmisión Nacional y los generadores y comercializadores que presenten cargos por uso de la red negativos.

Dentro de este reglamento Interconexión Eléctrica S.A. podrá encomendar a una entidad diferente las labores de administrador de cuentas.

Mientras es aprobado este reglamento, Interconexión Eléctrica S. A. liquidará los cargos por uso del sistema de transmisión nacional con la información disponible.

Artículo 30o. Disposiciones especiales para autogeneradores y proyectos "boo". Los autogeneradores con cualquier capacidad instalada estarán exentos del pago de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional.

Las empresas que tengan contratos de suministro de energía desarrollados bajo la modalidad "BOO", o similar, pagarán los cargos por uso correspondientes a estas centrales. En el caso de que dos o más empresas compartan tales proyectos, deberán incluir en el acuerdo escrito que celebren una definición del responsable por el pago de los cargos de transmisión a ISA y hacérselo conocer oportunamente a la Comisión.

Artículo 31o. Vigencia de la presente resolución. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 2 de Noviembre de 1994

JORGE EDUARDO COCK L.
Presidente

MANUEL IGNACIO DUSSAN V.
Coordinador General

ANEXO NUMERO 1

Fórmula Regulatoria de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional

La regulación de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional se hará con base en los ingresos para la totalidad de las líneas componentes del sistema, a partir de la siguiente fórmula:

$$M_t = R_t + K_t$$

donde:

- M_t es el ingreso de causación regulado permitido por el uso del Sistema de Transmisión Nacional en el año t ,
- R_t es el ingreso regulado permitido en el año t proveniente exclusivamente de cargos de uso del sistema de transmisión nacional, dado por la siguiente expresión:

$$R_t = R_{t-1} (IPP_t / IPP_{t-1} + X/100);$$

con $R_0 = \$ 138,595.0$ millones, evaluado al mes de septiembre de 1994,

$t = 1, 2, 3, 4, \text{etc.}$

donde:

- IPP_t es el Índice de Precios al Productor Total Nacional del mes de septiembre del año t , tomado de la sección 8 "Precios", de las estadísticas publicadas en la revista del Banco de la República.
- X es el factor de crecimiento de los ingresos permitidos, igual al cinco por ciento (5%) anual.
- K_t es el factor de corrección (positivo o negativo) que se aplica a los ingresos regulados en el año t , derivado de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$K_t = (M_{t-1} - A_{t-1}) (1 + J_{t-1}/100);$$

con $K_t = 0$ en el primer año,

donde:

A_{t-1} es el ingreso real en el año $t-1$.

J_{t-1} es la tasa DTF promedio del año $t-1$ certificada por el Banco de la República.

Para la actualización de los cargos se utilizará el Índice de Precios al Productor Total Nacional (IPP) definido anteriormente en este anexo.

JORGE EDUARDO COCK L.
Presidente

MANUEL IGNACIO DUSSAN V.
Coordinador General

RESOLUCION NUMERO 002 DE 1994
(noviembre 2)

por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, se establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de transmisión, se define el procedimiento para su pago, se precisa el alcance de la resolución 010 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética y se dictan otras disposiciones.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO:

Que la Resolución MME-CRE 010 de diciembre 17 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética, establece las condiciones de suministro a los grandes consumidores industriales o comerciales de energía eléctrica;

Que la Resolución No. 001 de 1994 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas regula la transmisión de la energía eléctrica bajo condiciones de libertad de acceso a los sistemas de transmisión de energía eléctrica, y que para este efecto se requiere establecer la metodología para definir el esquema de cargos por uso y conexión a los sistemas de transmisión y distribución;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de las facultades emanadas de las Leyes 142 y 143 de 1994 y de los decretos 1524 y 2253 de 1994, tiene la facultad de regular la prestación de los

servicios de generación, comercialización, transmisión y distribución local y definir las metodologías y cargos máximos por acceso y uso de los sistemas de transmisión;

RESUELVE:

Artículo 1o. Definiciones. Para efectos de la presente resolución, se adoptan las siguientes definiciones, además de las establecidas en la Resolución No. 001 de 1994 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas:

Periodo de carga máxima. Corresponde a las horas comprendidas entre las 9:00 y las 12:00 horas y entre las 18:00 y las 21:00 horas del día.

Periodo de carga media. Corresponde a las horas comprendidas entre las 4:00 y las 9:00 horas, entre las 12:00 y las 18:00 horas, y entre las 21:00 y las 23:00 horas del día.

Periodo de carga mínima. Corresponde a las horas comprendidas entre las 00:00 y las 4:00 horas y las 23:00 y las 24:00 horas.

CAPITULO I

CARGOS POR USO Y CONEXION DEL SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL

Artículo 2o. Cargos por uso del sistema de transmisión nacional. Los generadores y comercializadores pagarán a los transportadores, cargos por uso del sistema de transmisión nacional, de acuerdo con la metodología para el cálculo de estos cargos que se define en el Anexo No. 1, la cual establece los valores de cargos máximos que se muestran en los cuadros No. 1, para comercializadores y No. 2, para generadores, pertenecientes a dicho anexo.

Los cargos por uso del sistema de transmisión nacional incluyen una componente fija, equivalente al 15% de los ingresos regulados permitidos por este concepto.

Mientras se definen las condiciones para su vinculación al despacho integrado nacional, PROELECTRICA S. A. se sujetará a lo dispuesto en la resolución 187 de 1992 expedida por la Junta Nacional de Tarifas.

A partir de la vigencia de la presente resolución, quedan derogados los cargos a las Empresas Municipales de Cali por el uso de las redes de la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca, en lo referente a transmisión a 220 kV y transformación 220/115 kV, de que tratan los artículos 2o de la Resolución 067 de 1993 expedida por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos. Los cargos por uso de las redes a 115 kV y voltajes menores seguirán rigiéndose por lo establecido en dicha resolución. Así mismo, se deroga el factor que establece el artículo 1o de la Resolución 004 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética para calcular la demanda máxima regional que es atendida por la red a 220 kV.

Artículo 3o. Zonificación para la aplicación de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional. Los cargos máximos por uso del sistema de transmisión nacional se definen según las zonas y subzonas eléctricas contenidas en el Anexo No. 2 el cual hace parte integral de la presente resolución.

Artículo 4º. Procedimiento para la aplicación de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional. Para la aplicación de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional se procederá así:

1. A los generadores se les facturará con los cargos anuales, por cada kW instalado que se prevea esté en servicio mas de seis (6) meses acumulados anualmente, que se presentan en el cuadro No. 2 del Anexo No. 1 de esta resolución. Para estos efectos, la capacidad instalada será igual a la capacidad efectiva declarada a Interconexión Eléctrica S.A. para el proceso de planeamiento operativo del sistema interconectado nacional. Igualmente, la facturación tomará en cuenta el tipo de planta y su localización en las zonas y subzonas eléctricas contenidas en el Anexo No 2, mediante cobros mensuales equivalentes a una doceava parte del valor anual.
2. A los comercializadores se les facturará con base en los cargos horarios y estacionales que se presentan en el cuadro No. 1 del Anexo No. 1. La demanda de cada comercializador será establecida por periodos de carga media, máxima y mínima, en el mes mediante mediciones directas y refiriendo las ventas totales del comercializador al nivel de tensión de 220 kV, mediante la utilización de los factores de pérdidas de distribución, aplicables únicamente para propósitos de la facturación de estos cargos, definidos así:

*Para Tuluá, Cartago, Santander, Atlántico, Valle, Guajira, Tolima, Sucre, Cesar, Huila, Nariño, Córdoba, Cundinamarca y Magangué : Nivel IV 0.48%; Nivel III 2.55 % y Nivel II 4.12%.

*Para Bogotá, Boyacá, Quindío, Bolívar, Pereira, Cauca, Medellín, Caldas, Norte de Santander, Magdalena, Caquetá, Chocó, Cali, Antioquia y Meta: Nivel IV 1.68%; Nivel III 2.74% y Nivel II 3.46%.

*Los comercializadores tomarán las medidas necesarias para que sus usuarios tengan los equipos de medición o teled medida de las entregas horarias, según lo contemplen los códigos respectivos, en un plazo no mayor a un año después de entrar en vigencia la presente resolución. Después de esta fecha, entrarán en vigencia inmediata los cargos horarios y estacionales definidos en el cuadro No. 1 del Anexo No 1 por concepto de uso del sistema de transmisión nacional y actualizados en la forma establecida en el artículo 7o. de la presente resolución:

A partir de la fecha de vigencia de la presente resolución y durante un periodo de transición de un año, los comercializadores se facturarán con base en los cargos monomios promedio anuales por demanda de energía que se presentan en el cuadro No. 1 del Anexo No. 1. Inicialmente, para calcular la demanda facturable se tomará en cuenta la proyección anual de demanda de energía de cada comercializador registrada en el sistema interconectado nacional, discriminada por zonas, y referida a un nivel de tensión igual o superior a 220 kV. Para el caso de grandes consumidores que tengan acuerdos con comercializadores diferentes al que atiende el mercado regulado de la zona donde está ubicado el gran consumidor, su demanda se referirá al nivel de tensión de 220 kV aplicando los factores de pérdidas de distribución del numeral 2 de este artículo. Igualmente, la facturación tomará en cuenta la localización del comercializador en las zonas contenidas en el Anexo No 2. La liquidación de los cargos monomios se realizará en forma anual y anticipada en el mes de septiembre de cada año y sus resultados serán sometidos a la aprobación de la Comisión y se informarán a las empresas interesadas. Los cobros se realizarán mensualmente en sumas iguales a la doceava parte del valor anual.

3. En el caso de interconexiones internacionales, las importaciones que realice un comercializador pagarán cargos por uso del sistema de transmisión nacional como una planta de capacidad igual a la potencia máxima de la importación durante un periodo de un mes. Si las importaciones fueren realizadas por más de un comercializador, la potencia máxima mensual se prorratará entre las partes, de acuerdo con las potencias máximas mensuales individuales.

El comercializador que exporte energía pagará cargos por demanda según lo previsto en esta resolución.

Artículo 5o. **Cargos de conexión al Sistema de Transmisión Nacional.** Los generadores, grandes consumidores, transportadores regionales o distribuidores locales pagarán al propietario de la conexión, cargos de conexión al sistema de transmisión nacional, de acuerdo con la metodología para el cálculo de estos cargos que se define en el Anexo No. 1, la cual establece los valores de cargos indicativos que se muestran en el cuadro No. 3 de dicho anexo. Para estos efectos, deberán suscribir un contrato de conexión.

Si después de cuatro (4) meses de la fecha de vigencia de esta resolución, el propietario y los usuarios de la conexión al sistema de transmisión nacional no han suscrito contratos de conexión, de acuerdo con lo establecido en la resolución general sobre transmisión de energía, cualquiera de las partes podrá solicitar la intervención de la Comisión para decidir las diferencias.

Artículo 6o. **Información sobre curvas de carga típicas.** Para la estimación de los cargos horarios de transmisión, las empresas deberán proporcionar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en el término de tres meses contados a partir de la vigencia de la presente resolución, información adecuada sobre las curvas de carga típicas a los distintos niveles de tensión, durante días hábiles, sábados, domingos y días feriados.

CAPITULO II

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 7º. **Actualización de los Cargos.** Los cargos y tarifas aquí establecidos se actualizarán teniendo en cuenta la fórmula de regulación de ingresos que se establece en la resolución general sobre transmisión de energía por el sistema de transmisión nacional.

Artículo 8º. **Vigencia de los Cargos.** Los cargos máximos por uso del sistema de transmisión nacional aquí establecidos, se aplicarán a partir de la fecha de vigencia de la presente resolución a la demanda correspondiente al mercado de grandes consumidores atendidos por cada comercializador.

A partir del 1o de enero de 1995 se aplicarán los cargos por uso y conexión del sistema de transmisión nacional vigentes a esa fecha, tanto para generadores como comercializadores.

Interconexión Eléctrica S.A. utilizará las metodologías definidas en esta resolución y remitirá, para su aprobación, a la Comisión de Regulación de Energía y Gas en un plazo no mayor a un mes, los cargos por uso del sistema de transmisión nacional que propone aplicar. Interconexión Eléctrica S.A. revisará los valores de los cargos anualmente en el mes de septiembre y los someterá a aprobación de la Comisión, para ajustar los ingresos al nivel permitido por la fórmula regulatoria. Igualmente hará públicos tales cargos por uso de las redes, discriminando claramente los componentes de los mismos, de tal manera que el usuario pueda realizar una estimación adecuada de la facturación probable por el servicio.

Cuando existieren acuerdos de pago de peajes entre empresas, estas deberán informar y sustentar su cobro a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, con el fin de evaluar su conveniencia a la luz de las disposiciones contenidas en esta resolución y su transición a la metodología establecida en esta resolución. Las empresas tendrán un plazo de un mes contado a partir de la vigencia de la presente resolución, para enviar la información requerida.

Artículo 9º. **Vigencia de la presente resolución.** La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 2 de noviembre de 1994

Presidente,

Jorge Eduardo Cock L.

Coordinador General,

Manuel Ignacio Dussan V

ANEXO No 1

I. METODOLOGIA PARA EL ESTABLECIMIENTO DE CARGOS POR USO DEL SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL

A. Enfoque general

La metodología para el cálculo de cargos por uso del sistema de transmisión nacional¹ se basa en la estimación de los costos que los usuarios le imponen a la red en períodos de máxima exigencia, calculados a partir de los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red mínima capaz de manejar los flujos máximos que se ocasionan en tales períodos. Los cargos así determinados se ajustan a los requerimientos financieros para la expansión, operación y mantenimiento del sistema de transmisión nacional. Finalmente, se hace una asignación de los cargos a una componente fija y otra variable.

B. Costos unitarios de transmisión

La determinación de los cargos por uso del sistema de transmisión utiliza costos unitarios de transmisión (\$/MW-km) para cada enlace del sistema. Dichos costos se determinan a partir de costos de reposición y AOM típicos² de los sistemas de transmisión a 220-230 kV y a 500 kV, evaluados y homologados por componentes.

La determinación de la capacidad de transporte en las líneas se basa en límites térmicos o en restricciones operativas debidas a estabilidad o regulación de voltaje. Para el sistema de 220 kV se adoptan tres valores de capacidad para líneas menores de 75 kms, entre 75 y 150 kms, y mayores de 150 kms (320 MW, 250 MW y 160 MW respectivamente); para el sistema de 500 kV se adoptó una capacidad de 820 MW en 1994 y de 1300 MW en 1998.

Adicionalmente se realiza un ajuste de esta capacidad según los siguientes criterios:

¹ La metodología para el cálculo de cargos de transmisión se apoya en estudios detallados realizados por Coopers and Lybrand, en desarrollo del programa de reestructuración del sector eléctrico colombiano: "Final Reports on Phases III and IV, February and May 1994, respectively.

² Compatibles con las previsiones para reposición y mantenimientos mayores incorporadas dentro del plan de inversiones contemplado para cada transportador.

- Un factor global de 1.5842 para considerar la reserva de capacidad de transmisión en la tensión 220-230 kV. Este valor corresponde a la relación entre los MW-km de la red existente, que cumple con criterios de seguridad y confiabilidad, y los MW-km de una red mínima sin reserva.

- Los costos unitarios del sistema de 500 kV no se afectaron por ningún valor, ya que los factores de seguridad están implícitos en dicho sistema.

C. Escenarios de exigencia sobre la red

La metodología parte del establecimiento de escenarios de exigencia para la transmisión de potencia por la red, por parte de los entes involucrados en el planeamiento del sistema de transmisión nacional. Se utilizan cinco escenarios representativos de las condiciones extremas de operación del sistema hidrotérmico colombiano, con despachos factibles que causen la mayor exigencia en las líneas de transmisión. Tales escenarios son los siguientes para un año determinado:

ESCENARIOS DE EXIGENCIA

- Escenario 1: Período 1 (enero-abril), con las centrales termoeléctricas de la Costa despachadas al máximo.
- Escenario 2: Período 1 (enero-abril), con todas las centrales termoeléctricas del sistema y las hidroeléctricas de la cadena del Nare despachadas al máximo.
- Escenario 3: Período 2 (mayo-agosto), con las centrales hidroeléctricas del Guavio, Chivor, EEB y Betania despachadas al máximo.
- Escenario 4: Período 2 (mayo-agosto), con las centrales hidroeléctricas de San Carlos, Jaguas, Playas, Guadalupe y Río Grande despachadas al máximo y las de CVC y Betania despachadas a baja carga (para horas de pico solamente).
- Escenario 5: Período 3 (septiembre-noviembre) con las centrales hidroeléctricas de San Carlos, Jaguas, Playas, Guadalupe, Río Grande y las de CVC despachadas al máximo.

Para determinar las transferencias máximas que se presentan en las líneas a 220/500 kV bajo cada escenario deben simularse flujos de carga en función de los posibles despachos que puedan presentarse. Esta estimación se realiza con el modelo COMPEGET (modelo de confiabilidad y pérdidas para sistemas de generación-transmisión) desarrollado por ISA, el cual emplea el método de Montecarlo (con aproximación D.C. al flujo de carga) y tiene en cuenta la disponibilidad histórica de las plantas y el costo de operación de las unidades.

Para cada escenario estudiado y para tres condiciones de carga (máxima, media y mínima) se determinan los flujos que se presentan en la red. Para cada línea se elige el flujo máximo entre los quince casos (cinco escenarios y tres condiciones de carga), el cual se utiliza para dimensionar la red mínima.

D. Costos nodales de transmisión

La determinación de los cargos requiere la evaluación de los costos nodales de transmisión mediante la solución del modelo de transmisión que optimiza la red para cumplir con las transferencias impuestas en cada enlace bajo cada uno de los escenarios de exigencia considerados³.

La solución analítica del modelo se logra mediante la determinación de los factores de distribución de las transferencias de potencia que relacionan la carga en las diferentes líneas con la potencia inyectada en cada nodo del sistema. Estos factores se derivan de la matriz de impedancia "Z_{bus}" que se calcula como parte del proceso de evaluación del flujo de carga DC. Cada factor es de la forma:

$$\text{FACTOR}_{ij,k} = dS_{ij}/dS_k$$

donde:

- $\text{FACTOR}_{ij,k}$ es el flujo incremental resultante en la línea ij debido a un incremento de la demanda o la generación en el nodo k.

- S_{ij} es el flujo de potencia entre los nodos i y j.

- S_k es la potencia inyectada o extraída en el nodo k.

Mediante estos coeficientes resulta posible determinar los costos (o beneficios) asociados a una unidad de incremento en la demanda o en la generación en cada nodo bajo cada escenario de exigencia y nivel de la demanda, en la siguiente forma:

$$\text{COSTO}_k = \sum_e \left[\text{GD}_{k,e} \sum_{ij} \left[\frac{\text{FACTOR}_{k,ij} (\text{CU}_{ij} \text{RM}_{ij} L_{ij} + \text{CMP}_{ij})}{F_{ij,e}} \text{G}_{ij,e} \right] \right]$$

donde:

- COSTO_k es el costo en el nodo k,

- $\text{GD}_{k,e}$ el valor de la demanda (negativo) o generación (positivo), del nodo k en el escenario e (MW),

- CU_{ij} el costo unitario de la línea ij (\$/MW-km),

- RM_{ij} es la capacidad de la línea ij en la red mínima (MW)

- L_{ij} la longitud de la línea ij (kms),

³ El modelo se basa en la determinación de la red de mínimo costo de inversión y AOM sujeta a la restricción de poder transportar los envíos necesarios para el abastecimiento de la demanda en cada nodo en los diferentes escenarios de exigencia.

- CPM_{ij} es el costo del par de módulos terminales de la línea ij,
- $G_{ij,e}$ la función Weibull utilizada para la asignación de la exigencia en la línea ij a cada escenario e (entre 0 y 1 dependiendo de su carga e ignorando la dirección del flujo),
- $F_{ij,e}$ es el flujo de potencia por la línea ij en el escenario e.

La estimación de estos indicadores requiere el conocimiento de los costos unitarios de inversión y de AOM según los criterios mencionados anteriormente. Su derivación requiere también de la selección de un nodo flotante dado que los flujos incrementales dependerán del destino o fuente de la generación o demanda incremental. Para ello se seleccionó el nodo "tierra", que implica que una demanda incremental se atiende por todas las centrales en operación y en forma proporcional a su despacho. Se efectúa un ajuste adicional para asignar el 50% del costo de transmisión a los comercializadores y el 50% restante a los generadores.

E. Determinación de los cargos

Los cargos por uso de la red se determinan a partir de los costos (beneficios) nodales incrementales en la siguiente forma:

Para generadores: Se establecen cargos por kW instalado⁴, obtenidos como el cociente entre el costo (beneficio) promedio anual de transmisión que origina la inyección de generación (estimado según el despacho de la central bajo cada escenario de exigencia y nivel de la demanda) y la capacidad instalada.

Para comercializadores: Se establecen cargos por kWh de demanda en cada nodo y bajo cada escenario de exigencia y nivel de demanda calculados como la relación entre el costo (beneficio) de transmisión que origina la extracción de potencia en cada período y la demanda de energía correspondiente.

Como parte integral de la metodología se realiza también un ajuste de los cargos con el objeto de garantizar el nivel de ingreso requerido por la actividad global de transmisión nacional⁵. A tal efecto, el total de ingresos por parte de los generadores se ajusta de modo que resulte igual al 50% del requerimiento financiero, dentro del proceso metodológico para la determinación de los cargos.

El mayor o menor valor del total de los ingresos por cargos corresponde entonces a los comercializadores. Dicho valor se escala mediante un factor fijo de modo que se alcance el restante 50% del requerimiento financiero.

Adicionalmente, se definen zonas para la aplicación de cargos homogéneos, dentro de las cuales la variación de los cargos resulta menor.

Finalmente, se hace una asignación de los cargos a una componente fija (cargos fijos igual al 15% del requerimiento financiero total), y a una componente variable del 85%.

⁴ Los kW instalados son los asociados con cada nodo y tipo de central.

⁵ Para el ejercicio inicial, el plan de inversiones que remuneran los cargos es el incluido en el documento VC-DASEC-010-93 del 28 de diciembre de 1993 "Perspectivas del Negocio de Transmisión de Energía Eléctrica en Colombia" de la Financiera Energética Nacional.

F. Revisión de la estructura de cargos

La estructura de cargos se revisará cada tres años aplicando la metodología antes descrita a la red y condiciones del sistema existentes en ese año. Para los tres años siguientes se establecerán valores de referencia de los cargos mediante una interpolación lineal entre los cargos correspondientes a dicho año y los calculados para la configuración y condiciones del sistema proyectadas cinco años después, aplicando también la metodología descrita anteriormente⁶.

Anualmente se ajustarán los cargos a los ingresos regulados, de acuerdo con la fórmula de regulación de ingresos que se establece en la resolución general sobre transmisión de energía por el sistema de transmisión nacional.

G. Distribución de los ingresos entre los propietarios de la red.

La distribución de los ingresos que se causen por concepto de cargos por uso se calcula asociando a cada empresa las partes de la red mínima que remunera la metodología antes descrita. Esto asegura una total correspondencia entre los ingresos de los cargos por uso de la red y los pagos a los diferentes propietarios. Los porcentajes resultantes para 1995 al aplicar esta metodología son los siguientes: 7.81% para la Empresa de Energía de Bogotá; 6.30% para las Empresas Públicas de Medellín; 2.89% para la Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca; 0.47% para la Central Hidroeléctrica de Caldas; 0.20% para la Central Hidroeléctrica de Betania; 1.64% para la Electrificadora de Santander; 72.68% para Interconexión Eléctrica S. A.; 0.53% para Centrales Eléctricas de Norte de Santander; 7.38% para la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica; y 0.10% para la Electrificadora de Boyacá. Los porcentajes anteriores se revisarán anualmente en el mes de septiembre.

H. Valores de los cargos máximos.

Los valores de los cargos máximos calculados mediante la aplicación de la metodología atrás descrita para los años de 1994 y 1995 se muestran en el cuadro No. 1, para comercializadores y en el cuadro No. 2, para generadores, pertenecientes a este anexo. También se muestran en esos cuadros, a título informativo, los valores de los cargos para 1996, 1997 y 1998.

II. METODOLOGIA PARA EL ESTABLECIMIENTO DE CARGOS DE CONEXION AL SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL

A. Descripción de la metodología.

Los cargos de conexión se calculan a partir de un inventario de los activos que conectan las empresas de distribución al Sistema de Transmisión Nacional, valorados a precios de reposición con costos unitarios representativos y actualizados con el Índice de costos del Sector Eléctrico a octubre de 1994. Estos activos comprenden los módulos de transformación a 220/500 kV y los transformadores con voltaje primario 220/500 kV⁷.

⁶ Para el cálculo de los cargos de esta resolución el primer año considerado fue 1994.

⁷ Con el fin de compatibilizar los cargos ya establecidos para el caso de la CVC con EMCALI, las conexiones de CVC incluyen los módulos de transformación a 115 kV.

Para cada empresa se calcula el costo anual equivalente de estos activos utilizando una tasa de descuento del 10% anual y una vida útil de 25 años. Los costos anuales de administración, operación y mantenimiento se estiman como un 2% del costo total de los activos.

De esta forma se establecen los cargos de conexión para las empresas cuyas redes de distribución se encuentran conectadas directamente al Sistema de Transmisión Nacional, las cuales son: Electrificadora del Atlántico, Electrificadora de Bolívar, Electrificadora de Sucre, Electrificadora del Magdalena, Electrificadora de Córdoba, Electrificadora de La Guajira, Electrificadora del Cesar, Empresas Públicas de Medellín, Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca, Central Hidroeléctrica de Caldas, Electrificadora del Tolima, Empresas Municipales de Cali, Centrales Eléctricas del Cauca, Centrales Eléctricas de Nariño, Empresa de Energía de Bogotá⁸, Electrificadora de Boyacá, Electrificadora de Santander, Centrales Eléctricas de Norte de Santander, Empresa de Energía de Arauca y Electrificadora del Meta⁹.

Por otra parte, las empresas que se encuentran conectadas indirectamente al Sistema de Transmisión Nacional deberán pagar cargos a las empresas que prestan estos servicios.

B. Valores de los cargos.

Los valores indicativos de los cargos, calculados mediante la aplicación de la metodología aparecen en el cuadro No. 3 de este anexo.

Presidente,

Coordinador General,

JORGE EDUARDO COCK L.

MANUEL IGNACIO DUSSAN V.

.....

ANEXO No 2

ZONIFICACION ELECTRICA PARA COMERCIALIZADORES Y GENERADORES

Para la aplicación a los comercializadores de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional se tendrán en cuenta las siguientes zonas eléctricas:

- 1. ZONA 1.** Es la zona comprendida por las siguientes subestaciones a 230 y 500 kV: Chinú, Cerromatoso, Copey, Cuestecitas, Fundación, Sabanalarga, Santa Marta, Soledad, Ternera y Valledupar.

⁸ En este caso, se distribuyó el cargo de conexión entre EEB, EEC y META, ya que estas últimas empresas se conectan al Sistema de Transmisión Nacional a través del sistema de distribución de EEB.

⁹ Dado que actualmente esta empresa se conecta a través del sistema de EEB, se calcula un cargo de conexión indirecto que deberá ser pagado a la EEB hasta tanto entre en operación la subestación La Reforma.

- 2. ZONA 2.** Es la zona comprendida por las siguientes subestaciones a 230 y 500 kV: Banadía, Comuneros, Bucaramanga, Caño Limón, Cúcuta, Ocaña, Palos, Samoré, San Mateo y Toledo.

- 3. ZONA 3.** Es la zona comprendida por las siguientes subestaciones a 230 y 500 kV: Ancón, Balsillas, Barbosa, Chivor, Circo, Enea, Envigado, Esmeralda, Guatapè, Guaca, Ibagué, La Mesa, Malena, Mariquita, Miraflores, Noroeste, Occidente, Oriente, Paipa, Pereira, Playas, Salto, Sur, Torca, Tunal y Villavicencio.

- 4. ZONA 4.** Es la zona comprendida por las siguientes subestaciones a 230 y 500 kV: Betania, Cartago (sin la demanda de las Empresas Municipales de Cartago, la cual se considera en la Zona 3), Junín, Juanchito, Pance, Pasto, Popayán, Tumaco, y Yumbo.

Para la aplicación a los generadores de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional se tendrán en cuenta las siguientes subzonas eléctricas, comprendidas dentro de las cuatro zonas anteriores:

- 1. SUBZONA 1A.** Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Termocartagena, Chinú, Las Flores y Barranquilla.

- 2. SUBZONA 1B.** Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Interconexión con Venezuela, Termoguajira y Termoballenas.

- 3. SUBZONA 2A.** Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Termobarranca y Palenque.

- 4. SUBZONA 2B.** Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Tasajero y Tibú.

- 5. SUBZONA 3A.** Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: San Francisco, Colegio, Gualanday, Guaca, Paraíso, Prado, Menores Tolima, Salto, Canoas, Laguneta y Termozipaquirá.

- 6. SUBZONA 3B.** Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Chivor, Guavio, Ocoa y Paipa.

- 7. SUBZONA 3C.** Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Guadalupe III y IV, Troneras, Río grande, Tasajera, Guatapè, Jaguas, Calderas, Playas y San Carlos.

- 8. SUBZONA 4A.** Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Alto y Bajo Anchicayá, Calima, Salvajina, Menores CVC, Yumbo, Térmica a Gas del Valle y Tabor.

- 9. SUBZONA 4B.** Comprende por las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Florida, Ríomayo, Menores Nariño y Menores Cauca.

- 10. SUBZONA 4C.** Comprende las subestaciones que conectan las siguientes plantas de generación: Betania y Menores Huila.

Presidente, Coordinador General,

JORGE EDUARDO COCK L.

MANUEL IGNACIO DUSSAN V.

**RESOLUCION NUMERO 003 DE 1994
(noviembre 2)**

**por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por
los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.**

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de las facultades emanadas de las Leyes 142 y 143 de 1994 y de los decretos 1524 y 2253 de 1994, tiene la facultad de regular la prestación de los servicios de generación, comercialización, transmisión y distribución local y definir las metodologías y cargos máximos por acceso y uso de los sistemas de distribución;

Que se hace necesario reglamentar el transporte de energía eléctrica por los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local;

RESUELVE:

Artículo 1o. **Definiciones.** Para efectos de la presente resolución, y de las demás reglamentaciones que desarrollen aspectos relacionados con la distribución de energía eléctrica, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

- **Acceso a las redes.** Se entiende como la utilización de los sistemas de transmisión o distribución local mediante el pago de los cargos por uso y conexión correspondientes, con los derechos y deberes que se establecen en el código de redes.

- **Acuerdo de conexión.** Es el que suscriben las partes interesadas para regular las relaciones técnicas, administrativas y comerciales de las conexiones a los Sistemas de Transmisión Regional o a un Sistema de Distribución Local, el cual incluye el acuerdo de pago del cargo de conexión.

- **Agente económico.** Cualquiera de las personas a las que se refiere el artículo 15 de la ley 142 de 1994.

- **Autogenerador.** Agente económico que produce y consume energía eléctrica en un solo predio de extensión continua, exclusivamente para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o con personas vinculadas económicamente.

- **Código de redes.** Conjunto de reglas expedidas por la Comisión, a las cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector y las demás personas que usen el sistema de transmisión nacional, regional o local. Incluye también reglas sobre el uso de redes de distribución, que para sus efectos se denominará "Código de Distribución".

- **Comercialización de energía eléctrica.** Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

- **Comercializador de energía eléctrica.** Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.

- **Comisión.** La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994, y 21 de la Ley 143 de 1994.

- **Conexiones a los sistemas de transmisión regional o de distribución local.** Bienes que permiten conectar un generador, un sistema de transmisión regional, un sistema de distribución local, o un gran consumidor, a los sistemas de transmisión regional y distribución local.

- **Distribuidor local.** Persona natural o jurídica que opera y transporta energía eléctrica en un sistema de distribución local.

- **Empresa.** Son empresas, para los efectos de esta resolución, todas aquellas que se ajusten a la definición del artículo 25 del código de comercio, las empresas industriales y comerciales del Estado, y especialmente, las empresas de servicios públicos a las que se refiere la ley 142 de 1994.

- **Empresas de servicios públicos.** Las que regula el capítulo I del Título I, de la ley 142 de 1994.

- **Generador.** Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica.

- **Gran consumidor.** Persona natural o jurídica, con una demanda máxima igual o superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de energía eléctrica se realizan a precios acordados libremente.

- **Mercado mayorista.** Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos sobre cantidades y precios definidos.

- **Reglamento de Operación.** Conjunto de reglas establecidas para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional. Mientras la Comisión adopta dicho reglamento, se dará cumplimiento al "Acuerdo Reglamentario de Operación".

- **Servicio público de electricidad o de energía eléctrica.** Comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1 de la ley 143 de 1994 y el numeral 14.25 de la ley 142 de 1994.

- **Servidumbre de Acceso.** Límite a la propiedad que impone la Comisión a un transportador o distribuidor local, estableciendo las condiciones técnicas y económicas en que debe facilitar la conexión de un generador, un gran consumidor u otro transportador o distribuidor local, a la red de su propiedad.

- **Sistema de transmisión nacional.** Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

- **Sistema de transmisión regional.** Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

- **Sistema de distribución local.** Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

- **Superintendencia.** La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios creada por la ley 142 de 1994, como organismo de control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan los servicios públicos.

- **Transmisión.** Actividad consistente en el transporte de energía por líneas de transmisión, y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacional o regionales.

- **Transportador.** Persona natural o jurídica que opera y transporta energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional o en un sistema de transmisión regional.

- **Unidad de planeación minero-energética (UPME).** Es una unidad administrativa especial, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, encargada de la planeación integral del sector minero energético, creada por el decreto 2119 de 1992 y organizada según lo previsto en el artículo 15 de la Ley 143 de 1994.

Artículo 2o. **Ambito de aplicación.** Esta resolución se aplica a todos los agentes económicos que transportan o distribuyen energía eléctrica y a aquellos que se aprovechan de sus servicios.

Conforme a la ley, la actividad de distribución de energía eléctrica es un servicio público.

Artículo 3o. **Prestadores del servicio.** Solo los agentes económicos a que se refiere esta resolución pueden prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica. Las empresas que se constituyan a partir de la vigencia de la ley 143 de 1994 no podrán realizar simultáneamente, actividades de generación, transmisión o distribución, salvo la excepción prevista en el artículo 74 de la referida ley.

El servicio de transmisión de energía por los sistemas de transmisión regional y distribución local será prestado por las empresas transportadoras y distribuidoras locales.

Los transportadores y distribuidores locales serán los encargados de la operación y mantenimiento de sus sistemas de transmisión regional y distribución local.

Las empresas que están prestando el servicio de transporte y distribución local de energía eléctrica continuarán haciéndolo; y si es necesario, según el artículo 56 de la Ley 143 de 1994, celebrarán el contrato de concesión previsto en ella, es decir:

- Podrán encargarse de la organización, prestación, mantenimiento y gestión de las actividades de transporte y distribución local, por su cuenta y riesgo;

- Lo harán en forma temporal, por el tiempo que defina el municipio con el que se haga el contrato, que será aquel que tenga el mayor número de usuarios potenciales, y siempre que la duración del contrato esté conforme con lo dispuesto en el artículo 62 de la ley 143 de 1994;

- Lo harán bajo la vigilancia y control del municipio aludido, y de los demás organismos previstos en las leyes 142 y 143 de 1994;

- Actuarán con sujeción a las leyes mencionadas, a los actos administrativos que las desarrollen, y al contrato de concesión que para el efecto celebren. La sujeción a las leyes mencionadas implica que la continuidad en la prestación del servicio de transporte y distribución local, que se facilitará por medio del contrato de concesión, no permitirá eliminar la libre competencia ni excluir a otros agentes económicos que deseen prestarlo en el municipio concedente, o en los vecinos (artículo 7 de la Ley 143 de 1994).

La Comisión, en cumplimiento del artículo 73, numeral 18 de la ley 142 de 1994, solicitará al Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios que sancione a quienes presten el servicio de transporte de energía eléctrica en contravención de lo dispuesto en dicha norma.

Artículo 4o. **Libre acceso a los sistemas de distribución.** Los transportadores y distribuidores locales de energía eléctrica permitirán el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias aplicables a esta materia, así como en los reglamentos y códigos técnicos que expida la Comisión.

Mientras entran en vigencia tales códigos, dicho servicio se prestará con los estándares técnicos y de calidad actualmente utilizados por cada una de las empresas encargadas de su prestación.

Artículo 5o. **Protección de la competencia en la distribución de energía eléctrica.** Se consideran prácticas restrictivas de la competencia al desarrollar y cumplir con el código de redes, en lo relativo a distribución, al darle mantenimiento a las redes, a las plantas de generación o a los equipos usados en el sistema, entre otras, las siguientes conductas:

- Discriminar o preferir alguna persona o grupo de personas en favor o en contra de otra u otras y, en general, cualquier violación del principio de neutralidad consagrado en las disposiciones contenidas en las Leyes 142 y 143 de 1994;

- Restringir o prevenir la libre competencia en la generación o en la oferta de energía eléctrica.

Los operadores de los sistemas de transmisión regional y distribución local conservarán registros de la forma como han ejecutado y cumplido sus operaciones para acatar el código de redes, en lo relativo a distribución, en tal forma que la Comisión y la Superintendencia puedan determinar con facilidad si están cumpliendo o no con sus deberes.

Artículo 6o. Nuevas conexiones a las redes. Los operadores de los sistemas de transmisión regional y distribución local existentes, o de los que se construyan, deberán permitir que se hagan nuevas conexiones y que se construyan u operen nuevas líneas o redes, siempre y cuando cumplan con los Códigos técnicos y demás reglamentos que expida la Comisión.

Asimismo deberán permitir que las empresas que desean construir líneas nuevas a nuevos puntos de conexión tengan acceso a las redes existentes de transmisión regional o distribución local sin restricciones.

Artículo 7o. Sanciones. El incumplimiento de las normas de operación de los sistemas de transmisión regional y distribución local, la omisión en la obligación de proveer el mantenimiento de las líneas y redes, las subestaciones y los equipos asociados, las prácticas discriminatorias y de abuso de posición dominante, así como toda conducta que atente contra los principios señalados en las disposiciones regulatorias del servicio de distribución, se sancionarán por parte de la autoridad competente conforme a las previsiones contempladas en las leyes 142 y 143 de 1994 y las normas que las reglamenten, desarrollen, modifiquen o adicionen.

Artículo 8o. Criterios básicos de planeamiento. El planeamiento de los sistemas de transmisión regional y distribución local y los requerimientos de expansión de sus redes es responsabilidad de los transportadores y distribuidores locales. La conciliación y compatibilización de los distintos procesos de planeación será realizada por la UPME, quien tendrá la asesoría de un Comité de Planeación cuyas funciones y composición se detallan en el Código de Red, en lo relativo a distribución que expedirá la Comisión.

La expansión de los sistemas de transmisión regional y distribución local estará a cargo de los transportadores y distribuidores locales dentro de sus sistemas.

Artículo 9o. Propósitos del código de redes, en lo relativo a distribución El propósito del código de redes en lo relativo a distribución es:

- Permitir el desarrollo, mantenimiento y operación de un sistema eficiente, coordinado y económico para el transporte de energía eléctrica en los sistemas de transmisión regional y distribución local;
- Facilitar la libre competencia en el mercado mayorista de energía eléctrica, poniendo los sistemas de transmisión regional y distribución local a disposición de los generadores, comercializadores, grandes consumidores y distribuidores;
- Garantizar que todos los usuarios conectados, en proceso de conexión o que proyecten conectarse a los sistemas de transmisión regional y distribución local tengan los mismos derechos y deberes.

Artículo 10o. Contenido del código de redes en lo relativo a distribución. El código de redes en lo relativo a distribución incluirá los siguientes aspectos principales:

- Condiciones de conexión, en las que se especifiquen los criterios técnicos mínimos de diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación, mantenimiento y ambientales que deben cumplir los transportadores y distribuidores locales, y cualquier persona que esté conectada, o que busque conectarse con los sistemas de transmisión regional o distribución local;
- Un conjunto de códigos de operación. En ellos deben especificarse las condiciones y procedimientos de operación que deben aplicar los transportadores y distribuidores locales, bajo los cuales otras personas deben operar sus instalaciones y/o sistemas de distribución de energía eléctrica respecto al sistema de

transmisión. Los códigos incluirán también los procedimientos y condiciones en caso de salidas de unidades generadoras o de sus equipos asociados, en cuanto sean indispensables para proteger la seguridad de la operación del sistema bajo condiciones normales y de contingencias;

- Un código de planeación, en el que se especifique la información a ser suministrada por las personas que se encuentren conectadas o deseen conectarse a los sistemas de transmisión regional y distribución local, a los transportadores y distribuidores locales para que estos planifiquen y desarrollen el sistema. Comprende también, los criterios de planeamiento que deben aplicar tanto los transportadores y distribuidores locales como las demás personas que estén conectadas o que deseen conectarse a los sistemas de transmisión regional y distribución local.

Artículo 11o. Difusión del código de redes en lo relativo a distribución Los transportadores y distribuidores locales entregarán o enviarán una copia del código de redes en lo relativo a distribución a cualquier persona que la solicite, y podrán cobrar por ella un precio razonable.

Si alguna persona considera que el precio exigido por la copia no es razonable, podrá pedirle a la Superintendencia de Servicios Públicos que fije un precio, en cumplimiento del numeral 79.13 de la ley 142 de 1994.

Artículo 12o. Revisiones del código de redes en lo relativo a distribución. El Comité de Planeación de que trata el artículo 8o de esta resolución revisará periódicamente la experiencia en la aplicación del código de redes en lo relativo a distribución, con las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica. Posteriormente, enviará a la Comisión un informe sobre el resultado de la revisión, las propuestas de reforma, si las hubiere, y cualquier queja o sugerencia presentada por escrito por cualquiera de las empresas, y que no haya sido incluida en las propuestas de reforma.

La Comisión examinará las propuestas y las demás quejas e iniciativas y, en la medida en que las considere convenientes, o de oficio, reformará el código de redes en lo relativo a distribución.

Artículo 13o. Criterios de Planeación, seguridad y calidad del servicio de distribución. Los transportadores de los sistemas de transmisión regional y distribución local deben planear, desarrollar, operar y mantener sus sistemas de acuerdo con el código de redes, en lo relativo a distribución, y de acuerdo con las reglas generales que establezca la Comisión.

Los transportadores y distribuidores locales deben entregar a la Comisión, y a la Superintendencia, cuando ellas lo pidan, la información que sea necesaria para verificar cómo han cumplido con esta norma, y para que la Comisión pueda revisar cómo funcionan en la práctica los criterios de planeación y seguridad del sistema, y los criterios de calidad del servicio.

Para la revisión de tales criterios, se seguirá el procedimiento establecido en el artículo 12o. de la presente resolución.

Artículo 14o. Mayor confiabilidad, calidad y continuidad en el servicio de distribución. Cualquier gran consumidor que utilice los servicios de transporte a través de los sistemas de distribución local y transmisión tiene derecho a exigir su prestación con la confiabilidad, calidad y continuidad especificadas en el código de redes. En el evento en que algún usuario requiera mayor confiabilidad, calidad y continuidad, debe acordar con el transportador o distribuidor local la instalación de redes de suplencia u otros medios, y asumir los costos adicionales correspondientes.

Artículo 15o. Bases Generales de los Cargos. Las empresas transportadoras y distribuidoras locales se remunerarán mediante cargos por uso y conexión, que serán regulados mediante reglamento que expedirá la Comisión.

Los cargos serán transparentes, reflejarán los costos y serán neutrales frente a los usuarios. Los cargos por el uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local serán separados de los cargos que se cobren por las conexiones.

Artículo 16o. Bases de los cargos por uso del sistema. Los cargos que adopten los transportadores regionales y distribuidores locales por el uso de los sistemas, deben sujetarse a la metodología que defina la Comisión, ser aprobadas (sic) por ésta, y publicados conforme a las siguientes instrucciones:

- Una tabla de cargos por concepto de uso del sistema de transmisión regional y distribución local;
- Una tabla de cargos, si fuere del caso, para el cobro del suministro, instalación y mantenimiento de medidores o de otros equipos auxiliares en los puntos de entrada o de salida, cuyo costo no esté incluido en los cargos por uso de las redes;
- Otras materias que especifique la Comisión, con similar propósito.

Artículo 17o. Bases de los cargos de conexión. Los cargos de conexión, que apruebe la Comisión, y la demás información asociada que preparen y publiquen los transportadores de los sistemas de transmisión regional y distribución local, deben incluir:

- Una tabla que incorpore en forma detallada aquellos elementos que tengan costos significativos, incluyendo los costos de administración, operación y mantenimiento, los cuales pueden ser utilizados al hacer las conexiones en los puntos de ingreso o de salida a los sistemas de transmisión regional y distribución local, por los cuales debe cobrar el propietario; y una tabla de los costos unitarios estimados de tales elementos, o una explicación del método que se utilizará para calcular tales costos;
- Los principios y la metodología a los que se ceñirán para establecer los cargos por concepto de extensiones o refuerzos de los sistemas de transmisión regional y distribución local necesarios para hacer una conexión; y por concepto de las instalaciones y equipos de subestaciones necesarios para hacer la conexión. La metodología deberá ser acorde con la definida por la Comisión;
- Los principios y la metodología con base en los cuales se calcularán los cargos por desconexiones del sistema, y la remoción de instalaciones y equipos, cuando hubiere lugar a ello; e,
- Información adicional que establezca periódicamente la Comisión.
- Todas las metodologías deben ser acordes con las adoptadas por la Comisión.

Artículo 18o. Contratos de conexión. A solicitud de un generador, un gran consumidor, otro transportador regional o distribuidor local, los transportadores regionales y distribuidores locales deben ofrecer la celebración de un contrato de conexión al sistema de transmisión regional o distribución local, o para modificar una conexión existente, que contendrá por lo menos las siguientes precisiones:

- Construcción de las obras que puedan requerirse para conectar el sistema de distribución o transmisión regional a cualquier otro sistema, y celebración de los actos o contratos necesarios para ello. Las

condiciones técnicas de la conexión deben estar en un todo de acuerdo con los códigos y reglamentos vigentes;

- Construcción de las obras para la extensión de los refuerzos del sistema del transportador o distribuidor local que se hagan necesarios o apropiados al hacer conexiones, o modificaciones a una conexión existente; y celebración de los actos o contratos necesarios para ello;
- Instalación de los medidores apropiados, de los equipos de corte y protección y de otros aparatos que puedan necesitarse para permitir al transportador o distribuidor local medir e interrumpir el suministro a través de la conexión;
- La fecha en la cual se completarán los trabajos requeridos para permitir acceso al sistema del transportador o distribuidor local, fecha a partir de la cual, si los trabajos no están concluidos, se configura el incumplimiento del contrato, y, consecuentemente, podrá constituirse en mora al transportador, sin que medie requerimiento judicial, conforme a lo establecido en la Ley 142 de 1994;
- Materias adicionales tales como plazo del contrato, revisiones del mismo por cambios del sistema, garantías financieras y otros aspectos que se estimen conducentes para garantizar el cumplimiento del contrato.

Los cargos de conexión que deberá pagar el solicitante al transportador o distribuidor local, estarán en todo de acuerdo con las bases de los cargos de conexión que haya elaborado éste.

Cuando el generador, el gran consumidor, el transportador regional o el distribuidor local sea propietario del sistema de conexión no pagará cargos por este concepto.

Sin perjuicio de lo establecido en esta resolución, los propietarios de los bienes de conexión a los sistemas de transmisión regional y distribución local están obligados a efectuar la reposición del equipo al final de su vida útil, o en caso de pérdida total; en estos eventos, se podrán establecer nuevos contratos de conexión. Asimismo, podrán establecer convenios con transportadores o distribuidores locales para la operación y mantenimiento de esos equipos.

Artículo 19o. Cotizaciones de conexión. Los transportadores de los sistemas de transmisión regional o distribución local, deben suministrar al generador, gran consumidor, transportador regional o distribuidor local que esté interesado, la información necesaria para que éste pueda hacerle una solicitud de cotización de conexión.

La solicitud de cotización debe contener toda la información que permita al transportador elaborar su oferta en un plazo máximo de tres (3) meses, a partir del recibo de dicha petición.

La oferta para conexión contendrá detalladamente los siguientes aspectos: a) Todos los trabajos que se requieran para la construcción o modificaciones de los puntos de entrada o de salida del sistema existente, o para refuerzos al sistema de conexión, o para la instalación de medidores, equipos de corte y protección u otros aparatos indispensables para que el contrato pueda cumplirse. b) Los cargos que serían aplicables si se acepta la propuesta y la fecha en la cual se terminarán las obras, si hubiere lugar a ellas.

El transportador o distribuidor local no estará obligado a presentar una oferta si con ello viola el código de red o cualquier otra norma de carácter técnico o ambiental de forzoso cumplimiento, previa justificación de su negativa.

Artículo 20o. **Servidumbre de acceso.** Si transcurridos cuatro (4) meses a partir del recibo de la solicitud de cotización, el transportador o distribuidor local no se ha puesto de acuerdo con las personas que hayan solicitado una cotización, a solicitud de las mismas la Comisión puede imponer, por la vía administrativa, una servidumbre de acceso a quien tenga derecho al uso de la red, conforme a las disposiciones previstas en la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes.

Al adoptar la decisión de imponer la ejecución de la servidumbre al transportador o distribuidor local, la Comisión definirá, además de los aspectos técnicos y operativos pertinentes, los siguientes:

- El predio en cuyo favor se impone, que será aquel en donde se origina o capta la energía cuyo acceso a la red se pretende;
- La empresa sujeta a la servidumbre, que será aquella que tenga el uso de la red, bien como propietaria, o a cualquier otro título;
- Los cargos que puede cobrar el transportador o distribuidor local, teniendo en cuenta las bases de los cargos que hayan sido publicados por aquél;
- Que el desempeño del transportador o distribuidor local, en obediencia al acto que impone la servidumbre, no implique una violación de sus deberes legales, o de los códigos técnicos y normas que sean aplicables;
- Que los términos de los contratos futuros que celebre el transportador o distribuidor local, con objeto similar al de la servidumbre, sean, en lo posible, parecidos al de la servidumbre impuesta.

En todo caso, al decidir si es necesario imponer la servidumbre, la Comisión examinará si la renuencia del transportador o distribuidor local implica una violación de los deberes legales relacionados con el acceso o conexión, o una conducta contraria a la libre competencia, e impondrá las sanciones del caso o solicitará a la Superintendencia su imposición, si fuere de su competencia. La imposición de la servidumbre no excluye la aplicación de las sanciones que fueren procedentes, conforme a las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994 y demás normas concordantes.

El solicitante puede renunciar a la servidumbre impuesta por la Comisión, y ésta dejará de ser obligatoria para el transportador o distribuidor local.

La Comisión podrá, también, imponer servidumbres, si las partes de un contrato de acceso o conexión no se avienen en materias relacionadas con su ejecución, modificación, terminación o liquidación, en cuanto fuere necesario.

Artículo 21o. **Vigencia de la presente resolución.** La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 2 de noviembre de 1994

Presidente,

Coordinador General,

Jorge Eduardo Cock L.

Manuel Ignacio Dussan V.

**RESOLUCION NUMERO 004 DE 1994
(noviembre 2)**

por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de distribución de energía eléctrica, se establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de distribución, se define el procedimiento para su pago, se precisa el alcance de la resolución 010 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética y se dictan otras disposiciones.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO:

Que la Resolución MME-CRE 010 de diciembre 17 de 1993, expedida por la Comisión de Regulación Energética, establece las condiciones de suministro a los grandes consumidores industriales o comerciales de energía eléctrica;

Que la Resolución No. 003 de 1994, expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, regula la distribución de la energía eléctrica bajo condiciones de libertad de acceso a los sistemas de distribución de energía eléctrica, y para el efecto se requiere establecer la metodología para definir el esquema de cargos por uso y conexión a los sistemas de distribución;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de las facultades emanadas de las Leyes 142 y 143 de 1994 y de los decretos 1524 y 2253 de 1994, tiene la facultad de regular la prestación de los servicios de generación, comercialización, transmisión y distribución local y definir las metodologías y cargos máximos por acceso y uso de los sistemas de distribución;

RESUELVE:

Artículo 1o. **Definiciones.** Para efectos de la presente resolución, se adoptan las siguientes definiciones, además de las establecidas en la resolución No. 003 de 1994 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas:

Periodo de carga máxima. Corresponde a las horas comprendidas entre las 9:00 y las 12:00 horas y entre las 18:00 y las 21:00 horas del día.

Periodo de carga media. Corresponde a las horas comprendidas entre las 4:00 y las 9:00 horas, entre las 12:00 y las 18:00 horas, y entre las 21:00 y las 23:00 horas del día.

Periodo de carga mínima. Corresponde a las horas comprendidas entre las 00:00 y las 4:00 horas y las 23:00 y las 24:00 horas.

CAPITULO I

CARGOS POR USO Y CONEXION DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION REGIONAL Y DISTRIBUCION LOCAL

Artículo 2o. Cargos por uso de los sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Los comercializadores y los grandes consumidores a través de éstos, pagarán a los distribuidores locales los cargos máximos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local, de acuerdo con la metodología para el cálculo de estos cargos que se define en el Anexo No. 1, la cual establece los valores de cargos máximos que se muestran en el cuadro No. 1, perteneciente a dicho anexo.

Estos cargos incluyen todos los costos asociados con los sistemas eléctricos necesarios para llevar el suministro desde la conexión al sistema de transmisión nacional hasta el punto de entrega al usuario. No incluyen el costo de la generación asociada a las pérdidas de distribución dentro de unas condiciones de eficiencia definidas por la Comisión, el cual deberá ser asumido por el comercializador.

Lo referente al pago de la porción de los ingresos que les corresponde a otros propietarios de redes dentro del mercado del distribuidor local, será regulado en resolución aparte.

Cuando un transportador o un distribuidor local demuestre que una parte del sistema de transmisión regional o distribución local asociado a un determinado nivel de tensión, está siendo utilizada en forma exclusiva por un grupo de usuarios, podrá solicitar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas una revisión de los cargos por uso del sistema de distribución en el respectivo nivel de tensión, mediante solicitud motivada y debidamente sustentada en un estudio técnico.

Artículo 3o. Liquidación de cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local. Los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional o distribución local se liquidarán al comercializador mediante el cargo binomio (\$/kW-mes y \$/kWh) del cuadro No. 1 del Anexo No. 1, aplicable a la energía mensual extraída del sistema de distribución y a la demanda máxima del mes, de acuerdo con el siguiente procedimiento: Por Energía el cargo correspondiente de dicho anexo. Por Potencia así: a) Si se efectúa medición de potencia máxima, el cargo por potencia, contenido en el cuadro No. 1 del Anexo No. 1, afectado por el factor de diversidad o de contribución en el período de carga máxima; b) Si se cuenta con medición horaria se aplica el cargo por potencia del cuadro No. 1 del Anexo No. 1 a la potencia promedio calculada como el cociente entre la energía medida en las horas del período de carga máxima y el número de horas en ese período, para cada mes de facturación.

Durante un período de transición de un año, contado a partir de la vigencia de esta resolución, a los comercializadores con usuarios que no dispongan de equipos de medición simultánea de energía y potencia, o de medición horaria de energía, se les facturará el cargo monomio equivalente (\$/kWh) del cuadro No. 1 del Anexo No. 1, aplicable a la energía mensual extraída del sistema de distribución, según el nivel de tensión.

Artículo 4º. Cargos de conexión a los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Cuando un generador o un nuevo gran consumidor que no haya estado conectado con anterioridad al sistema de distribución en el cual se localiza su consumo, y el generador o nuevo gran consumidor no sea el propietario de los activos de conexión a los sistemas de transmisión regional o de distribución local, pagará cargos de conexión al propietario de los mismos. Estos cargos serán aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, previa solicitud motivada presentada por el titular de los derechos de propiedad de las redes eléctricas, o por la persona a quien se haya confiado la administración u operación de las mismas.

A partir de la vigencia de la presente resolución, los grandes consumidores de energía no se registrarán por las tarifas de conexión al servicio no residencial que habían sido establecidas mediante resoluciones expedidas por la Junta Nacional de Tarifas. Si el gran consumidor ya estuviere conectado a un sistema de distribución local, no pagará el cargo de conexión referido en este artículo, en cuyo caso se asume que, para este efecto, canceló la tarifa de conexión anteriormente vigente.

Artículo 5o. Información sobre curvas de carga típicas. Para la estimación de los cargos horarios de distribución, las empresas deberán proporcionar a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en el término de tres meses contados a partir de la vigencia de la presente resolución, información adecuada sobre las curvas de carga típicas a los distintos niveles de tensión, durante días hábiles, sábados, domingos y días feriados.

CAPITULO II

DISPOSICIONES FINALES

Artículo 6o. Actualización de los cargos. Los cargos y tarifas aquí establecidos se actualizarán mediante el Índice de Precios al Productor total nacional de que trata el Anexo No. 1 de la resolución general sobre transmisión de energía por el sistema de transmisión nacional.

Artículo 7o. Vigencia de los cargos. Los cargos máximos por uso del sistema de transmisión regional y distribución local aquí establecidos, se aplicarán a partir de la fecha de vigencia de la presente resolución a la demanda correspondiente al mercado de grandes consumidores atendidos por cada comercializador.

A partir de del 1o de enero de 1995 se aplicarán los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local.

Las empresas aplicarán las metodologías definidas en esta resolución y, con sujeción a los cargos máximos establecidos, remitirán para su aprobación, a la Comisión de Regulación de Energía y Gas en un plazo no mayor a un mes, los cargos que proponen aplicar a los usuarios de las redes de su propiedad.

Los transportadores o distribuidores locales harán públicos los cargos que aplicarán por conexión y uso de las redes, discriminando claramente los componentes de los mismos, de tal manera que el usuario pueda realizar una estimación adecuada de la facturación probable por el servicio.

Los transportadores de los sistemas de transmisión regional y distribuidores locales que realicen también la función de comercialización de su propio mercado no se facturarán cargos por uso de redes entre los negocios de distribución y comercialización hasta tanto no entre en vigor la separación contable de que será reglamentada en forma separada.

Artículo 8o. Vigencia de la presente resolución. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 2 de noviembre de 1994

Presidente,

Coordinador General,

JORGE EDUARDO COCK L.

MANUEL IGNACIO DUSSAN V.

.....

ANEXO No 1

METODOLOGIA PARA EL ESTABLECIMIENTO DE CARGOS POR USO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION REGIONAL Y DISTRIBUCION LOCAL

A. Metodología

Para cada una de las empresas distribuidoras se realiza un inventario de las redes de transmisión regionales a los niveles de tensión IV y III (incluyendo transformación hasta la red primaria que opera a la tensión II). Los activos fueron valorados a precios de reposición de diciembre de 1993 y actualizados con el Índice de costos del Sector Eléctrico a octubre de 1994.

Los activos de las redes de distribución comprenden: a) líneas de transmisión a las tensiones de los Niveles IV y III, b) módulos de líneas y de transformadores y transformación hasta tensiones del Nivel III, c) transformadores con tensión secundaria del Nivel II y sus módulos de alta tensión correspondientes.

Los activos se agruparon en la siguiente forma:

- . Activos de transmisión regional.
- . Activos de transmisión regional al Nivel III (líneas, transformadores y módulos asociados).
- . Activos de transformación hasta la tensión del Nivel II (transformadores y módulos de transformador del lado de alto voltaje).

Para cada empresa se calcula el costo anual equivalente de estos activos utilizando una tasa de descuento del 10% anual y una vida útil de 25 años. Los costos anuales de administración, operación y mantenimiento se estimaron como un 2% del costo del total del activo¹⁰. Dentro del proceso de cálculo se asigna el 100% del costo de las subestaciones y el 85% del costo de las líneas a la demanda por potencia, y el 15% del costo de las líneas, a la demanda por energía¹¹.

¹⁰ Para líneas que atraviesan zonas con contaminación salina se utilizó el 3.5%.

¹¹ Este criterio de asignación es similar al utilizado en los estudios realizados sobre costos de distribución por consultores para la Junta Nacional de Tarifas en 1993.

Para el cálculo de los cargos se utilizó la demanda de energía en el mercado propio de cada empresa para el año de 1993. Estas demandas se estimaron a partir de la información suministrada por ISA sobre la energía disponible histórica de 1993. La desagregación de las demandas de energía por niveles de tensión se obtuvo considerando las proporciones de asignación de la demanda según niveles de tensión, de acuerdo con estudios más detallados sobre estos aspectos^{12,13}.

Con base en lo anterior, se obtuvieron los cargos "estampilla" por energía y por potencia para las etapas individuales de: Conexión, Nivel IV, Nivel III y transformación hasta el nivel II.

Los costos de distribución en el Nivel de tensión II se determinaron como la suma de los costos medios estimados de transformación hasta el Nivel II y los costos marginales asociados a la distribución de energía eléctrica en el nivel de tensión primaria, para cada una de las 30 empresas distribuidoras de energía del país¹⁴.

El modelo econométrico utilizado para el cálculo de los costos de distribución primaria explica los costos directos de inversión, operación y mantenimiento para cualquier empresa, como una función logarítmica lineal de los flujos útiles de energía en cada nivel de tensión, del salario promedio por trabajador y de la densidad de carga (número de usuarios por kilómetro de red), correspondientes a cada empresa. Los costos totales de inversión, operación y mantenimiento se estiman incrementando los costos directos anteriores con un porcentaje que cubre los costos de administración, los costos de inversión en activos no eléctricos, y otros costos indirectos.

Por otra parte, los costos directos de clientela se explican como una función logarítmica lineal del número de usuarios y del salario medio de la empresa. Los costos totales de clientela se estiman incrementando los costos directos con el mismo margen de costos indirectos anterior.

Los costos marginales se obtienen derivando las respectivas funciones de costos totales, utilizando un escenario de eficiencia. Este escenario de eficiencia se construye corrigiendo los flujos de energía y potencia en cada etapa con niveles de pérdidas típicos de sistemas de distribución primaria (1.5%), y ajustando los costos laborales unitarios a los salarios regionales de referencia.

A partir de los cargos de las etapas individuales y con las pérdidas técnicas que se producen en cada nivel de tensión, se obtuvieron los cargos acumulados para cada nivel de tensión. Dichas pérdidas se estimaron según los porcentajes de pérdidas consignados en el estudio citado para cada empresa distribuidora.

Para suavizar impactos muy elevados sobre los usuarios, se estableció una estructura de costos de distribución que toma en consideración el promedio nacional de cada nivel de tensión, acotando los costos en cada empresa al 120% de dicho promedio. De acuerdo con este criterio, los valores superiores al establecido como cota superior se asumen como inversión social, y no se incluyen como referencia tarifaria. En consecuencia, la reposición de la infraestructura con carácter de inversión social debe realizarse con fuentes de financiamiento alternativas a las tarifas.

B. Valores de los cargos.

¹² Informe final del estudio "Costos de Distribuir y Comercializar Electricidad", presentado por José Ignacio Coral M. a la Comisión de Regulación Energética en el mes de marzo de 1994.

¹³ El modelo utilizado para el cálculo de los costos supone que toda la energía que se suministra a los usuarios finales ingresa secuencialmente desde el nivel de tensión IV hacia los niveles de tensión III, II y I.

¹⁴ El estudio detallado de estos costos fue realizado por el consultor José Ignacio Coral M. en "Costos de Distribuir y Comercializar Electricidad", Santafé de Bogotá, marzo de 1994.

Los valores de los cargos máximos, calculados mediante la aplicación de la metodología aparecen en el cuadro No. 1 de este anexo

JORGE EDUARDO COCK L.
Presidente

MANUEL IGNACIO DUSSAN V.
Coordinador General

RESOLUCION NUMERO 008 DE 1994
(30 de noviembre)

por la cual se modifica el artículo 1o. de la Resolución No. 009 de 1994 expedida por la Comisión de Regulación Energética.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994.

RESUELVE:

Artículo 1o. Modificar el artículo 1o. de la Resolución No. 009 de 1994 expedida por la Comisión de Regulación Energética, el cual quedará así:

Salvo las tarifas de los convenios que se suscriban con los grandes consumidores industriales y comerciales definidos de acuerdo con la Resolución 010 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética, las tarifas de los usuarios no-residenciales con una demanda máxima mensual superior a 0.5 MW se ajustarán, por separado, hasta alcanzar las metas establecidas por la Resolución JNT-070 de 1993 expedida por la Junta Nacional de Tarifas. Las tarifas que se encuentren por debajo de la meta, las alcanzarán a más tardar el 31 de diciembre de 1994 y las que se encuentren por encima de la meta la alcanzarán, a más tardar, el 1o. de diciembre de 1995.

La empresa informará oportunamente a la Comisión de Regulación Energética el plan acordado.

Artículo 2o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta de Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 30 de noviembre de 1994

Presidente,

Jorge Eduardo Cock L.

Coordinador General,

Manuel Ignacio Dussan V.

RESOLUCION NUMERO 009 DE 1994
(Diciembre 7)

por la cual se dictan disposiciones sobre contratos de energía eléctrica durante el periodo de transición hacia un mercado libre y se modifica parcialmente el Acuerdo Reglamentario para el Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Nacional.

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS, en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por la Leyes 142 y 143 de 1994, en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994,

CONSIDERANDO:

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de las facultades emanadas de las leyes 142 y 143 de 1994 y de los Decretos 1542 y 2253 de 1994, tiene asignada la competencia para regular los servicios de generación, comercialización y distribución de energía eléctrica, de determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia y de establecer los criterios generales para la celebración de los contratos de energía;

Que de acuerdo con el mandato contenido en el artículo 42 de la Ley 143 de 1994 y en los artículos 35, 73, 16 y 74.1 de la Ley 142 de 1994, es indispensable establecer reglas claras para que las empresas comercializadoras y distribuidoras compren la energía requerida para garantizar el servicio a los usuarios directamente atendidos por ellas, mediante procedimientos que aseguren condiciones de libre competencia,

RESUELVE:

CAPITULO 1

Disposiciones Generales

Artículo 1o. **Definiciones.** Para efectos de la presente resolución y en general para interpretar las disposiciones que rigen el funcionamiento del mercado mayorista de energía en el periodo de transición, se adoptan las siguientes definiciones:

Bolsa de Energía. Sistema en el mercado mayorista para que generadores y comercializadores efectúen transacciones de energía hora a hora, adicionales a las establecidas bilateralmente en los contratos de energía, por cantidades y precios determinados por el juego libre de oferta y demanda, de acuerdo a las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación.

Capacidad de Respaldo. Es la capacidad de generación no necesaria para atender la demanda en el Sistema Interconectado Nacional al nivel de confiabilidad de 95%, pero que se encuentra

disponible para atender la demanda en casos extremos de acuerdo a los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptados por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en la elaboración del plan de expansión de referencia.

Capacidad propia de generación. Es la capacidad disponible por una empresa bien sea en centrales de generación de su propiedad en funcionamiento o en proceso de construcción, o en capacidad firme contratada, a la fecha de vigencia de esta resolución, en centrales de propiedad de terceros o en centrales en las cuales tenga una vinculación económica.

Centro Nacional de Despacho. Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional y de dar instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable, ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Comercialización de electricidad. Actividad de compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado a los usuarios finales.

Comercializador. Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de electricidad.

Comisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994 y 21 de la Ley 143 de 1994.

Distribución de electricidad. Es la actividad de transportar energía a través de una red de distribución a voltajes iguales o inferiores a 115 kv.

Empresa. Para efectos de la presente resolución, son empresas aquellas que se ajusten a la definición del artículo 25 del código de comercio y las empresas de servicios públicos a las que se refiere la Ley 142 de 1994.

Empresas de servicios públicos. Las que regula el capítulo I del título I, de la Ley 142 de 1994.

Energía y potencia firmes. Es el aporte incremental de energía y potencia de las plantas de generación de una empresa al Sistema Interconectado Nacional, el cual se efectúa con una confiabilidad de 95% y se calcula con base en una metodología aprobada por la Comisión y en los modelos de planeamiento operativo utilizados en el Sistema Interconectado Nacional.

Estación de invierno. Período comprendido entre el 1o. de mayo y el 30 de noviembre de cada año.

Estación de verano. Período comprendido entre el 1o. de diciembre de cada año y el 30 de abril del año siguiente.

Generador. Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica.

Mercado Libre. Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios no regulados y quienes los proveen de energía eléctrica.

Mercado mayorista. Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos sobre cantidades y precios definidos y con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

Mercado regulado. Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios regulados, y quienes los proveen de electricidad.

Reglamento de Operación. Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional. Mientras la Comisión adopta dicho reglamento, se dará cumplimiento al "Acuerdo Reglamentario para el Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Colombiano", con las modificaciones incorporadas en la presente resolución.

Servicio público de electricidad o de energía eléctrica. Comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1 de la Ley 143 de 1994 y los numerales 14.20, 14.21 y 14.25 de la Ley 142 de 1994.

Sistema de Intercambios Comerciales (SIC): Conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y la empresa de transmisión por concepto de las transacciones de energía realizadas en la bolsa de energía conforme al despacho central. El SIC incluye el proceso de liquidación del valor de los intercambios, la preparación y actualización del estado de cuenta de cada generador y comercializador que participa en la bolsa de energía y de la bolsa de transmisión y la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.

Sistema Interconectado Nacional. Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.

Superintendencia. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a que se refiere el artículo 76 de la Ley 142 de 1994.

Usuario no regulado. Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 Mw por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. El nivel señalado podrá ser revisado por la Comisión.

Usuario regulado. Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Artículo 2o. Objeto. Esta resolución establece las reglas aplicables para las compras de energía eléctrica, por parte de las empresas comercializadoras y distribuidoras, destinadas a garantizar el servicio a los usuarios directamente atendidos por estas empresas.

Artículo 3o. **Ambito de aplicación.** Esta resolución se aplica a todos los agentes económicos que generan, comercializan o distribuyen energía eléctrica.

CAPITULO 2

De los contratos de energía eléctrica

Artículo 4o. **Obligaciones de suscribir contratos de energía eléctrica.** Conforme a lo dispuesto en el artículo 42 de la Ley 143 de 1994 las compras de electricidad que efectúen los comercializadores para atender el mercado regulado deberán realizarse mediante la suscripción de contratos de energía eléctrica, con el fin de garantizar el servicio a los usuarios atendidos por el comercializador. Mientras establecen el negocio de comercialización como actividad separada del negocio de distribución, las empresas distribuidoras que operan actualmente deberán suscribir tales contratos.

Artículo 5o. **Características de los contratos.** Las cantidades de energía y potencia que deban pactarse en tales contratos se determinarán de tal forma que cubran al menos el siguiente porcentaje de la demanda proyectada para el mercado atendido directamente por cada empresa distribuidora: 80% para los primeros 20 meses contados a partir del 1o. de mayo de 1995 y hasta el 31 de diciembre de 1996; 60% para los siguientes dos años; y 30% para el quinto año. A partir del sexto año el porcentaje es libre.

La demanda proyectada de cada empresa de distribución se determinará guiándose por las proyecciones de demanda para el mercado total atendido por cada empresa definidas por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) para preparar el plan de expansión de referencia para el sistema de generación y transmisión nacional. Las demandas se afectarán por las pérdidas estimadas en el sistema de transmisión nacional. En caso que la UPME no defina las demandas desagregadas por empresa, se utilizarán como guía las proyecciones desagregadas preparadas por el Centro Nacional de Despacho.

Las empresas generadoras y comercializadoras deberán registrar ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) los contratos de energía celebrados con sujeción a las disposiciones establecidas en esta resolución dentro de los siguientes plazos: antes del 1o. de abril de 1995, los contratos para atender su demanda durante los primeros 20 meses de que trata el inciso primero de este artículo; antes del 30 de septiembre de 1995, los contratos para atender su demanda en los tres años restantes. Los contratos celebrados en el primer evento iniciarán su ejecución a más tardar a partir del 1o. de mayo de 1995, inicio de la estación de invierno del año de 1995.

Todos los contratos de energía entre los generadores y los comercializadores deben contener reglas claras para determinar hora a hora, para el período de duración del contrato, las cantidades de potencia y energía máximas y mínimas exigibles bajo el contrato, y el precio respectivo, de tal forma que permitan definir las obligaciones y acreencias de generadores y comercializadores por concepto de las transacciones de energía realizadas en la bolsa de energía.

Para el período comprendido entre la fecha de vigencia de esta resolución y el 1o. de mayo de 1995, las empresas contratarán el suministro de energía para atender la demanda del mercado regulado con sujeción a los principios y procedimientos de contratación comercial establecidos en el

Reglamento de Operación, y a las condiciones fijadas en las resoluciones de la Comisión relativas a las tarifas máximas promedio para compras de energía a largo plazo a generadores.

Artículo 6o. **Obligación de comprar energía en las mejores condiciones objetivas.** Conforme a lo dispuesto en el artículo 42 de la Ley 143 de 1994 y en los artículos 35, 73.16 y 74.1 de la Ley 142 de 1994, los comercializadores en el mercado regulado y las empresas distribuidoras, deben comprar energía mediante procedimientos que aseguren condiciones transparentes y de libre concurrencia.

En consecuencia, para la celebración de los contratos de energía de que trata el artículo anterior, cualquiera sea su modalidad, las empresas deberán utilizar mecanismos que estimulen la competencia de oferentes. Para ello, deberán solicitar y dar oportunidad en igualdad de condiciones, para que las empresas generadoras actuales y otros agentes económicos interesados en desarrollar proyectos de generación, presenten propuestas de suministro de energía, las cuales serán evaluadas con base en factores de precio y otras condiciones técnicas objetivas que serán definidas previamente a la iniciación de los trámites de contratación. Para estimular la competencia, los esquemas de solicitud utilizados para atender la demanda de cada empresa, deben permitir la oferta de suministros parciales de energía por distintos generadores.

Artículo 7o. **Contratos de energía eléctrica en empresas con negocios integrados.** Las empresas que a la fecha de vigencia de esta resolución presten en forma combinada las actividades de generación y distribución deberán igualmente utilizar mecanismos que estimulen condiciones objetivas de concurrencia para garantizar la atención de la demanda del mercado cubierto por su negocio de distribución, de acuerdo a los porcentajes indicados en el artículo 5o. Con este fin, estas empresas deberán solicitar y dar oportunidad a otras empresas de generación y otros agentes privados para presentar propuestas de suministro. El rechazo de las propuestas presentadas no puede fundarse en razones que permitan proteger una generación ineficiente.

Tales empresas podrán asegurar el suministro parcial o total de la demanda de su mercado por medio de su capacidad propia de generación, siempre y cuando establezcan en forma explícita y demostrable mediante registros contables entre los dos negocios, un precio igual o inferior al precio más bajo evaluado, para condiciones similares de suministro, en las propuestas de suministro recibidas pero no aceptadas. Además, en virtud del principio de no discriminación, el negocio de generación de la empresa no podrá dar un trato preferencial a su negocio de distribución en contra de otras empresas, vendiendo a este a un precio más favorable que a los demás, en condiciones similares de suministro. Si esta conducta contraria a la competencia se plantea ante la Comisión por el cliente o empresa que se considera discriminado, la Comisión pondrá en conocimiento de la Superintendencia los hechos para que, previo el trámite correspondiente, esta imponga las sanciones previstas en la ley.

Artículo 8o. **Garantías financieras para participar en el mercado mayorista.** Las empresas generadoras otorgarán garantías financieras al Administrador del SIC si al participar en el mercado mayorista han contratado el suministro de potencia y energía en exceso de la energía y potencia firme que sean capaces de producir y, por consiguiente respaldar, con su capacidad propia de generación. La garantía, que se constituirá en la fecha de suscripción del respectivo contrato, tendrá un monto equivalente al valor esperado del exceso de energía y potencia en el período de duración del contrato, valorado a los precios correspondientes en la bolsa de energía.

Para efectos del cálculo de la potencia y energía firme del generador no se tendrá en cuenta como capacidad disponible la capacidad de respaldo determinada de acuerdo al procedimiento indicado en resolución aparte.

Artículo 9o. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial** o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 7 diciembre de 1994

Presidente,	Jorge Eduardo Cock L.
Coordinador General,	Manuel Ignacio Dussán V

RESOLUCION NUMERO 053 DE 1994
(diciembre 28)

por la cual se dictan disposiciones para el funcionamiento del mercado mayorista de energía durante el período de transición hacia un mercado libre y se modifica parcialmente el Acuerdo Reglamentario para el Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Nacional.

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS, en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994,

CONSIDERANDO:

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de las facultades emanadas de las leyes 142 y 143 de 1994 y de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, tiene asignada la competencia para regular los servicios de generación, transporte, comercialización y distribución de energía eléctrica, de determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia y de valorar la capacidad de generación de respaldo;

Que se hace necesario establecer algunas reglas para el funcionamiento del mercado mayorista durante el período de transición, definido por la Ley 143 de 1994, hacia el mercado libre de electricidad se desarrolla en forma ordenada, bajo condiciones especiales de alta confiabilidad de suministro y precios bajos en la bolsa de energía,

RESUELVE:

CAPITULO I
Disposiciones Generales

Artículo 1º. **Definiciones.** Para efectos de la presente Resolución y en general para interpretar las disposiciones que rigen el funcionamiento del mercado mayorista de energía en el período de transición, se adoptan las siguientes definiciones:

Autogenerador. Persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un solo predio exclusivamente para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados.

Bolsa de energía. Sistema utilizado en el mercado mayorista según el cual generadores y comercializadores efectúan transacciones de energía hora a hora en cantidades y precios determinados según la oferta y demanda y de acuerdo a las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación. Estas transacciones son adicionales a las establecidas bilateralmente en los contratos de energía eléctrica.

Capacidad propia de generación. Se entiende por capacidad propia de generación de una empresa la capacidad disponible en centrales de su propiedad en funcionamiento o en proceso de construcción, o la capacidad en centrales de propiedad de terceros contratada en firme a la fecha de vigencia de esta Resolución.

Centro Nacional de Despacho. Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional y de dar instrucciones a los centros regionales de despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable, ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Comercialización de electricidad. Actividad de compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

Comercializador. Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de electricidad..

Comisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994, y 21 de la Ley 143 de 1994.

Despacho central. Proceso de planeación, programación, supervisión y control de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, a cargo del Centro Nacional de Despacho en coordinación con los centros regionales de despacho, que se cumple bajo las reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, el Código de Redes y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Empresa. Para efectos de la presente resolución, son empresas aquellas que se ajusten a la definición del artículo 25 del Código de Comercio y las empresas de servicios públicos a las que se refiere la Ley 142 de 1994.

Empresas de servicios públicos. Las que regula el Capítulo I del Título I de la Ley 142 de 1994.

Energía firme. Es el aporte incremental de las plantas de generación de una empresa al sistema interconectado, el cual se efectúa con una confiabilidad de 95% y se calcula con base en una metodología aprobada por la Comisión y en los modelos de planeamiento operativo utilizados en el Sistema Interconectado Nacional.

Estación de invierno. Período comprendido entre el 1o. de mayo y el 30 de noviembre de cada año.

Estación de verano. Período comprendido entre el 1o. de diciembre de cada año y el 30 de abril del año siguiente.

Generador. Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica.

Mercado libre. Es el mercado en que participan los usuarios no regulados y quienes los proveen de energía eléctrica.

Mercado mayorista. Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, para realizar contratos sobre cantidades y precios definidos y con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

Reglamento de Operación. Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional. Mientras la Comisión adopta dicho reglamento, se dará cumplimiento al "Acuerdo Reglamentario para el Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Colombiano", con las modificaciones incorporadas en la presente resolución.

Respaldo. Es la capacidad de generación no necesaria para atender la demanda al nivel de confiabilidad de 95%, pero que se encuentra disponible para atender la demanda en casos extremos de acuerdo a los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptados por la Unidad de Planeación Minero-Energética en la elaboración del Plan de Expansión de Referencia.

Servicio público de electricidad o de energía eléctrica. Comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1º de La ley 143 de 1994 y los numerales 14.20, 14.21 y 14.25 de la Ley 142 de 1994.

Servicios asociados de generación. Son servicios asociados con la actividad de generación que se prestan por unidades generadoras conectadas al Sistema Interconectado Nacional con el fin de asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Incluye, entre otros, la generación de potencia reactiva, la reserva rodante y la reserva fría, de acuerdo con las normas respectivas establecidas en el Reglamento de Operación.

Sistema de Intercambios Comerciales (SIC): Conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y la empresa de transmisión por concepto de las transacciones de energía realizadas en la bolsa de energía conforme al despacho central. El SIC incluye el proceso de liquidación del valor de los intercambios, la preparación y actualización del estado de cuenta de cada generador y comercializador que participa en la bolsa de energía y de la empresa de transmisión y la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.

Sistema Interconectado Nacional. Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.

Superintendencia. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a que se refiere el artículo 76 de la Ley 142 de 1994.

Transmisión de electricidad. Es la actividad consistente en el transporte de energía por líneas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales.

Usuario no regulado. Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 Mw por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. El nivel señalado podrá ser revisado por la Comisión.

Artículo 2º. Objeto. Esta Resolución establece los criterios para valorar la capacidad de generación de respaldo y algunas reglas para el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad, que se aplicarán a partir de la fecha de su vigencia y hasta el 30 de abril de 1998, lapso que comprende el período de transición hacia el mercado de libre competencia, conforme a lo establecido en el artículo 42 de la Ley 143 de 1994.

Artículo 3º. Ambito de aplicación. Las disposiciones contenidas en la presente Resolución se aplican a todos los agentes económicos que generan, comercializan o distribuyen energía eléctrica, y complementa las disposiciones vigentes expedidas por la Comisión en relación con las actividades de generación, comercialización y distribución.

CAPITULO II

De la capacidad de generación de respaldo

Artículo 4º. Cálculo del respaldo. Conforme a lo dispuesto en el artículo 23, literal a), de la Ley 143 de 1994, se establecen las siguientes condiciones para valorar la capacidad de generación de respaldo, en lo sucesivo denominada "respaldo", de acuerdo con los criterios establecidos por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), en el plan de expansión. El respaldo será calculado anualmente por el Centro Nacional de Despacho, a comienzo de cada estación de verano, de la siguiente forma:

a) Se calculará la capacidad instalada de generación estrictamente necesaria para atender la demanda proyectada en el año en condiciones de hidrología crítica de acuerdo al criterio de vulnerabilidad adoptado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), teniendo en cuenta las condiciones de reserva en embalses al inicio del período, el parque generador existente más el programado para entrar en operación en el año excluyendo aquellas plantas termoeléctricas con un factor de disponibilidad promedio demostrada a nivel anual inferior a 0.65, la disponibilidad de plantas, la generación requerida por seguridad eléctrica, la confiabilidad en el suministro en los años siguientes al año analizado, y otras condiciones operativas utilizadas para el planeamiento de la operación del Sistema Interconectado Nacional; y

b) Se calculará la capacidad instalada requerida para atender la misma demanda anual al nivel de confiabilidad de 95%, mediante el uso de las plantas de generación con costos variables de producción más bajos pertenecientes al parque generador existente más el programado para entrar en operación el año;

c) La capacidad de respaldo preliminar está representada por las unidades de generación que se agregan a la capacidad instalada calculada en el anterior literal b) para obtener la capacidad requerida en el literal a);

d) Para las condiciones indicadas en el literal a) se simulará la operación económica del sistema interconectado nacional y se determinará la generación despachada para las unidades de generación seleccionadas como capacidad de respaldo preliminar. La generación despachada para cada unidad corresponde a la energía de respaldo. La capacidad de respaldo elegible correspondiente a cada una de las unidades de generación se calculará como la potencia requerida para producir la energía de respaldo operando a un factor de planta de 0.65.

Las empresas propietarias de plantas termoeléctricas con un factor de disponibilidad promedio demostrada a nivel anual inferior a 0.65 que deseen presentar a estas plantas como candidatas al respaldo del sistema podrán solicitar su inclusión ante la Unidad de Planeamiento Minero-Energético (UPME) si demuestran que han realizado los trabajos de mantenimiento o rehabilitación necesarios para aumentar la disponibilidad a los niveles requeridos.

Artículo 5º. Remuneración del respaldo. Las unidades de generación que califican como capacidad de respaldo elegible podrán ser remuneradas, a opción de su propietario, con un cargo por disponibilidad equivalente al costo fijo anual de una turbina a gas de ciclo abierto. Para el año 1995 este cargo será de US\$68.7/kw-año o US\$5.73/kw-mes.

Artículo 6º. Liquidación del cargo de respaldo. A partir del inicio de la estación de verano 1994-1995, y sólo por un período de tres años, el cargo por disponibilidad se pagará a la capacidad de respaldo elegible que se haya acogido a dicho esquema. Se liquidará mensualmente en pesos con base en la tasa de cambio representativa del mercado para el dólar americano correspondiente al último día del mes. La Comisión de Regulación de Energía y Gas revisará anualmente el cargo por disponibilidad para tener en cuenta la actualización de los costos relevantes. El valor total pagado en el mes por concepto de respaldo se cobrará a todos los comercializadores en el sistema interconectado nacional a prorrata de su consumo de energía en el mercado total atendido por el comercializador. Las empresas distribuidoras, mientras establecen el negocio de comercialización como actividad separada del negocio de distribución, serán responsables por esta obligación respecto del mercado que atienden.

Durante la estación de verano 1994-1995, los comercializadores que compren energía para atender la demanda de su mercado regulado, a las tarifas de generación máxima establecidas en las Resoluciones CREG-010 a CREG-037 de 1994, no pagarán el cargo de respaldo por la porción de la demanda que atiendan con compras de energía. El valor correspondiente se considera que está incluido en la tarifa máxima de generación, y deberá ser pagado por el generador que realice la venta.

A partir de la estación de verano 1994-1995 no se celebrarán los contratos por reserva establecidos en la sección 4.1.1.7 del Reglamento de Operación.

Artículo 7º. Capacidad de respaldo y participación en el mercado mayorista. Las unidades de generación elegibles que hayan optado por ser remuneradas como capacidad de respaldo no podrán utilizarse como generación firme que garantiza contratos de energía con comercializadores o generadores en el mercado mayorista. Sin embargo, estas unidades continuarán participando en la bolsa de energía, en el despacho central y en la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional.

A partir del 1o. de enero de 1995, durante la estación de verano 1994-1995, los intercambios por necesidades establecidos en la sección 4.1 del Reglamento de Operación se determinarán descontando de los recursos de generación de cada empresa aquellas unidades de generación que hayan sido aportadas por la empresa como capacidad de respaldo.

Artículo 8º. Obligaciones de las empresas que contribuyen con capacidad de respaldo. La remuneración de la capacidad de respaldo a una planta elegible de un generador, impone la obligación de mantener y operar la planta de generación de tal forma que tenga la capacidad de respaldo disponible y los suministros de combustible asegurados para generar cuando, con una antelación no menor a una semana, lo solicite el Centro Nacional de Despacho, durante el tiempo que sea requerido, dentro de los límites de capacidad garantizada de la planta.

Artículo 9º. Auditoría de la capacidad de respaldo. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá ordenar auditorías técnicas para verificar que las plantas elegibles y aportadas como respaldo del sistema tengan efectivamente disponible la capacidad de respaldo para generar en forma confiable. En caso que se verifique que una planta no tenga la capacidad disponible, la Comisión podrá imponer una multa hasta por un 150% de la remuneración mensual obtenida por la planta por concepto de respaldo. El valor de la multa será acreditado en el mes siguiente a todos los comercializadores como un descuento en el valor a cobrar por concepto de respaldo.

CAPITULO III

DE LA OPERACION INTEGRADA Y MERCADO MAYORISTA

Artículo 10. Normas transitorias sobre participación en el mercado mayorista. A partir de la fecha de vigencia de esta resolución y hasta el 1o. de mayo de 1995, sólo podrán participar directamente en la bolsa de energía las empresas generadoras que participan actualmente en el sistema de intercambios horarios sujetos al Reglamento de Operación.

Durante este período, la liquidación de cuentas entre empresas por concepto de intercambios a largo plazo e intercambios en la bolsa de energía se continuará haciendo conforme a los procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación.

Igualmente, los usuarios no regulados sólo podrán acordar su suministro de energía con un generador o con el distribuidor que los atiende actualmente. Los distribuidores que suscriban convenios de suministro con usuarios no regulados deberán, a su turno, acordar con cualquier generador el suministro de energía y potencia requeridos para atender esa demanda. Cada generador deberá responsabilizarse ante el mercado mayorista por la porción de la demanda del mercado libre que atienda, conforme a las normas establecidas en el Reglamento de Operación.

Después de ese período se aplicarán en su totalidad establecidas (sic) en las Resoluciones CREG-054 y CREG-055 de 1994, relacionadas con la actividad de generación y comercialización.

Artículo 11. Normas transitorias sobre la operación integrada. Durante la estación de verano 1994-1995 el despacho central y la operación integrada del sistema interconectado nacional se continuará realizando de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación. Por lo tanto, durante ese período no se aplicarán las ofertas de energía de las plantas generadoras en la bolsa de energía, establecida en la Resolución CREG-055 de 1994. Vencido dicho plazo, se dará cumplimiento, a la totalidad de las disposiciones contenidas en esa Resolución.

Artículo 12. Cargo de potencia en la bolsa de energía. Con el fin de garantizar la liberación gradual del mercado mayorista en una situación inicial de exceso de oferta y precios muy bajos en la bolsa de energía, a partir del 1o. de mayo de 1995, y sólo por un período de tres años o por un período menor, si de acuerdo con evaluaciones técnicas del sistema la Comisión considere que el cargo no sea necesario, se cobrará un cargo por potencia en la bolsa de energía, adicional al precio por energía establecido por el juego de oferta y demanda.

Artículo 13. Cobro del cargo por potencia. El cargo por potencia se cobrará mensualmente a los comercializadores con base a sus compras de energía en la bolsa en exceso de la energía contratada, y a

los generadores por aquellas compras en la bolsa asociadas con reducciones en su disponibilidad de generación que no le permiten atender la energía comprometida en sus contratos de energía. El cargo de potencia se pagará a los generadores que sean despachados en la operación real del sistema a prorrata de la energía despachada en exceso de la establecida en sus contratos de energía, a excepción de los generadores elegibles para respaldo, los cuales no tienen derecho al pago del cargo por potencia por aquellas unidades que contribuyen y son remuneradas como capacidad de respaldo en el mes correspondiente.

La potencia sujeta al cobro del cargo por potencia se calculará como la potencia equivalente requerida para producir la cantidad de energía mensual, indicada en el inciso anterior, a un factor de carga de 0.65.

Artículo 14. **Liquidación del cargo por potencia**. El cargo por potencia para el año 1995 será de US\$68.7/kw-año o US\$5.73/kw-mes. El cargo se liquidará mensualmente en pesos con base en la tasa de cambio representativa del mercado para el dólar americano correspondiente al último día del mes. La Comisión de Regulación de Energía y Gas revisará anualmente el cargo por disponibilidad para tener en cuenta la actualización de los costos relevantes.

Artículo 15. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial** o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a 28 de diciembre de 1994

Presidente,

Jorge Eduardo Cock L.

Coordinador General (E.),

Eduardo Barrera Quintero

RESOLUCION NUMERO 054 DE 1994
(diciembre 28)

por la cual se regula la actividad de comercialización de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS, en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de las facultades emanadas de las Leyes 142 y 143 de 1994 y de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, tiene la facultad de regular el servicio de comercialización de energía eléctrica,

RESUELVE:

CAPITULO I

Disposiciones Generales

Artículo 1°. **Definiciones.** Para efectos de la presente Resolución y en general para interpretar las disposiciones aplicables a la actividad de comercialización, se adoptan las siguientes definiciones:

Bolsa de energía. Sistema utilizado en el mercado mayorista para que generadores y comercializadores efectúen transacciones de energía hora a hora, adicionales a las establecidas bilateralmente en los contratos garantizados de compra de energía, por cantidades y precios determinados por el juego libre de oferta y demanda, de acuerdo a las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación.

Centro Nacional de Despacho. Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. El Centro está encargado, también, de dar las instrucciones a los centros regionales de despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Comercialización de electricidad. Actividad de compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

Comercializador. Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de electricidad.

Comisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994 y 21 de la Ley 143 de 1994.

Mercado competitivo. El compuesto por los usuarios no regulados, y quienes los proveen de electricidad.

Mercado mayorista. Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

Mercado regulado. Es el sistema en que participan los usuarios regulados, y quienes los proveen de electricidad.

Productor marginal, independiente, o para uso particular. Es la persona natural o jurídica que desee utilizar sus propios recursos para producir los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicio público para sí mismo o para una clientela compuesta principalmente por quienes tienen vinculación

económica con ella o por sus socios o miembros como subproducto de otra actividad principal. Los autogeneradores y cogeneradores son casos particulares de esta categoría.

Reglamento de Operación. Conjunto de reglas establecidas para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional. Mientras la Comisión adopta dicho reglamento, se dará cumplimiento al "Acuerdo Reglamentario para el Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Colombiano", de Interconexión Eléctrica S.A.

Superintendencia. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a que se refiere el artículo 76 de la Ley 142 de 1994.

Usuario no regulado. Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 Mw por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente. El nivel señalado podrá ser revisado por la Comisión.

Usuario regulado. Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Usuario. Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de electricidad, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se denomina también consumidor.

Artículo 2º. Ambito de aplicación. Esta resolución se aplica a todas las personas que, estando organizadas en alguna de las formas dispuestas por el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, venden electricidad a los usuarios o consumidores finales, en ejercicio de la actividad de comercialización, salvo que la demanda máxima de los usuarios finales que atienden no exceda de 1.000 kw.

Para facilitar la transición hacia el mercado libre contemplada en el artículo 42 de la Ley 143 de 1994, en cuanto a comercialización se refiere, se aplicarán las reglas de la presente Resolución y las establecidas en las Resoluciones CREG-009 de 1994 y CREG - 053 de 1994.

Artículo 3º. Prestadores del servicio. Sólo las empresas de servicios públicos, o los otros agentes económicos a las que se refiere el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, pueden prestar el servicio público de comercialización de energía eléctrica. Las empresas de servicios públicos constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994, podrán continuar prestando en forma combinada las actividades que desarrollaban a esa fecha más la actividad de comercialización, a excepción de Interconexión Eléctrica S.A., que, de acuerdo con artículo 32 de la Ley 143 de 1994, no podrá participar en dicha actividad.

Las empresas que se constituyan a partir de la vigencia de la Ley 143 de 1994 podrán realizar, simultáneamente, actividades de generación o de distribución, y de comercialización; pero no las de transmisión y comercialización.

La Comisión, en cumplimiento del numeral 73.18 de esa Ley, pedirá a la Superintendencia que sancione a quienes presten el servicio de comercialización de energía eléctrica en contravención de lo dispuesto en esta disposición.

Artículo 4º. Participación en el mercado mayorista. Quienes presten el servicio de comercialización de energía estarán obligados a realizar las transacciones de compra de la energía que requieran en el mercado

mayorista de energía, y se sujetarán al Reglamento de Operación y a los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Los comercializadores participarán en el mercado mayorista de energía:

1. Efectuando contratos bilaterales de compra garantizada de energía con generadores a precios acordados libremente entre las partes.
2. Por medio de transacciones en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda

Las empresas de distribución que realicen la actividad de comercialización para atender el mercado regulado en su área de servicio podrán ser representadas ante el mercado mayorista por medio de un mandatario, el cual deberá ser preferentemente otra empresa comercializadora.

Artículo 5º. Obligación de cumplir con las resoluciones de la Comisión sobre usuarios no regulados. Los comercializadores solo podrán suministrar energía, a precios acordados libremente, a los usuarios no regulados, definidos conforme a los criterios establecidos en el anexo 1 de esta resolución. La Comisión establecerá por medio de resoluciones los niveles de demanda mínima que deben cumplir los usuarios no-regulados.

Artículo 6º. Obligación de comercializar en el mercado regulado. Los comercializadores de electricidad en el mercado regulado tendrán la obligación de atender todas las solicitudes razonables de suministro de electricidad para los usuarios residenciales y no residenciales de las áreas en donde operen, de acuerdo con lo previsto en la Ley 142 de 1994 y en los contratos de servicios públicos de condiciones uniformes.

Las empresas distribuidoras que operan a la fecha de vigencia de esta Resolución están obligadas a realizar la actividad de comercialización para el mercado regulado en su área de servicio. Con este fin, deberán mantener contabilidades separadas para esta actividad.

Artículo 7º. Restricciones tarifarias en comercialización. Las empresas que realicen en forma combinada las actividades de distribución y comercialización en el mercado regulado seguirán cumpliendo con las restricciones tarifarias establecidas en las resoluciones vigentes para los usuarios regulados.

Artículo 8º. Obligación de recaudar la contribución de solidaridad. Los comercializadores de energía, al cobrar las tarifas que estaban en vigencia cuando se promulgó la Ley 142 de 1994, distinguirán en las facturas de los usuarios de los estratos 4, 5 y 6, y en las de los usuarios industriales y comerciales, entre el valor que corresponde al servicio, y el factor que para cada uno de esos comercializadores fijará esta Comisión, sin exceder del 20% del valor del servicio, destinado a dar subsidios, según las normas legales que rigen la materia.

Artículo 9º. Pago y transferencia de los subsidios. El pago y la transferencia de los subsidios se hará de acuerdo a las reglas establecidas en el decreto que reglamentará los "Fondos de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos".

Artículo 10. Neutralidad. Al vender electricidad, los comercializadores no discriminarán entre personas o clases de personas, salvo que puedan demostrar que las diferencias en los precios reflejan diferencias en los costos por las circunstancias de dicha venta. Los comercializadores no restringirán, distorsionarán o evitarán la competencia en la generación, transmisión, distribución o comercialización de la electricidad.

Artículo 11. Cotizaciones de compra a autogeneradores. Los comercializadores deben publicar los precios a los que estarían dispuestos a comprar electricidad a los productores para uso particular, marginales o independientes, que no participen en la bolsa de energía. Esos precios deben reflejar los costos que los comercializadores evitarían si la compra se hiciera en las condiciones previstas en el conjunto de contratos que han negociado para el año siguiente.

Artículo 12. Separación de los negocios de generación; división de empresas con posición dominante. Las empresas que tengan actividades de comercialización y generación, que hagan parte del sistema interconectado nacional, y que se hayan constituido con posterioridad a la vigencia de la Ley 143 de 1994, están obligadas, desde el momento de su constitución a establecer contabilidades separadas para cada una de estas actividades.

Las empresas de distribución que realizan actividades de comercialización de electricidad para el mercado regulado en su área de servicio están sujetas a las normas sobre separación de actividades señaladas en la Resolución CREG-056 de 1994.

Artículo 13. Obligación de comprar energía en condiciones económicas. Los comercializadores que atienden el mercado regulado deben comprar energía mediante procedimientos que aseguren la libre competencia, teniendo en cuenta las fuentes disponibles. Para evaluar las propuestas el comprador debe tener en cuenta, además de los factores de precio, otras condiciones técnicas y comerciales objetivas que serán definidas previamente a la iniciación de los trámites de contratación. Esta obligación también se aplicará cuando la empresa comercializada modifique los contratos existentes, si se modifica también el precio efectivo previsto en esos contratos.

Las empresas deberán enviar copia a la Comisión de Regulación de Energía y Gas de los contratos de compra de energía que celebren.

Artículo 14. Medidores adicionales. Si la empresa comercializadora, en desarrollo de un contrato de servicios públicos, desea instalar un medidor adicional en la red interna, o cualquier aparato, para el propósito de verificar las medidas o regular la cantidad de electricidad que se entrega a un usuario, o la duración del suministro, tal medidor o aparato debe cumplir con las normas técnicas establecidas en el Código de Red.

Artículo 15. Criterios generales sobre protección de usuarios en los contratos de servicios públicos. Para proteger los derechos del usuario, en relación con las facturas y los demás actos que se generen o deriven del contrato de servicios públicos, los comercializadores deben enviar a la Comisión, a la Superintendencia y a los Comités de Desarrollo y Control social, copia de los contratos de servicios públicos de condiciones uniformes que estén ofreciendo al público, dentro de los tres meses siguientes a la fecha de vigencia de esta Resolución.

Al celebrar el contrato de servicios públicos, el usuario tiene derecho a recibir una copia gratuita.

En las facturas que se expidan a partir de la fecha en la que el contrato se haya enviado a la Comisión, la empresa informará a los usuarios, al menos una vez al año, acerca de cómo conseguir copias del contrato, o cómo consultarlo; el mismo informe se dará siempre que se modifique el contrato. La Superintendencia determinará el valor al cual pueden venderse estas copias.

La Comisión pedirá, en forma selectiva, y periódica, información sobre el cumplimiento de las condiciones uniformes del contrato por parte de las empresas. Al evaluar tales informes, la Comisión tendrá en cuenta los comentarios que sean formulados por los "vocales de control" de los servicios públicos domiciliarios.

La Comisión dará concepto sobre los contratos, o sobre sus modificaciones, cuando cualquiera de las partes lo pida; sin perjuicio de que, con base en las informaciones que obtenga, cumpla las demás funciones que le corresponden según la ley.

Artículo 16. Orientación sobre el uso eficiente de la electricidad. Las empresas comercializadoras deben dar información, en forma verbal o escrita, en su sede o por correo o en otros sitios, a los usuarios acerca de:

1. La forma de usar en forma eficiente la electricidad que se les proporciona;
2. Las fuentes en las cuales puede encontrar informaciones sobre el uso eficiente de energía;
3. Las regulaciones de la Comisión sobre el uso eficiente de la energía.

Artículo 17. Procedimiento para atender quejas, reclamos y recursos. Los contratos de servicios públicos de condiciones uniformes que celebren las empresas con los usuarios deben incluir en sus cláusulas definiciones para todos aquellos aspectos de tales contratos que la Ley 142 de 1994 definió a ellos y, en especial, en lo relativo a peticiones, quejas y recursos.

Las empresas deben adelantar anualmente, a más tardar el 1 de abril de cada año, una revisión de las relaciones que deben elaborar sus "oficinas de peticiones, quejas y recursos" que sirva para establecer cuáles fueron los problemas más frecuentes, sus causas, forma de solución, y cómo podrían modificarse los contratos de servicios públicos, así como mejorar el servicio a los usuarios. Dentro de los dos meses siguientes, se enviará a las autoridades competentes un extracto de tales relaciones, que condense los aspectos básicos de la actuación frente a los usuarios del servicio.

Artículo 18. Obligación de atender solicitudes. Las oficinas de peticiones, quejas y recursos de las empresas de servicios públicos están obligadas a atender y resolver todas las solicitudes que se presenten directamente por los usuarios o por medio de los "vocales de control" de los servicios públicos, establecidos en el artículo 62 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 19. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a 28 de diciembre de 1994

Presidente,

Jorge Eduardo Cock L.

Coordinador General (E.),

Eduardo Barrera Quintero

**RESOLUCION NUMERO 055 de 1994
(diciembre 28)**

**por la cual se regula la actividad de generación de
energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.**

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS, en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994,

CONSIDERANDO:

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de las facultades emanadas de las Leyes 142 y 143 de 1994 y de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, tiene la facultad de regular el servicio de generación de energía eléctrica,

RESUELVE:

CAPITULO I

Disposiciones Generales

Artículo 1º. **Definiciones.** Para efectos de la presente Resolución y en general para interpretar las disposiciones aplicables a la actividad de generación, se adoptan las siguientes definiciones:

Administrador del sistema de intercambios comerciales. Dependencia del Centro Nacional de Despacho encargada del registro de los contratos de energía; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de las transacciones realizadas en la bolsa de energía por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para que funcione adecuadamente el SIC.

Agente económico.- Cualquiera de las personas a las que se refiere el artículo 15 de la Ley 142 de 1994.

Autogenerador. Agente económico que produce y consume energía eléctrica en un solo predio de extensión continua, exclusivamente para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o personas vinculadas económicamente.

Bolsa de energía. Sistema utilizado en el mercado mayorista para que generadores y comercializadores efectúen transacciones de energía hora a hora, adicionales a las establecidas bilateralmente en los contratos de energía, por cantidades y precios determinados por el juego libre de oferta y demanda, de acuerdo a las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación.

Centro Nacional de Despacho (CND). Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. El centro está encargado también de dar las instrucciones a los centros regionales de despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Centro Regional de Despacho. Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobras de esas instalaciones, con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado.

Código de redes. Conjunto de reglas expedidas por la Comisión, a las cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector y las demás personas que usen el sistema de transmisión nacional, regional o local. Incluye también reglas sobre el uso de redes de distribución, que para sus efectos se denominará "Código de Distribución".

Comercialización de energía eléctrica. Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

Comercializador. Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica..

Comisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994 y 21 de la Ley 143 de 1994.

Despacho central. Proceso de planeación, programación, supervisión y control de la operación integrada del sistema interconectado nacional, a cargo del Centro Nacional de Despacho en coordinación con los centros regionales de despacho, que se cumple bajo las reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, el Código de Redes y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Empresa. Son empresas, para los efectos de esta Resolución, todas aquellas que se ajusten a la definición del artículo 25 del Código de Comercio, las empresas industriales y comerciales del Estado, y especialmente, las empresas de servicios públicos a las que se refiere la Ley 142 de 1994.

Empresas de servicios públicos. Las que regula el capítulo I del Título I, de la Ley 142 de 1994.

Generador. Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica.

Información. Conjunto de documentos, o de datos transmitidos por cualquier medio hábil, acerca de los actos y contratos de una empresa. Incluye documentos tales como las cuentas, estimativos, formularios y similares que sirven para preparar, tramitar, ejecutar, registrar y analizar tales actos y contratos, tengan o no el carácter de pruebas para efectos judiciales.

Mercado mayorista. Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos sobre cantidades y precios definidos y con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

Productor marginal, independiente, o para uso particular. Es la persona natural o jurídica que desee utilizar sus propios recursos para producir los bienes y servicios propios del objeto de las empresas de servicio público para sí misma o para una clientela compuesta principalmente por quienes tienen vinculación económica con ella o por sus socios o miembros o como subproducto de otra actividad principal. Los autogeneradores y cogeneradores son casos particulares de esta categoría.

Reglamento de Operación. Conjunto de reglas establecidas para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional. Mientras la Comisión adopta dicho reglamento, se dará cumplimiento al "Acuerdo Reglamentario para el Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Colombiano".

Servicio público de electricidad o de energía eléctrica. Comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1º de la Ley 143 de 1994 y el numeral 14.25 de la Ley 142 de 1994.

Servicios asociados de generación. Son servicios asociados con la actividad de generación que se prestan por unidades generadoras conectadas al Sistema Interconectado Nacional para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Incluye, entre otros, la generación de potencia reactiva, la reserva rodante y la reserva fría, de acuerdo con las normas respectivas establecidas en el Reglamento de Operación.

Sistema de Intercambios Comerciales (SIC): Conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y la empresa de transmisión por concepto de las transacciones de energía realizadas en la bolsa de energía conforme al despacho central. El SIC incluye el proceso de liquidación del valor de los intercambios, la preparación y actualización del estado de cuenta de cada generador y comercializador que participa en la bolsa de energía y de la empresa de transmisión y la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.

Sistema Interconectado Nacional. Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.

Superintendencia. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios creada por la Ley 142 de 1994, como organismo de control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan los servicios públicos.

Transmisión. Es la actividad consistente en el transporte de energía por líneas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacional o regionales.

Artículo 2º. Ambito de aplicación. Esta Resolución se aplica a todos los generadores que estén organizados en alguna de las formas dispuestas por el artículo 15 de la Ley 142 de 1994.

Sin perjuicio de lo previsto en el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, se exceptúan de lo dispuesto en esta Resolución, los generadores que tienen una capacidad efectiva total en centrales de generación inferior a 10 MW, y los autogeneradores.

CAPITULO II

Obligaciones de los generadores

Artículo 3º. Prestadores del servicio. Todos los agentes económicos pueden construir plantas generadoras con sus respectivas líneas de conexión a las redes de interconexión, transmisión y distribución.

La Comisión, en cumplimiento del numeral 73.18 de la Ley 142 de 1994, pedirá a la Superintendencia que sancione a quienes presten el servicio público de generación de energía eléctrica sin cumplir los requisitos dispuestos en las Leyes que rigen la materia y en esta Resolución.

Artículo 4º. Obligación de vincularse al sistema interconectado. Todos los generadores que se conecten al sistema interconectado nacional realizarán en el mercado mayorista de energía las transacciones de venta y compra de la energía que producen o que requieran, y se sujetarán al Reglamento de Operación y a los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Los generadores deben someter al despacho central coordinado por el Centro Nacional de Despacho (CND), todas las unidades de sus centrales de generación, conectadas al sistema interconectado nacional y con una capacidad efectiva total en la central superior a 20 MW.

Para estos efectos se considera que las centrales de generación son las de propiedad del generador, las centrales de propiedad de otras empresas que representen por medio de un mandato y las centrales de otras empresas con las cuales el generador tenga un contrato de energía por la totalidad de la capacidad efectiva.

Los generadores pueden conferir mandatos a otras empresas, preferiblemente que tengan el mismo objeto social, para que las representen ante el CND y el mercado mayorista y para que cumplan todas sus obligaciones respecto al Reglamento de Operación y a los acuerdos de operación. El mandatario deberá acreditar su condición ante el CND, el cual deberá suministrar la información correspondiente a la Comisión cuando la Comisión así lo solicite.

Igualmente, cualquier empresa de generación que tenga un contrato de energía con otro generador por la totalidad de la capacidad efectiva en una unidad de generación de propiedad de este último, representará y se hará responsable para todos los efectos de la unidad generadora ante el CND y el mercado mayorista. Los contratos respectivos no estarán sometidos a las reglas del mercado mayorista.

Los generadores tienen la obligación de proporcionar al CND y al Administrador del SIC en forma oportuna y fiel la información que estos les soliciten para efectuar el despacho central, la operación integrada del sistema interconectado nacional y la administración del SIC.

Artículo 5º. Participación en el mercado mayorista. Las empresas generadoras participarán en el mercado mayorista de energía:

1. Celebrando contratos de energía con comercializadores u otros generadores a precios acordados libremente entre las partes.
2. Por medio de transacciones en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda de acuerdo con las reglas comerciales definidas en el Reglamento de Operación.
3. Prestando servicios asociados de generación a la empresa de transmisión, de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 7º de esta resolución.

La bolsa de energía será administrada por el Centro Nacional de Despacho (CND) y la liquidación de las obligaciones y acreencias financieras de los participantes en la bolsa será realizada por una dependencia del Centro Nacional de Despacho (CND), denominada Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Operación.

Todos los contratos de energía que se celebren entre los generadores y los comercializadores se registrarán ante el Administrador del SIC y deben contener reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, las cantidades de energía exigibles bajo el contrato, y el precio respectivo, durante su vigencia.

Artículo 6º. Ofertas de precio en la bolsa de energía. Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrezcan diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía de sus unidades de generación, por unidad de energía generada cada hora en el día siguiente, deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta:

- I. Para plantas termoeléctricas: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta;
- II. Para las plantas hidroeléctricas: los costos de oportunidad (valor de agua) de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del sistema interconectado nacional.

Artículo 7º. Cotizaciones para prestar servicios asociados de generación. Cuando el Centro Nacional de Despacho lo requiera, las empresas generadoras están obligadas a cotizar los términos en los cuales prestarían servicios asociados de generación, para la operación del sistema interconectado nacional, con cualquier unidad de generación que posea la empresa y que esté operando.

La empresa generadora debe, cuando la Comisión o la Superintendencia así lo requiera, proporcionar detalles de los precios cotizados por los servicios asociados de generación, incluyendo la justificación de los mismos y detalles de los costos en los que se incurriría al proveerlos. Tales costos pueden comprender una rentabilidad razonable sobre su capital.

Artículo 8º. Obligación de no discriminar. Las empresas generadoras no podrán discriminar o preferir a una persona o grupo de personas en las transacciones de energía en el mercado mayorista.

Artículo 9º. Obligación de informar sobre el cierre de plantas. Las empresas generadoras deben dar aviso a la Comisión, con 6 meses de anticipación a la fecha de aplicación de la medida, del cierre de una planta que tenga capacidad efectiva de más de 20 MW, o de la disminución permanente de su capacidad disponible por más de 20 MW. La empresa generadora dará a la Comisión cualquier información adicional que esta requiera en relación con dicha medida, que permita evaluar, entre otros aspectos, si la medida no implica una ruptura de los principios sobre competencia. En todo caso, el artículo 10 de la resolución CREG-056 de 1994 se aplicará en lo allí previsto.

Artículo 10. Comercialización de la energía proveniente de productores marginales, independientes o para uso particular. En el caso de empresas que operen plantas de generación o cogeneración que generen energía en forma marginal o para uso particular, se aplicarán las disposiciones de esta resolución y las normas pertinentes establecidas en las normas legales vigentes a todos los actos y contratos que celebren para la venta de energía a terceros a través de la red pública, en todos los actos y contratos que celebren en sus propias operaciones, a cambio de cualquier clase de exceso de la electricidad que se use en sus propias operaciones, a cambio de cualquier clase de remuneración, o gratuitamente con quienes tengan vinculación económica con ellas, o en cualquier manera que pueda reducir la libre competencia en el sector eléctrico.

Artículo 11. Comercialización de la energía de generadores con una capacidad inferior a 20 MW. Los generadores con una capacidad efectiva inferior a 20 MW que deseen vender y comprar energía a

través de la red pública, podrán acogerse a las disposiciones de esta Resolución o podrán realizar contratos especiales con comercializadores o generadores para colocar sus excedentes o para comprar servicios de respaldo para lograr una confiabilidad adecuada en su operación. La Comisión definirá las normas aplicables a estos casos.

CAPITULO III

OPERACIÓN INTEGRADA Y EL CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

Artículo 12. Obligaciones del Centro Nacional de Despacho. El Centro Nacional de Despacho (CND) hará la planeación de la operación a largo y mediano plazo de todos los recursos de generación sometidos al despacho central, incluyendo las interconexiones internacionales, para atender la demanda de energía eléctrica del sistema interconectado nacional en la forma más económica y cumpliendo con los criterios aprobados de seguridad, confiabilidad y calidad de servicio. La planeación indicativa de la operación se hará de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, teniendo en cuenta:

- I. Las proyecciones de demanda de energía eléctrica adoptadas para el planeamiento de la operación,
- II. Los pronósticos hidrológicos preparados con base en la información climatológica disponible,
- III. La disponibilidad de las unidades de generación e interconexiones internacionales;
- IV. Las restricciones operativas impuestas por razones técnicas,
- V. La energía entregada al sistema interconectado nacional por unidades de generación no sujetas al despacho central, y
- VI. La disponibilidad del sistema de transmisión y distribución de acuerdo a las necesidades de salida de servicio de redes para mantenimiento, reparaciones, extensiones o refuerzos. La programación de la salida del servicio se hará de acuerdo con lo previsto en el Código de Redes, y en forma tal que no discrimine o prefiera indebidamente a ninguna empresa, y que no se utilice como instrumento para limitar la competencia.

Como resultado de la planeación operativa se determinarán las funciones de los costos incrementales de los embalses para generación de energía eléctrica y estimativos de los valores esperados de los precios en la bolsa de energía, de los niveles de los embalses, de la generación de las unidades térmicas e hidráulicas, de los vertimientos de los embalses, de los índices de confiabilidad, y otras variables de interés. La información correspondiente se suministrará a las empresas que participan en el mercado mayorista.

Artículo 13. Criterios para el despacho económico. El CND debe efectuar el despacho económico horario de los recursos de generación sujetos a despacho central y de las transferencias de energía por interconexiones internacionales, según se establece en el Código de Redes y en el Reglamento de Operación, teniendo en cuenta los siguientes factores:

- I. La predicción de demanda horaria preparada por el CND,
- II. Los precios incrementales ofrecidos por las unidades generadoras,

- III. Las restricciones técnicas que se imponen sobre el sistema o una parte de él, incluyendo la generación obligada por criterios de seguridad eléctrica,
- IV. La disponibilidad de las unidades de generación sujetas a despacho central,
- V. Las proyecciones de importación o exportación de electricidad a través de alguna interconexión internacional,
- VI. El costo de las pérdidas en transmisión y distribución,
- VII. El margen de reserva de generación de acuerdo a los criterios de confiabilidad y calidad de servicio adoptados, y
- VIII. Otros aspectos previstos en el Código de Redes y en el Reglamento de Operación.

El Centro Nacional de Despacho (CND) establecerá el despacho horario de las unidades de generación sujetas a despacho en orden ascendente del precio ofrecido al Centro Nacional de Despacho (CND) por cada unidad, de tal forma que se atienda la demanda horaria y se minimicen los costos de operación cumpliendo con los criterios adoptados de confiabilidad y seguridad de suministro. El CND comunicará el despacho horario a los generadores sujetos al despacho central y supervisará su cumplimiento.

Artículo 14. **Precio horario en la bolsa de energía.** El precio resultante del juego libre de oferta y demanda en la bolsa de energía será igual al precio ofertado por la planta marginal no restringida que sea despachada para atender la demanda en esa hora, calculado de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación.

Artículo 15. **Criterios de seguridad en la generación.** Al cumplir sus funciones de programación y despacho establecidas en el artículo 34 de la Ley 143 de 1994, el CND tendrá en cuenta los criterios de confiabilidad y seguridad en la operación establecidos en el Código de Redes, y supervisará su cumplimiento.

Esos criterios deben cumplirse asegurando que en condiciones normales de operación y cuando haya suficiente capacidad de generación, se despache la capacidad disponible de tal manera que se satisfaga la demanda proyectada y los requisitos de reserva en la generación.

Sin embargo, el CND puede interrumpir o suspender la oferta de electricidad en las siguientes circunstancias:

- I. Cuando sea necesario hacerlo por razones de mantenimiento, o por una falla que afecte los sistemas de transmisión o de generación; o
- II. Cuando sea necesario hacerlo para mantener la seguridad y estabilidad del sistema total por una pérdida repentina y no planeada en los sistemas de generación y transmisión, hasta el momento en el que el CND pueda ser capaz de coordinar la operación para satisfacer de nuevo la demanda total del sistema; o

Cuando el Consejo Nacional de Operación produzca un acuerdo sobre racionamiento preventivo, en consonancia con el código o estatuto de racionamiento, que producirá la Comisión de acuerdo a lo previsto en el artículo 88 de la Ley 143 de 1994.

Interconexión Eléctrica S.A., por medio del Centro Nacional de Despacho (CND), debe proveer a la Comisión y a la Superintendencia, previa solicitud, la información que requieren para vigilar el cumplimiento de lo aquí dispuesto, y para permitir la revisión a ambas entidades de cómo funcionan, en la práctica, los criterios de seguridad y confiabilidad en la operación.

Artículo 16. **Liquidación de cuentas en la bolsa de energía.** El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) se encargará de la liquidación del valor de los intercambios en la bolsa de energía. Con el propósito de poder sustentar el cálculo de los pagos que se hayan hecho exigibles, o que una empresa deba, por razón de ventas o compras de electricidad en la bolsa de energía, el Administrador del SIC mantendrá por un mínimo de dos años registros de:

- I. Disponibilidad de las unidades generadoras y de las interconexiones internacionales;
- II. Los precios pertinentes, y los parámetros técnicos declarados, de las unidades de generación declarados como disponibles;
- III. La potencia programada para despacho, o despachada, en cada unidad de generación y a través de las interconexiones internacionales;
- IV. Los servicios complementarios solicitados por el CND, y prestados a éste;
- 5. Las cantidades de energía efectivamente demandadas por los comercializadores

Artículo 17. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía.

COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a 28 de diciembre de 1994

Presidente,

Jorge Eduardo Cock L.

Coordinador General (E).

Eduardo Barrera Quintero.

RESOLUCION NUMERO 056 DE 1994
(diciembre 28)

por la cual se adoptan disposiciones generales sobre el servicio público de energía eléctrica

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS, en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994,

CONSIDERANDO:

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en desarrollo de las facultades emanadas de las Leyes 142 y 143 de 1994 y de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, tiene la facultad de regular los servicios de generación, transporte, comercialización y distribución de energía eléctrica;

RESUELVE:

Artículo 1º. **Definiciones.** Para efectos de la presente Resolución y en general para interpretar las disposiciones generales sobre el servicio de energía eléctrica, se adoptan las siguientes definiciones:

Agente económico. Cualquiera de las personas a las que se refiere el artículo 15 de la Ley 142 de 1994.

Autogenerador. Persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un solo predio exclusivamente para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados.

Código de redes. Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedidos por la Comisión, con las facultades del numeral 73.22 de la Ley 142 de 1994, a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector y otras personas que usen el sistema de transmisión nacional. Incluye también reglas sobre el uso de redes de distribución, que para sus efectos se denominará "Código de Distribución".

Comercialización de electricidad. Actividad de compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

Comercializador. Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de electricidad.

Comisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, organizada como unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994 y 21 de la Ley 143 de 1994.

Distribución de electricidad. Es la actividad de transportar energía a través de una red de distribución a voltajes iguales o inferiores a 115 kv.

Empresa. Para efectos de la presente resolución, son empresas aquellas que se ajusten a la definición del artículo 25 del Código de Comercio y las empresas de servicios públicos a las que se refiere la Ley 142 de 1994.

Empresas de servicios públicos. Las que regula el capítulo I del Título I, de la Ley 142 de 1994.

Generador. Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica por medio de centrales de generación.

Información. Conjunto de documentos, o de datos transmitidos por cualquier medio hábil, acerca de los actos y contratos de una empresa. Incluye documentos tales como las cuentas, estimativos, formularios y similares que sirven para preparar, tramitar, ejecutar, registrar y analizar tales actos y contratos, tengan o no el carácter de pruebas para efectos judiciales.

Mercado mayorista. Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para

realizar contratos sobre cantidades y precios definidos y con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

Reglamento de Operación. Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planteamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional. Mientras la Comisión adopta dicho reglamento, se dará cumplimiento al "Acuerdo Reglamentario para el Planeamiento de la Operación del Sistema Interconectado Colombiano", con las modificaciones incorporadas en la presente Resolución.

Servicio público de electricidad o de energía eléctrica. Comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, transformación, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1º de la Ley 143 de 1994 y el numeral 14.25 de la Ley 142 de 1994.

Sistema Interconectado Nacional. Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.

Superintendencia. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a que se refiere el artículo 76 de la Ley 142 de 1994.

Transmisión de electricidad. Es la actividad consistente en el transporte de energía por líneas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales.

Artículo 2º. **Ambito de aplicación.** Esta Resolución se aplica a todas las personas que, estando organizadas en alguna de las formas dispuestas por el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, generan electricidad; o la transmiten, o la distribuyen, o la comercializan, o realizan más de una de esas actividades.

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, la presente resolución no se aplica a los generadores que tienen una capacidad instalada inferior a 10MW; y a los autogeneradores.

Artículo 3º. **Prestadores del servicio.** Sólo las empresas de servicios públicos, o los otros agentes económicos a los que se refiere el artículo 15 de la Ley 142 de 1994, pueden prestar el servicio público de energía eléctrica. La Comisión, en cumplimiento del numeral 73.18 de la Ley 142 de 1994, solicitará a la Superintendencia que aplique las sanciones a que hubiere lugar a las personas que presten el servicio de energía eléctrica bajo otra forma de organización.

Artículo 4º. **Obligación de Registro.** Todas las empresas que vayan a realizar cualquier actividad comprendida dentro del servicio público de electricidad o energía eléctrica, deben dar noticia del inicio de sus actividades a la Comisión. Con la noticia incluirán los estatutos, el nombre de los socios o propietarios de más del 10% del patrimonio, y los estados financieros en el momento de constitución o los del último año, según el caso. También remitirán una descripción del mercado al cual orienta la empresa sus servicios, los principales activos y permisos con los que cuenta la empresa, o que están en trámite de obtención o construcción, y en el caso de empresas de distribución, del contrato de servicios públicos de condiciones uniformes que la empresa se propone adoptar.

Artículo 5°. Separación de actividades. Las empresas que se constituyan con posterioridad a la vigencia de la Ley 143 de 1994 con el objeto de prestar el servicio público de electricidad, y que hagan parte del sistema interconectado nacional, no podrán tener mas de una de las actividades complementarias relacionadas con el mismo, salvo la de comercialización que puede realizarse en forma combinada con una de las actividades de generación y distribución.

En consecuencia, cualquiera de estas empresas que destine a la generación de energía una capacidad que exceda de 50 MW, no puede tener como objeto social actividades distintas a la misma generación, y la comercialización.

Para tales efectos, se distribuirán (sic) a estas empresas:

- I. Toda la capacidad de generación neta que posean directamente;
- II. Parte proporcional que les corresponda en la capacidad de generación de otras empresas con las cuales tengan una vinculación económica.

Se considera que existe vinculación económica, en los siguientes casos:

a) Cuando estas empresas o sus filiales son parte en un contrato para compartir utilidades o reducir costos, o en cualquier clase de contrato de riesgo compartido con la empresa generadora, o con quienes tengan las mismas relaciones con la empresa generadora; o

b) Cuando estas empresas tienen:

- Acciones o partes de capital en la empresa generadora;
- Créditos a cargo de la empresa generadora, contratados en condiciones distintas de las prevalentes en el mercado;
- Contratos de suministro de combustible o cualquier influjo en la determinación del precio del combustible utilizado por la empresa generadora.

Estas empresas deben proporcionar a la Comisión, cuando ésta lo solicite:

- Un certificado que acredite el cumplimiento de las obligaciones que este artículo consagra en la fecha de su expedición, y que ha cumplido con ellas durante el período que siguió al último certificado expedido de esta clase.

- Un certificado en el que identifique en detalle la capacidad de generación que posee, o a que se refiere interés económico.

Las empresas a que se refiere el inciso primero de este artículo, que tengan por objeto la actividad de transmisión de electricidad, no pueden incluir en su objeto otra actividad; pero las que presten el servicio de distribución, pueden incluir, además de ésta, la de comercialización.

Las empresas de servicios públicos constituidas con anterioridad a la vigencia de la Ley 142 de 1994, podrán continuar prestando en forma combinada las actividades que desarrollaban en la fecha que entró en vigor, más la actividad de comercialización, siempre y cuando, establezcan contabilidades separadas para

cada una de las actividades, antes del 1o. de enero de 1996, de acuerdo con los sistemas uniformes que establezca la Superintendencia.

Artículo 6°. Protección de la competencia en el servicio de electricidad. Se consideran prácticas restrictivas de la competencia, y capaces de reducir la competencia entre las empresas que prestan el servicio público de electricidad; las siguientes conductas:

a) Realizar actos o contratos en condiciones distintas a las usadas en el mercado, entre empresas que prestan el servicio de electricidad y sus matrices, o con las filiales de éstas, o con los propietarios de unas y otras;

b) Romper el principio de neutralidad en materia tarifaria y de tratamiento a los clientes o usuarios de las empresas que prestan el servicio público de electricidad. Para aplicar el principio de neutralidad y definir, en consecuencia, si los costos que ocasiona la prestación del servicio de electricidad a un cliente o usuario son sustancialmente iguales a los que ocasiona prestarlo a otro, y las características técnicas de prestación del servicio, debe atenderse a factores tales como los volúmenes, voltajes, carga, interruptibilidad, sitio, fechas y duración de los actos o contratos convenidos;

Para analizar la condición social del cliente o usuario, cuando la ley obligue a ello, debe examinarse el estrato al que aquél pertenece.

c) Hacer en una empresa que presta el servicio público de electricidad registros contables que no reflejen en forma razonable la separación que debe existir entre los diversos servicios que preste la misma empresa, o la que debe existir con otras empresas que tengan propietarios comunes o actividades complementarias en el servicio de energía eléctrica;

d) Aprovechar en una empresa que presta el servicio público de electricidad información reservada de una empresa matriz, o filial, en la que hay propietarios comunes, para obtener ventajas comerciales injustas al realizar actos o contratos, es decir, ventajas que no se habrían obtenido sin una información que debía permanecer reservada;

e) Permitir en una empresa que presta el servicio público de electricidad, que la información que debe mantenerse en reserva según la ley, se comunique a quienes no tienen derecho a ella, y especialmente a la matriz, a las filiales, o a empresas que tienen propietarios comunes con la que divulga la información; o no tomar las medidas adecuadas para que la información se mantenga en reserva, inclusive por quienes actúan como consultores.

Artículo 7°. Transparencia en las tarifas. Las empresas que ofrezcan servicios de transmisión o de distribución de energía deben publicar, en forma masiva, y mantener a disposición de sus clientes eventuales, y de las autoridades, documentos en los que aparezcan las tarifas que cobrarán por sus servicios, y los diversos componentes de ellas, de modo que cualquier interesado pueda hacer un estimativo correcto de lo que tendría que pagar por recibir tales servicios.

Artículo 8°. Cesión de Contratos. Los contratos de energía celebrados entre los prestadores del servicio podrán ser cedidos parcial o totalmente, conforme a las reglas establecidos en el Código de Comercio.

Artículo 9°. Información. Las empresas a las que se aplica esta Resolución deberán enviar mensualmente a la Comisión, una relación de los contratos celebrados entre empresas generadoras, entre distribuidoras, entre aquéllas y estas, y entre todas ellas y las empresas dedicadas a la comercialización de electricidad, y los usuarios no regulados, incluyendo los contratos que deben cumplirse a través de interconexiones

internacionales. En tales informes deben aparecer los siguientes datos: nombre de las partes, sitio de entrega de la energía, precios, cantidades, condiciones de la entrega, sanciones y compensaciones.

Conforme lo establecido en el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, estas empresas también deberán suministrar a la Comisión en forma oportuna la información que ésta le solicite, necesaria para el cumplimiento de sus funciones.

Las empresas no están obligadas a proporcionar a los usuarios aquella información que la ley en forma expresa califica como secreta o reservada; pero no podrán invocar tal carácter ante el solicitante si la Comisión no ha definido, para el caso particular, o por regla general, que la información requerida lo tiene. La información que se refiere a tarifas nunca tendrá tal carácter.

Artículo 10. Obligaciones en caso de emergencia. Las empresas sujetas a esta Resolución, están obligadas en caso de emergencia, declarada por la Comisión de Regulación o la Superintendencia, a prestar colaboración a las autoridades, a otras empresas, o a los usuarios. Esta colaboración puede consistir, entre otras acciones, en posponer el cierre de plantas de generación o la no disminución de su capacidad disponible

En el momento mismo de producir el acto que ordena dar la ayuda, la respectiva autoridad tendrá el deber de tomar las medidas del caso para estimar y aprobar el monto de la indemnización que debe darse a la empresa que presta el auxilio, y para impulsar los procedimientos presupuestales necesarios para su pago.

Lo aquí dispuesto no limita, en forma alguna, las facultades que la ley otorga a la empresa que preste el auxilio para solicitar y conseguir la indemnización debida.

Artículo 11. Acatamiento del Código de Redes. Las personas a las cuales se aplica esta Resolución, deben ceñirse sus actividades, en lo pertinente, a lo dispuesto en el Código de Redes y en el Reglamento de Operación.

Artículo 12. Acatamiento de otros requisitos. Las personas a las cuales se aplica esta Resolución, deben obtener todos los permisos y autorizaciones que la Ley 142, y la Ley 143 de 1994, prevén como indispensables en lo pertinente, contemplan para ejercer actividades en el sector, y, en particular, los relativos a aspectos ambientales, sanitarios, de uso de aguas, técnicos, y de orden municipal.

Artículo 13.- La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santa Fe de Bogotá, D. C., el día 28 de diciembre de 1994

Presidente,
Jorge Eduardo Cock L.

Coordinador General (E.),
Eduardo Barrera Quintero.

RESOLUCION NUMERO 058 DE 1994
(diciembre 27)

por la cual se precisa el alcance de la resolución número 070 expedida por la Junta Nacional de Tarifas, y se dictan otras disposiciones.

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS, en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y el Decreto 1524 de 1994,

CONSIDERANDO:

Que la Resolución número 070 de 1993 expedida por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos definió los criterios de política tarifaria del servicio de energía eléctrica,

RESUELVE:

Artículo 1o. Para las empresas que tienen autorizada facturación mensual y la Empresa de Energía de Cundinamarca, el consumo del estrato medio-bajo (3) comprendido entre 370 y 400 kwh, se asimilará a razón de 5 kwh-mes, al rango de consumo de 400-600 kwh-mes o 400-800 kwh-mes.

Para el consumo del estrato medio (4) comprendido entre 170 y 200 kwh, se asimilará, a razón de 5 kwh-mes, a las metas establecidas en la Resolución JNT-070 de 1993.

Artículo 2o. Para las empresas que tienen autorizada facturación bimestral, el consumo del estrato medio-bajo (3) comprendido entre 585 y 615 kwh-bimestre, se asimilará, a razón de 5 kwh-mes, al rango de consumo de 800-1200 kwh-bimestre u 800-1600 kwh-bimestre.

Para el consumo del estrato medio (4) comprendido entre 490 y 520 kwh-bimestre, se asimilará, a razón de 5 kwh-mes, al rango de consumo de 800-1200 kwh-bimestre, o 800-1600 kwh-bimestre.

Artículo 3o. Derogar los artículos 1o, 2o, 3o, y 5o de la Resolución número 015 de 1993 y la Resolución número 012 de 1994 expedidas por la Comisión de Regulación Energética.

Artículo 4o. Los costos de referencia se actualizarán con el Índice de Precios al Productor, IPP, del mes correspondiente.

Artículo 5o. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a 27 de diciembre de 1994

El Presidente,

Jorge Eduardo Cock L.

El Coordinador General,

Eduardo Barrera Quintero

**RESOLUCION NUMERO 8 0103 DE 1995
(febrero 2)**

**por la cual se reglamentan la organización y el funcionamiento
del Consejo Nacional de Operación.**

El Ministro de Minas y Energía, en ejercicio de sus facultades legales, en especial de las que le confiere el artículo 3o, ordinal 4o, del Decreto 2119 de 1992 y en desarrollo de los artículos 36 y 37 de la Ley 143 de 1994,

RESUELVE:

Artículo 1o. Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la publicación de esta resolución las empresas de generación conectadas al sistema interconectado nacional que tengan una capacidad instalada superior al cinco por ciento (5%) del total nacional, presentarán al Ministerio de Minas y Energía sus representantes para conformar el Consejo Nacional de Operación.

Las empresas generadoras conectadas al sistema interconectado nacional que tengan una capacidad instalada entre el uno por ciento (1%) y el cinco por ciento (5%) del total nacional, las demás empresas generadoras conectadas al sistema interconectado nacional, las empresas propietarias de la red nacional de interconexión, el Centro Nacional de Despacho y las empresas que no realicen prioritariamente actividades de generación presentarán, dentro del mismo término, al Ministerio de Minas y Energía sus candidatos con base en los cuales esta entidad seleccionará los representantes correspondientes.

Artículo 2º. Para efectos de la selección de las empresas de generación se considerarán los valores de capacidad instalada efectiva de cada una de ellas y se compararán con la capacidad efectiva del Sistema Interconectado Nacional.

Artículo 3o. Para efectos de la selección de los representantes de las empresas que, de acuerdo con lo establecido por el artículo 37 de la Ley 143 de 1994, integrarán el Consejo Nacional de Operación creado por el artículo 36 de la misma ley, se considera como empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación aquellas cuya capacidad instalada efectiva sea inferior al 20% de su demanda pico del último año.

Artículo 4o. El Ministerio de Minas y Energía determinará las capacidades efectivas, las demandas pico y los porcentajes a que se refieren los artículos anteriores con base en las capacidades efectivas declaradas a

ISA para el planeamiento operativo y la proyección anual de demanda definida por la Unidad de Planeación Minero Energética a 31 de diciembre del año inmediatamente anterior.

Artículo 5o. Los miembros del Consejo Nacional de Operación serán designados por el Ministro de Minas y Energía para períodos de un (1) año y serán reelegibles.

Artículo 6o. Adicionalmente a la función asignada por el artículo 36 de la Ley 143 de 1994, el Consejo Nacional de Operación tendrá las siguientes:

- a) Diseñar y adoptar los mecanismos que considere indispensables para asegurar el cumplimiento por las empresas de los acuerdos y el reglamento de operación;
- b) Supervisar el cumplimiento del Código de Operación y aplicar las medidas correctivas previstas en él cuando lo estime necesario;
- c) Definir su programa anual de trabajo;
- d) Crear los comités y grupos de trabajo que considere necesarios para el cumplimiento de su labor;
- e) Preparar y presentar los informes que le sean solicitados;
- f) Elegir de su seno a quien habrá de ejercer la Presidencia del Consejo;
- g) Adoptar su reglamento interno;
- h) Proponer e implementar, cuando se llegue a acuerdos, soluciones a las diferencias que puedan presentarse, con miras a facilitar la operación del sistema interconectado nacional.

Artículo 7o. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 37 de la Ley 143 de 1994, establecerá la periodicidad de las reuniones del Consejo Nacional de Operación.

Artículo 8o. El Director del Centro Nacional de Despacho será el Secretario Técnico del Consejo Nacional de Operación y tendrá entre otras, las siguientes funciones:

- a) Citar y coordinar las reuniones del Consejo;
- b) Apoyar las tareas de los comités y grupos de trabajo integrados por el Consejo y presentar a éste los documentos y recomendaciones formulados por dichos grupos;
- c) Servir como nexo entre el Consejo y los distintos comités y grupos de trabajo del mismo;
- d) Dar soporte técnico al Consejo;
- e) Elaborar las actas de las reuniones y someterlas a la aprobación del Consejo;
- f) Suministrar la información requerida por los miembros del Consejo sobre la operación del sistema;
- g) Velar por el cumplimiento de las decisiones del Consejo;
- h) Establecer canales de comunicación con las entidades y dependencias que directamente desarrollen funciones relacionadas con la operación del Sistema Interconectado Nacional;
- i) Las demás que le asigne el Consejo.

Artículo 9o. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., 2 de febrero de 1995.

El Ministro de Minas y Energía,

Jorge Eduardo Cock Londoño.

El Secretario General,

Eduardo Afanador Iriarte.

RESOLUCION NUMERO 8 0238 DE 1995
(febrero 15)

**por la cual se delegan unas funciones
en el Director Ejecutivo de la
Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.**

El Ministro de Minas y Energía, en ejercicio de sus facultades legales y en especial las conferidas por los artículos 209 y 211 de la Constitución Política y 12 y 21 del Decreto 1050 de 1968,

RESUELVE:

Artículo 1o. Delegar en el Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, GREG, las siguientes funciones:

En asuntos de personal:

- Decretar vacaciones con excepción de los expertos, otorgar licencias no remuneradas, licencias por enfermedad no profesional, licencias por maternidad, reconocer horas extras y compensatorios y decretar las comisiones que deban cumplirse dentro del país y, en general, decidir sobre las situaciones administrativas que se presenten con los empleados vinculados a la planta de personal de la Comisión.

- Tomar posesión a las personas nombradas para desempeñar cargos en la Comisión.

- Firmar la convocatoria y los de más documentos relativos al ingreso y al ascenso del personal de la Comisión que deba pertenecer a la Carrera Administrativa.

Artículo 2o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias,

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C. a 15 de febrero de 1995.

El Ministro de Minas y Energía,

Jorge Eduardo Cock Londoño.

El Secretario General,

Eduardo Afanador Iriarte.

RESOLUCION NUMERO 8 0263 DE 1995
(febrero 22)

por la cual se delegan unas funciones.

El Ministro de Minas y Energía, en ejercicio de sus facultades legales, y en especial las que le confiere el artículo 21 del Decreto 1050 de 1968, concordante con el artículo 3o. de la Ley 19 de 1990 y el artículo 8o. del Decreto 2119 de 1992,

RESU ELVE:

Artículo 1o. Delegar en el Consejo Nacional de Técnicos Electricistas la expedición de las matrículas de técnicos electricistas, de conformidad con la legislación vigente.

Parágrafo. Para la expedición de dichas matrículas, el Consejo Nacional de Técnicos Electricistas deberá tener en cuenta los parámetros establecidos en la Resolución 8-1868 del 10 de octubre de 1994.

Artículo 2o. La presente Resolución rige a partir de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a 22 de febrero de 1995.

El Ministro de Minas y Energía,

Jorge Eduardo Cock Londoño.

El Secretario General,

Eduardo Afanador Iriarte,

RESOLUCION 8 2189 DE 1995
(septiembre 21)

**por la cual se modifica parcialmente la Resolución No. 8 0302
del 28 de febrero de 1995.**

El Ministro de Minas y Energía, en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial de la que le confiere el ordinal 4o. del artículo 3o. del Decreto 2119 de 1992 y en desarrollo de lo establecido por el artículo 37 de la Ley 143 de 1994 y por la Resolución No. 80103 del 2 de febrero de 1995,

RESUELVE:

ARTICULO PRIMERO.- El inciso final del ordinal 1o. del artículo 1º de la Resolución 8 0302 del 28 de febrero de 1995, por la cual se integra el Consejo Nacional de Operación, quedará así:

"El conjunto de centrales de generación de propiedad de la Nación, directa o indirectamente, que son: Centrales Térmicas de Tasajero, Cartagena y Paipa III, Central Hidroeléctrica de Prado y centrales eléctricas de propiedad de ECOPETROL, representado por el Director General de la Unidad de Planeación Minero Energética, doctor Germán Corredor Avella".

ARTICULO SEGUNDO.- La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLIQUESE, COMUNIQUESE Y CUMPLASE
Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a septiembre 21 de 1995.

RODRIGO VILLAMIZAR ALVARGONZALEZ
Ministro de Minas y Energía

JUAN CARLOS MONDRAGON ARANGO
Secretario General

RESOLUCION NUMERO 898 DE 1995
(agosto 23)

por la cual se regulan los criterios ambientales de calidad de los combustibles líquidos y sólidos utilizados en hornos y calderas de uso comercial e industrial y en motores de combustión interna de vehículos automotores.

La Ministra del Medio Ambiente, en ejercicio de sus funciones legales y, en especial las conferidas, al Ministerio del Medio Ambiente por los numerales 2º, 10, 11 y 14 del artículo 5º de la Ley 99 de 1993, y en el artículo 19 del Decreto 948 de 1995 que contiene el Reglamento de Protección y Control de la Calidad del aire, y

CONSIDERANDO:

Que corresponde al Ministerio del Medio ambiente, de acuerdo con los numerales 2º y 10º del artículo 5º de la Ley 99 de 1993, regular las condiciones generales para el saneamiento del medio ambiente y el uso, manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, con el fin de mitigar o eliminar el impacto de actividades contaminantes del entorno y determinar las normas ambientales mínimas y las regulaciones de carácter general aplicables a todas las actividades que puedan generar directa o indirectamente, daños ambientales.

Que conforme a los numerales 11º y 14. del artículo 5º de la Ley 99 de 1993, es función del Ministerio del Medio Ambiente dictar regulaciones ambientales de carácter general para controlar y reducir la contaminación atmosférica en todo el territorio nacional y definir y regular los mecanismos necesarios para la prevención y control de los factores de deterioro que puedan afectar el medio ambiente o los recursos naturales renovables.

Que de conformidad con el artículo 19º del Decreto 948 de 1995 que contiene el Reglamento de Protección y Control de la Calidad del Aire, le corresponde al Ministerio del Medio Ambiente, establecer las normas y criterios ambientales de calidad que deberán observarse en el uso de combustibles.

RESUELVE:

.....

CAPITULO II

NORMAS DE CALIDAD DEL CARBON MINERAL

Artículo 6º. **Calidad del carbón mineral para su utilización como combustible de hornos y calderas.** A partir de las fechas de vigencia indicadas en la Tabla N° 4 de la presente resolución, los carbones o sus mezclas que se utilicen en todo el territorio nacional, como combustible de hornos y calderas, deberán cumplir con los requisitos de calidad que se señalan en dicha Tabla No. 4.

TABLA N° 4

REQUISITOS DE CALIDAD DEL CARBON MINERAL O SUS MEZCLAS PARA EL CONSUMO EN HORNOS Y CALDERAS.

1. Contenido de Azufre (% peso)

Región		FECHA	DE	VIGENCIA
	Enero 1º de 1996	Enero 1º de 1998	Enero 1º de 2001	Enero 1º de 2006
Atlántica	1.5	1.2	1.0	menor a 1
Central y Orinoquía	1.5	1.2	1.0	menor a 1
Pacífica y Amazonía	3.8	3.2	2.56	menor a 1.5

Región Atlántica: Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena, Sucre, San Andrés y Providencia.

Región Central y de la Orinoquía: Antioquia, Boyacá, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda, Santander del Sur, Tolima, Cundinamarca, Meta, Arauca, Casanare, Vichada, Guaviare y Guainía.

Región Pacífica: Cauca, Chocó, Nariño, Valle del Cauca, Huila, Caquetá, Amazonas, Putumayo y Vaupés.

Parágrafo. A partir del 1º de julio de 1997, El Ministerio del Medio Ambiente, en concordancia con el Ministerio de Minas y Energía, revisará las normas de calidad sobre el contenido de Azufre en el carbón que se utilice como combustible en hornos y calderas establecidos en la Tabla No. 4 de la presente Resolución, con base en los resultados de los estudios técnicos que se adelanten para tal efecto.

CAPITULO III

EMULSIONES O SUSPENSIONES DE COMBUSTIBLES PESADOS

Artículo 7°. **Contenido de Azufre de las emulsiones o suspensiones.** El contenido de Azufre de las emulsiones o suspensiones de crudos pesados o combustóleo en agua o en cualquier otro líquido, o las de carbón mineral en agua, en hidrocarburos o en cualquier otro líquido, no deberá ser superior a 1.7% en peso, cuando éstas se utilicen como combustibles en hornos o calderas dentro del territorio nacional.

.....

CAPITULO V

NORMAS GENERALES PARA UTILIZACION DE COMBUSTIBLES

Artículo 9°. **Registro de consumo de combustibles.** A partir de la fecha de vigencia de la presente resolución, toda persona natural o jurídica, pública o privada, que sea propietaria o que bajo cualquier otro título utilice calderas y hornos en procesos de carácter industrial o comercial, deberá llevar un registro pormenorizado (horario, diario y mensual) del consumo de combustibles.

Para cumplir con los requisitos de calidad que se establecen en esta resolución, dicho registro incluirá, entre otros, lo siguiente;

- a) Identificación del distribuidor o proveedor;
- b) Copia de la certificación de calidad, otorgada por el distribuidor o proveedor del combustible suministrado, y que se encuentre en uso;
- c) Cantidad consumida;
- d) El análisis del combustible correspondiente al lote que se esté utilizando en el momento, en el cual se especifiquen los contenidos (% en peso) de Azufre y el poder calorífico;
- e) Si el combustible ha sido tratado previamente, o formulado;
- f) El tratamiento a que ha sido sometido, y los componentes de la formulación o los porcentajes en que éstos participan en la mezcla.

Parágrafo. La autoridad ambiental competente, cuando lo considere pertinente podrá verificar dichos registros y solicitar una copia de los mismos.

.....

Artículo 11. **Verificación de las normas de calidad de los combustibles en sitios de distribución.** A partir del 1° de enero de 1996 las autoridades ambientales competentes, cuando lo consideren necesario,

podrán tomar o exigir la toma de muestras de los combustibles en los sitios de distribución para realizar los análisis de verificación respectivos.

Parágrafo. En el evento que los combustibles analizados no cumplan con las especificaciones de calidad, las autoridades ambientales competentes procederán de inmediato a tomar medidas preventivas y a aplicar las sanciones que sean del caso.

Artículo 12. **Toma de muestras de combustibles en establecimientos industriales y comerciales.** A partir del 1° de enero de 1996, las autoridades ambientales competentes podrán verificar la calidad de los combustibles empleados en las calderas y hornos para uso industrial o comercial, tomando o exigiendo la toma de muestras del mismo, en las líneas de alimentación a las fuentes de generación de calor o energía, o en el depósito de almacenamiento o suministro diario.

Parágrafo. Cuando se verifique que el combustible utilizado no cumple con las normas de calidad indicadas en la presente resolución, la autoridad ambiental competente aplicará las medidas preventivas y sancionatorias establecidas en el Artículo 85° de la Ley 99 de 1993 a que hubiere lugar.

Artículo 13. **Control de combustión.** En el término de dos (2) años contados a partir de la vigencia de esta resolución, todas las calderas de doscientos (200) o más BHP (Boiler Horse Power) y los hornos industriales de más de diez millones (10'000.000) de kilocalorías por hora (Kcal/hr), deberán contar con sistemas automáticos continuos de control de combustión. El sensor de oxígeno se instalará sobre el ducto de salida de los gases de combustión y deberá actuar sobre el sistema de control de la relación aire/combustible, de tal manera que el exceso de oxígeno sea máximo del seis por ciento (6%) en volumen, en los equipos que utilicen combustibles sólidos y del cuatro por ciento (4%) en volumen, en los que utilicen combustibles líquidos.

Artículo 14. **Sanciones.** La infracción de las disposiciones señaladas en la presente Resolución, dará lugar a la aplicación de las sanciones establecidas en el Artículo 85° de la Ley 99 de 1993 y en el Capítulo XI del Decreto 948 de 1995, sin perjuicio de las demás sanciones a las que conforme a la ley haya lugar.

Artículo 15. **Vigencia.** La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase

Dada en Santafé de Bogotá, D.E., a 23 de agosto de 1995

Ministra del Medio Ambiente,

Cecilia López Montaña.

Secretario General,

Rafael A. Echeverry Perico.

**RESOLUCION NUMERO 127 DE 1995
(mayo 8)**

por la cual se expide el procedimiento para el trámite de los recursos ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, se establecen los procedimientos para adelantar investigaciones en caso de emergencia, así como aquellas de orden administrativo en las personas prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

El Superintendente de servicios públicos domiciliarios en ejercicio de sus atribuciones constitucionales, legales y en especial de las que le confieren las Leyes 142 y 143 de 1994 y el Decreto 548 de 1995,

RESUELVE:

TITULO I

TRAMITE DE RECURSOS ANTE LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS

PUBLICOS DOMICILIARIOS

CAPITULO I

Trámite del recurso de apelación de peticiones, quejas y reclamos.

Artículo 1º. El recurso de apelación ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios sólo procede en forma subsidiaria y dentro de los cinco días siguientes a aquél en que la empresa ponga el acto que resuelve la petición, la queja o el reclamo en conocimiento del suscriptor o usuario, de conformidad con lo establecido en los artículos 154 y 159 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 2º. El procedimiento para el trámite del recurso de apelación será el siguiente:

1. Una vez recibido el escrito, la Secretaria General, enviará los recursos presentados dentro de las ocho horas siguientes a la correspondiente Superintendencia Delegada o a la Intendencia respectiva, donde se realizará el reparto en forma inmediata.

El recurso de apelación siempre se resolverá de plano, a menos que el investigador decrete la práctica de pruebas.

El funcionario comisionado contará con cinco (5) días hábiles, para realizar el estudio correspondiente y deberá proyectar para la firma del Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, o del Delegado a quien corresponda, el fallo del recurso de apelación. Así mismo, en caso de que exista mérito para iniciar una investigación, el funcionario incluirá éste hecho dentro de la parte resolutoria del acto administrativo proyectado.

Una vez se dicte el fallo se procederá a notificar al usuario en la forma establecida en las disposiciones de esta Resolución o en su defecto, de conformidad con las normas contenidas en la Ley 142 de 1994 y en el Código Contencioso Administrativo, indicándole que con esta decisión queda agotada la Vía gubernativa.

CAPITULO II

Trámite de los recursos relacionados con la impugnación de los vocales de control y con la revisión de estratos.

Artículo 3º. De conformidad con lo establecido por el inciso 8º del Artículo 62 de la Ley 142 de 1994, las decisiones que adopten los personeros municipales, del lugar en donde se realizó la Asamblea de elección de un vocal de control de un Comité de Desarrollo y Control Social, serán apelables ante esta Superintendencia, para lo cual se aplicará el procedimiento establecido en el capítulo anterior.

Artículo 4º. De conformidad con lo establecido en el Artículo 104 de la Ley 142 de 1994, toda persona o grupo de personas, podrá solicitar la revisión del estrato que se le asigne, en primera instancia ante el Comité de Estratificación, el cual tiene un plazo para resolver dicha solicitud de dos meses. La decisión que adopte el Comité de Estratificación, será objeto del recurso correspondiente ante esta Superintendencia, para lo cual se aplicará el procedimiento establecido en el capítulo anterior.

TITULO II

PROCEDIMIENTO EN CASO DE EMERGENCIA.

Artículo 5º. Las actuaciones en casos de emergencia en los servicios públicos domiciliarios que impliquen alteración del orden público o que perturben la prestación de los mismos, se iniciarán de oficio, o por queja verbal o escrita presentada por cualquier persona, aún por aviso telefónico, previa identificación del quejoso, o cuando los hechos sean evidentes o de público conocimiento, en todo caso teniendo en cuenta la gravedad del hecho.

Artículo 6º. Conocidos los hechos por cualquier funcionario de esta Superintendencia, se pondrán en conocimiento inmediato del Superintendente, o del Superintendente Delegado a quien corresponda, quien procederá a dictar un auto comisionando por un término no mayor a dos días, a los funcionarios que crea conveniente, para que, si es del caso, se trasladen a la zona de emergencia y presenten un informe en el cual se consignen todas las situaciones relacionadas con la prestación de los servicios públicos domiciliarios.

A dicho informe se anexarán en lo posible, los documentos que puedan servir de fundamento a la investigación y a la toma de decisiones. Así mismo, se incluirá una relación de las pruebas que sean indispensables para el esclarecimiento de los hechos. Dentro del mismo término los comisionados están obligados a poner en conocimiento de las empresas de servicios públicos involucradas en la emergencia, los hechos materia de la investigación.

Artículo 7º. Vencido el término anterior, el comisionado dispondrá de un (1) día hábil para presentar el informe evaluativo de la actuación, dentro del cual deberá recomendar la formulación de cargos a la (s) empresa(s) o funcionarios involucrado(s), o en el archivo de las diligencias, para lo cual proyectará el auto correspondiente.

Si el Superintendente encuentra mérito para formular pliego de cargos ordenará al comisionado hacerlo al día siguiente hábil de presentado el informe evaluativo correspondiente. El pliego de cargos se notificará al investigado a través del siguiente trámite:

El oficio que contenga los cargos se entregará personalmente al investigado en su lugar de trabajo y éste deberá firmar una copia del mismo como constancia de su recibo.

En caso de que el investigado se negare a firmar, el comisionado para el efecto dejará constancia de tal hecho en la copia del respectivo oficio y firmará un testigo.

Artículo 8°. El representante legal de la empresa investigada dispondrá de un término de tres (3) días hábiles contados a partir de la notificación, para presentar sus descargos, aportar y solicitar las pruebas que considere necesarias para el esclarecimiento de los hechos.

Artículo 9°. En caso de haberse solicitado pruebas o de haberse decretado éstas de oficio, el investigador dictará un Auto ordenándolas y fijando el término para su recepción, el cual no podrá ser inferior a diez (10) días hábiles.

Artículo 10°. Presentados los descargos, o vencido el término anterior, según el caso, el funcionario comisionado presentará el informe respectivo al Superintendente o al Superintendente Delegado correspondiente y recomendará la sanción a imponer o la exoneración de los cargos si es del caso.

Artículo 11°. La actuación correspondiente se hará mediante Resolución motivada del Superintendente o del Superintendente Delegado competente, susceptible del recurso de reposición y la sanción podrá consistir en alguna de las previstas en el artículo 81° de la Ley 142 de 1994, o de las contenidas en el artículo 43 de la Ley 143 del mismo año, de conformidad con la gravedad de los hechos.

Artículo 12°. Además de la actuación administrativa prevista en éste capítulo, el Superintendente podrá formular recomendaciones tendientes a hacer respetar de manera efectiva los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios. Así mismo podrá hacer recomendaciones a las autoridades locales, departamentales o nacionales, que tengan ingerencia en la búsqueda de soluciones efectivas de la emergencia o el conflicto social relacionado con la ineficiente prestación de los servicios públicos domiciliarios que originaron la investigación, de conformidad con las funciones a ellas asignadas por la Constitución y las leyes.

Artículo 13°. En adición a lo anteriormente establecido, el Superintendente, de conformidad con lo establecido en los artículos 29, 59.1 y 59.5 de la Ley 142 de 1994, podrá ordenar a la entidad prestadora de alguno de los servicios públicos domiciliarios, que se encuentre dentro de los supuestos normativos contemplados dentro del presente título, adoptar todas las medidas necesarias para que cualquiera de los servicios suspendidos sea restablecido inmediatamente.

Artículo 14°. En los demás aspectos no contemplados en la presente resolución, tales como impedimentos, recusaciones, acumulaciones, revocatoria directa, entre otros, el procedimiento será el indicado en el C.C.A.

TITULO III

INVESTIGACIONES ADMINISTRATIVAS

Artículo 15°. Las investigaciones que realice la Superintendencia se iniciarán de oficio, o a solicitud o por información de funcionario público, o por denuncia presentada por cualquier persona.

Cuando la investigación se inicie en virtud de una denuncia presentada, el funcionario encargado de adelantarla, si lo considera pertinente, ordenará la ratificación bajo la gravedad del juramento, pero si por cualquier circunstancia no pudiere obtenerse, se adelantará sin ese requisito cuando así lo aconsejen la gravedad o la índole de los hechos denunciados.

Artículo 16°. Una vez presentada la denuncia, la Secretaria General o la Oficina que ésta determine, procederá a radicarla y enviarla a la Superintendencia Delegada correspondiente, en donde a su vez se deberá informar al denunciante mediante oficio el inicio de la investigación preliminar.

Conocida la presunta irregularidad de forma oficiosa por parte de la Superintendencia, el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios o el Superintendente Delegado competente, ordenará iniciar la correspondiente investigación preliminar.

Artículo 17°. El Superintendente Delegado a quien corresponda, podrá comisionar hasta por un término de diez (10) días hábiles prorrogables de acuerdo con la complejidad del tema, al funcionario competente para la práctica de pruebas, con el fin de determinar si es procedente la apertura de una investigación administrativa formal. El acto de trámite que confiere una comisión indicará su objeto con toda claridad y señalará el término dentro del cual deba cumplirse.

Si no existiere mérito para abrir investigación administrativa formal, el funcionario comisionado rendirá informe evaluativo para que se pueda disponer el archivo de la actuación mediante acto debidamente motivado.

Artículo 18°. Si el funcionario comisionado encuentra mérito para abrir investigación formal deberá hacerlo dentro de los tres (3) días hábiles siguientes al vencimiento del término para adelantar las diligencias preliminares o antes si lo considera necesario. El acto de trámite que decreta la apertura de investigación administrativa formal contendrá necesariamente, entre otros aspectos, los siguientes:

1°. Informe o aviso al representante legal de la empresa prestadora sobre la apertura de la investigación, con la advertencia que deberá abstenerse de abrir cualquier investigación sobre los mismos hechos, o de que se suspenda si se estuviere adelantando alguna por parte de control interno y sean remitidas éstas diligencias en el estado en que se encuentran.

2°. Relación de los hechos sobre los cuales recaen las averiguaciones y la indicación precisa de las diligencias que hayan de adelantarse.

3°. Término dentro del cual se adelantará la investigación.

Artículo 19°. En el evento de tener conocimiento de que alguna autoridad de regulación y/o control haya practicado pruebas o posea documentación relacionada con los hechos investigados se solicitará al organismo respectivo que remita fotocopia auténtica de las mismas para que previo examen y si se considera pertinente sean incorporadas al expediente.

CAPITULO I

Pruebas.

Artículo 20°. Toda decisión de una investigación debe fundarse en las pruebas allegadas al proceso de manera regular y oportuna.

Artículo 21°. El término para la práctica de pruebas no puede ser inferior a diez (10) días hábiles, ni superior a treinta (30) según lo establecido en el artículo 58 del C.C.A. Los términos inferiores a treinta días, podrán prorrogarse por una sola vez sin que exceda del doble del inicialmente fijado, que en ningún caso será superior a treinta (30) días hábiles. El auto que decreta la práctica de pruebas, indicará con toda exactitud el día en que vence el término probatorio.

Artículo 22°. En las investigaciones administrativas que se adelantan en la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, servirán como medios de prueba las declaraciones juramentadas, las exposiciones libres, las visitas especiales, los documentos, los indicios, los informes técnicos o científicos y en general, las contempladas en el artículo 175 del Código de Procedimiento Civil, acatando para su práctica y valoración, las disposiciones ya previstas en otros códigos, las que regulen medios semejantes o el prudente juicio del funcionario.

Artículo 23°. En las declaraciones se recibirá al interrogado juramento de no faltar a la verdad, informándole acerca de las sanciones establecidas para los que declaren falsamente. Asimismo se le prevendrá que no está en el deber de responder aquellas preguntas que lo involucren a él o a sus parientes dentro del 4° grado de consanguinidad, 2° de afinidad, y 1° civil en materias administrativa, policiva y penal.

De la diligencia se extenderá la correspondiente acta, que se irá escribiendo a medida que se vaya practicando y que será firmada por el investigador y el declarante. Si el exponente no supiere o no quisiere firmar, se hará constar esta circunstancia rubricando con su huella digital la diligencia y firmando a nombre suyo, otra persona. En el evento de que el exponente no quisiere firmar, se dejará constancia de tal circunstancia y firmarán dos (2) testigos.

Antes de firmar el documento que contenga la diligencia será leído al declarante, y si observare que contiene inexactitud, obscuridad o deficiencia, se hará constar en el acta de observaciones.

Parágrafo. A quienes rindan testimonio por certificación jurada, se les remitirá solicitud con el interrogatorio del caso, indicándoles que deberán responder a más tardar al tercer día de recibida dicha petición.

Artículo 24. Podrá oírse en exposición espontánea al presunto responsable a quien se le permitirá el abono de sus dichos con la adjunción o entrega de documentos que harán parte del expediente. En todo caso, se hará la prevención del artículo 33° de la Constitución Política, dejándose de ello, expresa constancia.

Artículo 25°. Los documentos se aportarán a la investigación, en originales o en copias auténticas de conformidad con las normas que regulan la materia. Sin embargo, se considerarán originales aquellos que se hagan llegar vía fax, modem, y en general todo instrumento tecnológico idóneo para la teletransportación de documentos.

Artículo 26°. En la práctica de visitas especiales el funcionario investigador procederá a examinar y reconocer los documentos, hechos, instalaciones, equipos, procedimientos y demás circunstancias relacionadas con el objeto de la diligencia, y simultáneamente irá extendiendo la correspondiente acta en donde anotarán pormenorizadamente los documentos, hechos, instalaciones, equipos, procedimientos y circunstancias examinadas, así como las manifestaciones que sobre ellos hagan las personas que intervienen en la diligencia.

Cuando lo estime necesario, el investigador podrá tomar declaraciones juramentadas a las personas que intervengan en la diligencia y solicitar documentos para incorporarlos al informativo que autenticará según los casos.

Artículo 27°. Los funcionarios de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios podrán solicitar, de oficio o a petición de parte, pericias, informes técnicos o científicos a las entidades y oficinas públicas que dispongan de personal especializado, sobre los hechos y circunstancias de interés para las investigaciones.

Artículo 28°. El acto que niegue la práctica de pruebas solicitadas en su oportunidad por el presunto responsable, será susceptible del recurso de reposición en el efecto suspensivo, salvo que en el mismo se ordene la práctica de algunas, caso en cual se concederá en el devolutivo.

Artículo 29°. Las pruebas deben ser valoradas en conjunto de acuerdo con las normas que regulan la sana crítica.

CAPITULO II

CARGOS

Artículo 30°. Una vez terminada la etapa probatoria, el funcionario comisionado deberá formular o no los cargos, elaborando para el efecto el auto correspondiente.

Artículo 31°. En el Auto de formulación de cargos, se deberán observar las siguientes reglas:

1. La formulación de cargos se hará mediante oficio dirigido al investigado.
2. Se determinarán de manera clara y precisa los hechos u omisiones que objetivamente aparezcan en la averiguación, según las pruebas aportadas.
3. Se señalarán las disposiciones legales que se consideren infringidas y que sean aplicables.
4. Se hará una relación de las pruebas practicadas o allegadas que demuestran la existencia de tales hechos.
5. Se señalará el término dentro del cual el investigado deberá presentar al funcionario respectivo sus descargos.
6. Se informará al investigado sobre el derecho que tiene a conocer el informe y las pruebas allegadas a la investigación y a aportar y solicitar la práctica de pruebas.

Artículo 32°. La existencia del pliego de cargos deberá notificarse al investigado personalmente, o a su representante o apoderado.

Si no hay otro medio más eficaz de informar al investigado para hacer la notificación personal se le enviará por correo certificado una citación a la dirección que aquel haya anotado al intervenir por primera vez en la actuación, o en la nueva que figure en comunicación hecha especialmente para tal propósito, o en su defecto a la última dirección conocida en la Empresa o en alguna de sus actuaciones públicas o privadas. El envío se hará dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la expedición del acto.

Al hacer la notificación personal se entregará al notificado copia íntegra y gratuita del oficio que contenga los cargos.

Artículo 33°. Si no se pudiere hacer la notificación personal al cabo de cinco (5) días hábiles del envío de la citación se fijará edicto en lugar público del respectivo despacho, por el término de diez (10) hábiles, con inserción de la totalidad del contenido del pliego de cargos.

Parágrafo. De conformidad con lo establecido por el artículo 105.4 de la Ley 142 de 1994, se podrán delegar algunas funciones de las contenidas en éste Título en otras entidades administrativas del orden departamental o municipal, caso en el cual se incluirá dentro de la parte resolutive del respectivo acto administrativo, la remisión de una copia de la Resolución y del despacho comisorio de notificación a la Procuraduría Delegada correspondiente, o en su defecto al Personero Municipal, con el fin de que se ejerza la vigilancia administrativa tendiente a hacer efectiva la notificación.

Artículo 34°. La persona a quien se le corra pliego de cargos, dispondrá de un término común de ocho (8) días hábiles para presentar sus descargos y para solicitar y aportar pruebas, durante el cual el expediente permanecerá a su disposición en la Oficina Jurídica de la Superintendencia. El término probatorio será hasta de diez (10) días hábiles.

Artículo 35°. Practicadas las pruebas a que se refiere el artículo anterior, o vencido el término de ocho (8) días sin que se solicitare la práctica de ellas, el funcionario comisionado proyectará la correspondiente Resolución para la firma del Superintendente Delegado a quien corresponda, que deberá contener la decisión de fondo, la cual se notificará conforme a lo establecido en el artículo 33 de ésta Resolución.

Artículo 36°. La decisión que ponga fin a las actuaciones administrativas deberá tomarse dentro de los cinco (5) meses siguientes al día en que se haya hecho la primera de las citaciones o publicaciones de que trata el artículo 108 de la Ley 142 de 1994. La violación del término anteriormente mencionado será causal de mala conducta del funcionario que la propicie.

Dicha Resolución deberá contener la relación de los cargos formulados, el análisis de los hechos investigados, las pruebas en su conjunto, las normas jurídicas pertinentes, los argumentos de las partes y las razones de la decisión de fondo, así como la indicación del recurso que procede, el término con que cuenta y la autoridad ante la cual debe interponerse.

Una vez resuelto el recurso de reposición, el fallo quedará en firme y será suficiente por sí mismo, para que la Superintendencia pueda ejercer de inmediato los actos necesarios para su cumplimiento.

Artículo 37°. La actuación administrativa que pone fin a la instancia en las averiguaciones administrativas y/o disciplinarias, se notificará personalmente al investigado de conformidad con el artículo 33 de la presente Resolución.

Artículo 38°. Si antes de fallar el Superintendente considera que es necesario ampliar la investigación, señalará un término no mayor de quince (15) días hábiles para que el investigador practique las diligencias que hubiese ordenado.

CAPITULO III

Sanciones

Artículo 39°. En los casos de amonestación ésta Superintendencia remitirá copia auténtica de la Resolución, con la constancia de su ejecutoria, a la autoridad nominadora para que se anote en la hoja de vida del sancionado.

Artículo 40°. Cuando se trate de multas el Superintendente enviará de inmediato copia auténtica de la Resolución, con la constancia de ejecutoria, al Pagador del sancionado, para que éste consigne el valor de la multa en la entidad que se indique en la misma.

El monto de la multa se graduará atendiendo al impacto de la infracción sobre la buena marcha del servicio público y al factor de reincidencia: Si la infracción se cometió durante varios años, el monto máximo que arriba se indica, se podrá multiplicar por el número de años. Si el infractor no proporciona información suficiente para determinar el monto, dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes al requerimiento que se le formule, se le aplicarán las otras sanciones que prevé la Ley 142 de 1994. Las multas ingresarán al patrimonio de la Nación para la atención de programas de inversión social en materia de servicios públicos domiciliarios, salvo en el caso al que se refiere el numeral 79.11 de la citada Ley, el cual será objeto de reglamentación posterior por parte de la Superintendencia.

Las Empresas a las que se multe podrán repetir contra quienes hubieren realizado los actos y omisiones que dieron lugar a la sanción. La repetición será obligatoria cuando se trate de servidores públicos, de conformidad con el artículo 90° de la Constitución Política.

Artículo 41°. En el evento de que la Resolución ordene la suspensión de inmediato de todas o algunas de las actividades del infractor y cierre de los inmuebles destinados para desarrollarlas, el Gerente y el Auditor Externo presentarán un informe escrito a esta Superintendencia dentro de los dos (2) días siguientes a la notificación de la Resolución, donde indiquen las medidas adoptadas para cumplir la misma.

Artículo 42°. Si la Resolución ordena la separación de los administradores o empleados de una empresa de servicios públicos de los cargos que ocupan; y prohibición a los infractores de trabajar en empresas similares hasta por diez años, se informará al ente nominador y a la Procuraduría General de la Nación, si es del caso, para que procedan a dictar el correspondiente acto de ejecución, dentro de los diez (10) días hábiles contados a partir de la fecha de recibo.

Artículo 43°. En el caso de que la Resolución ordene solicitar a las autoridades para que decreten la caducidad de los contratos que haya celebrado el infractor, cuando el régimen de tales contratos lo permita, se o la cancelación de licencias, así como la aplicación de sanciones y multas previstas pertinentes, se solicitará a la autoridad respectiva, que envíe copia de la declaratoria de caducidad de los contratos o cancelación de las licencias y aplicación de las sanciones o multas, a más tardar dentro de los diez (10) días hábiles siguientes al recibo de la Resolución.

Artículo 44°. En el evento de que Resolución de la Superintendencia contenga una solicitud de suspensión o destitución, o la prohibición al infractor de prestar directa o indirectamente Servicios Públicos hasta por diez años, se informará del hecho a la División de Registro y Control de la Procuraduría General de la Nación, si es del caso, así como al ente nominador para que proceda a dictar el correspondiente acto de ejecución, o a adoptar las medidas necesarias para su cumplimiento, dentro de un plazo de diez (10) días hábiles contados a partir de la fecha de su recibo.

Artículo 45°. Si el fallo ordena la forma de posesión de una empresa de servicios públicos, o la suspensión temporal o definitiva de sus autorizaciones o licencias, o cuando las sanciones previstas aquí no sean efectivas o perjudiquen indebidamente a terceros, se procederá según lo indicado en los Artículos 58° y ss., y 121° y ss. de Ley 142 de 1994, así como lo previsto en las normas pertinentes de la Ley 143 de 1994 y en la reglamentación que sobre el particular expida el Gobierno Nacional y la Superintendencia.

CAPITULO IV

Invalidez de los actos de trámite.

Artículo 46°. Son causales de invalidez de los actos de trámite y de la actuación previa a los fallos de instancia, las siguientes:

1. Cuando no se resuelva sobre la petición de pruebas solicitadas oportunamente.
2. Incumplimiento o indebido cumplimiento de las diligencias de entrega del pliego de cargos.
3. Desconocimiento del término para presentar descargos en perjuicio del investigado.
4. La vaguedad, ambigüedad o imprecisión de los hechos u omisiones soporte del oficio de cargos.
5. Cuando la totalidad de las disposiciones citadas como infringidas en el pliego de cargos no sean aplicables al acusado.

Artículo 47°. La invalidez solo comprenderá la actuación previa al fallo de instancia y posterior al motivo que la produjo y que resulta afectada por éste. Cuando el funcionario comisionado para la investigación advirtiere la existencia de una causal de invalidez, antes de proferirse el fallo, procederá a informar al Superintendente o al Superintendente competente, para que éste la decrete mediante acto de trámite debidamente motivado, y ordene la continuación del proceso a partir de la etapa que fue declarada inválida.

TITULO IV

IMPEDIMENTOS Y RECUSACIONES

Artículo 48°. Cuando haya lugar a impedimentos y recusaciones, y la persona que los declare o contra quien se formulen no tenga superior jerárquico inmediato, el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, asumirá las funciones que el artículo 30° del C.C.A. le atribuye al Superior inmediato. Si el Superintendente se declarare impedido o fuere recusado, la persona para asumir las funciones será designada por el Presidente de la República.

Artículo 49°. Los funcionarios de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en quienes concurra una causal de recusación, deberán declararse impedidos tan pronto como advierta la existencia de ella.

Artículo 50°. Son causales de recusación las siguientes:

1. Tener el funcionario o empleado, su cónyuge o alguno de sus parientes dentro del 4° grado de consanguinidad, 2° de afinidad o 1° civil, interés directo o indirecto en el asunto disciplinario correspondiente.
2. Haber conocido el negocio disciplinario en instancia anterior, el funcionario, su cónyuge, o alguno de los parientes indicados en el numeral precedente, o haber intervenido el funcionario o empleado en la actuación como instructor, o proyectista en la instancia.

3. Ser el funcionario que conoce o el empleado que instruye o proyecta, pariente del denunciante o acusado o de sus representantes o apoderados, dentro del 4° grado de consanguinidad, 2° de afinidad o 1° civil.

4. Ser el denunciante o acusado, sus representantes o apoderados, dependientes del funcionario que conoce o de los empleados que instruyen o proyectan.

5. Existir proceso penal promovido por el denunciante, el acusado, sus representantes o apoderados, contra el funcionario de conocimiento o el empleado que instruya o proyecte, o contra sus cónyuges o parientes en el 1° grado de consanguinidad.

6. Existir pleito pendiente sobre el funcionario de conocimiento, el empleado que instruye o proyecta o alguno de sus parientes indicados y el denunciante, el acusado, su representante o apoderado.

7. Haber formulado el funcionario de conocimiento, el empleado que instruye o proyecte, el cónyuge o pariente en 1° grado de consanguinidad, denuncia penal contra el denunciante, el acusado, sus representantes o apoderados, o estar aquellos legitimados para intervenir en el respectivo proceso penal, salvo en los eventos aludidos por los artículos 12° y 103° del Código de Procedimiento Penal.

8. Existir manifiesta enemistad o amistad íntima, demostradas por hechos inequívocos entre el funcionario de conocimiento o el empleado que instruye o proyecta y el denunciante, el acusado, sus representantes o apoderados.

9. Ser el funcionario de conocimiento, el empleado que proyecta o instruye, o alguno de sus parientes en 2° grado de consanguinidad, 1° de afinidad o 1° civil, acreedor o deudor del denunciante o del acusado, sus representantes o apoderados.

10. Ser el funcionario de conocimiento, el empleado que proyecta o instruye o alguno de sus parientes indicados en el numeral anterior, socios del denunciante, del inculcado o de sus representantes o apoderados en sociedad de personas.

11. Haber dado el funcionario de conocimiento, o el empleado que proyecta o instruye, consejo o concepto en las materias de las averiguaciones disciplinarias o haber intervenido como apoderado, perito o testigo.

12. Ser el funcionario de conocimiento o el empleado que proyecta o instruye o alguno de sus parientes indicados en el numeral 1° de éste artículo, heredero o legatario del denunciante o acusado antes de la iniciación del proceso.

Artículo 51°. El funcionario o empleado impedido remitirá el asunto o negocio a su superior jerárquico a fin de que éste decida a quién ha de corresponder su conocimiento o quién habrá de sustituirlo para efectos de continuar la investigación en la etapa en que se encuentre.

Artículo 52°. En la tramitación de los impedimentos y recusaciones que aquí se trata, se observarán las normas pertinentes del Código de Procedimiento Civil.

TITULO V

REVOCATORIA DIRECTA

Artículo 53°. En los eventos en que se solicite contra el fallo dictado por el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios o por el Superintendente Delegado competente, la revocación directa de dicho acto, se aplicará el procedimiento contemplado en los artículos 28, y 69 a 74 del Código Contencioso Administrativo.

TITULO VI

DISPOSICIONES VARIAS

Artículo 54°. **Citaciones y Comunicaciones.** Las citaciones y comunicaciones se entenderán cumplidas al cabo del décimo (10º) día hábil siguiente a aquel en que haya sido puesta al correo, si ese fué el medio escogido para hacerla, y si el citado tuviere domicilio en el país; si lo tuviere en el exterior, se entenderá cumplida al cabo del Vigésimo (20º) día hábil. Las publicaciones se entenderán surtidas al cabo del día siguiente a aquel en que se hacen. La citación o comunicación podrá hacerse también verbalmente, o por la entrega de un escrito, de todo lo cual se dejará constancia.

Artículo 55°. **Vigencia.** La presente Resolución rige a partir de su publicación en la Gaceta del Ministerio de Desarrollo Económico.

Publíquese y cúmplase.

El Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios,

José Fernando Castro Caycedo.

El Secretario General,

Carlos Peña Onzaga.

RESOLUCION NUMERO 365 DE 1995
(julio 14)

por la cual se reglamenta el procedimiento para hacer efectivo el silencio administrativo positivo por parte de las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios a que se refiere la Ley 142 de 1994, en favor de los usuarios, suscriptores y suscriptores potenciales, y se dictan otras disposiciones.

El Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios en ejercicio de las facultades conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y por el Decreto 548 de 1995, y

CONSIDERANDO:

Que conforme al Artículo 365º de la Constitución los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del estado y por lo tanto es deber de éste asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional. Para lograr este fin, las autoridades deben organizar éstos servicios de manera tal que aseguren los derechos del usuario frente a las empresas prestadoras del servicio, cuyas relaciones se expresan por medio de los contratos uniformes de servicios públicos, con el fin de evitar el abuso de la posición dominante de éstas frente al usuario, reglas que emanan de la Ley 142 de 1994 y de las disposiciones contenidas en la Constitución.

Que el artículo 83º de la Constitución Política dispone que "(...) Las actuaciones de los particulares y de las autoridades públicas deberán ceñirse a los postulados de buena fe, la cual se presumirá en todas las gestiones que aquellos adelanten ante éstas".

Que las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios deben ceñir sus actuaciones a los postulados contenidos en el Artículo 209º de la Constitución Política, de forma tal que éstas se desarrollen "(...) con fundamento en los principios de igualdad, moralidad, eficacia, economía, celeridad, imparcialidad, y publicidad, mediante la (...) delegación y desconcentración de funciones".

Que corresponde al Presidente de República señalar, con sujeción a la ley, las políticas en materia de eficiencia en los servicios públicos domiciliarios, facultades que ejerce por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, entidad que tiene asignada la competencia de inspección, vigilancia y control de las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios, con arreglo al Artículo 370 de la Constitución y al desarrollo de Directrices Presidenciales impartidas en la materia. Así mismo es función de la Superintendencia asegurar el cumplimiento de la ley y de los actos administrativos relacionados con las empresas y usuarios, como se desprende del Artículo 79.1 de la Ley 142 de 1994.

Que el literal h) del Artículo 6.3 del Decreto 548 de 1995, establece que "(...) La Superintendencia tiene atribuidas las funciones y facultades establecidas en los artículos 79º, 80º, y demás disposiciones concordantes de la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (...) Funciones en relación con la partida con la participación de los usuarios (...) h) Señalar el procedimiento para hacer efectivo el silencio administrativo positivo (...)".

Que el inciso 2º. del Artículo 76º. de la Ley 142 de 1994, establece que "(...) El Superintendente obrará con plena autonomía de criterio al cumplir las funciones que se derivan de la Constitución, y la ley (...)".

Que el derecho de Petición, constituye un derecho fundamental de toda persona, según el cual éstas pueden presentar peticiones respetuosas a las autoridades, sean éstas verbales o escritas, en interés general o en interés particular, llamadas solicitudes, quejas, o reclamos, y a obtener una pronta respuesta, tal y como lo establecen el Artículo 23º de la Constitución Política, así como los Artículos 40º y 41º del Código Contencioso Administrativo.

Que de conformidad con los artículos 153º y 158º de la Ley 142 de 1994, las solicitudes, quejas, reclamos o recursos, se tramitarán de acuerdo con las normas del derecho de petición, estando obligadas las entidades o personas vigiladas a crear por expresa disposición del legislador una oficina especial para su atención.

Que en consonancia con los dos considerandos anteriores, la expresión genérica de "Petición" empleada a lo largo de la presente Resolución, comprende las peticiones en interés particular y general, así como las

quejas y los recursos que presente un suscriptor a la entidad prestadora de uno o varios servicios públicos domiciliarios, dentro de la relación regulada por el contrato de servicios públicos.

Que las entidades bajo el control, inspección y vigilancia de la Superintendencia han tenido plazo de más de un año, contado a partir de la vigencia de la Ley 142 de 1994, es decir a partir del 11 de julio de 1994, para adecuar sus estructuras y procedimientos a los requerimientos de la ley, en materia de criterios de eficiencia y de atención a los suscriptores.

Que la Superintendencia, con anterioridad a la plena asunción de sus funciones, expidió la Circular 001 de 1995, dirigida a los representantes legales de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios, en las cuales se fijó el marco de ajuste que cada una de éstas debía desarrollar y adoptar, de forma tal que a 1º de julio de 1995, estuviesen al día y preparadas para una pronta y adecuada solución de las peticiones presentadas por los suscriptores, suscriptores potenciales y usuarios.

Que se hace necesario fijar el procedimiento para hacer efectivo el silencio administrativo positivo, que garantice la pronta respuesta y solución de fondo, que deben obtener los suscriptores, suscriptores potenciales y usuarios, frente a las peticiones que presenten en desarrollo de la prestación del servicio o de la ejecución del contrato de servicios públicos.

RESUELVE:

CAPITULO I

Procedimiento para hacer efectivo el silencio administrativo positivo.

Artículo 1º. Ambito de aplicación de la figura del Silencio Administrativo Positivo: De conformidad con lo establecido en el Artículo 158º de la Ley 142 de 1994, toda entidad o persona vigilada prestadora de servicios públicos domiciliarios tiene la obligación de resolver las peticiones que presenten los suscriptores en desarrollo de la ejecución del contrato de servicios públicos, dentro de un término de quince (15) días hábiles, contados a partir de la fecha de su presentación.

Pasado ese término, salvo que se demuestre que el suscriptor auspicó la demora o que se requirió la práctica de pruebas, se entenderá que la petición ha sido resuelta en forma favorable a él.

Parágrafo. Para los efectos de la presente resolución se entiende que lo establecido en relación con los "suscriptores" de un servicio, se aplica sin distinción a los usuarios y a los suscriptores potenciales de un servicio público domiciliario, tal como éstos se encuentran definidos por el Artículo 14.31 a 14.33 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 2º. Procedimiento aplicable a partir de la fecha de vigencia de esta Resolución: A partir de la fecha de vigencia de la presente Resolución, todas las entidades vigiladas, tienen la obligación de decidir de fondo la petición, o en su defecto y pasado el término de los quince (15) días hábiles mencionado en el artículo anterior, declarar el silencio administrativo positivo, siempre y cuando no haya mediado demora auspiciada por el suscriptor, o se haya requerido la práctica de pruebas.

Vencido este término, la entidad prestadora del servicio deberá expedir un acto administrativo motivado, dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes al vencimiento de los quince (15) días hábiles señalado en el inciso anterior, en el que se reconozcan al usuario los efectos del silencio administrativo positivo.

Para la declaratoria del silencio administrativo positivo, las entidades vigiladas deberán tomar todas las medidas conducentes para que se restablezca la situación normal del suscriptor dentro del marco del contrato de servicios públicos, de forma tal que, como consecuencia de la adopción de las mismas, cese inmediatamente la causa que originó la petición.

Parágrafo 1º. Para los efectos de la presente Resolución, la respuesta que las entidades vigiladas den a los suscriptores, simplemente acusando recibo o informando el traslado de la misma a otra dependencia de la entidad, se tendrá como una mera formalidad que no implica respuesta o decisión de fondo, en los términos de la Ley y de la presente Resolución.

Parágrafo 2º. Los recursos de apelación que hayan sido interpuestos directamente ante las entidades prestadoras del servicio antes del 1º de julio de 1995, deberán ser resueltos por éstas. En el caso de que éstos hubieren sido interpuestos en forma subsidiaria al recurso de reposición, deberán ser remitidos oficiosamente a la Superintendencia.

Artículo 3º. **Práctica de Pruebas.** A efectos de la práctica de pruebas se seguirán los principios contemplados en el Código de Procedimiento Civil, de forma tal que las mismas sean decretadas por la entidad vigilada en forma oportuna, pertinente y conducente; y que su práctica no obedezca simplemente a falsas motivaciones o a circunstancias de mera dilación.

Las pruebas serán decretadas en un término no mayor de treinta (30) días, ni menor de diez (10). Los términos inferiores a treinta (30) días podrán prorrogarse una sola vez, sin que con la prórroga el término exceda de treinta (30) días.

Una vez vencido el término máximo con su prórroga, si éstas no fueron practicadas ni valoradas efectivamente dentro de la actuación gubernativa, se aplicará el silencio administrativo positivo, una vez transcurridos quince (15) días de la ocurrencia de éste hecho.

De acuerdo con la naturaleza técnica y especial de la prestación de un servicio público domiciliario determinado, o de aquellas condiciones particulares que se desprendan del contrato de servicios públicos, se podrán invocar los principios del Código de Comercio o los de las normas especiales y técnicas del servicio público correspondiente, las cuales serán evaluadas en la vía gubernativa, e incluso, se podrá requerir la asistencia de las Comisiones de Regulación del servicio público domiciliario correspondiente, a efectos de valorar los criterios generales en materia de abuso de la posición dominante, y particularmente aquellos que se señalen sobre la protección de los derechos de los usuarios o suscriptores en lo relacionado con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación de la empresa con el usuario, en aplicación del artículo 73.21, en concordancia con el Artículo 73.24 de la Ley 142 de 1994.

Artículo 4º. **Omisión por parte de una entidad vigilada en declarar un silencio administrativo positivo.** Una vez vencidos los términos mencionados en el Artículo 2º de esta Resolución, sin que se hubiese dado una respuesta al suscriptor, o sin que se hubiese decretado el correspondiente silencio administrativo positivo, el suscriptor tendrá derecho a denunciar la irregularidad ante la Superintendencia Delegada competente, la cual mediante acto administrativo, deberá:

a) Ordenar a la entidad vigilada la declaratoria del silencio administrativo positivo que omitió decretar, la cual deberá hacerse dentro de las setenta y dos (72) horas siguientes a la notificación de la resolución u oficio que expida la Superintendencia Delegada.

b) Ordenar a la entidad vigilada la adopción de las medidas conducentes para el reconocimiento práctico del mismo, y

c) Imponer la sanción a que haya lugar a la entidad vigilada o a sus funcionarios, la cual deberá repetirse contra quienes negligentemente propiciaron el acaecimiento de éste silencio, si con ello dieron lugar al detrimento patrimonial de la entidad.

Artículo 5°. Abuso de Posición Dominante. De conformidad con lo establecido en el Artículo 133.9 de la Ley 142 de 1994, constituye abuso de la posición dominante de una entidad vigilada entre otras conductas, toda acción encaminada a sujetar a término o a condición no prevista en la Ley el uso de las acciones o recursos que tiene el suscriptor, así como aquella tendiente a impedirle al suscriptor utilizar remedios judiciales que la ley coloca a su alcance.

Artículo 6°. Revocatoria Directa. Las entidades o personas prestadoras de servicios públicos domiciliarios, de conformidad con lo establecido en el Artículo 73° del Código Contencioso Administrativo, podrán revocar los actos administrativos que hayan expedido como resultado de la aplicación del silencio administrativo positivo, según las causales del Artículo 69° del citado Código, o si fuere evidente que el acto ocurrió por medios ilegales. La revocatoria, en estas circunstancias, requerirá de la expedición del acto motivado correspondiente, su notificación al interesado y de la comunicación a la Superintendencia.

Artículo 7°. Situación Actual de las Entidades Vigiladas. Las disposiciones contempladas en el presente capítulo se aplicarán a todas las peticiones que a partir de la expedición de la presente Resolución se encuentren represadas o pendientes de decisión de fondo por parte de las entidades vigiladas, conforme a las causales que dieron lugar a la aplicación del silencio administrativo positivo, sin perjuicio de lo establecido en el Parágrafo Segundo del Artículo 2° de la presente Resolución.

Artículo 8°. Abuso del Derecho. De conformidad con lo dispuesto por el Artículo 95 de la Constitución Política, es deber de los suscriptores ejercitar adecuada y racionalmente los derechos de que son titulares en virtud de la Ley y del contrato de servicios públicos, de forma tal que prevean los perjuicios que la utilización negligente, improcedente o abusiva de los mismos puede causar a la entidad prestadora del servicio o a su patrimonio, al buen nombre de los funcionarios de las mismas, y en general a terceros, quienes tendrán las acciones legales existentes para resarcirse de dichos perjuicios.

CAPITULO II

Disposiciones varias

Artículo 9°. Falla en la Prestación del Servicio. Las entidades vigiladas deberán dar estricto cumplimiento a lo establecido en los Artículos 136°, 137° de la Ley 142 de 1994, de forma tal que se garantice la debida continuidad en la prestación del servicio. Ante la configuración de una situación de falla en la prestación del servicio en los términos y con las excepciones contempladas en la Ley, la entidad vigilada deberá proceder oficiosamente a aplicar los descuentos a que haya lugar, lo cual se realizará de forma discriminada, precisando la suma descontada, dentro de la factura mensual o bimestral, inmediatamente siguiente que expida la entidad vigilada.

Por su parte, la entidad deberá aplicar la indemnización tarifada que en favor del suscriptor consagra el artículo 137° de la citada Ley 142 de 1994.

Artículo 10°. Deber de informar a los usuarios las condiciones uniformes. De conformidad con lo establecido en el Artículo 131° de la Ley 142 de 1994, las entidades prestadoras de servicios públicos

domiciliarios tienen la obligación de informar con tanta amplitud como sea posible en el territorio donde prestan sus servicios, acerca de las condiciones uniformes de los contratos que ofrecen.

De conformidad con el Artículo 1603 del Código Civil y el Artículo 978 del Código de Comercio, las entidades prestadoras de servicios públicos deberán consignar en las cláusulas de los contratos de servicios públicos, los procedimientos señalados por la Ley 142 de 1994 y por la presente Resolución, por los que se establece el trámite que deben seguir los suscriptores ante ellas, para efectos de hacer valer las peticiones y la aplicación del silencio administrativo positivo a que tiene derecho.

Las entidades prestadoras tienen el deber de disponer siempre de copias de las condiciones uniformes de sus contratos. El contrato de servicios públicos será relativamente nulo si se celebra sin dar una copia al suscriptor o usuario que la solicite.

Artículo 11°. Deber de Información. De conformidad con lo establecido en el numeral 7° del Artículo 79 de la Ley 142 de 1994, las entidades vigiladas deberán dar estricto cumplimiento a lo dispuesto en los literales a y b del Numeral 1° de la Circular 001 del 6 de Marzo de 1995, expedida por la Superintendencia. La omisión en el suministro de tal información será objeto de las sanciones correspondientes.

Artículo 12°. Modificación del Inciso 1° del Artículo 2° de la Resolución 092 del 4 de abril de 1995. Modifíquese y adiciónese la disposición anteriormente citada, la cual quedará de la siguiente forma: "El término para que las empresas y entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios, que venían operando en el territorio nacional en el momento de ser expedidas las Leyes 142 y 143 de 1994, efectúen el registro ante esta Superintendencia, de que trata el Artículo 35° del Decreto 548 de 1995, vence el día 31 de julio de 1995, fecha en la cual el formulario RENASER deberá estar efectivamente diligenciado y radicado en esta Entidad. La omisión de cumplir la anterior obligación implicará que la Superintendencia, de conformidad con lo establecido en el Artículo 81.4 de la Ley 142 de 1994, proceda a expedir la orden de separar a los administradores de la entidad y a prohibirles trabajar en empresas similares hasta por diez años".

Artículo 13°. Deber de las Entidades Vigiladas de divulgar las disposiciones de las Leyes 142 y 143 de 1994. En consonancia con lo preceptuado por el Artículo 187° de la Ley 142 de 1994, las entidades vigiladas tienen la obligación de adoptar las medidas y campañas conducentes, en aras de lograr una divulgación amplia y suficiente, dentro del territorio en la cual la entidad suministra el (los) servicio (s) público (s) domiciliarios (s), de las disposiciones contenidas en las Leyes citadas, en especial las relacionadas con los derechos que la entidad concede y reconoce a los suscriptores. Las medidas que se adopten deberán ser comunicadas a los personeros de los municipios atendidos por la entidad vigilada, las cuales serán objeto de control posterior y selectivo por parte de la Superintendencia.

Copias de las cartillas, plegables, avisos publicados, manuales, instructivos, afiches y documentos similares, diseñados para dar cumplimiento al presente artículo, deberán ser remitidos a la Superintendencia, a más tardar el 31 de Agosto de 1995.

Artículo 14°. Modificación del numeral 2° del Artículo 2° de la Resolución Número 127 del 8 de Mayo de 1995, expedida por la Superintendencia. Modifíquese la disposición anteriormente citada, la cual quedará de la siguiente forma: "(...) 2.- El funcionario comisionado contará con quince (15) días hábiles, para realizar el estudio correspondiente y deberá proyectar para la firma del Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, o del Delegado a quien corresponda, el fallo del recurso de apelación. Así mismo, en caso de que exista mérito para iniciar una investigación, el funcionario incluirá este hecho dentro de la parte resolutive del acto administrativo proyectado (...)".

Artículo 15°. Vigencia. La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial.

Publíquese y cúmplase.

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios.

José Fernando Castro Caycedo.

Secretario General,

Carlos Peña Onzaga.

**RESOLUCION NUMERO 001 DE 1995
(noviembre 2)**

**por la cual se aclaran los artículos 1º, 2º y 4º de la
resolución No. 058 de 1994 expedida por la Comisión de
Regulación de Energía y Gas.**

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994, en desarrollo de los Decretos 1523 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO:

Mediante Resolución CREG-058 de 1994 se precisa el alcance de la Resolución No. 070 de 1993 expedida por la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos.

Que se han advertido inconsistencias en los artículos 1º, 2º y 4º de la Resolución CREG-058 de 1994, en lo relacionado con los rangos de consumo que deben ser aclarados para que se precisen los desmontes (sic) en aquellas empresas y estratos a los que estos se refiere (sic).

RESUELVE:

Artículo 1º. Aclarar el artículo 1º de la Resolución No. 058 de 1994 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el cual quedará así:

"Para las empresas que tienen autorizada facturación mensual y la Empresa de Energía de Cundinamarca, el consumo del estrato medio-bajo (3) comprendido entre 200 y 230 kwh-mes, se asimilará a razón de 5 kwh-mes, al rango de consumo de 400-600 kwh-mes o 400-800 kwh-mes.

El consumo del estrato medio (4) comprendido entre 170 y 200 kwh-mes, se asimilará, a razón de 5 kwh-mes, a las metas establecidas en la resolución JNT-070 de 1993".

Artículo 2º. Aclarar el artículo 2º de la Resolución 058 de 1994 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el cual quedará así:

"Para las empresas que tienen autorizada facturación bimestral, el consumo del estrato medio bajo (3) comprendido entre 555 y 615 kwh-bimestre, se asimilará, a razón de 5 kwh-mes, al rango de consumo de 800-1200 kwh-bimestre o 800-1600 kwh-bimestre.

El consumo del estrato medio (4) comprendido entre 460 y 520 kwh-bimestre, se asimilará, a razón de 5 kwh-mes, al rango de consumo de 800-1200 kwh-bimestre, o 800-1600 kwh-bimestre.

Artículo 3º. Aclarar el artículo 4º de la Resolución 058 de 1994 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas al cual quedará así: "Los costos de referencia se actualizarán cada mes con el Índice de Precios al Productor Total calculado por el Banco de la República del mes inmediatamente anterior".

Artículo 4º. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta de Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 2 de noviembre de 1994

Presidente,

Jorge Eduardo Cock L.

Coordinador General,

Manuel Ignacio Dussán V.

**RESOLUCION 011 DE 1995
(14 de marzo)**

**Por la cual se modifica el artículo 5º de la
Resolución 009 de 1994 expedida por la Comisión de
Regulación de Energía y Gas y se dictan
otras disposiciones**

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS, en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1523 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas en su sesión del 7 de marzo de 1995 decidió acoger la propuesta de las empresas del sector eléctrico de aplazar la puesta en marcha del mercado mayorista, para permitir la realización oportuna de los concursos de compra y venta de energía a largo plazo por parte de las empresas;

RESUELVE:

ARTICULO 1º. Modificar el artículo 5º de la Resolución 009 de 1994 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el cual quedará así:

"Características de los Contratos". Las cantidades de energía y potencia que deban pactarse en tales contratos se determinarán de tal forma que cubran al menos el siguiente porcentaje de la demanda proyectada para el mercado atendido directamente por cada empresa distribuidora: 80% para los primeros 18 meses contados a partir del 1º de julio de 1995 y hasta el 31 de diciembre de 1996; 60% para los siguientes dos años; y 30% para el quinto año. A partir del sexto año el porcentaje es libre.

La demanda proyectada de cada empresa de distribución se determinará guiándose por las proyecciones de demanda para el mercado total atendido por cada empresa definidas por la Unidad de Planeamiento Minero-Energética (UPME) para preparar el plan de expansión de referencia para el sistema de generación y transmisión nacional. Las demandas se afectarán por las pérdidas estimadas en el Sistema de Transmisión Nacional. En el caso que la UPME no defina las demandas desagregadas por empresa, se utilizarán como guía las proyecciones desagregadas preparadas por el Centro Nacional de Despacho.

Las empresas generadoras y comercializadora deberán registrar ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) los contratos de energía celebrados con sujeción a las disposiciones establecidas en esta resolución, dentro de los siguientes plazos: antes del 1º de junio de 1995, los contratos para atender su demanda durante los primeros 18 meses de que trata el inciso primero de este artículo; antes del 30 de septiembre de 1995, los contratos para atender su demanda en los dos años y diez meses restantes. Los contratos celebrados en el primer evento iniciarán su ejecución a más tardar a partir del 1º de julio de 1995.

Todos los contratos de energía entre los generadores y los comercializadores deben contener reglas claras para determinar hora a hora, para el período de duración del contrato, las cantidades de potencia y energía máximas y mínimas exigibles bajo el contrato, el precio respectivo, de tal forma que permitan definir las obligaciones y acreencias de generadores y comercializadores por concepto de las transacciones de energía realizadas en la bolsa de energía.

Para el período comprendido entre la fecha de vigencia de esta resolución y el 1º de julio de 1995, las empresas contratarán el suministro de energía para atender la demanda del mercado regulado con sujeción a los principios y procedimientos de contratación comercial establecidos en el Reglamento de Operación, y las condiciones fijadas en las resoluciones de la Comisión relativas a las tarifas máximas promedio para compras de energía a largo plazo a generadores

ARTICULO 2º. Los procesos para la celebración de contratos de compra de energía que se hubiere iniciado con anterioridad a la vigencia de la presente resolución, podrán continuar su curso.

En todo caso, la ejecución de tales contratos se someterá a los plazos señalados en la presente providencia.

ARTICULO 3. A partir de la fecha de vigencia de esta resolución y hasta 1º de julio de 1995, sólo podrán acceder directamente en la bolsa de energía las empresas generadoras que participan actualmente en el sistema de intercambios horarios sujeto al Reglamento de Operación.

ARTICULO 4º. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía.

Comuníquese, publíquese y cúmplase

Dada en Santafé de Bogotá D.C., el día 14 de marzo de 1995.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

RESOLUCION No. 012 DE 1995
(marzo 23)

por la cual se aprueba el Reglamento para la Liquidación y Administración de Cuentas por Uso del Sistema de Transmisión Nacional y se modifica parcialmente la resolución 001 de 1994 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS

CONSIDERANDO

Que la resolución No. 001 de 1994 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas reglamentó el transporte de energía eléctrica por el Sistema de Transmisión Nacional y reguló la liquidación y administración de las cuentas originadas por los cargos de uso de dicho sistema;

Que en cumplimiento de lo establecido en el artículo 29º de la resolución CREG-001 de 1994, Interconexión Eléctrica S. A. elaboró un proyecto de Reglamento, el cual fue discutido con las empresas vinculadas al Sistema Interconectado Nacional;

Que la Comisión, en su reunión correspondiente al 7 de marzo de 1995 analizó el proyecto de Reglamento elaborado por ISA, así como las principales observaciones de las empresas sobre el mismo;

RESUELVE:

Artículo 1º. Aprobar el Reglamento para la Liquidación y Administración de Cuentas por Uso del Sistema de Transmisión Nacional contenido en el Anexo No. 1 de la presente resolución.

Artículo 2º. A partir de la vigencia de esta providencia, y mientras se suscriben los convenios entre los transportadores del Sistema de Trasmisión Nacional y el Administrador de Cuentas, Interconexión Eléctrica S. A. liquidará, facturará y cobrará las cuentas correspondientes a los cargos del Sistema de Transmisión Nacional, con sujeción a las disposiciones contenidas en el Reglamento de que trata el artículo anterior.

2. DEFINICIONES.

- 2.1 Usuario del STN:** Es toda persona natural o jurídica que realiza actividades de Generación o Comercialización y que esté conectada, directa o indirectamente, al STN.
- 2.2 Cargos negativos:** En la metodología de cargos por Uso del STN se contempla la existencia de cargos positivos y negativos para cada una de las zonas de generación o comercialización de energía. Los Generadores o Comercializadores ubicados en una zona con cargos positivos deben pagar por el Uso del STN al Administrador de Cuentas. Los Generadores o Comercializadores ubicados en una zona con cargos negativos reciben un ingreso del Administrador de Cuentas.
- 2.3 Administración de Cuentas por Uso del STN:** Es una actividad enmarcada en el ámbito administrativo del manejo y la administración de cartera, sin que pueda considerarse una actividad de intermediación financiera, por cuanto, los recaudos que efectúe el Administrador de Cuentas tienen una destinación específica, no ingresan al patrimonio del Administrador, y su manejo se hará en forma separada de los recursos propios de la empresa. Son recursos que transitoriamente están en su poder, mientras se entregan, conforme a la liquidación que se realice, a los destinatarios finales, propietarios (Transportadores) del STN y Generadores y Comercializadores con cargos negativos.

Esta actividad no compromete al Administrador de Cuentas con el riesgo de cartera, en el caso, que el total efectivamente recaudado sea menor que lo facturado (artículo 28 de la Resolución CREG-001 de 1994).

Así mismo, serán aplicables a este Reglamento las definiciones consignadas en la Ley 143 de julio 11 de 1994, expedida por el Congreso de la República de Colombia y en las Resoluciones 001 y 002 de noviembre 2 de 1994, expedidas por la CREG.

3. PERIODO DE TRANSICION - AÑO 1995.

Para aplicar los cargos por Uso del STN se ha definido un período inicial de transición comprendido entre enero y diciembre de 1995.

Para dicho año, se aplicarán los cargos a todos los Generadores y Comercializadores del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Durante este período se liquidarán los cargos a Comercializadores con base en la proyección anual de demanda de energía registrada en el CND para el planeamiento operativo del SIN.

Los cargos a Generadores se liquidarán con base en la capacidad efectiva declarada al CND para el planeamiento operativo del SIN.

3.1 FUNCIONES DEL LIQUIDADOR DE CUENTAS

ISA, en su encargo de Liquidador de Cuentas de los cargos por Uso del STN, deberá liquidar las cuentas por Uso del STN correspondientes a 1995 y actualizar los cargos para 1996, conforme a lo requerido por el proceso regulatorio y someterlos a aprobación de la CREG.

3.2 PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACION**3.2.1 Liquidación de Cargos****3.2.1.1 Liquidación para Generadores**

Las cuentas de los Generadores se liquidarán con base en los cargos anuales para 1995 aprobados expresamente por la CREG en la Resolución CREG-059 de diciembre 27 de 1994, por cada kW instalado que se prevea esté en servicio más de seis meses acumulados anualmente. Para estos efectos, la capacidad instalada será igual a la capacidad efectiva declarada al CND para el proceso de planeamiento operativo del SIN. En el caso de que algún Generador no registre dicha información, el Liquidador utilizará la que esté disponible en el CND.

Igualmente, la facturación tomará en cuenta el tipo de planta y su localización en las zonas y subzonas eléctricas. (Artículo 4o. de la Resolución CREG-002 de noviembre 2 de 1994). Los cobros se realizarán mensualmente en sumas iguales equivalentes a la doceava parte del valor anual.

3.2.1.2 Liquidación para Comercializadores

Las cuentas de los Comercializadores se liquidarán con base en los cargos monomios promedio anuales por kWh de demanda de energía aprobados expresamente por la CREG en la Resolución CREG-059 de diciembre 27 de 1994.

Dicha demanda, corresponde a la proyección anual de demanda de energía de cada Comercializador registrada en el CND, discriminada por zonas, y referida a un nivel de tensión igual o superior a 220 kV. En el caso de que algún Comercializador no haya registrado dicha información, el Liquidador utilizará la que esté disponible en el CND.

Los cobros se realizarán mensualmente en sumas iguales equivalentes a la doceava parte del valor anual.

3.2.1.3 Interconexiones Internacionales

En el caso de interconexiones internacionales, las importaciones que realice un Comercializador pagarán cargos por Uso del STN como una planta térmica de capacidad igual a la potencia máxima de la importación durante un período de un mes. El cargo corresponderá a la zona o subzona para Generadores en donde se encuentre la frontera de la línea de interconexión internacional. Si las importaciones fueren realizadas por más de un Comercializador, la potencia máxima mensual se prorrateará entre las partes, de acuerdo con las potencias máximas mensuales individuales.

Las exportaciones que realice un Generador o Comercializador pagarán cargos por Uso del STN según la demanda de energía contratada y de acuerdo con el cargo de la zona para Comercializadores en donde se encuentre la frontera de la línea de interconexión internacional. Si las exportaciones fueren realizadas por más de un Generador o Comercializador, el cargo se cobrará según la energía que cada agente proyecte vender.

3.2.2 Distribución de ingresos

3.2.2.1 Los porcentajes de distribución de ingresos entre los Transportadores del STN para el año 1995, se encuentran enunciados en el literal G del Anexo 1 de la Resolución CREG-002 de noviembre 2 de 1994.

3.2.2.2 Los porcentajes reales de distribución de ingresos entre los beneficiarios finales, Transportadores del STN y Generadores y Comercializadores con cargos negativos, corresponderán a la participación porcentual de cada uno de ellos en el ingreso total según la liquidación efectuada.

3.2.3 Actualización de los cargos

El proceso de actualización de los cargos por Uso del STN para 1996, se hará según lo dispuesto en las Resoluciones CREG-001 y CREG-002 de noviembre 2 de 1994.

3.3 FUNCIONES DEL ADMINISTRADOR DE CUENTAS

ISA en su encargo de Administrador de Cuentas por Uso del STN deberá:

3.3.1 Elaborar y enviar las facturas de cobro por Uso del STN a los Generadores y Comercializadores.

3.3.2 Efectuar la gestión de cartera.

3.3.3 Distribuir entre los propietarios (Transportadores) del STN los recaudos efectuados, según lo establecido en el presente Reglamento.

Si estos recaudos efectuados por el Administrador de Cuentas son menores que lo facturado, dicho Administrador no será responsable del faltante. (Literal g. del artículo 28 de la Resolución CREG-001 de 1994).

3.3.4 Distribuir entre los Generadores y Comercializadores que tengan cargos negativos los recaudos efectuados, según los montos a favor que tenga cada uno de ellos.

Si estos recaudos efectuados por el Administrador de Cuentas son menores que lo facturado, dicho Administrador no será responsable del faltante. (Literal g. del artículo 28 de la Resolución CREG-001 de 1994).

3.3.5 Administrar las cuentas de los Transportadores y de los Generadores y Comercializadores que tengan cargos negativos.

3.3.6 Exigir a Generadores y Comercializadores la constitución de garantías financieras, según sus compromisos de pago y la actualización de las mismas de acuerdo con las variaciones anuales que se produzcan en tales compromisos.

3.3.7 Hacer efectivas las garantías cuando sea del caso.

3.3.8 ISA como Administrador de Cuentas, tendrá la facultad propia (artículo 29 de la Resolución CREG-001 de 1994) de contratar la ejecución de las funciones del Administrador de

Cuentas con una entidad de reconocida idoneidad; de este hecho, ISA informará a Transportadores, Generadores y Comercializadores.

3.4 PROCEDIMIENTO PARA LA ADMINISTRACIÓN DE CUENTAS POR USO DEL STN.**3.4.1 Facturación**

Se elaborará una factura comercial mensual con base en la información presentada por el Liquidador de Cuentas, según el numeral 3.2 del presente Reglamento.

Para las empresas con integración vertical de las actividades de Transporte de energía eléctrica, con las de Generación y/o Comercialización en el STN, se elaborará la facturación de la siguiente manera: Al valor bruto, correspondiente al cargo por Uso del STN, se le restará el valor producto de aplicar, a dicho cargo, el porcentaje de distribución de ingresos que le corresponda. Los casos posibles son los siguientes:

- Cuando uno de los propietarios (Transportador) del STN sea a su vez Generador y/o Comercializador.
- Cuando uno de los propietarios (Transportador) del STN sea a su vez Generador con cargos negativos y Comercializador.
- Cuando uno de los propietarios (Transportador) del STN sea a su vez Comercializador con cargos negativos y Generador.
- Cuando un Generador con cargo negativo sea su vez Comercializador.
- Cuando un Comercializador con cargo negativo sea su vez Generador.
- Cuando uno de los propietarios (Transportador) del STN sea a su vez Generador y Comercializador con cargos negativos.

Por ejemplo, si un Generador (X) debe pagar por Uso del STN el valor de 100, y a este como propietario le corresponde el 10% sobre los ingresos por Uso del STN, dicho generador deberá pagar 90 como resultado del procedimiento antes mencionado.

En consecuencia, el recaudo neto generado por la aplicación del procedimiento mencionado se distribuirá entre los demás beneficiarios, Transportadores del STN y Generadores y Comercializadores con cargos negativos.

Las empresas a las cuales se les aplicaría dicho procedimiento de facturación durante 1995 son las siguientes:

- Transportadores:

ELECTRIFICADORA DE BOYACÁ
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN

CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE BETANIA S.A.
 CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A.
 EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A.
 CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A.
 EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ
 CORPORACIÓN ELÉCTRICA DE LA COSTA ATLÁNTICA
 ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A.

b. Generadores con cargos negativos:

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL CAUCA
 CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO
 ELECTRIFICADORA DEL ATLÁNTICO
 ELECTRIFICADORA DE BOLÍVAR
 ELECTRIFICADORA DE CÓRDOBA

3.4.2 Vencimiento de la Factura

3.4.2.1 Generadores.

El vencimiento de la factura correspondiente al mes de enero será el primer día hábil del mes de abril de 1995.

Para los siguientes meses, el vencimiento de la factura será el primer día hábil del tercer mes siguiente al mes de prestación del servicio.

3.4.2.2 Comercializadores.

El vencimiento de la factura correspondiente al mes de enero será el primer día hábil del mes de abril de 1995.

Para los siguientes meses, el vencimiento de la factura será el primer día hábil del tercer mes siguiente al mes de prestación del servicio.

3.4.3 Emisión de la Factura

La factura mensual correspondiente a los Cargos por Uso del STN, deberá elaborarse y enviarse dentro de los cinco (5) primeros días hábiles del mes siguiente al mes de prestación del servicio.

La factura mensual del mes de enero de 1995 correspondiente a los Cargos por Uso del STN deberá elaborarse y enviarse, dentro de los 5 días hábiles siguientes a la fecha en que la CREG apruebe y adopte el presente Reglamento.

Las facturas se remitirán por correo certificado en original, anexando la información que sustenta las cifras.

Se utilizará el Fax para el envío de las facturas con el objeto de agilizar los trámites internos de cada empresa.

Cuando no se emitan las facturas dentro del plazo estipulado, por cada día de retraso con respecto a dicho plazo y hasta la fecha de envío de las facturas por Fax o correo certificado, se desplazará un día el vencimiento para el pago correspondiente. Sin embargo, esto no se aplicará para la facturación del mes de enero de 1995, la cual se expedirá en el término antes indicado.

3.4.4 Rechazo y Glosa de la Factura

3.4.4.1 En caso de rechazo o glosa la empresa generadora o comercializadora, deberá notificarlo por escrito dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de recibo de la factura.

3.4.4.2 La factura se podrá rechazar por glosas superiores al 50% del valor de la factura o en los casos de tachaduras, enmendaduras, facturas presentadas en fotocopias o inexistencia de documentos soportes.

3.4.4.3 En caso de que el rechazo de la factura sea procedente, inmediatamente se refacturará con las correcciones solicitadas y con una nueva fecha de vencimiento.

3.4.4.4 La nueva factura deberá ser remitida por correo certificado en original y por Fax.

3.4.4.5 Cuando se presenten errores aritméticos, tarifas incorrectas, fecha de vencimiento incorrecta, el cobro de conceptos no autorizados, suministros no recibidos o conceptos incorrectos, se glosará la factura por el concepto y/o valor incorrecto. Se debe señalar claramente el valor y la razón por la cual se va a glosar.

La factura en la parte no glosada seguirá su trámite normal de pago, manteniendo vigente su fecha de vencimiento.

3.4.4.6 Cuando se elaboren glosas sobre la factura o sea necesario refacturar, este hecho no originará intereses moratorios. Cuando sea aclarada la glosa y la empresa usuaria de la red deba pagarla, reconocerá una actualización, la cual será facturada sobre los valores glosados desde sus fechas de vencimiento original hasta su nuevo vencimiento según fecha de aclaración de la glosa. En caso de refacturaciones se reconocerá una actualización desde la fecha de vencimiento original hasta la fecha de vencimiento de la refacturación. Dicha actualización se incluirá en la refacturación.

3.4.4.7 Cuando se presenten glosas por diferencia en la aplicación de la regulación vigente o por cualquier razón justificada, y no se llegue a un acuerdo sobre las diferencias, la CREG será la encargada de resolver tal situación.

3.4.4.8 El vencimiento de las glosas y refacturaciones será el siguiente:

Una vez sea aclarada la glosa, el valor correspondiente más el valor de la actualización, vencerán el primer día hábil del mes siguiente al mes de aclaración de la glosa, siempre y cuando, esta aclaración ocurra dentro de los primeros quince (15) días de dicho mes. En caso contrario, el vencimiento será el primer día hábil del segundo mes siguiente al mes de aclaración.

El vencimiento de la refacturación más el valor de la actualización correspondiente, tendrá el mismo tratamiento enunciado en el literal anterior para los vencimientos de las glosas.

En ningún caso la fecha de vencimiento de la glosa o refacturación podrá ser anterior a la fecha de vencimiento de la factura original.

3.4.5 Gestión de Cartera.

3.4.5.1 Aplicación de Pagos

Los pagos que realicen las empresas, se aplicarán primeramente a la cancelación de intereses de mora y luego al valor de capital considerando la antigüedad de los vencimientos, de conformidad con el artículo 881 del Código de Comercio. Para una aplicación oportuna, se deberán utilizar los procedimientos de pago que indique el Administrador de Cuentas y suministrar, vía Fax, información completa del abono efectuado.

3.4.5.2 Tasas de Interés

Interés de Mora

El Administrador de Cuentas cobrará un interés, por retardo en el cumplimiento de los pagos, equivalente al máximo interés moratorio permitido por la ley, durante el período de mora e informará mensualmente a los Transportadores del STN y a los Generadores y Comercializadores con cargos negativos, el valor que se cause por este concepto. El valor resultante de recaudos por intereses de mora, será transferido a los respectivos agentes mencionados, en los porcentajes de distribución correspondientes, es decir, de acuerdo con la distribución de las facturas que las originaron.

Tasa de actualización

La tasa de actualización será equivalente a la variación de Índices de Precios al Productor Total Nacional (IPP's), correspondiente al mes anterior del mes de actualización.

3.4.5.3 Garantías.

En el evento en que un generador y/o un comercializador no realice el pago de las cuentas por uso del STN generado por la facturación realizada, a más tardar el primer día hábil del mes siguiente al vencimiento de las facturas de que trata el numeral 3.4, deberá constituir un garantía emitida por una entidad financiera, que avale el pago del total de las obligaciones, estimadas por el administrador de cuentas, que dichos agentes tendrían a cargo el año siguiente.

Dicha garantía será constituida por el período de tiempo, cuantía y modalidades de amparo de riesgos que establezca el administrador de cuentas. En este caso, el administrador de

cuentas se hace responsable ante los demás transportadores por el tipo de garantías que acepte.

Si un generador y/o un comercializador incurriere en mora en los pagos por concepto de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, y se negare a constituir las garantías exigidas por el administrador de cuentas, se informará inmediatamente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para la imposición de las sanciones a que hubiere lugar, sin perjuicio de las acciones legales que promueva el administrador de cuentas. En este caso, la persona incumplida deberá además reembolsar los gastos en que se incurra para el cobro efectivo de las obligaciones pendientes.

La Superintendencia de Servicios Públicos llevará a cabo la investigación por incumplimiento de lo dispuesto en este reglamento, e impondrá las sanciones a que haya lugar, teniendo en cuenta lo dispuesto en el Artículo 81 de la Ley 142 de 1994, el cual se transcribe a continuación:

- a. Amonestación.
- b. Multas hasta por el equivalente a 2000 salarios mínimos mensuales. El monto de la multa se graduará atendiendo al impacto de la infracción sobre la buena marcha del servicio público, y al factor de reincidencia. Si la infracción se cometió durante varios años, el monto máximo que arriba se indica se podrá multiplicar por el número de años. Si el infractor no proporciona información suficiente para determinar el monto, dentro de los treinta días siguientes al requerimiento que se le formule, se le aplicarán las otras sanciones que aquí se prevén. Las multas ingresarán al patrimonio de la Nación, para la atención de programas de inversión social en materia de servicios públicos, salvo en el caso al que se refiere el numeral 79.11 de la Ley 142. Las empresas a las que se multe podrán repetir contra quienes hubieran realizado los actos u omisiones que dieron lugar a la sanción. La repetición será obligatoria cuando se trate de servidores públicos, de conformidad con el Artículo 90 de la Constitución.
- c. Orden de suspender de inmediato todas o algunas de las actividades del infractor, y cierre de los inmuebles utilizados para desarrollarlas.
- d. Orden de separar a los administradores o empleados de una empresa de servicios públicos de los cargos que ocupan; y prohibición a los infractores de trabajar en empresas similares, hasta por diez años.
- e. Solicitud a las autoridades para que decreten la caducidad de los contratos que haya celebrado el infractor, cuando el régimen de tales contratos lo permita, o la cancelación de licencias así como la aplicación de las sanciones y multas previstas pertinentes.
- f. Prohibición al infractor de prestar directa o indirectamente servicios públicos, hasta por diez años.
- g. Toma de posesión en una empresa de servicios públicos, o la suspensión temporal o definitiva de sus autorizaciones y licencias, cuando las sanciones previstas atrás no sean efectivas o perjudiquen indebidamente a terceros.

3.4.5.4 Distribución de Ingresos entre los Transportadores del STN y los Generadores y Comercializadores con cargos negativos.

Los ingresos provenientes de los recaudos, producto de la aplicación de los cargos por Uso del STN, se distribuirán dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a su recaudo, entre los propietarios (Transportadores) del STN y los Generadores y Comercializadores con cargos negativos, de acuerdo con los porcentajes previstos según lo establecido en el proceso de liquidación.

El Administrador de Cuentas reconocerá intereses de mora si, por causas imputables a su gestión, no distribuye los recaudos dentro del plazo previsto. No se considerará imputable al Administrador de Cuentas, cuando por falta de información no sea posible aplicar los pagos. La tasa de mora aplicable será la tasa de mora máxima permitida por la ley vigente en dicho período.

En el caso de que se obtengan rendimientos financieros sobre los recaudos efectuados, el Administrador de Cuentas los distribuirá entre los propietarios (Transportadores) del STN y los Generadores y Comercializadores con cargos negativos, de acuerdo con los porcentajes previstos según lo establecido en el proceso de liquidación.

3.5 ASPECTOS COMPLEMENTARIOS.

3.5.1 Costos de sostenimiento de la actividad de liquidación y administración de las cuentas.

3.5.1.1 Liquidación de las cuentas.

Los costos asociados a esta actividad serán sufragados por los Transportadores del STN y los Comercializadores y Generadores con cargos negativos, mediante el pago al Liquidador de Cuentas de una cuota equivalente al 0.3% del valor liquidado por Uso del STN.

Para hacer efectivo este pago, el Administrador de Cuentas deducirá dicho porcentaje de lo efectivamente recaudado.

3.5.1.2 Administración de cuentas.

Los costos asociados a esta actividad serán sufragados por los Transportadores del STN y los Comercializadores y Generadores con cargos negativos, mediante el pago al Administrador de Cuentas de una cuota variable equivalente hasta por un máximo del 0.3% del valor efectivamente recaudado por Uso del STN, de la siguiente manera:

Para recaudos que se efectúen hasta 30 días calendario después de la fecha de vencimiento, se deducirá una comisión del 0.3%.

Para recaudos que se efectúen con más de 30 días y hasta 90 días calendario después de la fecha de vencimiento, se deducirá una comisión del 0.25%.

Para recaudos que se efectúen con más de 90 días calendario después de la fecha de vencimiento, se deducirá una comisión del 0.2%.

Estos porcentajes serán aplicados sobre el capital recaudado únicamente.

Para hacer efectivo este pago, el Administrador de Cuentas deducirá dicho porcentaje de lo efectivamente recaudado.

En el evento que se delegue esta actividad a un tercero, este porcentaje será el que se negocie con la entidad seleccionada.

3.5.2 Cruce de cuentas.

Cuando uno de los propietarios del STN o un Generador o Comercializador con cargos negativos, sea a su vez Generador y/o Comercializador, no podrá realizar cruces internos de cuentas por concepto del Uso del STN. Toda transacción que se origine, se canalizará única y exclusivamente a través del Administrador de Cuentas.

3.6 MANEJO TRIBUTARIO.

En desarrollo de las actividades relacionadas con el presente Reglamento se aplicarán las normas tributarias vigentes.

4. PERÍODO DEFINITIVO DE APLICACIÓN - A PARTIR DE ENERO 1 DE 1996.

4.1 FUNCIONES DEL LIQUIDADOR DE CUENTAS

ISA, en su encargo de Liquidador de Cuentas de los cargos por Uso del STN deberá:

4.1.1 Recolectar y verificar la información básica requerida por el modelo de cargos por Uso del STN de todos los Transportadores, Generadores y Comercializadores de dicho sistema.

Esta información comprenderá:

4.1.1.1 Parámetros (reactancias, resistencias, capacitancias, impedancias mutuas, longitudes y capacidades térmicas) de las líneas de transmisión. Propietarios de las líneas y sus módulos terminales.

4.1.1.2 La capacidad efectiva declarada de las plantas de generación estimada para el año siguiente, discriminando el tipo de planta y su respectiva ubicación en las zonas y subzonas eléctricas definidas en el Anexo No. 2 de la Resolución CREG-002 de 1994. Esta información deberá registrarse por los Generadores ante el Centro Nacional de Despacho (CND), a más tardar el último día hábil del mes de agosto de cada año. A su vez, el CND verificará esta información, con aquella que se tuviere disponible para el planeamiento operativo del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En el evento de que se presenten discrepancias entre la información suministrada por los Generadores y la que se encuentre disponible en el CND, ISA discutirá estas discrepancias con los agentes involucrados con el fin de llegar a un acuerdo. Si por algún motivo no se logra el acuerdo, ISA solicitará a la CREG definir mediante arbitraje, según el literal p del artículo 23 de la Ley 143 y el artículo 26 de la Resolución CREG-001 de 1994, los conflictos generados en desarrollo de esta actividad.

En el caso de que algún Generador no registre dicha información, el Liquidador utilizará la que esté disponible en el CND.

- 4.1.1.3** La demanda mensual de energía de cada Comercializador establecida por períodos de carga máxima, media y mínima, de acuerdo con las definiciones estipuladas en el Artículo 1o. de la Resolución CREG-002 de 1994, proyectada para el año siguiente, discriminada por zonas, y referida a un nivel de tensión igual o superior a 220 kV. Esta información deberá registrarse por los Comercializadores ante el CND, a más tardar el último día hábil del mes de agosto de cada año. A su vez, el CND verificará esta información, con aquella que se tuviere disponible para el planeamiento operativo del SIN.

En el evento de que se presenten discrepancias entre la información suministrada por los Comercializadores y la que se encuentre disponible en el CND, ISA discutirá estas discrepancias con los agentes involucrados con el fin de llegar a un acuerdo. Si por algún motivo no se logra el acuerdo, ISA solicitará a la CREG definir mediante arbitraje, según el literal p del artículo 23 de la Ley 143 y el artículo 26 de la Resolución CREG-001 de 1994, los conflictos generados en desarrollo de esta actividad.

En el caso de que algún Comercializador no registre dicha información, el Liquidador utilizará la que esté disponible en el CND.

- 4.1.1.4** Las curvas de carga típicas referidas a los diferentes niveles de tensión, durante días hábiles, sábados, domingos y días festivos. Esta información deberá ser suministrada por los Comercializadores, actualizada anualmente y entregada a más tardar el último día hábil del mes de agosto de cada año.
- 4.1.1.5** Los registros de las mediciones de las entregas horarias. Dichas mediciones deberán ser suministradas por los Comercializadores al CND en los primeros 5 días calendario del mes siguiente a la prestación del servicio de Uso del STN, estableciendo la demanda de energía por períodos de carga máxima, media y mínima.

En el evento de que estas mediciones no sean suministradas a tiempo, ISA liquidará y facturará con la información disponible. Una vez se reciban los valores de demanda requeridos para el mes correspondiente, las diferencias que se presenten serán ajustadas en la siguiente facturación.

- 4.1.2** Operar y mantener el modelo de cargos mediante la aplicación de la metodología aprobada por la CREG y que se presenta en el Anexo No. 1 de la Resolución CREG-002 de 1994.
- 4.1.3** Someter a aprobación de la CREG la información base del SIN para calcular los cargos por Uso del STN.

- 4.1.4** Calcular y actualizar los cargos conforme a lo requerido por el proceso regulatorio y someterlos a aprobación de la CREG.

- 4.1.5** Entregar, el primer día del mes de diciembre de cada año, a todos los agentes (Generadores, Comercializadores y Transportadores), la información sobre el proceso de facturación.

Dicha información comprenderá:

- 4.1.5.1** Los valores de los cargos aprobados por la CREG.
- 4.1.5.2** Los valores proyectados de demanda de energía para Comercializadores y los valores de capacidad efectiva declarada para Generadores, con la respectiva ubicación en las zonas y subzonas eléctricas.
- 4.1.5.3** Los porcentajes de distribución de ingresos entre los Transportadores del STN, definidos en el literal G del Anexo 1 de la Resolución CREG-002 de noviembre 2 de 1994, y los Generadores y Comercializadores con cargos negativos.

Los porcentajes de distribución de ingresos entre los Transportadores del STN, a partir de 1996, serán los que apruebe la CREG en Resoluciones complementarias.

- 4.1.6** Entregar al Administrador de Cuentas información completa para elaborar la facturación.

Dicha información comprenderá:

- 4.1.6.1** Para Generadores:

- Nombre de la empresa.
- Nombre de las plantas de generación.
- Capacidad efectiva declarada (MW) de cada una de las unidades que conforman cada planta.
- Tipo de unidad (térmica o hidráulica).
- Zona de ubicación.
- Cargo de la zona (\$/kW).

La información para Generadores la entregará el Liquidador al Administrador de Cuentas en los primeros cinco (5) días del mes de diciembre del año inmediatamente anterior al que se vaya a facturar.

- 4.1.6.2** Para Comercializadores:

- Nombre de la empresa.
- Zona de ubicación.
- Mediciones de las entregas horarias realizadas en el mes (MWh).
- Cargo de la zona (\$/kWh).

Para efectuar la liquidación de los cargos a Comercializadores correspondientes a 1996 y para cada uno de los años siguientes, el CND entregará al Liquidador la información de las mediciones dentro de los dos (2) días hábiles siguientes a la entrega de las mediciones por

parte de los agentes (ver numeral 4.1.1.5), y dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes, se elaborará y enviará la correspondiente facturación.

4.1.7 Atender los reclamos originados en el proceso de cálculo de los cargos.

4.2 FUNCIONES DEL ADMINISTRADOR DE CUENTAS

ISA en su encargo de Administrador de Cuentas por Uso del STN deberá:

4.2.1 Elaborar y enviar las facturas de cobro por Uso del STN a los Generadores y Comercializadores.

4.2.2 Efectuar la gestión de cartera.

4.2.3 Distribuir entre los propietarios (Transportadores) del STN los recaudos efectuados, según lo establecido en el presente Reglamento.

Si estos recaudos efectuados por el Administrador de Cuentas son menores que lo facturado, dicho Administrador no será responsable del faltante. (Literal g. del artículo 28 de la Resolución CREG-001 de 1994).

4.2.4 Distribuir entre los Generadores y Comercializadores que tengan cargos negativos los recaudos efectuados, según los montos a favor que tenga cada uno de ellos.

Si estos recaudos efectuados por el Administrador de Cuentas son menores que lo facturado, dicho Administrador no será responsable del faltante. (Literal g. del artículo 28 de la Resolución CREG-001 de 1994).

4.2.5 Administrar las cuentas de los Transportadores y de los Generadores y Comercializadores que tengan cargos negativos.

4.2.6 Exigir a Generadores y Comercializadores la constitución de garantías financieras según sus compromisos de pago y la actualización de las mismas de acuerdo con las variaciones anuales que se produzcan en tales compromisos.

4.2.7 Hacer efectivas las garantías cuando sea del caso.

4.2.8 ISA como Administrador de Cuentas, tendrá la facultad propia (artículo 29 de la Resolución CREG-001 de 1994) de contratar la ejecución de las funciones del Administrador de Cuentas con una entidad de reconocida idoneidad; de este hecho, ISA informará a Transportadores, Generadores y Comercializadores.

4.3 PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN

4.3.1 Liquidación de Cargos

4.3.1.1 Liquidación para Generadores

Las cuentas de los Generadores se liquidarán con base en los cargos anuales para cada período que apruebe expresamente la CREG, por cada kW instalado que se prevea esté en servicio más de seis meses acumulados anualmente. Para estos efectos, la capacidad instalada será igual a la capacidad efectiva que se declare al CND para el proceso de planeamiento operativo del SIN. Igualmente la facturación tomará en cuenta el tipo de planta y su localización en las zonas y subzonas eléctricas. (Artículo 4o. de la Resolución CREG-002 de noviembre 2 de 1994).

Los cobros se realizarán mensualmente en sumas iguales equivalentes a la doceava parte del valor anual.

4.3.1.2 Liquidación para Comercializadores

Las cuentas de los Comercializadores se liquidarán con base en los cargos horarios y estacionales para cada período que apruebe expresamente la CREG.

A partir de enero 1 de 1996, los Comercializadores deberán tener en servicio los equipos de medición o teled medida de las entregas horarias a sus usuarios, según lo contemplan los códigos respectivos. (Resoluciones CREG-001 a CREG-004 de noviembre 2 de 1994).

La demanda de cada Comercializador será establecida por períodos de carga máxima, media y mínima en el mes, mediante mediciones directas y refiriendo las ventas totales del Comercializador al nivel de tensión de 220 kV, mediante la utilización de los factores de pérdidas de distribución indicados en el Artículo 4o. de la Resolución CREG-002 de noviembre 2 de 1994.

Para el caso de grandes consumidores que tengan acuerdos con Comercializadores diferentes al que atiende el mercado regulado de la zona, donde está ubicado dicho consumidor, su demanda se referirá al nivel de tensión de 220 kV aplicando los factores de pérdidas de distribución del numeral 2 del Artículo 4o. de la Resolución CREG 002 de noviembre 2 de 1994. Igualmente, la facturación tomará en cuenta la localización del Comercializador en las zonas contenidas en el Anexo 2 de la Resolución CREG 002 de noviembre 2 de 1994.

Los cobros se realizarán mensualmente según las mediciones de las entregas horarias realizadas para el mes.

En el evento que los Comercializadores no tengan en servicio los equipos de medición o teled medida de las entregas horarias, el Liquidador procederá de la misma forma mencionada en el numeral 3.2.1.2 para el año 1995.

4.3.1.3 Interconexiones Internacionales

En el caso de interconexiones internacionales, las importaciones que realice un Comercializador pagarán cargos por Uso del STN como una planta térmica de capacidad igual a la potencia máxima de la importación durante un período de un mes. El cargo corresponderá a la zona o subzona para Generadores en donde se encuentre la frontera de la línea de interconexión internacional. Si las importaciones fueren realizadas por más de un

Comercializador, la potencia máxima mensual se prorrateará entre las partes, de acuerdo con las potencias máximas mensuales individuales.

Las exportaciones que realice un Generador o Comercializador pagarán cargos por Uso del STN de acuerdo con la energía realmente exportada y según la zona para Comercializadores en donde se encuentre la frontera de la línea de interconexión internacional. Si las exportaciones fueren realizadas por más de un Generador o Comercializador, la exportación de energía medida se prorrateará entre las partes, según el contrato de venta de cada agente.

4.3.2 Actualización y cálculo de los cargos

El siguiente es el proceso metodológico para la actualización y cálculo de los cargos por Uso del STN, según lo dispuesto en las Resoluciones CREG-001 y CREG-002 de noviembre 2 de 1994:

4.3.2.1 Los cargos a aplicar en 1996 serán calculados en septiembre de 1995, ajustando los cargos obtenidos para 1996 (cuadros No. 1 y 2 de la Resolución CREG 002 de 1994), de modo que se obtenga el ingreso regulado para dicho año, dado por la fórmula contenida en el Anexo 1 de la Resolución CREG-001 de 1994.

Los valores de cargos deberán someterse a aprobación de la CREG en el mes de noviembre de cada año.

4.3.2.2 Para 1997, se calcularán los cargos en septiembre de 1996, mediante la aplicación del modelo, según la red, demanda y generación proyectadas para el período 1997 - 2001.

Dichos cargos se calcularán de modo que se obtenga el ingreso regulado para 1997, dado por la fórmula contenida en el Anexo 1 de la Resolución CREG-001 de 1994.

Para los tres años siguientes se establecerán valores de referencia de los cargos mediante una interpolación lineal entre los cargos correspondientes a este año y los calculados para la configuración y condiciones del sistema proyectadas cinco años después, aplicando la metodología descrita anteriormente.

Cada tres años se revisará la estructura de cargos aplicando la metodología antes mencionada. En el mes de septiembre de cada año se ajustarán los cargos a los ingresos regulados de acuerdo con la fórmula de regulación de ingresos antes mencionada, y los valores obtenidos deberán ser sometidos a aprobación de la CREG.

4.3.3 Distribución de ingresos

4.3.3.1 Para determinar los porcentajes de distribución de ingresos entre los Transportadores del STN, se aplicará la metodología aprobada por la CREG.

4.3.3.2 Para determinar los porcentajes reales de distribución de ingresos entre los beneficiarios finales, Transportadores del STN y Generadores y Comercializadores con cargos negativos, se calculará la participación porcentual de cada uno de ellos en el ingreso total, según la liquidación correspondiente.

4.4 PROCEDIMIENTO PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LAS CUENTAS POR USO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

4.4.1 Facturación

Se elaborará una factura comercial mensual con base en la información presentada por el Liquidador de Cuentas, según el numeral 4.1.6 del presente Reglamento.

Para las empresas con integración vertical de las actividades de Transporte de energía eléctrica, con las de Generación y/o Comercialización en el STN, se elaborará la facturación de la siguiente manera: Al valor bruto, correspondiente al cargo por Uso del STN, se le restará el valor producto de aplicar, a dicho cargo, el porcentaje de distribución de ingresos que le corresponda. Los casos posibles son los siguientes:

- a. Cuando uno de los propietarios (Transportador) del STN sea a su vez Generador y/o Comercializador.
- b. Cuando uno de los propietarios (Transportador) del STN sea a su vez Generador con cargos negativos y Comercializador.
- c. Cuando uno de los propietarios (Transportador) del STN sea a su vez Comercializador con cargos negativos y Generador.
- d. Cuando un Generador con cargo negativo sea su vez Comercializador.
- e. Cuando un Comercializador con cargo negativo sea su vez Generador.
- f. Cuando uno de los propietarios (Transportador) del STN sea a su vez Generador y Comercializador con cargos negativos.

Por ejemplo, si un Generador (X) debe pagar por Uso del STN el valor de 100, y a este como propietario le corresponde el 10% sobre los ingresos por Uso del STN, dicho generador deberá pagar 90 como resultado del procedimiento antes mencionado.

En consecuencia, el recaudo neto generado por la aplicación del procedimiento mencionado, se distribuirá entre los demás beneficiarios, Transportadores del STN y Generadores y Comercializadores con cargos negativos.

Las empresas a las cuales se les aplicaría dicho procedimiento de facturación durante 1996 y años posteriores serán los propietarios (Transportadores) del STN y los Generadores y Comercializadores con cargos negativos. La información sobre estos agentes será comunicada oportunamente durante el mes de diciembre de cada año.

4.4.2 Vencimiento de la Factura

4.4.2.1 Generadores.

El vencimiento de la factura será el primer día hábil del segundo mes siguiente al mes de prestación del servicio.

4.4.2.2 Comercializadores.

El vencimiento de la factura será el primer día hábil del segundo mes siguiente al mes de prestación del servicio.

4.4.3 Emisión de la Factura

Para Generadores, la factura mensual correspondiente a los Cargos por Uso del STN, deberá elaborarse y enviarse dentro de los cinco (5) primeros días hábiles del mes siguiente al mes de prestación del servicio.

Para Comercializadores, la factura mensual correspondiente a los Cargos por Uso del STN, deberá elaborarse y enviarse dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la recepción de la información, por parte del Liquidador de Cuentas, de las mediciones realizadas durante el mes inmediatamente anterior. (Ver numeral 4.1.6.2)

Las facturas se remitirán por correo certificado en original, anexando la información que sustenta las cifras.

Se utilizará el Fax para el envío de las facturas con el objeto de agilizar los trámites internos de cada empresa.

Cuando no se emita la factura dentro del plazo estipulado, por cada día de retraso con respecto a dicho plazo y hasta la fecha de envío de la factura por Fax o correo certificado, se desplazará un día el vencimiento para el pago correspondiente.

4.4.4 Rechazo y Glosa de la Factura

4.4.4.1 En caso de rechazo o glosa la empresa generadora y/o comercializadora, deberá notificarlo por escrito dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de recibo de la factura.

4.4.4.2 La factura se podrá rechazar por glosas superiores al 50% del valor de la factura o en los casos de tachaduras, enmendaduras, facturas presentadas en fotocopias o inexistencia de documentos soportes.

4.4.4.3 En caso de que el rechazo de la factura sea procedente, inmediatamente se refacturará con las correcciones solicitadas y con una nueva fecha de vencimiento.

4.4.4.4 La nueva factura deberá ser remitida por correo certificado en original y por Fax.

4.4.4.5 Cuando se presenten errores aritméticos, tarifas incorrectas, fecha de vencimiento incorrecta, el cobro de conceptos no autorizados, suministros no recibidos o conceptos incorrectos, se glosará la factura por el concepto y/o valor incorrecto. Se debe señalar claramente el valor y la razón por la cual se va a glosar.

La factura en la parte no glosada seguirá su trámite normal de pago, manteniendo vigente su fecha de vencimiento.

4.4.4.6 Cuando se elaboren glosas sobre la factura o sea necesario refacturar, este hecho no originará intereses moratorios. Cuando sea aclarada la glosa y la empresa usuaria de la red deba pagarla, reconocerá una actualización, la cual será facturada sobre los valores glosados desde sus fechas de vencimiento original hasta su nuevo vencimiento según fecha de aclaración de la glosa.

En caso de refacturaciones se reconocerá una actualización desde la fecha de vencimiento original hasta la fecha de vencimiento de la refacturación.

Dicha actualización se incluirá en la refacturación.

4.4.4.7 Cuando se presenten glosas por diferencia en la aplicación de la regulación vigente o por cualquier razón justificada, y no se llegue a un acuerdo sobre las diferencias, la CREG será la encargada de resolver tal situación.

4.4.4.8 El vencimiento de las glosas y refacturaciones será el siguiente:

- Una vez sea aclarada la glosa, el valor correspondiente más el valor de la actualización, vencerán el primer día hábil del mes siguiente al mes de aclaración de la glosa, siempre y cuando, esta aclaración ocurra dentro de los primeros quince (15) días de dicho mes. En caso contrario, el vencimiento será el primer día hábil del segundo mes siguiente al mes de aclaración.

- El vencimiento de la refacturación más el valor de la actualización correspondiente, tendrá el mismo tratamiento enunciado en el literal anterior para los vencimientos de las glosas.

- En ningún caso la fecha de vencimiento de la glosa o refacturación podrá ser anterior a la fecha de vencimiento de la factura original.

4.4.5 Gestión de Cartera.

4.4.5.1 Aplicación de Pagos

Los pagos que realicen las empresas, se aplicarán primeramente a la cancelación de intereses de mora y luego al valor de capital considerando la antigüedad de los vencimientos, de conformidad con el artículo 881 del Código de Comercio. Para una aplicación oportuna, se deberán utilizar los procedimientos de pago que indique el Administrador de Cuentas y suministrar, vía Fax, información completa del abono efectuado.

4.4.5.2 Tasas de Interés

· **Interés de Mora**

El Administrador de Cuentas cobrará un interés, por retardo en el cumplimiento de los pagos, equivalente al máximo interés moratorio permitido por la ley, durante el período de mora e informará mensualmente a los Transportadores del STN y a los Generadores y Comercializadores con cargos negativos, el valor que se cause por este concepto. El valor resultante de recaudos por intereses de mora, será transferido a los respectivos agentes mencionados, en los porcentajes de distribución correspondientes, es decir, de acuerdo con la distribución de las facturas que las originaron.

· **Tasa de actualización**

La tasa de actualización será equivalente a la variación de Índices de Precios al Productor Total Nacional (IPP's), correspondiente al mes anterior del mes de actualización.

4.4.5.3 Garantías.

En el evento en que un generador y/o un comercializador no realice el pago de las facturas presentadas a más tardar el primer día hábil del mes siguiente a su vencimiento, deberá constituir garantía que avalará el pago de las obligaciones que surjan durante el año en que se presente el incumplimiento, y el año subsiguiente.

Dicha garantía será constituida por el período de tiempo, cuantía y modalidades de amparo de riesgos que establezca el administrador de cuentas. En este caso, el administrador de cuentas se hace responsable ante los demás transportadores por el tipo de garantías que acepte.

Si un generador y/o un comercializador incurriere en mora en los pagos por concepto de los cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, y se negare a constituir las garantías exigidas por el administrador de cuentas, se informará inmediatamente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para la imposición de las sanciones a que hubiere lugar, de acuerdo con lo establecido en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994, sin perjuicio de las acciones legales que promueva el administrador de cuentas. En este caso, la persona incumplida deberá además reembolsar los gastos en que se incurra para el cobro efectivo de las obligaciones pendientes.

La Superintendencia de Servicios Públicos llevará a cabo la investigación por incumplimiento de lo dispuesto en este reglamento, e impondrá las sanciones a que haya lugar, teniendo en cuenta lo dispuesto en el Artículo 81 de la Ley 142 de 1994, el cual se transcribe a continuación:

- a. Amonestación.
- b. Multas hasta por el equivalente a 2000 salarios mínimos mensuales. El monto de la multa se graduará atendiendo al impacto de la infracción sobre la buena marcha del servicio público, y al factor de reincidencia. Si la infracción se cometió durante varios años, el monto máximo que arriba se indica se podrá multiplicar por el número de años. Si el infractor no proporciona información suficiente para determinar el monto,

dentro de los treinta días siguientes al requerimiento que se le formule, se le aplicarán las otras sanciones que aquí se prevén. Las multas ingresarán al patrimonio de la Nación, para la atención de programas de inversión social en materia de servicios públicos, salvo en el caso al que se refiere el numeral 79.11 de la Ley 142. Las empresas a las que se multe podrán repetir contra quienes hubieran realizado los actos u omisiones que dieron lugar a la sanción. La repetición será obligatoria cuando se trate de servidores públicos, de conformidad con el Artículo 90 de la Constitución.

- c. Orden de suspender de inmediato todas o algunas de las actividades del infractor, y cierre de los inmuebles utilizados para desarrollarlas.
- d. Orden de separar a los administradores o empleados de una empresa de servicios públicos de los cargos que ocupan; y prohibición a los infractores de trabajar en empresas similares, hasta por diez años.
- e. Solicitud a las autoridades para que decreten la caducidad de los contratos que haya celebrado el infractor, cuando el régimen de tales contratos lo permita, o la cancelación de licencias así como la aplicación de las sanciones y multas previstas pertinentes.
- f. Prohibición al infractor de prestar directa o indirectamente servicios públicos, hasta por diez años.
- g. Toma de posesión en una empresa de servicios públicos, o la suspensión temporal o definitiva de sus autorizaciones y licencias, cuando las sanciones previstas atrás no sean efectivas o perjudiquen indebidamente a terceros.

4.4.5.4 Distribución de Ingresos entre los Transportadores del STN y los Generadores y Comercializadores con cargos negativos.

Los ingresos provenientes de los recaudos, producto de la aplicación de los cargos por Uso del STN, se distribuirán dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a su recaudo, entre los propietarios (Transportadores) del STN y los Generadores y Comercializadores con cargos negativos, de acuerdo con los porcentajes previstos según lo establecido en el proceso de liquidación.

El Administrador de Cuentas reconocerá intereses de mora si, por causas imputables a su gestión, no distribuye los recaudos dentro del plazo previsto. No se considerará imputable al Administrador de Cuentas, cuando por falta de información no sea posible aplicar los pagos. La tasa de mora aplicable será la tasa de mora máxima permitida por la ley vigente en dicho período.

En el caso de que se obtengan rendimientos financieros sobre los recaudos efectuados, el Administrador de Cuentas los distribuirá entre los propietarios (Transportadores) del STN y los Generadores y Comercializadores con cargos negativos, de acuerdo con los porcentajes previstos según lo establecido en el proceso de liquidación.

4.5 ASPECTOS COMPLEMENTARIOS.**4.5.1 Costos de sostenimiento de la actividad de liquidación y administración de las cuentas.****4.5.1.1 Liquidación de las cuentas.**

Los costos asociados a esta actividad serán sufragados por los Transportadores del STN y los Comercializadores y Generadores con cargos negativos, mediante el pago al Liquidador de Cuentas de una cuota equivalente al 0.3% del valor liquidado por Uso del STN.

Para hacer efectivo este pago, el Administrador de Cuentas deducirá dicho porcentaje de lo efectivamente recaudado.

4.5.1.2 Administración de cuentas.

Los costos asociados a esta actividad serán sufragados por los Transportadores del STN y los Comercializadores y Generadores con cargos negativos, mediante el pago al Administrador de Cuentas de una cuota variable equivalente hasta por un máximo del 0.3% del valor efectivamente recaudado por Uso del STN, de la siguiente manera:

- Para recaudos que se efectúen hasta 30 días calendario después de la fecha de vencimiento, se deducirá una comisión del 0.3%.
- Para recaudos que se efectúen con más de 30 días y hasta 90 días calendario después de la fecha de vencimiento, se deducirá una comisión del 0.25%.
- Para recaudos que se efectúen con más de 90 días calendario después de la fecha de vencimiento, se deducirá una comisión del 0.2%.

Estos porcentajes serán aplicados sobre el capital recaudado únicamente.

Para hacer efectivo este pago, el Administrador de Cuentas deducirá dicho porcentaje de lo efectivamente recaudado.

En el evento que se delegue esta actividad a un tercero, este porcentaje será el que se negocie con la entidad seleccionada.

4.5.2 Cruce de cuentas.

Cuando uno de los propietarios del STN o un Generador o Comercializador con cargos negativos, sea a su vez Generador y/o Comercializador, no podrá realizar cruces internos de cuentas por concepto del Uso del STN. Toda transacción que se origine, se canalizará única y exclusivamente a través del Administrador de Cuentas.

4.6 MANEJO TRIBUTARIO.

En desarrollo de las actividades relacionadas con el presente Reglamento se aplicarán las normas tributarias vigentes.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

RESOLUCION NUMERO 024 DE 1995
(julio 13)

por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO:

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene la facultad legal de establecer el Reglamento de Operación, el cual incluye los principios, criterios y procedimientos para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica, de conformidad con lo señalado en las Leyes 142 y 143 de 1994;

Que se hace necesario regular los aspectos comerciales básicos del mercado mayorista de energía eléctrica;

Que conforme a lo dispuesto en la Ley 143 de 1994, el Consejo Nacional de Operación expresó sus opiniones sobre los aspectos regulados en la presente resolución;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión del día 10 de julio de 1995, consideró y aprobó las decisiones que se contienen en esta providencia;

RESUELVE

Artículo 1o. **Definiciones.** Para efectos de la presente resolución, y de las demás reglamentaciones que desarrollen aspectos relacionados con el mercado mayorista de energía eléctrica, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones generales:

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales. Dependencia del Centro Nacional de Despacho adscrita a Interconexión Eléctrica S.A. "E.S.P.", encargada del registro de los contratos de

energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

Agente económico. Cualquiera de las personas a las que se refiere el artículo 15 de la Ley 142 de 1994.

Agente comercializador. Es la empresa registrada ante el Administrador SIC que realiza la comercialización de energía.

Agente generador. Es la empresa registrada ante el Administrador del SIC que realiza la actividad de generación de energía.

Bolsa de energía. Sistema de información, manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, sometido a las reglas que adelante aparecen, en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, y liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores.

Centro Nacional de Despacho. Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. El Centro está encargado también de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Centro Regional de Despacho. Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobras de esas instalaciones con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado.

Código de redes. Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedido por la Comisión, a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el sistema de transmisión nacional.

Comercialización de energía eléctrica. Actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los usuarios finales.

Comercializador. Persona natural o jurídica cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.

Comisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, según lo previsto en los artículos 69 de la Ley 142 de 1994, y 21 de la Ley 143 de 1994.

Consumo Propio. Es el consumo de energía y potencia, requerido por los sistemas auxiliares de una unidad generadora o una subestación.

Despacho ideal. Es la programación de generación que se realiza a posteriori por el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), la cual atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando la oferta de precios por orden de méritos de menor a mayor, sin considerar las diferentes restricciones que existen en el sistema, excepto por las condiciones de inflexibilidad de las plantas generadoras.

Despacho programado. Es el programa de generación que realiza el Centro Nacional de Despacho (CND), denominado Redespacho en el Código de Redes, para atender una predicción de demanda y sujeto a las restricciones del sistema, considerando la declaración de disponibilidad, la oferta en precios y asignando la generación por orden de méritos de menor a mayor.

Despacho real. Es el programa de generación realmente efectuado por los generadores, el cual se determina con base en las mediciones en las fronteras de los generadores.

Disponibilidad Comercial. Es la disponibilidad calculada por el SIC, la cual considera la declaración de disponibilidad de los generadores, modificada cuando se presenten cambios en las unidades de generación en la operación real del sistema.

Distribución de electricidad. Es la actividad de transportar energía a través de una red de distribución a voltajes iguales o inferiores a 115 kV.

Empresa. Para efectos de la presente resolución, son empresas aquellas que se ajusten a la definición del artículo 25 del Código de Comercio, las empresas industriales y comerciales del Estado, y especialmente, las empresas de servicios públicos a las que se refiere la Ley 142 de 1994.

Empresas de servicios públicos. Las que regula el capítulo I del Título I, de la Ley 142 de 1994.

Generador. Persona natural o jurídica que produce energía eléctrica, que tiene por lo menos una central conectada al SIN con una capacidad efectiva total en la central superior a los 20 MW o aquellos que tienen por lo menos una central de capacidad efectiva total menor o igual a 20 MW conectada al SIN, que soliciten ser despachados centralmente.

Inflexibilidad de Unidades. Una unidad es inflexible cuando las características técnicas de la unidad hacen que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta es superior al costo marginal del sistema, o cuando se modifica la disponibilidad declarada después de la hora de cierre de las ofertas y antes del período de reporte de cambios para el redespacho.

Información. Conjunto de documentos, o de datos transmitidos por cualquier medio hábil, acerca de los actos y contratos de una empresa. Incluye documentos tales como las cuentas, estimativos, formularios y similares que sirven para preparar, tramitar, ejecutar, registrar y analizar tales actos y contratos, tengan o no el carácter de pruebas para efectos judiciales.

Mercado libre. Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios no regulados y quienes los proveen de energía eléctrica.

Mercado mayorista. Conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos, con sujeción al Reglamento de Operación y demás normas aplicables.

Mercado regulado. Es el mercado de energía eléctrica en que participan los usuarios regulados y quienes los proveen de electricidad.

Orden de méritos. Ordenamiento con base en los precios de oferta de los generadores.

Programa de generación. Es la asignación de generación de las unidades o plantas despachadas centralmente.

Reglamento de Operación. Conjunto de principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación del sistema interconectado nacional y para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica. El Reglamento de Operación comprende varios documentos que se organizarán conforme a los temas propios del funcionamiento del sistema interconectado nacional.

Reserva de Regulación Primaria. Es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a cambios súbitos de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la planta debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

Reserva Rodante. Es la parte de la reserva operativa ubicada en plantas que están operando y puedan responder a cambios de generación en periodos de hasta 30 segundos.

Respaldo. Es la capacidad de generación de energía no necesaria para atender la demanda al nivel de confiabilidad de 95%, pero que se encuentra disponible para atender la demanda de energía en casos extremos de acuerdo con los criterios de flexibilidad y vulnerabilidad adoptados por la Unidad de Planeación Minero-Energética en la elaboración del Plan de Expansión de Referencia.

Servicio público de electricidad o de energía eléctrica. Comprende las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 1 de la Ley 143 de 1994 y el numeral 14.25 de la Ley 142 de 1994.

Servicios asociados de generación de energía. Son servicios asociados con la actividad de generación los que prestan las empresas generadoras con sus unidades conectadas al Sistema Interconectado Nacional para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Incluye entre otros, la generación de potencia reactiva, la Reserva Primaria y de AGC, de acuerdo con las normas respectivas establecidas en el Reglamento de Operación.

Sistema de transmisión nacional. Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, y transformadores con sus respectivos módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema de transmisión regional. Sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

Sistema de distribución local. Sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Sistema de Intercambios Comerciales (SIC). Conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de generadores, comercializadores y los transportadores por concepto de los actos o contratos de energía en la bolsa conforme al despacho central. El SIC incluye el proceso de liquidación del valor de los intercambios, la preparación y actualización del estado de cuenta de cada generador y comercializador que participa en la bolsa de energía y de los transportadores, y la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.

Sistema Interconectado Nacional. Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a lo definido en la Ley 143 de 1994.

Superintendencia. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios creada por la Ley 142 de 1994, como organismo de control, inspección y vigilancia de las entidades que prestan los servicios públicos.

Transmisión. Es la actividad consistente en el transporte de energía por sistemas de transmisión y la operación, mantenimiento y expansión de sistemas de transmisión, ya sean nacionales o regionales.

Transportador. Persona natural o jurídica que opera y transporta energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional, en un sistema de transmisión regional o en un sistema de distribución local.

Artículo 2o. **Objetivo.** Esta resolución tiene el propósito de:

- a) Establecer un conjunto de reglas que regulen el funcionamiento del mercado mayorista en los aspectos relacionados con las transacciones comerciales realizadas entre los agentes que participan en ese mercado: contratos de energía a largo plazo, contratos de energía en la bolsa, prestación de servicios asociados de generación y tratamiento de las restricciones en las redes de transmisión y distribución.
- b) Proveer a los agentes participantes del mercado mayorista de un conjunto de reglas que faciliten la formación de actos y contratos que tengan por objeto la enajenación y adquisición de energía eléctrica en la bolsa de energía, y su cumplimiento con la ayuda del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.
- c) Fijar las reglas que permitan determinar, liquidar, y pagar las obligaciones pecuniarias que resulten entre los agentes participantes del mercado mayorista, por los actos o contratos sobre energía que se efectúen en la bolsa de energía.
- d) Facilitar la competencia entre todos los agentes participantes del mercado mayorista

Artículo 3o. **Contenido.** Esta resolución contiene las reglas y procedimientos para el manejo de información, liquidación de cuentas en la bolsa de energía, pago de servicios asociados de generación, pago por restricciones de transmisión y distribución, cobro y recaudo de facturas por transacciones realizadas en el mercado mayorista que forman parte del Sistema de Intercambios Comerciales. Igualmente, define las obligaciones y derechos de los agentes que participan en dicho mercado.

Parágrafo. Los procedimientos minuciosos utilizados por el Administrador del SIC, y los programas de computador correspondientes estarán a disposición de los agentes del mercado mayorista en las oficinas del Administrador del SIC, debidamente certificados por la auditoría a esta entidad.

Artículo 4o. **Elementos del sistema interconectado nacional.** Para efectos del funcionamiento del mercado mayorista, el Sistema Interconectado Nacional se considera dividido en Centros de Generación, Sistema de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional y Sistemas de Distribución Local. Igualmente, existe un sistema para coordinación y control de la operación del sistema conformado por el Centro Nacional de Despacho (CND) y los Centros Regionales de Despacho (CRDs).

Artículo 5o. Agentes del mercado mayorista. Son agentes del mercado mayorista: los generadores, los comercializadores y los transportadores. Los transportadores son agentes del mercado mayorista que no realizan compraventa de energía, sino que participan en los procesos de reconciliación por las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional, del Sistema de Transmisión Regional y del Sistema de Distribución Local, y para la evaluación de pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional. El representante de los transportadores en el mercado mayorista es Interconexión Eléctrica S.A. "E.S.P.", con los deberes y derechos que acuerden las partes, mediante convenio especial que se debe efectuar para esta delegación. Las interconexiones internacionales son representadas por uno o más agentes en el mercado mayorista debidamente registrados ante el Administrador del SIC.

Artículo 6o. Cumplimiento de condiciones mínimas. Los agentes que participan en el mercado mayorista deben cumplir las siguientes condiciones mínimas:

- I. Las definidas en las resoluciones CREG 054, 055 y 056 de 1994, y las que las modifiquen.
 - II. Registrarse como agente del mercado mayorista ante el Administrador del SIC.
 - III. Suministrar la información de generación y demanda con la periodicidad que se indique en la presente resolución y en la forma que lo define el Código de Redes.
 - IV. Presentar las garantías financieras definidas en la presente resolución o realizar los pagos anticipados, en caso de ser necesario.
 - V. Los generadores deben operar las plantas de generación sometidas al despacho central según las reglas de despacho definidas en el Código de Redes.
 - VI. Suministrar la información establecida en esta resolución en los tiempos y en la forma requeridos para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).
 - VII. Los comercializadores y generadores se obligan a participar en la Bolsa de Energía.
 - VIII. Someterse a la liquidación que haga el Administrador del SIC de todos los actos y contratos de energía en la bolsa, para que pueda determinarse, en cada momento apropiado, el monto de sus obligaciones y derechos frente al conjunto de quienes participan en el sistema, y cada uno de ellos en particular.
 - IX. Incluir dentro de su presupuesto las apropiaciones mínimas que se requieren para efectuar oportunamente los pagos de sus obligaciones con la Bolsa de Energía.
 - X. Someterse a los sistemas de pago y compensación que aplique el Administrador del SIC, según lo previsto en esta resolución, para hacer efectivas las liquidaciones aludidas.
- k) Todos los actos y contratos que hayan de cumplirse por medio del Administrador del SIC, serán a título oneroso.

Artículo 7o. Operaciones en el mercado mayorista. En el mercado mayorista se realizan las siguientes operaciones:

- a) Contratos de Energía a largo plazo: son aquellos en que generadores y comercializadores pactan libremente las condiciones, cantidades, y precios para la compra y venta de energía eléctrica a largo plazo.

b) Contratos de Energía en la Bolsa: Son aquellos que se celebran a través del Administrador del SIC, para la enajenación hora a hora de energía, y cuyos precios, cantidades, garantías, liquidación y recaudo se determinan por la presente resolución y por el acuerdo de las partes en las reglas del SIC.

c) Prestación de servicios asociados de generación de energía a la empresa de transmisión nacional para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de electricidad.

Artículo 8o. Servicios en el mercado mayorista. El Administrador del SIC solo prestará sus servicios a los agentes participantes del mercado mayorista para formar y cumplir los actos y contratos que tengan por objeto la adquisición o enajenación de energía eléctrica y los servicios asociados de generación, cuando estas se comprometan por escrito, a que:

XI. Sus relaciones con el Administrador del SIC se regirán por lo aquí dispuesto;

XII. Las relaciones entre los participantes del mercado mayorista, para la formación y cumplimiento de todos los actos y contratos que celebren para la adquisición y enajenación a título oneroso, de energía eléctrica y los servicios asociados de generación de energía, que impliquen transacciones en la bolsa de energía, se regirán por lo aquí dispuesto.

Parágrafo. Las empresas que deseen participar del mercado mayorista, se dirigirán al Administrador del SIC, informándole por escrito que conocen y aceptan los términos de la presente resolución.

Artículo 9o. Fronteras comerciales. Son fronteras comerciales en el mercado mayorista el punto de conexión de generadores y comercializadores a las redes del Sistema de Transmisión Nacional, a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución local. Esta frontera solo define el punto de medición pero no la responsabilidad por las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución. Por lo tanto, cada agente participante del mercado mayorista puede tener uno o más puntos de frontera comercial.

Artículo 10o. Sistemas de medición y comunicaciones. Cada agente debe contar con los siguientes sistemas de medición y comunicación para envío de información al Administrador del SIC para el proceso de evaluación de las transacciones en el mercado:

- I. Un sistema de medición comercial, destinado a la medición, registro y transmisión de la información necesaria para la liquidación de las transacciones comerciales en el mercado mayorista.
- II. Un sistema de comunicaciones que soporta al sistema de medición comercial, conteniendo enlaces de voz, datos y facsímil.

Parágrafo. Estos sistemas deben cumplir con las condiciones técnicas especificadas y con los métodos alternativos de respaldo definidos en el Código de Redes.

Artículo 11o. Registro de los agentes del mercado mayorista. Para el registro de un agente en el mercado mayorista se requiere por parte del agente:

- I. Llenar el formulario de registro
- II. Informar por escrito al Administrador del SIC que conoce y acepta los términos de la presente resolución.

III. Presentar el certificado de existencia y representación legal expedido por la Cámara de Comercio, o el documento que prevean sus estatutos en las empresas oficiales

IV. Firmar el contrato de mandato con el Administrador del SIC para efectuar las transacciones comerciales que se efectúan en la Bolsa de Energía y para los servicios complementarios de energía.

V. Entregar las garantías financieras requeridas en esta resolución para respaldar las transacciones en la Bolsa de Energía, antes de iniciar su participación en las transacciones del mercado mayorista.

Informar la ubicación de sus fronteras comerciales y las características técnicas de sus equipos de medición y comunicaciones. Durante el período de transición definido para tener los equipos de telemedición, debe suministrar la periodicidad de toma de medidas en cada frontera y la periodicidad de envío de la información.

VI. Presentar los certificados de calibración de los equipos de medición comercial, expedidos por una entidad autorizada, de acuerdo con lo definido en el Código de Redes.

VII. Cumplir con las condiciones establecidas por la CREG para realizar las actividades de comercialización o generación, según sea el caso.

Parágrafo 1o. Para efectos del cumplimiento de la resolución CREG-016 de 1995, los participantes iniciales del mercado mayorista deberán entregar las garantías requeridas en esta resolución para respaldar las transacciones en la Bolsa de Energía, a más tardar el 31 de agosto de 1995.

Parágrafo 2o. Todos los agentes deben actualizar su registro cada vez que tengan modificaciones a la información reportada en el registro.

Artículo 12º. Retiro de agentes del mercado mayorista. Son causales para el retiro como agente del mercado mayorista las siguientes:

I. Por retiro voluntario del agente, previo cumplimiento de todas sus obligaciones con el mercado mayorista.

II. Por dejar de cumplir sus requisitos como agente del mercado mayorista, definidos en el artículo 6o. de la presente resolución.

III. Cuando se declare en estado de quiebra.

IV. Por sanción impuesta por la Superintendencia, ante las causas graves que determine la CREG.

V. Por incumplimiento. El Administrador del SIC o cualquiera de las empresas víctimas del incumplimiento de un acto o contrato de energía en la bolsa, puede pedir a la CREG que solicite a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la intervención de la empresa incumplida.

Parágrafo 1o. Si una de las empresas contratantes se encuentra en situación de disolución, deberá, en todo caso, cumplir los contratos a su cargo que sean indispensables para no interrumpir la prestación de los servicios que regulan las Leyes 142 y 143 de 1994 y que estén a su cargo. Al presentarse la causal de disolución, la empresa participante en el mercado mayorista dará aviso a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a la Nación a través del Ministerio de Minas y Energía, a la CREG y al Administrador del SIC.

Parágrafo 2o. Si una de las empresas participantes del mercado mayorista entra en proceso de liquidación, la autoridad competente puede negociar la cesión de sus contratos a otras empresas para que

sustituyan a la primera en el cumplimiento de sus obligaciones o en el ejercicio de sus derechos; de lo cual dará aviso al Administrador del SIC para que este registre la cesión de los contratos. En todos los contratos entre los agentes del mercado mayorista que hayan de cumplirse por medio del Administrador del SIC se entiende que cada parte acepta las cesiones de sus derechos que pueda hacer la otra en favor de la Nación.

Parágrafo 3o. Cuando, por cualquier causa, una empresa decida que no seguirá participando del mercado mayorista para formar y cumplir actos y contratos con éste, dará aviso al Administrador del SIC con cuatro meses de anticipación, por lo menos; y mientras ese período transcurre la empresa seguirá estando sujeta a las normas de la presente resolución, y el Administrador del SIC podrá hacer, por sí mismo, las liquidaciones, y afectar las cuentas o hacer exigibles las garantías que considere del caso.

Parágrafo 4o. El Administrador del SIC hará una liquidación de todas las cuentas pendientes, contra la cual procederá recurso de reposición, y de apelación ante la CREG. Lo mismo ocurrirá cuando, por razones previstas en la ley o en la presente resolución, el Administrador del SIC decida que no continuará prestando sus servicios a una empresa.

Parágrafo 5o. El retiro de una agente del mercado mayorista, no lo exime de las deudas que tuviese en el mercado mayorista; por lo tanto, el Administrador del SIC debe continuar con la acción de cobro mientras existan deudas por los actos y contratos efectuados por medio de él.

Artículo 13o. Información a suministrar. La información requerida de los agentes y la distribución de información a aquellos se especifica en el Anexo A de la presente resolución.

Artículo 14o. Registro de contratos de energía. Todos los contratos de energía a largo plazo que se celebren entre comercializadores y generadores y se liquiden en la bolsa de energía se registrarán ante el Administrador del SIC. Las partes contratantes deberán estar registrados ante el Administrador del SIC y otorgar las garantías definidas en esta resolución. El procedimiento para registrar contratos se establece en el Anexo D de la presente resolución.

Parágrafo. Copia de estos contratos se remitirán, simultáneamente al registro, a la Comisión para efectos de su ejercicio regulatorio.

Artículo 15o. Contenido de los contratos. La forma, contenido y condiciones establecidas en los contratos de energía podrán pactarse libremente entre las partes. Sin embargo, para que estos contratos puedan liquidarse en la bolsa de energía deben contener: la identidad de las partes contratantes; reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, durante la duración del contrato, las cantidades de energía a asignar bajo el contrato y el respectivo precio, en forma consistente con los procedimientos de liquidación establecidos en esta resolución.

Artículo 16o. Cumplimiento de obligaciones en los contratos. Para efectos de la liquidación de transacciones realizadas por los agentes en la bolsa de energía los contratos de energía serán asignados por el Administrador del SIC de acuerdo con los procedimientos establecidos en esta resolución. El Administrador del SIC no responde por el cumplimiento de las obligaciones que las partes de los contratos de energía asumen recíprocamente. Las obligaciones del Administrador del SIC no se enmarcan como comercializador; ni dentro del proceso de compraventa de energía, sino que son de apoyo para este proceso, para lo cual actúa en la ejecución de los contratos por el mandato dado por las empresas participantes en el mercado mayorista, por cuenta y riesgo de éstos.

Artículo 17o. Cesión de contratos. La cesión de los contratos de energía a largo plazo a otro comercializador o generador se debe reportar con una anticipación mínima de dos (2) días calendario a la fecha de aplicación de la cesión.

Artículo 18o. Terminación de contratos. En caso de terminación de un contrato, es obligación de las partes involucradas informar con una anticipación mínima de siete (7) días calendario a la fecha de finalización del contrato, para que el Administrador del SIC deje de considerarlo en la comercialización en el mercado mayorista a partir de la fecha de terminación. El Administrador del SIC informará a los agentes del mercado mayorista involucrados el registro de la terminación del contrato. En el caso que uno de los agentes involucrados en la terminación de contratos, no esté cumpliendo con las obligaciones como agente del mercado mayorista se informará a la CREG para que defina las acciones correspondientes.

Artículo 19o. Participantes en la bolsa de energía. Las empresas que desarrollan actividades de comercialización y generación tienen la obligación de participar en la Bolsa de Energía, según las disposiciones de la CREG.

Artículo 20o. Objetivos de la bolsa de energía. La bolsa de energía tiene los siguientes objetivos principales:

- I. establecer y operar un sistema de transacciones de energía en bloque que dé incentivos a generadores y comercializadores para asegurar que se produzcan y consuman cantidades óptimas de electricidad en la forma más eficiente posible.
- II. proveer un conjunto de reglas que determinen las obligaciones y acreencias financieras de los agentes participantes en la bolsa, por concepto de transacciones de energía y del suministro de servicios complementarios de energía.
- III. facilitar el establecimiento de un mercado competitivo de electricidad.

Artículo 21o. Funcionamiento de la bolsa de energía. Las transacciones comerciales en la bolsa de energía se evaluarán y administrarán de acuerdo a los procesos y procedimientos establecidos en el Anexo A de la presente resolución.

Artículo 22o. Garantías para los participantes en la bolsa de energía. El cumplimiento de todas aquellas obligaciones de generadores y comercializadores, que se formen en el mercado mayorista a través de la Bolsa de Energía, entre sí o respecto de los transportadores, será objeto de garantías a favor del administrador del SIC, de acuerdo con las condiciones y procedimientos establecidos en el Anexo C de la presente resolución.

Artículo 23o. Facturación, cobranzas y liquidación en la bolsa de energía. La liquidación, facturación y cobranza de las transacciones comerciales en la bolsa de energía se efectuará de acuerdo a las reglas y procedimientos establecidos en el Anexo B de la presente resolución.

Artículo 24o. Servicios complementarios de energía. Los servicios complementarios de energía comprenden la capacidad de generación de respaldo, el cargo de potencia en la bolsa y los servicios asociados de generación. Los dos primeros se liquidarán y facturarán en forma transitoria de acuerdo a lo dispuesto en la resolución CREG-053 de 1994 y las normas complementarias sobre oferta de capacidad de generación de respaldo establecidas en el Anexo E de la presente resolución. Los servicios asociados de generación se liquidarán y facturarán de acuerdo con los procedimientos y metodologías que se establecerán en resolución aparte de la CREG.

Artículo 25o. Fuerza mayor o caso fortuito. Se consideran eventos de fuerza mayor aquellos causados por fenómenos naturales o eventos que atenten contra la infraestructura de comunicaciones dispuesta para el reporte de las mediciones y que afecten el suministro de información para la liquidación de las transacciones en la Bolsa de Energía. Ante la ocurrencia de estos eventos que causen incapacidad para la realización de las actividades del Administrador del SIC, se modifican los plazos para reporte de información del Administrador del SIC a los agentes del mercado mayorista.

Artículo 26o. Revisión de los aspectos comerciales. Las revisiones y cambios a las reglas y procedimientos establecidos en la presente resolución para reglamentar los aspectos comerciales del mercado mayorista deberán ser aprobados por la Comisión. Los procedimientos minuciosos que mantiene el Administrador del SIC a disposición de los agentes del mercado mayorista podrán ser modificados, previa aprobación de la Comisión, y serán certificados por la auditoría al Administrador del SIC.

Parágrafo. El Consejo Nacional de Operación, el Subcomité de Revisión y Vigilancia del SIC, los agentes del mercado mayorista y el Administrador del SIC podrán presentar a la Comisión solicitudes de revisión. La Comisión realizará el estudio de las solicitudes y expedirá las modificaciones a que hubiere lugar.

Artículo 27o. Subcomité de revisión y vigilancia. Créase dentro del Consejo Nacional de Operación el Subcomité de Revisión y Vigilancia del SIC para asistir a la Comisión en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía. El Subcomité estará compuesto por tres (3) representantes de los generadores; tres (3) de los comercializadores no vinculados a generadores; un (1) representante de Interconexión Eléctrica S. A. "E.S.P.", y un (1) representante del Administrador del SIC con voz pero sin voto. El Subcomité tendrá funciones de asesoría al Consejo Nacional de Operación y a la Comisión en los siguientes aspectos principales:

- I. Seguimiento del SIC en forma regular, incluyendo el desempeño del Administrador del SIC en la operación del sistema.
- II. Realizar una revisión anual de los procedimientos del SIC y enviar a la Comisión un reporte de los resultados.
- III. Analizar cambios a las reglas comerciales de la bolsa y cualquier otro aspecto del SIC.
- V. Recomendar pronta y eficazmente propuestas de solución a diferencias sometidas a su consideración en relación con el SIC.
- V. Dentro de los límites de confidencialidad permitidos, realizar el seguimiento de litigios, arbitrajes, o cualquier otro proceso que afecte al SIC.
- VI. Investigar las quejas de los participantes en la bolsa de energía en relación con su reglamento, con el sistema de liquidación de cuentas, o cualquier otro procedimiento asociado con el SIC.

Parágrafo. El Subcomité se reunirá por lo menos una vez al mes. El Consejo Nacional de Operación reglamentará otros aspectos relativos a su funcionamiento.

Artículo 28o. Procedimientos para solución de conflictos. Contra las liquidaciones que haga el Administrador del SIC procederá el recurso de reposición, que se tramitará de acuerdo con lo dispuesto en el capítulo II del título VI de la Ley 142 de 1994. Contra la decisión del Administrador del SIC procederá el recurso de apelación, ante la CREG.

Parágrafo 1o. De toda la información requerida para hacer las liquidaciones, se mantendrá copia durante, por lo menos, dos años, para que el auditor, pueda acceder a ello y hacer las verificaciones del caso.

Parágrafo 2o. Las controversias a las que den lugar las liquidaciones, y que no puedan resolverse con ocasión de los recursos, se resolverán por medio de tres (3) árbitros. El Superintendente de Servicios Públicos, el agente que presente la solicitud y el Administrador del SIC, designarán cada uno un árbitro, quienes decidirán en derecho. Los costos de los árbitros serán sufragados por los agentes del mercado mayorista afectados en el proceso.

Parágrafo 3o. Una diferencia entre los agentes no suspende sus obligaciones con el proceso de pagos en la Bolsa de Energía. Con la facturación del mes en que la CREG emita su concepto, se realiza una facturación de los valores de las diferencias, con el reconocimiento del valor del dinero en el tiempo a la tasa definida para este efecto en la presente resolución, a partir de la fecha del vencimiento original correspondiente al mes o a cada uno de los meses afectados.

Artículo 29o. Responsabilidades y deberes del administrador del sic. Las siguientes son las responsabilidades del Administrador del SIC:

- I. Realizar la operación diaria del SIC.
- II. Realizar los respaldos de información definidos por las resoluciones de la CREG.
- III. Mantener en forma segura los equipos, software e información del SIC.
- IV. Realizar la estimación de datos en el evento en que la información no se encuentre disponible en el momento requerido.
- V. Asegurarse que los programas de computador se encuentren bien instalados y conforme a las especificaciones por medio de pruebas cuando se realicen cambios.
- VI. Modificar los programas de computador para implantar los cambios aprobados por la CREG a las reglas de funcionamiento del mercado mayorista en lo referente a los aspectos comerciales.
- VII. Conservar los registros de las pruebas realizadas.
- VIII. Realizar recomendaciones para cambios en el sistema de información, facturación y bancos.
- IX. Establecer, operar y mantener el sistema de información para facturación y bancos, cumpliendo con los plazos previstos para transferencias de dineros.
- X. Vigilar que los actos y contratos de las empresas en las transacciones de la bolsa de energía se ciñan a lo dispuesto en la presente resolución; y avisar a los interesados y a las autoridades; según el caso, si, a su juicio, hay incumplimiento de él.
- XI. Informar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y a la CREG, acerca de las violaciones o conductas contrarias a la presente resolución, y del cumplimiento de los actos y contratos para los cuales se haya pedido su colaboración.
- XII. Tener a disposición de los agentes registrados ante el Administrador del SIC la versión actualizada de las especificaciones funcionales de los programas de computador utilizados en el SIC, y la descripción de los procedimientos detallados utilizados para la administración del SIC. La versión actualizada debe ser consistente con los cambios aprobados por la CREG y certificados por la auditoría al Administrador del SIC.
- XIII. Suministrar la información solicitada por la Comisión o por la Superintendencia.

Parágrafo 1o. El Administrador del SIC no responde por cualquier pérdida de beneficio a los participantes en la Bolsa de Energía, si se puede demostrar que ha actuado de buena fe y con la mejor información disponible.

Parágrafo 2o. Al cumplir las funciones a las que esta resolución se refiere, el Administrador del SIC actuará como administrador de recursos ajenos, y en interés de terceros, sin que los ingresos que recibe puedan aumentar su propio patrimonio, salvo por la parte que, de acuerdo con las tarifas que señale la CREG, equivalgan a la remuneración por sus servicios.

Artículo 30o. Remuneración al administrador del sic. Los costos de funcionamiento del Administrador del SIC serán cubiertos por los agentes participantes en el mercado mayorista, de acuerdo a las reglas y procedimientos que establecerá la CREG en resolución aparte.

Artículo 31o. Auditorías. Las auditorías al Administrador del SIC deben tener el siguiente alcance:

- a) Auditar todos los cálculos y asignaciones realizadas por el Administrador del SIC.
- b) Auditar el sistema de facturación y bancos.

- c) Probar y verificar la precisión de los cambios en el software del SIC.
- d) Revisar los procesos acordados y el cumplimiento de las resoluciones de la CREG que afectan el mercado mayorista en el SIC.
- e) Dar asistencia en los programas de trabajo al Administrador del SIC.
- f) Auditar aquellos aspectos específicos del SIC solicitados por la CREG.

Parágrafo 1o. Los informes de auditoría deben incluir por lo menos un resumen de todas las auditorías y pruebas realizadas y las recomendaciones. Una copia de los informes debe ser entregada a la CREG.

Parágrafo 2o. Anualmente se debe realizar mínimo una auditoría al Administrador del SIC. Las auditorías adicionales que se requieran deben ser pagadas por quien las solicite.

Parágrafo 3o. El Consejo Nacional de Operación, es la entidad encargada de seleccionar la persona natural o jurídica que debe realizar las auditorías al Administrador del SIC. El costo de las auditorías debe ser cubierto por los agentes participantes del mercado mayorista.

Parágrafo 4o. Todos los agentes que participen en el mercado mayorista, el Administrador del SIC y el Centro Nacional de Despacho deben suministrar la información y permitir el acceso a información, procesos, personal y sistemas de computación que sean necesarios para que el Auditor pueda cumplir con sus funciones.

Artículo 32o. Impuestos. En desarrollo de las actividades relacionadas con la presente resolución se aplicarán las normas tributarias vigentes.

Artículo 33o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial** o en la **Gaceta del Ministerio de Minas y Energía** y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE

Dada en Santafé de Bogotá, D. C., el día 13 de julio de 1995

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO A

REGLAS DE FUNCIONAMIENTO DE LA BOLSA DE ENERGIA

1. BOLSA DE ENERGIA

1.1 PROCEDIMIENTOS

Los procesos para la evaluación de las transacciones comerciales en la Bolsa de Energía se realizan a nivel horario y son los siguientes:

- Balance

En este proceso se realiza el cálculo del despacho ideal y de los consumos de energía para la asignación de los contratos de energía, con el fin de calcular los excesos o déficits para cada uno de los agentes participantes en los contratos, o para los que compran o venden energía directamente a través de la bolsa. La enajenación de energía, en cantidades superiores o inferiores a las asignadas en los contratos de energía a largo plazo, determina el objeto de los contratos de energía en la bolsa, cuyos precios se fijan según las reglas de la bolsa.

- Asignación de Contratos de Energía a Largo Plazo

En este proceso se analizan las condiciones establecidas en los contratos registrados ante el Administrador del SIC para cada agente comercializador, para determinar la cantidad de energía total asignable al agente para efectos del proceso de balance, y se liquidan las diferencias respecto al despacho ideal al precio de bolsa.

- Determinación de la disponibilidad comercial

En este proceso para cada unidad o planta de generación se determina su disponibilidad comercial con base en las disponibilidades reales y las características técnicas de los equipos.

- Cálculo del precio en la Bolsa de Energía

En este proceso se determina el precio para las diferentes transacciones que se realizan en la Bolsa de Energía. El precio horario en la Bolsa de Energía es igual al precio de oferta en bolsa mas alto en la hora respectiva correspondiente a las plantas generadoras requeridas en el despacho ideal que no presenten inflexibilidad.

- Cálculo de las desviaciones.

En este proceso se determina la diferencia para cada planta de generación que no participa en la regulación, entre el despacho programado y la generación real. Si esta diferencia excede una tolerancia definida se aplica un criterio de penalización establecido más adelante en este Anexo.

Cálculo de las restricciones de transmisión.

En este proceso se concilian las diferencias entre el despacho real y el despacho ideal que corresponden a las restricciones en el sistema interconectado y se calcula el costo respectivo y su asignación a los agentes en el mercado mayorista.

1.1.1 Proceso de Balance

1.1.1.1 Determinación del despacho ideal

El despacho ideal considera el precio de oferta en bolsa de los generadores térmicos e hidráulicos y la disponibilidad comercial, para atender la demanda real para cada una de las horas del día en proceso. El despacho ideal se determina por medio del programa de Despacho económico, el cual se ejecuta todos los días a posteriori al de la operación real del sistema, sin tener en cuenta las restricciones en los sistemas de transmisión y distribución local, para atender la demanda real del sistema y con la disponibilidad comercial calculada en el SIC. El programa de generación resultante se denomina despacho ideal, el cual determina los recursos disponibles de menor precio requeridos para atender la demanda real, sin considerar las restricciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los Sistemas de Transmisión Regional y la de los Sistemas de Distribución Local, existentes en la operación, y considerando las características técnicas de las unidades utilizadas en el despacho económico ejecutado para la operación real del sistema.

1.1.1.2 Cálculo horario de las pérdidas, de la demanda y de la generación real (ver descripción detallada en el Anexo A-1)

En el proceso para determinar las demandas, generaciones y pérdidas en el Sistema de Transmisión Nacional a nivel horario se requiere de contadores en los puntos de suministro de los generadores, en las fronteras de grandes consumidores localizados dentro del mercado de otro comercializador, y en las fronteras comerciales entre comercializadores y el Sistema de Transmisión Nacional. Cada contador perteneciente a una frontera comercial identifica a un agente exportador y a un agente importador. El Sistema de Transmisión Nacional es el agente exportador cuando se trata de contadores que miden flujo entre ésta y otra red de menor voltaje y es agente importador cuando el contador mide flujo en sentido contrario.

La demanda real del sistema horariamente se calcula como la diferencia entre la generación real del sistema y las pérdidas reales en el Sistema de Transmisión Nacional.

1.1.1.2.1 Generación real del sistema

La generación real del sistema horariamente se calcula como la sumatoria de las generaciones netas medidas a nivel horario para cada uno de los agentes generadores en sus puntos frontera.

La generación de cada agente generador se determina con base en las lecturas de su grupo de contadores. Cuando los contadores no se encuentren en el lado de alta tensión, se debe afectar la medida con el factor de pérdidas de la transformación. En cualquier caso se debe considerar la generación neta, es decir, se debe excluir el consumo propio cuando se toman de su propia generación.

1.1.1.2.2 Pérdidas reales en el Sistema de Transmisión Nacional

Las pérdidas horarias reales en el Sistema de Transmisión Nacional se calculan como la diferencia entre la sumatoria de las importaciones y exportaciones de energía a nivel horario en los puntos de frontera comercial del Sistema de Transmisión Nacional.

1.1.1.2.3. Mediciones agregadas de comercializadores

El consumo horario de un comercializador se determina con base en la sumatoria de sus importaciones menos la sumatoria de sus exportaciones en cada una de sus fronteras comerciales a nivel horario. Cuando se tiene un generador embebido en el área delimitada por las fronteras comerciales de un comercializador, esta generación medida se considera como una importación del comercializador. Cuando la generación embebida es mayor que la demanda del área delimitada (el área es exportadora), las pérdidas desde el nivel de tensión donde se encuentra la medida del generador hasta el STN donde se encuentra el comercializador ocasionadas por esa exportación se reflejan como un consumo del generador y se le restan al consumo del comercializador.

Cuando la medición de una demanda de un comercializador se encuentra en un nivel de tensión inferior a 220 kV., las medidas así tomadas se deben multiplicar por uno más el factor de pérdidas correspondiente, para considerar las pérdidas entre el nivel de tensión de la medida y el nivel de tensión del STN.

El factor de pérdidas que se aplica para cada nivel de tensión son los definidos en la resolución de la CREG 002 del 2 de noviembre de 1994 en el artículo 4o. numeral 2 o las resoluciones que la modifiquen, correspondiente a la zona de ubicación del comercializador. En caso que los diferentes agentes involucrados en una medición a un nivel de tensión menor a 220 kV, acuerden un valor diferente se aplica el factor acordado.

El consumo del comercializador horariamente debe ser incrementado por las pérdidas de referencia en el Sistema de Transmisión Nacional establecidas por la CREG y su asignación se realiza de acuerdo a la metodología establecida por la CREG. Mientras que no se establezcan las pérdidas de referencia y la metodología de asignación, se considerarán las pérdidas de referencia iguales a las pérdidas reales y se asignarán en forma proporcional al consumo horario de cada comercializador.

1.1.1.2.4. Mediciones agregadas del consumo de generadores

Para todos los generadores se suman las cantidades de energía tomadas del Sistema de Transmisión Nacional y en el caso de los generadores embebidos se agregan además las pérdidas por la energía exportada del generador en la red que lleva esta energía al Sistema de Transmisión Nacional. Es decir, si el valor total de la generación embebida es mayor que la demanda ajustada del comercializador donde se encuentra ubicado el generador, el generador asume las pérdidas ocasionadas en la red de distribución o de transmisión regional de este comercializador por la cantidad de energía no requerida por éste. Por lo tanto, el generador embebido asume las pérdidas necesarias para colocar la energía que exporta en las fronteras comerciales del Sistema de Transmisión Nacional.

Proceso de Asignación de Contratos de Energía a Largo Plazo (ver descripción detallada en el Anexo A-3)

Para cada agente comercializador se asignan horariamente sus contratos registrados ante el Administrador del SIC, en el siguiente orden de prioridades:

- Primero se asignan los contratos que establezcan obligación de suministro y pago de cantidades fijas de energía firme (pague lo contratado), por orden de mérito a partir del contrato de menor precio unitario por MWh.

- Después se asignan los contratos tipo pague lo demandado por orden de mérito a partir del contrato de menor valor.

Un contrato se considera asignado cuando se requiere de él parcial o totalmente para atender el consumo del comercializador al ordenarlos por precios unitarios de menor a mayor. Si dentro del proceso de asignación de contratos existen contratos con igual precio requeridos para atender el consumo, estos contratos se consideran asignados, en forma total los pague lo contratado y en proporción a la cantidad contratada en los pague lo demandado.

Dentro del proceso de asignación de contratos se pueden dar las siguientes circunstancias:

- Que los contratos no alcancen para atender el consumo de un comercializador. En este caso la diferencia entre el consumo horario real más las pérdidas de referencia con los contratos asignados se liquidan al precio de la Bolsa de Energía en la hora respectiva.

- Que sus contratos asignados por orden de méritos excedan la demanda real más las pérdidas de referencia. En este caso el excedente se remunera al comercializador al precio de la Bolsa de Energía en la hora respectiva.

El cálculo para los generadores se realiza al sumar las cantidades de los contratos respectivos que se hayan asignado a los comercializadores.

Si la sumatoria de las cantidades de energía de los contratos asignados excede la sumatoria de la generación en el despacho ideal de todas las unidades de generación pertenecientes al generador en la hora respectiva, el generador paga ese faltante al precio en la Bolsa de Energía para esa hora.

En caso contrario, el generador recibe por la generación adicional a la cantidad asignada en sus contratos una remuneración correspondiente al producto de la cantidad adicional por el precio en la Bolsa de Energía para esa hora.

Con el Sistema de Transmisión Nacional se evalúa horariamente la diferencia entre las pérdidas de referencia y las pérdidas reales. Los transportadores reciben o pagan a la bolsa la diferencia entre estas pérdidas al precio en la bolsa en la hora respectiva.

También en este proceso, se calculan los pagos para los generadores no despachados centralmente que son agentes del mercado mayorista (generadores), ocasionados por las transferencias de energía de estos agentes, referidos a 220 kV en las fronteras del Sistema de Transmisión Nacional, los cuales se liquidan al precio en la Bolsa de Energía.

Proceso de Determinación de la Disponibilidad Comercial (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-2)

El proceso para la determinación de la disponibilidad a ser utilizada en el SIC, parte de la disponibilidad horaria declarada utilizada en el proceso de redespacho realizado en el CND y definido en el Código de Redes. Esta disponibilidad se actualiza cuando se presentan cambios en las unidades de generación durante la operación real del sistema, con el valor de la disponibilidad media de la hora en que se efectúa el cambio. Para el cálculo de la disponibilidad comercial se consideran los siguientes parámetros técnicos de las unidades de generación: velocidad de toma de carga, rata de descarga, tiempo mínimo de operación, carga sincronizante y tiempo de calentamiento.

1.1.3.1 Disponibilidad para unidades sin falla

A partir del estado operativo de la unidad de generación se evalúa su potencial de generación real de acuerdo a la capacidad reportada para la hora, considerando los parámetros técnicos de cada unidad. Esta disponibilidad es la que se considera en el despacho ideal.

1.1.3.2 Disponibilidad para unidades con falla

Se consideran unidades con falla aquellas que tienen un potencial de generación nulo o no confiable. Pero se consideran para el cálculo de disponibilidad aquellas unidades que hayan reportado que están disponibles. El modelaje de su disponibilidad es función de sus parámetros técnicos luego de reportada la superación de la falla, la cual puede ser parcial o total. La disponibilidad determinada por el anterior criterio es la que se considera en el despacho ideal.

1.1.4 Proceso de Cálculo del Precio en la Bolsa de Energía (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-4)

El precio en la Bolsa de Energía representa un precio único para el sistema interconectado en cada periodo horario y, en condiciones normales de operación, corresponde al precio de oferta incremental más alto de las plantas flexibles programadas en el despacho ideal para la hora de liquidación. Es decir, los precios de oferta de plantas inflexibles no pueden determinar el precio de bolsa.

En condiciones de racionamiento o de intervención de los precios de oferta, el precio en bolsa se determina por procedimientos especiales que se describen mas adelante en este Anexo.

1.1.4.1 Identificación de unidades inflexibles

En la declaración de disponibilidad de los generadores del día anterior al despacho, cada generador notifica la inflexibilidad en la operación de sus unidades generadoras. Sin embargo, durante la ejecución de la operación se puede modificar la inflexibilidad, las cuales pueden ocurrir por:

Una unidad puede estar programada en tal forma que es incapaz de cambiar su generación para suministrar demanda adicional incremental (variación positiva o negativa) del sistema y por lo tanto no entra en el cálculo del Precio en la Bolsa de Energía. (Ej.: Unidades con generación restringida por límites de exportación de áreas o por limitaciones de nivel de embalses o número de unidades en línea).

- Una unidad es inflexible cuando por sus características técnicas su generación programada en el despacho ideal para la hora presenta limitantes que origina cambios en el programa de generación en por lo menos una unidad de generación con menor precio de oferta.

- Una unidad es inflexible cuando por cualquier condición después del cierre del período de ofertas y antes del período definido para reporte de información al redespacho, el generador modifica su disponibilidad declarada para el despacho económico.

1.1.4.2 Identificación de racionamiento

El racionamiento de energía se establece por la decisión de efectuar un racionamiento programado de energía de acuerdo a los procedimientos establecidos en el Estatuto de Racionamiento, o por instrucciones del Centro Nacional de Despacho (CND) de llevar a cabo un racionamiento de emergencia.

Para determinar un racionamiento de potencia se procede en la siguiente forma:

- Se calcula la demanda máxima para los períodos de liquidación afectados, como la suma de la demanda máxima medida, incrementada con las pérdidas de referencia del Sistema de Transmisión Nacional y con toda la carga no atendida.

- Se determina la disponibilidad de generación para los mismos períodos de liquidación.

- Si la demanda máxima calculada excede la disponibilidad a utilizar para la determinación del despacho ideal se está en una situación de racionamiento de potencia.

1.1.4.3 Precio horario en la Bolsa de Energía en condiciones normales de operación

Para determinar el Precio horario en la Bolsa de Energía, se procede en la siguiente forma:

- Se identifican todas las unidades generadoras que presentan inflexibilidad, con el propósito de no tener en cuenta sus precios de oferta para la determinación del Precio en la Bolsa de Energía.

- El Precio en la Bolsa de Energía se determina como el mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el Despacho Ideal y que no presentan inflexibilidad.

1.1.4.4 Precio en la Bolsa de Energía en condiciones de racionamiento

Si existe un racionamiento de energía o potencia a nivel nacional el precio en la Bolsa de Energía se determina de la siguiente manera:

- Racionamiento de potencia a nivel nacional: el precio en la Bolsa de energía para esa hora corresponde al costo de racionamiento asociado al primer segmento de la función de costo de racionamiento.
- Racionamiento de energía a nivel nacional: el precio en la Bolsa de energía para esa hora es el valor correspondiente en la función de costo de racionamiento de acuerdo con el racionamiento declarado.

1.1.4.5 Precio en la Bolsa de Energía en condiciones de intervención de precios de oferta

En las condiciones de intervención de precios de oferta establecidas en el Código de Operación del Código de Redes, el precio horario en la bolsa de energía se determina de acuerdo al procedimiento para condiciones normales de operación, pero teniendo en cuenta los precios intervenidos de oferta para las plantas de generación hidroeléctrica con embalse definidos en el Código de Operación.

1.1.5 Proceso de Cálculo de Desviaciones y Penalización (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-5)

El proceso de cálculo de penalizaciones se realiza diariamente para cada uno de los períodos horarios, aplicándose a los generadores que no se definan para la hora en proceso como reguladores del sistema, de la siguiente manera:

Para aquellos generadores diferentes a los que participan en regulación, que se desvíen del despacho programado horario (resultado del Redespacho) en una franja de tolerancia definida como el (5 %) de la generación en cada planta o unidad, se afectan sus transacciones comerciales de la siguiente manera:

- Si la planta de generación o la unidad, según la oferta, generó realmente más o menos que el permitido por la tolerancia con respecto al despacho programado para la hora en proceso, debe retribuir por liquidación de penalizaciones a la bolsa de energía el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de bolsa para esa hora.

Durante el primer semestre de 1996 la CREG expedirá una resolución con el procedimiento para que los transportadores efectúen el cobro asociado a las restricciones por transmisión, de modo que el dinero que se determine horariamente en la bolsa de energía por penalizaciones corresponderá a los transportadores. Mientras se establece este procedimiento, el dinero que horariamente se determine en la bolsa de energía por penalizaciones corresponde a los comercializadores.

1.1.6 Proceso de Cálculo de las Restricciones de Transmisión (ver descripción detallada del proceso en el Anexo A-5)

Para evaluar el costo de las restricciones en el Sistema de Transmisión Nacional, en los sistemas de Transmisión regional y en los de distribución local, se consideran los precios de oferta de los generadores

térmicos e hidráulicos y las diferencias entre la generación real y la generación en el despacho ideal, y se procede de la siguiente manera:

- Se calcula la diferencia entre la generación real y la generación en el despacho ideal para cada unidad de generación o planta, de acuerdo con la oferta presentada.
- Si la diferencia es positiva, los transportadores pagan la diferencia al precio de oferta del generador, y el generador recibe una suma igual.
- Si la diferencia es negativa, el generador paga la diferencia valorada a su precio de oferta, y los transportadores reciben una suma igual.

Durante el primer semestre de 1996 la CREG expedirá una resolución con el procedimiento para que los transportadores puedan recuperar el costo asociado a las restricciones por transmisión. Antes de la vigencia de dicha resolución, el costo asociado con las restricciones de transmisión se asignará a los agentes comercializadores en proporción a su demanda horaria.

2. INFORMACIÓN A SUMINISTRAR EN EL MERCADO MAYORISTA

Todo agente debe reportar la información requerida y con la periodicidad definida en el Código de Redes, y de manera adicional la siguiente:

- En los contratos de energía a largo plazo se debe suministrar información suficiente para determinar hora a hora las cantidades de energía exigibles bajo estos contratos y los precios respectivos, tipo de contrato y período de vigencia del contrato.
- Los comercializadores deben presentar la información de curvas típicas de demanda a nivel horario en la forma solicitada por el Administrador del SIC, cada vez que se presenten cambios significativos o cuando se efectúen nuevas mediciones.
- Los generadores deben reportar diariamente al Administrador del SIC la generación horaria de cada una de sus plantas hidráulicas y de las unidades térmicas correspondiente al día anterior, antes de las 8 horas del día en curso, medida en los contadores que para el efecto se tienen dispuestos en sus fronteras.
- Los comercializadores deben reportar diariamente al Administrador del SIC la demanda horaria en cada una de sus fronteras correspondiente al día anterior, antes de las 16 horas del día en curso, medida en los contadores que para el efecto se tienen dispuestos en sus fronteras.

Todos los agentes del mercado mayorista tienen acceso a la consulta de las especificaciones funcionales del software del SIC.

El Administrador del SIC propondrá los sistemas de seguridad, y las formalidades que considere necesarias, para identificación de las personas autorizadas, claridad en el alcance de las instrucciones que se den al Administrador del SIC, y oportunidad de las comunicaciones.

El Administrador del SIC realiza el proceso de liquidación a más tardar un día hábil después del recibo de todas las mediciones de energía en las diferentes fronteras comerciales.

El Administrador del SIC suministrará la información que soporta todos los ítems de las facturas y de las liquidaciones

El Administrador del SIC debe enviar a cada agente su información asociada, con la resolución señalada a continuación:

- Soporte de Factura y Orden de Pago - Diario con resolución horaria
- Soporte de Factura y Orden de Pago - Mensual con resolución diaria
- Despacho real de cada contrato de energía a largo plazo por el vendedor y el comprador - Diario con resolución horaria
- Despacho real de cada contrato de energía a largo plazo por el vendedor y el comprador - Mensual con resolución diaria
- Reporte general de las transacciones por cada Agente - Diario con totales diarios
- Reporte general de las transacciones por cada Agente - Mensual con totales mensuales
- Reporte de lecturas crudas de contadores - Diario con resolución horaria
- Reporte de energía de contadores - Diario con resolución horaria
- Reporte de desviaciones y restricciones por Agente - Diario con resolución horaria
- Reporte de disponibilidad comercial por Agente - Diario con resolución horaria
- Reporte de desviaciones y restricciones por Agente - Mensual con resolución diaria
- Demanda real de energía y potencia por Agente - Diario con resolución horaria
- Demanda real de energía por Agente - Mensual con resolución diaria
- Demanda, Generación y Pérdidas acumuladas por Agente - En un rango de tiempo menor a tres meses

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

.....

ANEXO A-1

FUNCION DE DEMANDA AGREGADA Y PERDIDAS

FUNCION : Demandas Agregadas y Pérdidas - SICDEMA

Esta función calcula la demanda real de cada comercializador involucrado en el proceso comercial (DmAc), calcula la demanda de cada área operativa (DmAe) necesaria para la Programación SIC (despacho ideal), evalúa las pérdidas del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y distribuye estas pérdidas entre los comercializadores (PdrAc).

La demanda de los comercializadores y de cada área operativa se evalúa con base en las lecturas de sus contadores asociados. Cada contador perteneciente a una frontera comercial identifica a un agente exportador (IdSbmEx) y a un agente importador (IdSbmIm). El STN es el agente exportador cuando se trata de contadores que miden flujo entre ésta y otra red de menor voltaje y es agente importador cuando el contador mide flujo en sentido contrario.

Cada contador representa una medida de energía (MWh con dos cifras decimales) en el punto de medición. También, cada contador tiene asociado un factor (FacPdCtr), con base en el cual se podrá reflejar esta medida al nodo del STN mas cercano. Si el contador está localizado sobre el STN, este factor será igual a 1.0.

Con la evaluación de estos contadores se pueden obtener los valores independientes de demanda de energía de cada comercializador, los consumos de los agentes productores (generadores que toman energía de fuentes diferentes a la propia), generaciones de los generadores y demandas de las áreas operativas. En estos valores de demandas y generaciones están incluidas las pérdidas en las redes con niveles de tensión inferiores a 220 kV.

Las pérdidas en el STN se calculan con base en todos los contadores ubicados en fronteras comerciales, en los cuales el STN está involucrado como agente exportador o agente importador.

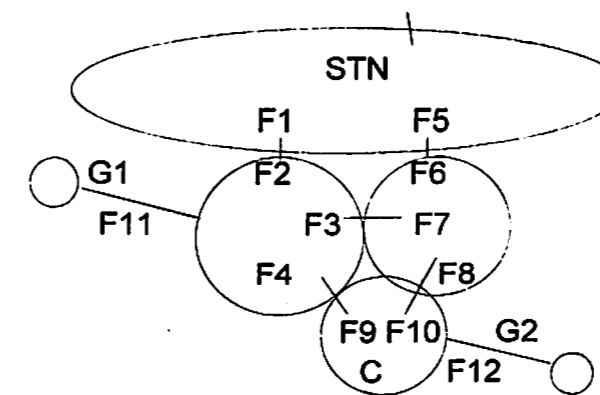
Para propósitos del SIC, la energía correspondiente a importaciones provenientes de agentes exportadores externos (Internacionales), a través de enlaces de interconexión, se consideran como generación medida en el punto de interconexión.

Así mismo, la energía correspondiente a exportaciones con destino a agentes importadores externos a través de enlaces de interconexión, se considera como demanda del agente nacional que lo representa en ese punto de interconexión.

Cada comercializador asume en proporción a su demanda, una parte de las pérdidas de energía en el STN.

Una vez evaluada la distribución de pérdidas, se calcula la Demanda comercial de cada comercializador como la suma de la demanda propia (medida en sus fronteras) y su participación en las pérdidas del STN.

El cálculo de las demandas de comercializadores, el tratamiento de las pérdidas de distribución y el tratamiento de la generación embebida es el siguiente :



Donde :

A, B, C, G1 y G2 : Generadores y comercializadores

Un comercializador está delimitado por un conjunto de fronteras comerciales entre las cuales se identifican fronteras de intercambio y fronteras de generación. Entre las fronteras de intercambio se identifican las fronteras con el STN, con base en las cuales se calculan las pérdidas de ésta red.

F1 : Energía exportada por A hacia la STN

F2 : Energía importada por A desde la STN

F3 : Energía importada por A desde B

F7 : Energía exportada por A hacia B

G1 : Energía exportada por el Generador-1

F11 : Energía importada por el Generador-1 (Demanda de G1)

G2 : Energía exportada por el Generador-2

F12 : Energía importada por el Generador-2 (Demanda de G2)

Entonces :

$DMA = G1 + (F2+F3+F4) - (F1+F7+F9)$: Demanda no ajustada de A

$$DMB = (F6+F7+F8) - (F3+F5+F10) \quad : \text{Demanda no ajustada de B}$$

$$DMC = G2 + (F9+F10) - (F4+F8) \quad : \text{Demanda no ajustada de C}$$

$$DMG1 = f11 \quad : \text{Demanda no ajustada de G1}$$

$$DMG2 = f12 \quad : \text{Demanda no ajustada de G2}$$

La demanda calculada de esta manera incluye el total de pérdidas en la red de transporte a nivel de tensión menor de 220 Kv. El comercializador debe asumir las pérdidas en niveles de tensión menores al STN asociadas a su demanda. Si para atender la demanda de un comercializador se pasa por las fronteras comerciales de otro comercializador, las pérdidas ocasionadas por este intercambio en las redes de transporte en que se encuentra el comercializador exportador deben ser asumidas por el comercializador importador en cada frontera.

Con base en lo anterior, la demanda de los comercializadores debe ser ajustada de la siguiente manera :

Cada uno de los flujos medidos en fronteras diferentes al STN entre comercializadores y consumos de generadores embebidos, debe ser referido a las fronteras del STN, aplicando factores mayores que 1.0. La diferencia entre el valor referido y el valor medido refleja las pérdidas en redes diferentes al STN asociadas a esta energía.

Cada una de estas medidas identifica o relaciona a dos comercializadores, un importador y otro exportador. Las pérdidas que esta energía ocasiona en las redes donde se encuentra el comercializador exportador se suman a la demanda del comercializador importador y se resta de la demanda del exportador en cada frontera. De esta manera se mantiene el balance de pérdidas en estas redes y por lo tanto de la demanda. En el caso del ejemplo anterior el tratamiento es el siguiente :

MEDIDAS REFERIDAS PÉRDIDAS ASOCIADAS

$$F3R = @3 * F3 \quad F3P = F3R - F3$$

$$F4R = @4 * F4 \quad F4P = F4R - F3$$

$$F7R = @7 * F7 \quad F7P = F7R - F7$$

$$F8R = @8 * F8 \quad F8P = F8R - F8$$

$$F9R = @9 * F9 \quad F9P = F9R - F9$$

$$F10R = @10 * F10 \quad F10P = F10R - F10$$

$$f11R = @11 * f11 \quad f11P = f11R - f11$$

$$f12R = @12 * f12 \quad f12P = f12R - f12$$

Donde @ i : Factor mayor que 1 para referir la medida al nodo del STN mas cercano

DEMANDAS AJUSTADAS

$$DMAa = DMA + (F3P + F4P) - (F7P + F9P + f11P)$$

$$DMBa = DMB + (F7P + F8P) - (F3P + F10P)$$

$$DMCa = DMC + (F9P + F10P) - (F4P + F8P + f12P)$$

$$DMG1a = DMG1 + f11P$$

$$DMG2a = DMG2 + f12P$$

GENERACION EMBEBIDA

Quando la frontera que relaciona a un generador con un comercializador está ubicada sobre una red diferente al STN, se dice que esa unidad de generación está embebida en el comercializador.

La generación embebida (G1 en A y G2 en C) tienen el siguiente tratamiento :

El comercializador anfitrión asumirá las pérdidas asociadas a la parte de la generación embebida en su sistema y que él requiera para atender su demanda, es decir, esta parte de la generación le será reconocida al generador en su punto de medida (lado de alta del transformador del generador).

De otro lado, si el valor total de la generación embebida es mayor que la demanda ajustada del comercializador anfitrión, el generador asumirá las pérdidas ocasionadas en la red donde se encuentra el comercializador anfitrión, asociadas a la energía no requerida por éste. Esto es equivalente a decir que el generador asume las pérdidas necesarias para colocar el excedente de su generación en las fronteras del STN.

Por lo tanto, en el ejemplo anterior esto se aplica de la siguiente manera :

SI (G1 > DMAa) Entonces :

$$G1P = @1 * (G1 - DMAa) \quad : \text{Pérdidas en las redes de A asociadas al excedente de generación}$$

$DMA_a = DMA_a - G1P$: Redefinición de la demanda ajustada

$DMG1a = DMG1a + G1P$ Demanda del Generador ajustada

FIN - SI

Donde @1 : Factor menor que 1.0 para calcular las pérdidas en la red interna de A, debido al excedente de generación no requerido por este sistema.

Al generador 2 se le aplica un procedimiento similar.

Cuando hay mas de un generador embebido y hay exportaciones, a cada generador se le asigna un valor proporcional a su generación medida.

Estos valores de demandas y generaciones ajustadas serán los utilizados posteriormente como demandas y generaciones reales en los módulos de balances de contratos, evaluación de compras y ventas a la Bolsa y en los procesos de reconciliación y penalización.

PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

Para evaluar las pérdidas reales en el STN es necesario contar con medidas en todos los puntos donde se relaciona esta red con niveles de tensión mas bajos a través de transformadores, es decir, todos los puntos de medida en los que el STN esta involucrado como área exportadora o área importadora.

El total de pérdidas en el STN está definido como la sumatoria de las inyecciones de energía al STN (flujos de baja a alta tensión), menos la sumatoria de los flujos que salieron del STN (flujos de alta a baja tensión).

FORMULACIÓN GENERAL

Energía medida por cada contador :

$$Eg_{Ctr_{ih}} = Fac_{Ctr_i} * Fac_{Pd_{Ctr_i}} * (Le_{Ctr_{ih}} - Le_{Ctr_{i(h-1)}})$$

$Im_{Ag_{jh}} = \Delta Eg_{Ctr_{ih}}$ Para todos los Contadores en los que el Ag-j es importador

$Ex_{Ag_{jh}} = \Delta Eg_{Ctr_{ih}}$ Para todos los Contadores en los que el Ag-j es exportador

Demanda y Generación de cada Agente :

Si el Agente es un comercializador Entonces :

$$Dm_{Ag_{ih}} = Im_{Ag_{ih}} - Ex_{Ag_{ih}}$$

Si el Agente es Autoprodutor (Consumidor y exportador a la vez) y su $Dm_{Ag} < 0$ Entonces :

$$Gen_{Ag_{ih}} = Dm_{Ag_{ih}}$$

$$Dm_{Ag_{ih}} = 0$$

Si el Agente es un Generador Entonces :

$$Dm_{Ag_{ih}} = Im_{Ag_{ih}}$$

$$Gen_{Ag_{ih}} = Ex_{Ag_{ih}}$$

Análisis de la Generación embebida

Para todos los generadores embebidos en el mismo Agente comercializador se realiza el siguiente análisis :

$$DifDem_{jh} = (\sum Gen_{kh}) - Dm_{Ag_{jh}} \text{ Donde los Gen-k están embebidos en el Ag-j}$$

Si $(DifDem_{jh} > 0)$ Entonces :

$$PrdGen_{ih} = Fac_{Pd_{Gen_i}} * DifDem_{jh} * Gen_{Ag_{ih}} / \sum Gen_{kh}$$

$$DmGen_{ih} = DmGen_{ih} + PrdGen_{ih}$$

$$Dm_{Ag_{ih}} = Dm_{Ag_{ih}} - PrdGen_{ih}$$

Pérdidas reales del STN

$$Im_{SNT_h} = \sum Eg_{Ctr_{ih}} \text{ Para todos los Contadores en los que el STN es importador}$$

$$Ex_{STN_h} = \sum Eg_{Ctr_{ih}} \text{ Para todos los Contadores en los que el STN es exportador}$$

$$PrdSTN_h = Im_{STN_h} - Ex_{STN_h} \text{ Para todos los Contadores en los que el STN es importador}$$

TRATAMIENTO DE LAS PERDIDAS DEL STN EN EL SIC.

Las pérdidas de referencia para el STN, se asignan en forma proporcional al consumo horario de cada comercializador.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO A-2

FUNCION DE DISPONIBILIDAD

El objetivo es calcular la disponibilidad comercial, la cual es utilizada para ejecutar el despacho ideal.

A partir de la disponibilidad real y de la disponibilidad declarada se calcula la disponibilidad comercial.

La disponibilidad real corresponde a la disponibilidad promedio calculada a partir de la fecha de los eventos que modifican la disponibilidad de las unidades de generación de los generadores (AAAA.MM.DD.HHMM) así como de la disponibilidad reportada al CND al ocurrir el cambio de estado de una unidad

Se identifican varios procesos dependiendo del estado de la máquina. Uno para unidades en falla, otro para unidades sin falla y un tercero para indisponibilidades parciales.

CONSIDERACIONES

El SIC dispone de la siguiente información :

Disponibilidades reales horarias $AA_{i,p}$, evaluadas por el CND a partir de los eventos y cambios de estados de generación reportados por los sistemas y que no consideran variables tales como tasas de toma de carga, tiempos requeridos para que la máquina pase de frío a caliente, etc. y tienen en cuenta si la indisponibilidad fue ocasionada por fallas externas a la máquina. (CND ordeno el disparo o el disparo se ocasionó por fallas en el sistema de transmisión, o su salida fue ocasionada por un evento de generación en otra unidad del sistema).

Banderas asociadas a nivel horario del estado de la unidad, tales como : Estado = (i : Indisponible, D: Disponible) y Tipo de Falla (TF = "Interna" o TF = "Externa")

Variables intermedias para el cálculo de disponibilidad, utilizadas el día o días anteriores $SUAA_{i,p}$

Generaciones reales a nivel horario. $AA_{i,p}$

Disponibilidad Declarada a nivel horario. $SAA_{i,p}$

Disponibilidad Comercial a nivel horario. $SRAA_{i,p}$

- Velocidad de toma de carga. LR_j
- Carga Sincronizante. SR_j
- Capacidad Efectiva neta de la máquina. $GUMC_i$

- $Tfrio_caliente$: Tiempo minimo requerido para sincronizar una unidad al sistema luego de superada una falla.

PROCEDIMIENTO

Descripción :

Se parte de la disponibilidad real para todas las unidades y todos los periodos horarios.

Se chequea la disponibilidad y el estado de la unidad en el periodo horario analizado.

Si la unidad esta disponible se valida si en los periodos previos la unidad tiene activada la bandera de falla. Los periodos previos analizados son tales que estan comprendidos entre el periodo analizado y un tiempo requerido para que la unidad pase de frío a caliente mas una hora adicional.

Si se encuentra la bandera de falla activada en los periodos previos, recalcula la disponibilidad desde el periodo siguiente al de falla ($k+1$) hasta el periodo actual así :

si ($p - k$) \leq $Tfrio_caliente$

La disponibilidad Comercial será

$$SUAA_{i,p} = 0$$

$$SAA_{i,p} = 0$$

$$SRAA_{i,p} = 0$$

si ($p - k$) $>$ $Tfrio_caliente$

La disponibilidad comercial será

$$SUAA_{i,p} = (SR_j + LR_j)$$

$$SRAA_{i,p} = (SR_j + LR_j)/2$$

Si la disponibilidad calculada es mayor que la disponibilidad declarada, la disponibilidad comercial se iguala a la Dponibilidad declarada y se chequea contra la capacidad efectiva neta máxima de la maquina.

Si $SRAA_{i,p} > SAA_{i,p}$

$$SRAA_{i,p} = SAA_{i,p}$$

Si $SRAA_{i,p} > GUMC_i$

$$SRAA_{i,p} = GUMC_i$$

$$SUAA_{i,p} = GUMC_i$$

- Si la unidad está indisponible (Bandera de falla activada y Tipo de Falla = "Interna" Disponibilidad real 0)
 $SRAA_{i,p} = 0$

- Si la unidad está indisponible (Bandera de falla activada y Tipo de Falla = "Externa")

$SRAA_{i,p} = SRAA_{i,p-1}$ (Disponibilidad comercial previa a la falla)

Si la unidad no esta en falla según la disponibilidad real

$$SUAA_{i,p} = AA_{i,p}$$

$$SRAA_{i,p} = AA_{i,p}$$

Si $SAA_{i,p} < SRAA_{i,p}$

$$SRAA_{i,p} = SAA_{i,p}$$

En todos los casos cuando se observa un cambio de disponibilidad al pasar la unidad de un valor de disponibilidad diferente de cero a otro también diferente de cero.

Si la disponibilidad se reduce ($AA_{i,p} < SRAA_{i,p-1}$)

$$SRAA_{i,p} = AA_{i,p}$$

Si la disponibilidad declarada es mayor que la disponibilidad real

Si $SAA_{i,p} > AA_{i,p}$

$$SRAA_{i,p} = AA_{i,p}$$

Si la disponibilidad declarada es menor que la disponibilidad real

Si $SAA_{i,p} < AA_{i,p}$

$$SRAA_{i,p} = SAA_{i,p}$$

Quando se incrementa la disponibilidad (Para $AA_{i,p} > SRAA_{i,p-1} > 0$)

Para incrementos de disponibilidad se recalcula la disponibilidad del periodo a partir de la disponibilidad de la variable intermedia en el periodo (i-1) y considerando la rata de toma de carga, y se valida con la disponibilidad Declarada.

$$SUAA_{i,p} = SUAA_{i,p-1} + LR_i$$

$$SRAA_{i,p} = (SUAA_{i,p-1} + SUAA_{i,p})/2$$

Si la disponibilidad calculada es mayor que la disponibilidad Declarada $AA_{i,p}$

$$SRAA_{i,p} = SAA_{i,p}$$

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO A-3

FUNCION LIQUIDACION DE TRANSACCIONES

FUNCION : Liquidación de transacciones - SICLIQU

Esta función tiene por objeto lo siguiente :

Asignar los contratos de energía a largo plazo entre los generadores y comercializadores registrados ante el Administrador del SIC, de acuerdo con las condiciones de la demanda comercial (Demanda real afectada con pérdidas internas y pérdidas del STN).

Determinar los pagos en la Bolsa correspondientes a las compraventas de energía de los comercializadores cuando se presentan diferencias entre sus contratos de energía a largo plazo y la demanda real.

Calcular los pagos o recibos de dinero para los miembros que representan las interconexiones internacionales, debidos a las transferencias de energía que se presentan a través de los enlaces internacionales de interconexión.

Determinar los pagos a efectuar a los generadores registrados ante el Administrador del SIC que no están despachados centralmente, por concepto de energía generada y no contratada.

Determinar los pagos y cobros a los generadores por concepto de desviaciones del programa y por las compras o ventas a la bolsa de energía.

DEFINICIONES

- **Pague lo contratado** : Tipo de contrato en el que el comercializador se compromete a pagar toda la energía contratada, independiente de que esta sea consumida o no. Si el consumo es mayor que la energía contratada, la diferencia se paga al precio de la Bolsa. Si el consumo es menor que la energía contratada, este excedente se le paga al comercializador al precio de la Bolsa.

- **Pague lo contratado - condicional** : Tipo de contrato, que en caso de ser despachado, tiene el tratamiento que se le da a un contrato tipo 'Pague lo contratado'. Este contrato solo se despacha si, con base en el precio (orden de méritos), se requiere total o parcialmente para atender la demanda del comercializador.

Pague lo demandado : Tipo de contrato en el que el agente comprador solamente paga (a precio de contrato) su consumo, siempre y cuando éste sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada (Tope máximo). Si el consumo es superior, la diferencia se liquida al precio de la Bolsa.

Demanda comercial : Corresponde al valor de la demanda real del comercializador, afectada con las pérdidas en las redes de trasmisión regional o de distribución local y las pérdidas del STN.

Para cada **comercializador**, independiente de los tipos de contrato de energía a largo plazo que haya suscrito y en cada período tarifario se realiza el siguiente proceso :

Se toma como base su demanda comercial calculada.

Se ordenan todos sus contratos en la siguiente forma : primero se ordenan por orden de precio todos los contratos del tipo "Pague lo Contratado" y "Contratado Condicional", a continuación se ubican también en orden ascendente de precios los contratos del tipo "Pague lo demandado".

Se determinan los contratos necesarios para satisfacer la demanda real del comercializador (demanda comercial), en el orden descrito anteriormente.

Si la suma de todos los contratos del comercializador es menor o igual a la demanda comercial, entonces todos los contratos se consideran asignados.

Si los contratos no cubren su demanda real el comercializador paga la diferencia al precio de la Bolsa en la bolsa de energía.

•Si hay contratos del tipo "Pague lo contratado condicional" que, de acuerdo con el ordenamiento inicial, no fueron requeridos para atender la demanda, estos no se consideran despachados.

Los contratos tipo "Pague lo contratado" siempre se consideran asignados y si la suma de éstos supera la demanda comercial, el comercializador recibe un pago por la diferencia liquidada al precio de la Bolsa.

Si hay uno o mas contratos tipo "Pague lo demandado" del mismo precio que conlleven a superar la demanda comercial, entonces se determina la porción de cada contrato asignada en forma proporcional a las magnitudes de los contratos.

Para todos los Agentes generadores involucrados se recalcula el volumen real de contratos despachados, restando el excedente de contratos tipo "Pague lo demandado" no entregados.

Para los **generadores** y para cada período de liquidación, los contratos asignados y las compras o ventas a la Bolsa se determinan en la siguiente forma :

Con base en la programación SIC (despacho ideal), se determina el despacho ideal de cada generador (sumatoria de sus unidades).

Se compara el despacho ideal de cada generador con el total de sus contratos despachados (asignados)

Si el volumen total de los contratos es mayor que la generación total ideal para el generador, éste es responsable de pagar esta diferencia al precio de la Bolsa.

Si el volumen total de los contratos es menor que la generación ideal para el generador, éste recibirá un pago correspondiente a la diferencia, liquidada al precio de la Bolsa.

Los **generadores** no despachados centralmente y registrados ante el SIC no se consideran para propósitos de fijar el Precio en la bolsa de energía; sin embargo, la parte de su generación inyectada al sistema (no contratada) debe ser pagada al Precio de la energía en la Bolsa.

Los **consumos de los generadores** y en general la energía que aparece como demanda de los mismos se liquida al precio de la energía en la Bolsa.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO A-4

FUNCION PRECIO EN LA BOLSA DE ENERGIA

FUNCION Precio en la bolsa de energía - SICPREC.

Esta función calcula el Precio en la bolsa de energía a partir del despacho ideal, el cual representa un precio único para el sistema en cada período horario, sin considerar los precios de oferta de plantas inflexibles, y corresponde al costo más alto de la planta flexible programada para generar en el despacho ideal en el período de liquidación. El precio en la bolsa de energía se eleva al costo de racionamiento en presencia de déficits de potencia o energía de nivel nacional.

La función SICPREC realiza los siguientes procesos :

Identificación de plantas inflexibles : En la declaración del día anterior al despacho, cada generador notifica las inflexibilidades en la operación de sus unidades generadoras. Sin embargo, durante el proceso de ejecución de la programación SIC, pueden aparecer inflexibilidades adicionales, las cuales pueden ocurrir por las siguientes causas :

•Una unidad puede estar programada en tal forma que es incapaz de cambiar su generación para suministrar demanda adicional incremental (variación positiva o negativa) del sistema y por lo tanto no entra en el cálculo del Precio en la Bolsa de Energía. (Ej.: Unidades con generación restringida por límites de exportación de áreas o por limitaciones de nivel de embalses o número de unidades en línea).

•Una unidad es inflexible cuando por sus características técnicas su generación programada para la hora presenta limitantes que origina cambios en el programa de generación en por lo menos una unidad de generación con menor precio de oferta.

•Una unidad es inflexible cuando por cualquier condición después del cierre del período de ofertas y antes del período definido para reporte de información al redespacho, el generador modifica su disponibilidad declarada para el despacho económico.

Identificación de Racionamiento : La identificación del racionamiento es un elemento clave en la determinación del Precio en la bolsa de energía; así mismo, es importante identificar si el racionamiento es de energía o de potencia.

El principio para determinar el precio en la bolsa de energía en presencia de racionamiento de energía se procede así : Si la bandera de racionamiento ha sido fijada debido a una instrucción de racionamiento preventivo o de racionamiento de emergencia, el precio en la bolsa de energía se eleva al valor del costo de Racionamiento.

Para determinar un racionamiento de potencia a nivel nacional se procede en la siguiente forma:

se calcula la demanda pico para los periodos de liquidación afectados (aquellos en los que la bandera de demanda no atendida ha sido fijada) como la suma de la demanda pico medida, ajustada con las pérdidas del sistema de transmisión y toda la demanda no atendida.

se determina la disponibilidad de generación para los mismos periodos de liquidación.

si la demanda pico excede la generación disponible en la programación SIC, entonces el Precio en la bolsa de energía se hace igual al Costo de Racionamiento asociado al primer segmento de la función costo de racionamiento.

En caso de estar en una situación de racionamiento de energía a nivel nacional para la hora en proceso, el precio en la bolsa de energía es el valor correspondiente en la función de costo de racionamiento de acuerdo con el racionamiento declarado.

Determinación del Precio en la bolsa de energía : Para determinar el Precio en la bolsa de energía se procede en la siguiente forma :

- Se verifica si existe racionamiento de energía o de potencia, en cuyo caso el precio en la bolsa de energía es el definido en caso de racionamiento.

En caso contrario:

- Se identifican todas las unidades generadoras que presentan inflexibilidad, con el propósito de no tener en cuenta sus precios de oferta para la determinación del Precio en la Bolsa de Energía.

- El Precio en la Bolsa de Energía se determina como el mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el Despacho Ideal y que no presentan inflexibilidad.

La oferta de precios en la bolsa se hará de acuerdo con la Resolución CREG-055 de 1994. Sin embargo, para verificar si las cotizaciones de los generadores siguen el criterio definido en la resolución mencionada, la Comisión tomará en cuenta que los precios ofertados serán flexibles e incluirán el efecto de la incertidumbre y las diferencias de percepción de riesgos de los generadores.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO A-5

FUNCION RECONCILIACION

FUNCION : Reconciliación - SICRECO

Esta función tiene por objeto efectuar la compensación (positiva o negativa) que se debe aplicar a los Generadores para cada uno de sus recursos ofertados, debido a las diferencias entre el despacho ideal, con base en el cual se atienden los contratos de energía a largo plazo y la generación real

De otro lado, también se cuantifica la desviación que presentan los Generadores de su generación real, con respecto a su generación programada (dada en el Redespacho) por cada recurso ofertado, la cual genera un cobro al generador, si este generador no ha participado como regulador ante el CND en la hora en proceso y se encuentra por fuera de un rango de tolerancia previamente determinado.

La diferencia entre el despacho ideal y el despacho programado representa los sobrecostos inevitables de la operación al tener en cuenta las restricciones normales o eventuales del Sistema Interconectado Nacional (restricciones eléctricas, reserva rodante, reserva para regulación de frecuencia y tensión, etc.).

Puesto que la asignación de contratos de energía a largo plazo y las transacciones de energía en la bolsa para satisfacer la demanda, se realizan con base en el despacho ideal, es necesario evaluar la compensación (positiva o negativa) que se debe hacer a los generadores, ya que ellos generan de acuerdo con el despacho programado por el CND, con las restricciones.

Esta compensación en cada caso, se paga al precio de reconciliación, que está definido como el precio de oferta horario de cada recurso.

Adicionalmente y como un subproducto de esta operación, también se determinan los sobrecostos operativos por las restricciones, calculados como la sumatoria algebraica de los pagos y cobros de reconciliación.

CALCULO DE LA RECONCILIACIÓN

Si para un generador su producción real excede a la generación del despacho ideal, la cuenta de éste por restricciones se incrementará y la de restricciones del sistema se decrementará, con el valor correspondiente a esta diferencia, liquidada al precio de reconciliación del generador.

$$REC = PR * (G.Real - G.Ideal)$$

Si para un generador su producción real es inferior a la generación del despacho ideal, la cuenta de éste por restricciones se decrementará y la de restricciones del sistema se incrementará, con el valor correspondiente a esta diferencia, liquidada al precio de reconciliación del generador.

$$REC = PR * (G.Ideal - G.Real)$$

CALCULO DE LA DESVIACIÓN

Si la generación real está por fuera de la banda del 5 % aplicada al despacho programado de cada unidad o planta ofertada, el generador deberá retribuir a la cuenta por penalizaciones el valor absoluto de la diferencia entre la generación real y el despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta y el precio de la bolsa.

$$DSV = |(PP - PR)| * |(G.Real - Gprog)|$$

Si la generación real está dentro de la banda de tolerancia, a las unidades o plantas ofertadas de este generador no se le evalúa su desviación. Así mismo, tampoco se evalúa la desviación si la unidad de generación o planta de acuerdo con la oferta, participó como regulador en la operación del sistema.

donde :

PR : Precio de Reconciliación (\$/MWh)

PP : Precio del Pool (\$/Mwh)

G.Real : Generación Real (Mwh)

G.Prog : Generación Programada (Mwh)

G.Ideal : Generación Ideal (MWh)

REC : Reconciliación (\$)

DSV : Desviación (\$)

RECONCILIACIÓN Y PENALIZACIONES

La sumatoria de los pagos de reconciliación - SUM (REC) y de la sumatoria de las penalizaciones SUM (DSV), se repartirán de acuerdo a lo definido en el Anexo A numeral 1.1.5. y 1.1.6. de ésta resolución.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO B

PROCEDIMIENTOS DE LIQUIDACION DE CUENTAS

1. FACTURACIÓN, COBRANZAS Y LIQUIDACIÓN DE LOS CONTRATOS DE ENERGÍA

Este proceso es ejecutado por los agentes participantes en cada contrato. El Administrador del SIC reporta a los contratantes, para cada contrato, la relación del contrato asignado horariamente, el cual sirve como soporte para el proceso de facturación entre los contratantes.

La información de las cantidades asignadas en los contratos se reporta a la CREG cuando ésta la solicite.

Los contratos de energía son contratos entre generadores y comercializadores, y por lo tanto la facturación, forma de pago y cobro deben ser convenidos entre las partes y no son responsabilidad del Administrador del SIC.

2. FACTURACIÓN, COBRANZAS Y LIQUIDACIÓN EN LA BOLSA DE ENERGÍA

El proceso de facturación correspondiente a las transacciones en la Bolsa de Energía se realiza mensualmente dentro de los primeros diez (10) días hábiles del mes siguiente. A este efecto el Administrador del SIC actúa como mandatario, interviniendo en los procesos de emisión de facturas, liquidaciones y cobranzas por cuenta y orden de los agentes del mercado mayorista, según los procedimientos definidos en la presente resolución.

En caso que el Administrador del SIC no expida las facturas y liquidaciones correspondientes dentro del plazo estipulado, se reportará a la CREG este incumplimiento para que determine las acciones correspondientes.

Dado que las transacciones en la Bolsa de Energía no están determinadas entre los diferentes agentes, para las deudas que cada agente tenga con el resto de los participantes en las transacciones de cada mes se aplica el criterio de proporcionalidad.

Este sistema de facturación implica que cada comprador en el mercado es deudor para con cada agente que resulte vendedor, en forma proporcional a su participación en las compras. Este sistema centralizado asegura que los pagos se efectúen e imputen guardando el criterio de proporcionalidad, conforme a que los deudores paguen sus deudas.

Por lo tanto, el Administrador del SIC administra el sistema de cobranzas centralizado y el sistema de abono de deudas asociado a las transacciones en la Bolsa de Energía.

El caso de rechazo o glosa de la factura o liquidación, la empresa deberá notificarlo por escrito dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de recibo de la factura. La factura o liquidación se podrá rechazar únicamente en los casos de tachaduras, enmendaduras, facturas presentadas en fotocopias o inexistencia de documentos soporte.

En caso de que el rechazo de la factura sea procedente, inmediatamente se refacturará con las correcciones solicitadas.

La factura o liquidación se podrá glosar cuando se presenten errores aritméticos, fecha de vencimiento incorrecta y conceptos incorrectos. Se debe señalar claramente el valor y la razón por la cual se va a glosar.

La factura o liquidación en la parte no glosada seguirá su trámite normal de pago, manteniendo vigente su fecha de vencimiento.

INFORMACIÓN NECESARIA PARA FACTURAR

2.1.1. Recopilación de la Información

Es responsabilidad de cada uno de los agentes del mercado mayorista suministrar al Administrador del SIC toda la información necesaria para realizar el proceso de facturación dentro de los tiempos y modos que este determine.

También, los agentes del mercado mayorista se obligan a notificar en el menor tiempo, cualquier error por ellos detectado en el software del SIC.

El Administrador del SIC es responsable de elaborar con dicha información una base de datos centralizada, confiable y auditable a satisfacción de los agentes del Mercado Mayorista.

2.1.2 Información de Comercializadores

Los comercializadores que tengan contratos de energía a largo plazo o sean agentes del Mercado Mayorista, informan diariamente con resolución horaria la curva de carga del día anterior.

2.1.3 Información de Generadores

La información a utilizar en el caso de los generadores está conformada por la información horaria consolidada por el Administrador del SIC, con base en la información diaria con resolución horaria de la generación del día anterior para cada una de las plantas o unidades de generación, de acuerdo con el Código de Redes. Si se presentan desacuerdos sobre las mediciones de las partes, una vez resueltos estos, se actualizan los cálculos y se realizan las facturaciones necesarias. Esta rectificación se efectúa en el siguiente proceso de facturación.

2.1.4 Información Faltante

Si dentro de los plazos establecidos, para realizar la facturación, no se tiene la información completa para este proceso, el Administrador del SIC procede a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance. Esta situación se comunica en los documentos que soportan las transacciones comerciales del respectivo mes.

Cualquier rectificación de los datos estimados por el Administrador del SIC, se realiza en el proceso de facturación del mes en que se presente la rectificación, identificando la causa o causas de ésta.

2.2 LIQUIDACIÓN DE TRANSACCIONES

2.2.1 Resultado de las Transacciones

El Administrador del SIC envía mensualmente las transacciones que resultan en la Bolsa de Energía correspondientes a cada uno de los agentes participantes del mercado. Para los agentes que tengan contratos de energía a largo plazo vigentes en la facturación mensual se les reporta la asignación del contrato en forma horaria.

2.2.2 Documento de las Transacciones Económicas

Las facturas emitidas por el Administrador del SIC y las órdenes de pago van acompañadas con la relación de las transacciones diarias realizadas por el agente.

Esta información se presenta en forma discriminada para las compras y para las ventas para cada agente comercial.

2.3 FACTURACIÓN

2.3.1 Facturación de las Operaciones de Compra/Venta en el Mercado

Las facturas expedidas por el Administrador del SIC para los agentes del mercado deben cumplir con todos los requisitos definidos en el Código de Comercio para las facturas comerciales.

Cuando se realicen procesos de facturación correspondientes a períodos anteriores al último mes, la facturación de esos servicios incluye el interés correspondiente a los cambios en los valores facturados, aplicable a partir de la fecha del vencimiento original del mes que se este actualizando.

La tasa de interés será igual a la tasa de Depósitos a Término Fijo (DTF) certificada por el Banco de la República correspondiente al último día hábil del mes respectivo. La aplicación de la tasa de interés se debe efectuar de la siguiente manera:

- Para el período entre la fecha del vencimiento original del mes que se está actualizando y el mes de emisión de la factura de actualización se utilizan las tasas DTF mensuales del último día hábil de los meses existentes durante el período.

- Para el período entre el mes de emisión de la factura y el vencimiento se utiliza la DTF del último día hábil del mes anterior al de expedición de la factura. El dinero por los intereses se transfieren en forma proporcional a los agentes que deben recibir el dinero por esta situación en los plazos determinados para que el Administrador del SIC efectúa las transferencias de pago.

El Administrador del SIC remite a cada agente del mercado mayorista, por medio de FAX o Correo Electrónico, según se acuerde con cada uno, las respectivas facturas (a deudores) y liquidaciones (a los acreedores). Esta fecha es válida como fecha de expedición de la factura. Simultáneamente, envía por correo certificado los documentos originales.

En el SIC se permite que se realice el cruce de cuentas dentro del mes de liquidación para las compras y ventas del mismo agente, es decir, el Administrador del SIC envía el reporte del total de ventas mensuales y de compras mensuales de cada agente, y presenta el neto como valor a facturar o liquidar. El agente generador y comercializador de una misma empresa se trata en forma independiente.

2.3.2 Plazos Garantizados de Pago y Aplicación de Pagos

El vencimiento de las facturas emitidas por el Administrador del SIC para las transacciones en la bolsa de energía es el siguiente:

- Hasta la facturación de diciembre de 1995 es el primer día hábil del tercer mes siguiente al mes que corresponde la facturación.
- A partir de la facturación del mes de enero de 1996 es el primer día hábil del segundo mes siguiente al mes que corresponde la facturación.

El no pago de la factura en la fecha señalada origina intereses de Mora. El interés de Mora aplicable a las facturaciones que realiza el Administrador del SIC es la máxima tasa moratoria permitida por la Ley, vigente durante el período que se está liquidando.

Cuando se reciba el pago de estos intereses de Mora, se procede a la entrega proporcional a los vendedores de las respectivas cuentas.

Los pagos que realicen los agentes, se aplican primeramente a la cancelación de intereses de mora y luego al valor del capital considerando la antigüedad de los vencimientos, de conformidad con el artículo 881 del Código de Comercio. Para una aplicación oportuna, dichos agentes deberán utilizar los procedimientos de pago que indique el Administrador del SIC y suministrar vía FAX, a más tardar el día hábil siguiente al pago, información completa del abono efectuado.

El Administrador del SIC reconocerá intereses de mora si, por causas imputables a su gestión, no distribuye los recaudos dentro del plazo previsto. No se considerará imputable al Administrador del SIC, cuando por falta de información no sea posible aplicar los pagos. La tasa de mora aplicable será la tasa de mora máxima permitida por la ley vigente en dicho período.

En el caso que se obtengan rendimientos financieros sobre los recaudos efectuados, el Administrador del SIC los distribuirá, en los primeros cinco días hábiles de cada mes, entre los agentes beneficiarios de esos pagos.

2.3.3 Cobranzas a los Deudores

El Administrador del SIC presta el servicio de cobranza en el mercado mayorista, que incluye todos los pagos que se efectúen, exceptuando los que correspondan a la ejecución de contratos de energía a largo plazo entre generadores y comercializadores.

Para el efecto del pago de las obligaciones de los agentes del mercado mayorista, el Administrador del SIC ofrece a los agentes la transferencia a las cuentas bancarias habilitadas para este único efecto por el Administrador del SIC.

Se conviene que la constitución en mora en las transacciones de la bolsa de energía, no requiere pronunciamiento judicial, y que bastará para ello certificación expedida, de oficio o a petición de parte, por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, en la que conste:

- a) Que una obligación para cuyo cumplimiento se había pedido la ayuda del Administrador del SIC, y cuyo cumplimiento era indispensable, según las reglas y costumbres, para que un acto o contrato sobre energía produjera sus efectos naturales, no tuvo cumplimiento dentro del término estipulado;
- b) Que una obligación para cuyo cumplimiento se había pedido la ayuda del Administrador del SIC, y cuyo cumplimiento era indispensable, según las reglas y costumbres, para que un acto o contrato sobre energía produjera sus efectos naturales, no tuvo cumplimiento dentro del término en el que éste habría sido económicamente útil y físicamente posible;
- c) Que cualquiera otra obligación, cuyo cumplimiento era indispensable para que un acto o contrato sobre energía produjera sus efectos naturales, y directamente relacionada con una para cuyo cumplimiento se había pedido la ayuda del Administrador del SIC, no tuvo cumplimiento en la forma convenida o acostumbrada por las partes; o en la forma que, a falta de convención o costumbre de las partes, la cumplen por costumbre otras empresas que usan los servicios del Administrador del SIC; o en la forma que, si no son aplicables los criterios anteriores, debería haberse cumplido para que el Administrador del SIC cumpliera mejor sus funciones.

EL Administrador del SIC debita y cobra los intereses de Mora por cuenta y orden de los acreedores. Los importes cobrados por este concepto se depositan en las cuentas

bancarias reportadas por los acreedores en los plazos y condiciones que se señalan en la presente resolución.

2.3.4 Pagos a los Agentes del Mercado Mayorista

Los ingresos provenientes de los recaudos por concepto de transacciones en la bolsa de energía, se distribuirán, cuando el agente comunique vía FAX, o por cualquier otro medio de comunicación, del pago de las facturas; el Administrador del SIC se obligará dentro de los tres (3) días hábiles siguientes a la fecha de aviso de la respectiva consignación, siempre y cuando la transacción bancaria efectivamente se haya realizado, a transferir a los agentes vendedores en las proporciones respectivas los dineros recaudados. Durante este plazo estos dineros no generan ningún interés, ya que se consideran en el tiempo asignado para la operatividad del Administrador del SIC. La distribución entre los acreedores, de cada cobro efectuado por el Administrador del SIC, se realiza conforme a la proporcionalidad de las acreencias individuales con respecto de las totales correspondientes a cada mes.

Las acreditaciones realizadas se aplican respetando las proporcionalidades correspondientes a cada período, en primer término a la cancelación de los intereses devengados a la fecha de cobro. El remanente se imputa al capital. De existir saldos correspondientes a distintos períodos mensuales la aplicación se realiza en todos los casos a partir del más antiguo.

Para asignar un pago a un agente del mercado mayorista se requiere que éste se encuentre a paz y salvo con el Administrador del SIC. En caso de no estar a paz y salvo las acreditaciones que le correspondieren se consideran automáticamente como pago de sus obligaciones con la bolsa de energía.

El Administrador del SIC hace efectivas las garantías a partir del incumplimiento del agente deudor. Si la garantía no cubre la totalidad de la deuda del agente comprador, el Administrador del SIC reporta a la CREG

y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios el incumplimiento. Si al primer día hábil del mes siguiente al vencimiento de la factura el agente no ha efectuado el pago completo de su obligación, el Administrador del SIC oficiará y solicitará inmediatamente a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la investigación e imposición de las sanciones a que hubiere lugar, sin perjuicio de las acciones legales que promueva el Administrador del SIC. En este caso, la empresa incumplida deberá además reembolsar los gastos en que se incurra para el cobro efectivo de las obligaciones pendientes.

Todos los agentes del Mercado Mayorista asumen el riesgo de las cuentas por transacciones en la bolsa de energía no cubiertas por garantías. En este caso la cartera se comparte entre los demás agentes comercializadores y generadores en forma proporcional a las transacciones en bolsa en los meses no cubiertos por las garantías, sin perjuicio de que el deudor incumplido asuma plenamente su responsabilidad.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO C

GARANTIAS FINANCIERAS

El cumplimiento de todas aquellas obligaciones de generadores y comercializadores, que se formen en el mercado mayorista a través de la Bolsa de Energía, entre sí o respecto de los transportadores, será objeto de garantías a favor del Administrador del SIC.

Las garantías tienen como finalidad asegurar el cumplimiento de las obligaciones que surjan a cargo de generadores y comercializadores en el mercado mayorista, correspondientes a las transacciones en la bolsa de energía, por un monto no inferior al valor esperado de las compras del generador o comercializador en esta bolsa. Para el efecto todos los agentes registrados en el SIC y que sean potenciales compradores en la bolsa de energía deberán cubrir sus eventuales obligaciones derivadas de operaciones en la bolsa mensualmente, por cualquiera de los siguientes medios:

- a) Constitución de una fiducia de garantía a la cual se aporten activos realizables que permitan al Fiduciario, en un plazo razonablemente corto, liquidarlos en caso de incumplimiento y destinar su producto a la satisfacción de las obligaciones garantizadas.
- b) Constitución de una fiducia de administración y pagos, que podría ser también de garantía bajo ciertas hipótesis, mediante la cual el generador o comercializador pignore todo o parte de los ingresos derivados de sus ventas a terceros, de manera que la totalidad o un porcentaje definido de ellos, pase forzosamente por las manos de la administración fiduciaria. Estos fondos serán de libre disposición del generador o comercializador, salvo en el porcentaje necesario que se establezca con base en cálculos actuariales en función de la experiencia, o las operaciones ya conocidas, destinado a constituir la provisión de fondos necesaria para que la entidad fiduciaria pueda pagar las facturas periódicas que se

establezcan a cargo del agente como consecuencia de su intervención en transacciones a través de la bolsa de energía.

Los contratos deberán prever una congelación del 100% de los recursos en caso de que vencidas las facturas, ellas no puedan ser atendidas con los recursos constitutivos de la provisión o con otros aportados por el agente respectivo, caso en el cual no se podrá liberar monto alguno de dicho flujo hasta que hayan sido satisfechas en su totalidad las facturas insolutas con los recargos a que haya lugar.

- c) Otorgar una garantía de primera demanda tal como un aval bancario, una carta de crédito stand by o una póliza de compañía de seguros que tenga la característica inicialmente presentada.
- d) Realizar el pago anticipado a la bolsa de energía del monto esperado.
- e) Crear un fondo de sustentación con la participación de un número plural de agentes que estaría conformado por los aportes iniciales hechos por todos y por las cuotas periódicas que los mismos paguen, en uno u otro caso en función de su participación en el mercado, en los términos que sean aceptables para el Administrador del SIC.
- f) Constituir otro tipo de garantías financieras líquidas o de fácil realización, tales como el depósito en garantía de títulos valores u otros documentos de inversión previamente calificados por el Administrador del SIC y depositados para tal efecto en manos de éste o de una entidad financiera designada para tal efecto con funciones de custodia.

El valor estimado de las garantías y a quienes se aplica, se determina de la siguiente manera:

- a. Para los comercializadores, el valor a garantizar mensualmente se calcula anualmente, como el producto entre el precio para garantías y la máxima diferencia mensual entre la proyección de demanda definida por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) y la demanda contratada.
- b. Para los generadores, el valor a garantizar mensualmente se calcula anualmente, como el producto entre el precio para garantías y la máxima diferencia mensual entre la energía comprometida en contratos de energía a largo plazo y su energía firme determinada de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo C-1 de la presente resolución.

Para los participantes iniciales del mercado mayorista, el valor a garantizar se calculará para el período comprendido entre el 20 de julio y el 30 de noviembre de 1995.

El precio para el cálculo de las garantías es de US \$ 39.3/MWh; éste se liquida a la tasa de cambio representativa del mercado para el dólar americano del último día del mes anterior al que se solicite la garantía.

Para los generadores y comercializadores que durante el último año hayan incumplido en por lo menos un pago en la fecha de vencimiento, se modifica su garantía mensual en el caso que durante un mes cualquiera las liquidaciones acumuladas diariamente durante el mes por transacciones en la bolsa de energía excedan el valor de la garantía presentada. Estos agentes deben presentar al día hábil siguiente de la comunicación enviada por el Administrador del SIC por FAX, un ajuste en el valor de su garantía mensual suficiente para cubrir sus obligaciones durante el mes, estimadas como el producto entre el precio promedio en la bolsa de energía de los días liquidados y la compra mensual en bolsa calculada con base en el promedio diario de las compras de energía durante esos días.

La garantía debe ser definida para valores mensuales, con renovación mensual, para cubrir la máxima obligación esperada durante el año, y su aplicación es sobre valores mensuales. La garantía debe presentarla el comercializador o generador con quince (15) días calendario de anticipación al mes en que inicie su participación como agente del mercado mayorista y debe renovarla dentro del año siguiente a la última garantía presentada.

Cuando se modifiquen las cantidades que deben cubrir las garantías el comercializador y el generador tienen quince (15) días calendario para presentar una nueva garantía o modificar la existente.

Para que el contrato de energía a largo plazo se registre por el Administrador del SIC en los años posteriores requiere que anualmente con una anticipación de quince (15) días calendario al inicio del nuevo período, se presente una garantía vigente por el próximo período anual con aplicación mensual.

La negociación, celebración y modificación de los contratos de garantía que se celebren para proteger a los agentes participantes del mercado mayorista en los contratos que deben cumplirse en las transacciones en la bolsa de energía, se someterán a las reglas propias de tales contratos, y no a las que se apliquen a los contratos cuyo cumplimiento garantizan.

En caso que se obtengan rendimientos financieros por los pagos anticipados, estos corresponden a los agentes que presenten este tipo de garantías, en proporción al tiempo y al monto del dinero correspondiente a estas garantías, y se abonarán mensualmente a la correspondiente garantía de cada agente.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

.....

ANEXO C-1

METODOLOGIA PARA DETERMINAR LA ENERGIA FIRME DE PLANTAS GENERADORAS

1. OBJETIVO

Establecer la metodología para determinar los factores máximos de las plantas generadoras, con base en los cuales las empresas podrán calcular la energía firme de sus plantas para efectos de las garantías financieras en la bolsa de energía.

El factor máximo de planta es la relación porcentual entre la energía firme máxima y la energía asociada a la capacidad efectiva de la planta. Por lo tanto, es responsabilidad de las empresas calcular la energía firme de sus plantas que les servirá para evaluar sus compras máximas de energía en la bolsa y estimar el valor máximo de sus eventuales obligaciones derivadas de operaciones en la bolsa mensualmente. La energía firme se podrá calcular como el producto de la energía asociada a la capacidad efectiva de la planta por un factor cuyo valor debe estar entre cero y el factor máximo de planta.

2. CRITERIOS Y SUPUESTOS

La metodología aplica el enfoque de generación en el sistema integrado, perfiles estacionarios para la disponibilidad de potencia y la demanda atendible y criterio de confiabilidad igual a 95 % de casos con racionamiento menor o igual al 1.5 % de la demanda.

•Criterio de confiabilidad

El mínimo número de casos que se presente en todo el horizonte de estudio, con racionamiento de energía menor al 1.5 % de la demanda de energía atendida en el respectivo período, debe ser igual al 95 % del total de casos.

•Perfil de demanda

Se utiliza un perfil de demanda atendible estacionario durante el horizonte de K (59) meses, y para cada mes se modela una curva de demanda escalonada de seis (6) bloques y un factor de carga del 65%.

•Disponibilidad de generación

Se considera como capacidad disponible para generación la capacidad efectiva de potencia de las plantas hidráulicas y térmicas, afectas por su respectivo índice de indisponibilidad histórica (IH), más la potencia determinística del sistema. La capacidad disponible permanece constante durante todo el horizonte de estudio.

•Generación térmica

Las plantas térmicas se despachan al máximo, estando limitadas solo por la curva de duración de carga.

•Horizonte de estudio

Un año calendario.

3. INFORMACION

Se utiliza información actualizada sobre:

- ⇒ Niveles iniciales de embalses
- ⇒ Series sintéticas de caudales
- ⇒ Indices de indisponibilidad
- ⇒ Capacidad efectiva y factores de conversión de plantas
- ⇒ Demandas de acueducto de EEPPM y EEB
- ⇒ Volumen útil de embalses
- ⇒ Costos de Combustibles

Generación determinística

4. RESULTADOS

En la Tabla siguiente se presentan los factores máximos de planta [%], para cada una de las plantas de generación del SIN, correspondientes al año 1995.

En CORELCA, la planta Riomaruni agrupa las unidades El río 1 a 8, Riomar 1 y La Unión 1 a 4, la planta Cospiball agrupa las unidades Cospique 1 a 5 y Ballenas 1 y 2, y la planta Tercos agrupa las unidades Flores 1 y 2.

EMPRESA	FACTORES MAXIMOS DE PLANTA [%]												TOTAL
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	ENERO	
CHB													
BETANIA	34.4	35.5	38.8	51.8	58.1	69.2	71.7	58.8	37.8	45.6	53.0	41.8	49.8
TOTAL	34.4	35.5	38.8	51.8	58.1	69.2	71.7	58.8	37.8	45.6	53.0	41.8	49.8
EEPPM													
GUATAPE	81.9	79.4	70.4	52.7	30.1	28.7	35.8	41.2	56.2	57.6	55.1	75.6	55.3
PLAYAS	68.3	80.7	74.8	74.5	75.5	67.6	65.3	73.1	83.4	83.0	79.4	85.2	77.4
TRONERAS	52.8	49.2	48.1	62.3	77.1	78.9	78.8	80.1	81.3	82.7	77.1	66.8	69.5
GUADALUPE3	54.9	51.2	50.1	64.8	80.4	82.4	80.2	83.7	85.0	86.3	80.3	69.5	72.5
GUADALUPE4	55.0	51.2	50.1	64.9	80.5	82.5	80.2	83.8	85.1	86.4	80.3	69.5	72.6
RIOGRANDE1	9.8	8.9	8.8	10.6	15.2	18.5	12.5	13.9	17.9	31.4	33.3	15.7	16.4
LATASAJERA	57.8	71.3	76.8	67.6	60.3	62.8	62.3	63.9	72.6	69.3	70.9	65.9	66.7
DETERMINISTICA	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8	51.8
TOTAL	68.8	65.6	62.7	59.7	55.9	55.7	56.7	60.9	69.1	69.9	67.3	69.7	63.2
CORELCA													
RIOMARUNI	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6	77.6
BARRANQUILLA	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8	64.8
CARTAGENA	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1	66.1
COSPIBALL	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8	75.8
GUAJIRA	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1	83.1
CHINU	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9	63.9
TERCOS	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3	92.3
TOTAL	74.6	74.6	74.6	74.6	74.6	74.6	74.6	74.6	74.6	74.6	74.6	74.6	74.6
ISA													
CHIVOR	23.9	31.2	28.6	27.4	33.4	55.5	57.8	65.4	45.2	24.7	23.2	16.3	36.1
JAGUAS	38.4	29.6	35.1	45.1	60.2	57.3	49.8	55.5	65.8	67.5	62.5	42.2	50.8
SANCARLOS	55.5	48.0	48.8	49.7	51.6	46.0	44.3	47.8	59.4	61.1	58.3	56.3	52.1
ZIPAISA	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2
GUALANDAY	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5	77.5
YUMBOECOP	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9	70.9
OCOCA	88.1	88.1	88.1	88.2	88.1	88.2	88.1	88.2	88.2	88.1	88.2	88.1	88.2
TABOR	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3	93.3
TOTAL	45.0	43.7	42.5	44.0	48.1	53.6	53.1	57.9	66.6	49.7	47.6	42.8	48.7
EEB													
CANOAS	4.3	5.3	5.5	14.3	25.8	17.6	14.7	5.5	2.9	16.9	35.2	19.2	14.0
COLEGIO	4.3	5.2	5.3	13.8	24.1	17.2	14.7	5.5	2.9	16.5	33.5	18.7	13.5
LAGUACA	65.3	63.0	64.4	70.0	73.5	73.7	74.2	72.3	66.6	73.1	74.8	72.4	70.3
LAGUNETA	4.3	5.3	5.4	14.1	25.1	17.5	14.7	5.5	2.9	16.8	34.5	19.0	13.8
PARAISO	84.0	61.7	63.1	68.6	72.0	72.2	72.7	70.8	65.3	71.6	73.3	70.9	68.9
SALTO	8.0	7.1	7.3	18.8	32.3	23.4	20.5	7.8	4.1	22.4	45.3	25.4	18.4
GUAVIO	57.8	63.4	75.2	66.9	45.7	33.2	35.9	32.5	34.8	29.1	20.3	41.6	44.6
ZIPA_EEB	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1	76.1
TOTAL	46.1	50.3	56.0	55.8	49.7	42.3	43.0	38.7	37.6	40.1	40.8	46.1	45.7
EPSA													
ALTOANCHICAYA	48.7	40.7	38.2	60.8	60.1	51.4	38.6	37.5	42.2	65.7	67.9	59.3	49.9
BAJOANCHICAYA	58.8	50.8	47.3	64.2	77.1	65.0	47.8	45.8	52.5	82.7	84.5	76.2	62.8
CALIMA1	38.6	34.1	25.3	6.5	8.3	7.6	4.2	7.2	13.1	16.4	16.0	25.6	16.7
SALVAJINA	67.3	68.0	54.5	25.4	30.3	37.5	49.1	37.8	34.0	16.7	30.4	48.0	41.3
YUMBO	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2	60.2
DETERMINISTICA	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5	51.5
TOTAL	53.6	48.7	43.6	38.2	44.8	42.5	39.1	35.4	37.6	44.4	49.8	52.5	44.2

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO EVAMARIA URIBE TOBON

Presidente

Director Ejecutivo

.....

FACTORES MAXIMOS DE PLANTA (Continuación)
[%]

EMPRESA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
ICEL													
PAIPAS	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2
TOTAL	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2	74.2
BOYACA													
PAIPA	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8
TOTAL	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8	72.8
CAUCA													
FLORIDA2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2	54.2
DETERMINISTICA	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1	69.1
TOTAL	57.3	57.3	57.3	57.3	57.3	57.3	57.3	57.3	57.3	57.3	57.3	57.3	57.3
CENS													
TASAJERO	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8
TOTAL	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8	70.8
CHEC													
ESMERALDA	89.2	89.2	89.9	93.3	93.5	92.8	87.5	79.5	86.5	93.6	93.7	93.2	90.2
INSULA	76.5	76.6	77.1	83.0	85.3	80.5	74.0	70.0	73.0	83.3	87.0	80.9	78.9
SANFRANCISCO	24.8	24.5	24.7	26.3	27.5	26.9	24.8	22.2	23.8	26.7	27.0	27.2	25.5
DETERMINISTICA	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0
TOTAL	40.6	40.4	40.7	43.0	44.1	43.1	40.1	36.5	39.1	43.4	43.9	43.4	41.5
TOLIMA													
% PRADO	33.3	49.7	52.1	51.0	52.4	20.8	17.6	16.0	22.0	44.6	59.0	53.8	39.3
DETERMINISTICA	29.8	32.9	29.8	30.7	29.8	30.7	29.8	29.8	30.7	29.8	30.7	29.8	30.3
TOTAL	32.5	45.7	46.8	46.2	47.0	23.2	20.5	19.3	24.1	41.1	52.3	48.1	37.2
HUILA													
% PRADO	33.3	49.7	52.0	51.0	52.3	20.8	17.5	16.0	22.0	44.5	58.9	53.7	39.2
DETERMINISTICA	69.0	76.4	69.0	71.3	69.0	71.3	69.0	69.0	71.3	69.0	71.3	69.0	70.3
TOTAL	42.2	56.3	56.2	58.1	56.5	33.4	30.4	29.2	34.3	50.6	62.0	57.5	47.0
CAQUETA													
% PRADO	33.3	49.7	52.1	51.1	52.4	20.8	17.6	16.0	22.0	44.6	59.0	53.8	39.3
TOTAL	33.3	49.7	52.1	51.1	52.4	20.8	17.6	16.0	22.0	44.6	59.0	53.8	39.3
CELOAC													
% PRADO	33.2	49.5	51.8	50.8	52.1	20.7	17.5	15.9	21.9	44.4	58.7	53.5	39.1
DETERMINISTICA	53.6	59.3	53.6	55.4	53.6	55.4	53.6	53.6	55.4	53.6	55.4	53.6	54.6
TOTAL	45.7	55.5	52.9	53.6	53.0	42.0	39.6	39.0	42.4	50.0	56.6	53.6	48.6
NARIÑO													
RIOMAYO	53.3	53.4	53.3	53.4	53.3	53.4	53.3	53.3	53.4	53.3	53.4	53.3	53.3
DETERMINISTICA	52.2	57.8	52.2	53.9	52.2	53.9	52.2	52.2	53.9	52.2	53.9	52.2	53.2
TOTAL	53.1	54.3	53.1	53.5	53.1	53.5	53.1	53.1	53.5	53.1	53.5	53.1	53.3
SANTANDER													
BARRANCA	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3	63.3
BARRANCA45	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4	66.4
PALENQUE	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2	73.2
DETERMINISTICA	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3	83.3
TOTAL	67.6	67.6	67.6	67.6	67.6	67.6	67.6	67.6	67.6	67.6	67.6	67.6	67.6
PEREIRA													
DETERMINISTICA	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2
TOTAL	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2	61.2
QUINDIO													
DETERMINISTICA	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0
TOTAL	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0	73.0

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO D CONTRATOS DE ENERGIA

D 1. PLAZOS PARA REGISTRO DE CONTRATOS DE ENERGÍA A LARGO PLAZO

Como condición general se tiene que todos los contratos de energía a largo plazo que se celebren entre comercializadores y generadores y se liquiden en la bolsa de energía se registrarán ante el Administrador del SIC.

Para el período de transición los contratos de energía a largo plazo se deben registrar ante el Administrador del SIC en las fechas especiales definidas por la Resolución CREG-009 de 1994 y las que la modifiquen.

Para que un contrato de energía a largo plazo sea registrado por el Administrador del SIC, requiere que los contratantes realicen un Contrato de Mandato con el Administrador del SIC para la facturación, pago y recaudo de los valores correspondientes a las transacciones de energía realizadas en la Bolsa de Energía, cobro de las sanciones que se apliquen por errores, omisión o no cambios de equipos de medición y la aceptación de los procedimientos definidos en la presente resolución. Además, deben presentar las garantías definidas por la CREG o realizar los pagos anticipados para el comercializador y para el generador a partir de la fecha de iniciación del Contrato.

El plazo para el suministro de la información de los contratos de energía a largo plazo durante el período de transición son las fechas especiales definidas por la CREG en la resolución CREG 016 del 13 de junio de 1995 y las resoluciones que la modifiquen.

Los contratos de energía a largo plazo adicionales que se presenten en fechas posteriores a las definidas en la Resolución CREG 016 del 13 de junio de 1995, se deben registrar como mínimo con una anticipación de quince (15) días calendario al mes de su aplicación, ya sea en el caso de un nuevo contrato o de modificación de uno existente.

El Administrador del SIC tiene un plazo de siete (7) días hábiles después del recibo del contrato, para solicitar las aclaraciones sobre el criterio de asignación horaria del contrato. Si las partes no presentan las aclaraciones que resuelvan la interpretación dada por el Administrador del SIC al criterio de asignación horaria del contrato dentro de los siguientes cinco (5) días hábiles de solicitada la aclaración, el Administrador del SIC no registra el contrato y comunica a los agentes.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO E

NORMAS COMPLEMENTARIAS SOBRE OFERTA DE CAPACIDAD DE RESPALDO

De acuerdo al artículo 5o. de la Resolución CREG-053 de 1994, las empresas propietarias de las unidades elegibles para capacidad de respaldo tienen la libre opción de ofrecerlas para prestar ese servicio. Las siguientes normas complementarias precisan el procedimiento de ofertas de capacidad de respaldo en el caso que algunas de las empresas propietarias de las unidades elegibles decidan no prestar ese servicio:

Si alguna de las unidades elegibles para respaldo no es ofrecida, aquellas elegibles con capacidad remanente, podrán ofrecer esa capacidad siempre y cuando su capacidad para respaldo no supere su capacidad nominal.

En el caso de que dos o más unidades elegibles deseen optar por suplir la capacidad de respaldo de una unidad no ofrecida, se hará una asignación tomando en cuenta el costo variable de operación, es decir, se suple la capacidad de respaldo con las capacidades remanentes de las menos a las más costosas hasta que se reemplace la capacidad dejada de ofrecer o hasta que se agote la capacidad remanente ofrecida.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

RESOLUCION 025 DE 1995
(julio 13)

Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus facultades constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1523 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO

Que, de conformidad con el artículo 23o., literal *i*, de la Ley 143 de 1994, corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional;

Que el cuerpo técnico de la Comisión elaboró un proyecto de Código de Redes, el cual fue discutido ampliamente con las empresas del sector eléctrico colombiano;

Que el Consejo Nacional de Operación, en virtud de lo dispuesto en el referido literal *i* del artículo 23 de la Ley 143 de 1994, emitió concepto sobre el código que se adopta mediante la presente resolución;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas en su sesión del 10 de julio de 1995 estudió y adoptó el Código de Redes;

RESUELVE:

ARTICULO 1o. Adoptar el Código de Redes contenido en el Anexo General de la presente resolución, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

ARTICULO 2o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el **Diario Oficial** o en la **Gaceta del Ministerio de Minas y Energía** y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE

Dada en Santafé de Bogotá, D. C., el día

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

CÓDIGO DE REDES

CÓDIGO DE PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

1. INTRODUCCIÓN

Este Código especifica los criterios, estándares y procedimientos para el suministro y tipo de información requerida por la Unidad de Planeamiento Minero Energético (UPME), en la elaboración del Plan de Expansión de Referencia, y por los Transportadores, en la ejecución del planeamiento de detalle y el desarrollo del sistema interconectado de transmisión a tensiones iguales o superiores a 220 kV, denominado Sistema de Transmisión Nacional (STN), y que deben ser considerados por los Usuarios de este sistema en el planeamiento y desarrollo de sus propios sistemas.

2. OBJETIVOS

Los objetivos de este Código son:

- Especificar los estándares que serán usados por la UPME y los Transportadores en el planeamiento y desarrollo del STN.
- Definir los procedimientos para el suministro y tipo de información requerida por la UPME y los Transportadores para realizar el planeamiento y desarrollo de las redes que forman parte del STN.
- Promover la interacción entre los Usuarios del STN, la UPME y los Transportadores con respecto a cualquier propuesta de desarrollo en el sistema del Usuario que pueda tener un impacto en el funcionamiento del STN.

3. APLICACIÓN

Este Código se aplica a los Transportadores, la UPME y los siguientes Usuarios:

- Generadores conectados directa o indirectamente al STN.
- Distribuidores conectados directa o indirectamente al STN.
- Grandes Consumidores conectados directamente al STN.
- Cualquier otro Usuario o entidad con un sistema conectado directamente al STN.

Para tener derecho de acceso a la red, todos los Usuarios deben firmar Contratos de Conexión con los transportadores, en los cuales se especifiquen los aspectos contractuales de conexión y uso de la red, así como otros aspectos de orden administrativo, técnico y económico, incluidos la operación y mantenimiento de la conexión.

Para los refuerzos del STN se aplicará lo establecido en la Resolución CREG-001 de 1994.

4. TIPOS DE CONEXIÓN

El desarrollo del STN comprende la ejecución de refuerzos o extensiones que aparecen por un sinnúmero de razones, entre las que se incluyen las siguientes, sin estar limitadas a éstas:

- Conexión de un nuevo Usuario al STN.
- El desarrollo del sistema de un Usuario del STN que ya está conectado a éste.
- La introducción de un nuevo Sitio de Conexión o la modificación de un Sitio de Conexión existente entre un Usuario y el STN.
- El efecto acumulado de un número de desarrollos tales como los mencionados anteriormente por uno o más Usuarios del STN.

Los refuerzos o extensiones del sistema del STN pueden involucrar obras nuevas o de ampliación en:

- La subestación en el Sitio de Conexión donde equipos del Usuario se conectan al STN.
- Líneas de transmisión u otros equipos, los cuales unen ese Sitio de Conexión al resto del STN.
- Líneas de transmisión u otros equipos en o entre puntos remotos de ese Sitio de Conexión.

El tiempo requerido para el planeamiento y desarrollo del STN dependerá del tipo y tamaño de los refuerzos necesarios, de los trámites legales y de la financiación para la ejecución de las diferentes fases de los proyectos, de la aprobación de los planes de expansión y del grado de complejidad del nuevo desarrollo para mantener un adecuado nivel de calidad, seguridad y confiabilidad en el sistema.

Tanto los nuevos Usuarios como los existentes que vayan a ampliar sus instalaciones o deseen conectarse a un nuevo punto de la red, deberán informar a la UPME de dicha ampliación o conexión. Dependiendo del proyecto, el (los) Transportador(es) involucrado(s) definirá(n) la fecha más temprana de entrada en operación. La UPME se establece como segunda instancia, en caso de que no exista acuerdo con respecto a esta definición.

5. ELEMENTOS DE PLANEAMIENTO

La planeación de la expansión del STN se realizará a corto (3 años), mediano (5 años) y largo plazo (mayor a 10 años), mediante planes de expansión flexibles que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, cumpliendo con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en este Código de Planeamiento. Los proyectos propuestos en estos planes deberán ser técnica, ambiental y económicamente factibles y la demanda deberá ser atendida cumpliendo con criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

Sin perjuicio de lo establecido en la ley, para efectuar el planeamiento del STN es necesario definir elementos de planeamiento aplicados tanto a los análisis de estado estacionario como transitorio y definir índices de confiabilidad con los cuales se mida si el suministro de energía eléctrica es adecuado.

5.1. Calidad

5.1.1. Tensión

El STN se planeará de tal forma que permita, en conjunto con la generación, los sistemas de transmisión regionales y los sistemas de distribución local, asegurar que la tensión en las barras de carga a nivel de 220 kV y superiores no sea inferior al 90% del valor nominal, ni superior al 110%.

5.1.2. Armónicos

Las formas de onda de tensión y corriente, con respecto al contenido de armónicos y desbalance de fases, cumplirán los requisitos establecidos por la NTC (Norma Técnica Colombiana) respectiva. Mientras no exista NTC aplicable, se utilizará la Norma ANSI/IEEE 519.

5.2. Seguridad

El STN se debe planear en concordancia con la planeación de la generación para que, entre Transportadores y Generadores -bajo la coordinación del CND-, garanticen los siguientes aspectos:

- El sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 220 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- El sistema debe permanecer estable bajo una falla monofásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de 500 kV con despeje de la falla por operación normal de la protección principal.
- Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0,8 p.u. por más de 700 ms.
- Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema deberán ser amortiguadas (el sistema debe tener amortiguamiento positivo).
- No se permiten valores de frecuencia inferiores a 57,5 Hz durante los transitorios.
- No se permiten sobrecargas en las líneas ni en los transformadores. La cargabilidad de los transformadores se determina por la capacidad nominal en MVA y para las líneas se toma el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, límite por regulación de tensión y el límite por estabilidad, aplicando los criterios anteriormente expuestos.

5.3. Confiabilidad

Para la evaluación de la confiabilidad del STN se podrán usar métodos determinísticos o probabilísticos, a criterio del Transportador. El criterio de confiabilidad debe mostrar que es la alternativa de mínimo costo incluyendo: costos de inversión, operación, mantenimiento de la red, pérdidas, y energía no suministrada por indisponibilidad del sistema de transmisión.

El criterio de mínimo costo debe ser equivalente al de los planes de expansión de referencia utilizados para el cálculo de los ingresos regulados de la actividad de transmisión.

5.3.1. Método probabilístico

Para el análisis de confiabilidad por métodos probabilísticos el criterio será que el Valor Esperado de Racionamiento de Potencia (VERP), en cada uno de los nodos donde existe demanda, sea inferior al

1% medido en el nivel de 220 kV. Para calcular el VERP se tomará como referencia un valor de máxima indisponibilidad del 1% acumulado anual por cada 100 km de línea y por cada circuito.

5.3.2. Método determinístico

Para el análisis de confiabilidad por medio de métodos determinísticos se debe utilizar el criterio N-1, según el cual el STN debe ser capaz de transportar en estado estable la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones de carga en caso normal de operación y de indisponibilidad de un circuito de transmisión a la vez.

6. PROCEDIMIENTOS PARA EL SUMINISTRO DE INFORMACIÓN

La información se clasifica en dos tipos:

- Información estándar de planeamiento.
- Información detallada de planeamiento.

En los Apéndices I y II se presenta en detalle la información requerida.

La información estándar y la información detallada de planeamiento están consideradas en tres niveles diferentes:

- Información de planeamiento preliminar de proyectos.
- Información de planeamiento de proyectos aprobados.
- Información de planeamiento de proyectos en operación.

En el momento en que un Usuario solicite un Estudio de Conexión, la información suministrada por el Usuario será considerada como información de planeamiento preliminar. El tipo de información de planeamiento preliminar dependerá de las características de cada proyecto y será definido por los Transportadores involucrados.

Una vez se apruebe la conexión, la información preliminar del proyecto e información subsecuente requerida por los Transportadores bajo este Código de Planeamiento, se convertirá en información de planeamiento de proyectos aprobados.

En el momento en que un proyecto entre en operación se deberá actualizar la información correspondiente. Esta información será entonces llamada información de planeamiento de proyectos en operación.

La información de planeamiento de los proyectos aprobados y de los proyectos en operación formarán la base con la cual se acometerá el planeamiento del STN. Esta información no será confidencial y los Transportadores la usarán en los siguientes casos:

- En la preparación del Plan de Expansión y en estudios relacionados con éste.
- Cuando se estudien solicitudes de otros Usuarios.
- Para propósitos del planeamiento operativo.

- Para suministrarla como parte de la información del sistema.

7. PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA (TRANSMISIÓN)

Con el fin de compatibilizar criterios, estrategias y metodologías para la expansión del STN, se constituirá un Comité de Planeamiento Asesor de la UPME, con participación de un (1) representante del área de planeamiento de transmisión de cada Transportador.

Para la preparación del Plan de Expansión de Referencia los Transportadores y los Usuarios del STN deben entregar a la UPME la información de planeamiento estándar y la información de planeamiento detallada según la lista de los Apéndices I y II. Esta información se deberá entregar a más tardar en el mes de marzo de cada año y deberá cubrir un horizonte de por lo menos diez (10) años.

La UPME considerará el concepto técnico de ISA y se apoyará en esta entidad en los estudios que requiera para elaborar el plan de expansión de referencia del STN.

La UPME someterá el Plan de Expansión de Referencia al Cuerpo Consultivo a más tardar en el mes de junio de cada año, y pondrá a disposición de los Transportadores del STN el Plan de Expansión de Referencia aprobado por el Ministerio de Minas y Energía a más tardar un mes después, para que cada Transportador actualice el plan detallado de su sistema.

Cada Transportador debe preparar anualmente un plan detallado para cinco (5) años donde se indiquen las oportunidades disponibles para conectarse y usar el sistema, señalando aquellas partes de dicho sistema con mayor factibilidad técnica para nuevas conexiones y transporte de cantidades adicionales de potencia y energía. Este plan se deberá entregar a más tardar en el mes de marzo de cada año.

El Plan de Expansión de Referencia y los planes detallados deben ser flexibles, de tal forma que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, cumpliendo con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad definidos en este código de planeamiento. Los proyectos propuestos en estos planes deberán ser técnica, ambiental y económicamente factibles y la demanda deberá ser atendida cumpliendo con criterios de uso eficiente de los recursos energéticos.

8. PROCEDIMIENTO PARA EL ESTUDIO DE LA CONEXIÓN

- a) El usuario deberá realizar un estudio de factibilidad técnica de la conexión. El estudio podrá ser elaborado por el usuario, o por el transportador a solicitud del usuario. El transportador acordará con el solicitante el costo del estudio.
- b) El usuario deberá informar a la UPME su intención de conectarse o modificar su conexión al sistema.
- c) El usuario deberá presentar la solicitud de estudio de conexión al transportador mediante un formato único que incluirá:
 - Un estudio de factibilidad técnica de la conexión.
 - Una descripción de los equipos a ser conectados al STN, y/o de la modificación relacionada con los equipos del Usuario ya conectados al STN.
 - La información de planeamiento estándar relevante como se lista en el Apéndice I.

- La fecha de terminación deseada del desarrollo propuesto.
- d) El formato de solicitud completo para un estudio de conexión o para la variación de un acuerdo complementario existente, según sea el caso, será enviado por el transportador a la UPME.
 - e) Los transportadores involucrados acordarán con el solicitante el costo del estudio de la solicitud de conexión al STN.
 - f) Los Transportadores involucrados dispondrán de un plazo de hasta tres (3) meses para dar un concepto sobre la viabilidad técnica y económica de la conexión, plazo en el cual se realizarán los estudios de planeamiento respectivos.
 - g) Si como resultado del análisis de la solicitud de conexión se concluye que es preciso acometer estudios adicionales, el Usuario solicitante, y los Transportadores involucrados acordarán el plazo y costo para la realización de dichos estudios.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

APÉNDICE I

INFORMACIÓN ESTÁNDAR DE PLANEAMIENTO

1. INTRODUCCIÓN

En este apéndice se presentan los formatos de recolección de la información estándar de planeamiento necesaria para efectuar los estudios de planeamiento de la transmisión, dentro de los cuales se incluyen programas de expansión automatizada, flujos de cargas, cortocircuito, estabilidad transitoria, estabilidad dinámica, confiabilidad y evaluación económica para la definición de los esquemas de transmisión.

2. SUPUESTOS

- a. Se definen las siguientes categorías de información: demandas, sistema generación - transmisión y costos índices.
- b. Los formatos con la información estándar de planeamiento requerida, deben ser elaborados en una hoja de cálculo.
- c. En los Cuadros 1 al 13 se especifican las características de los datos requeridos.

3. DEMANDAS

La proyección de demanda deberá ser coherente con la proyección de demanda elaborada por la UPME.

Se solicitan datos a nivel anual de las proyecciones de energía y potencia correspondientes al escenario medio o más probable (Cuadro 1) y la información necesaria para su distribución temporal a nivel mensual, ya sea estimada para el futuro o promedio histórico (Cuadro 2).

Adicionalmente, se requiere la curva de demanda horaria numérica (Cuadro 3) y gráfica para barras de carga hasta el nivel de 110 kV del día de máxima demanda del Sistema Interconectado Nacional -SIN- (la fecha del día de máxima demanda del año anterior, se comunica en los primeros días de Enero)

Costos de Racionamiento. Los costos de racionamiento serán los mismos utilizados para la operación del SIN.

4. SISTEMA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN

La información de transmisión debe corresponder a redes equivalentes de tensiones iguales o superiores a 110 kV utilizadas en cada empresa para los estudios de expansión de la transmisión, anexando diagramas unifilares y de ubicación geográfica.

Los formatos especificados para el sistema generación - transmisión contienen la siguiente información general:

Cuadro 4: Información de las subestaciones, la cual debe ser diligenciada para cada año.

Cuadro 5: Información de líneas de tensiones iguales o superiores a 110 kV.

Cuadro 6: Información de transformadores

Cuadro 7: Información de unidades para estudios de estabilidad transitoria.

Cuadro 8: Información del modelo detallado de máquinas.

Cuadro 9: Información de reguladores de velocidad de plantas hidráulicas (se proponen los datos para un modelo típico).

Cuadro 10: Información de reguladores de velocidad de plantas térmicas (se proponen los datos para un modelo típico).

Cuadro 11: Información de reguladores de tensión (se proponen los datos para un modelo típico).

La información de subestaciones solicitada en el Cuadro 4 es para cada año, lo cual permite incluir las subestaciones nuevas y reflejar los cambios en demanda, generación y configuración de cada una de las subestaciones, año a año.

5. COSTOS ÍNDICES

Se solicitan los costos índices para inversión, operación y mantenimiento en miles de dólares constantes, a diciembre del año anterior.

Cuadro 12: Costos índices de subestaciones, líneas, transformadores y compensación reactiva.

Cuadro 13: Costos índices de operación y mantenimiento.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

.....

Cuadro 1

DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA Y POTENCIA

Parámetro	Significado	Unidad
• Año	Año para el cual se tienen proyectadas las demandas.	
• Demanda Energía	Demanda total de energía proyectada para cada año.	GWh
• Demanda Potencia	Demanda máxima (pico) de potencia proyectada para cada año.	MW

Cuadro 2

DISTRIBUCIÓN DE DEMANDAS A NIVEL MENSUAL

Parámetro	Significado	Unidad
• Mes	Mes al cual se aplican los factores de distribución.	
• Factor de Distribución Energía	Factor de distribución de energía en cada mes respecto a la energía anual.	
• Factor de Distribución Potencia	Factor de distribución de potencia en cada mes respecto a la potencia máxima del año.	

Cuadro 3
CURVA TÍPICA DE DEMANDA HORARIA

Parámetro	Significado	Unidad
• Subestación	Nombre de la subestación donde se mide la demanda. En caso de que exista más de un nivel de tensión en la misma subestación, éstos se identificarán con los siguientes números: - 5, para 500 kV - 2, para 230 kV - 1, para 110 kV	
• Hora	Hora para la cual se tiene la demanda.	
• P	Demanda de potencia activa.	MW
• Q	Demanda de potencia reactiva.	Mvar

Cuadro 4
INFORMACIÓN DE SUBESTACIONES

Parámetro	Significado	Unidad
• Año	Año al cual corresponde la información.	
• Nombre	Nombre que identifica la subestación. Debe corresponder con los utilizados como terminales de las líneas y de ubicación de los transformadores. En caso de que exista más de un nivel de tensión en la misma subestación, éstos se identificarán con los siguientes números: - 5, para 500 kV - 2, para 230 kV - 1, para 110 kV	
• Tensión Nominal	Tensión de diseño de la subestación.	kV
• Demanda (Activa y Reactiva)	Demanda correspondiente al día de máxima demanda y hora de máxima demanda del subsistema de cada empresa (especificar la hora de máxima demanda).	MW, Mvar
• Generación (Activa y Reactiva)	Capacidad de generación de potencia activa y reactiva en esta subestación. Los límites mínimos y máximos serán los impuestos por restricciones operativas y de capacidad.	MW, Mvar
• Compensación Inductiva	Capacidad de compensación, expresada como el número de bancos por la capacidad de cada banco. En caso de control continuo se escribirá solo la capacidad máxima.	Mvar

• Compensación Capacitiva	Capacidad de compensación, expresada Mvar como el número de bancos por la capacidad de cada banco. En el caso de control continuo se escribirá solo la capacidad máxima.
• Tipo	Tipo de subestación: - Intemperie - Encapsulada - Mixta
• Configuración	Configuración de la subestación: - BS: Barra sencilla - Bp + T: Barra principal y transferencia - 2B: Doble barra - 2B + T: Doble barra y transferencia - 2B + b: Doble barra y seccionador de bypass - INT 1/2: Interruptor y medio - Anillo: Anillo
• Capacidad de Ampliación	Capacidad de ampliación en la subestación, expresada en número de módulos.

Cuadro 5
INFORMACIÓN DE LÍNEAS

Parámetro	Significado	Unidad
• Línea	Nombres de las subestaciones terminales que identifican la línea.	
• Tensión Nominal	Tensión de diseño de la línea.	kV
• Circuitos	Número de circuitos.	
• Longitud	Longitud de la línea.	km
• Conductor	Tipo de conductor.	
• Número de Conductores	Número de conductores por fase.	
• Resistencia (R)	Resistencia de secuencia positiva, cero y p.u. mutua total de la línea, tomando como bases la tensión nominal y 100 MVA.	
• Reactancia (X)	Reactancia inductiva de secuencia positiva, p.u. cero y mutua total de la línea, tomando como base la tensión nominal y 100 MVA.	
• Susceptancia (Y/2)	Mitad de la susceptancia capacitiva de secuencia positiva, cero y mutua de la línea, tomando como base la tensión nominal y 100 MVA.	

• Capacidad de Transporte	Capacidad de transporte de la línea. Debe corresponder al menor valor entre el límite térmico, el límite por regulación de tensión y el límite por estabilidad.	MVA
• Disponibilidad	Disponibilidad.	p.u. ¹
• Año en Operación	Año de entrada en operación de la línea.	
• Año Fuera de Servicio	Año en que sale de operación la línea (usualmente por reconfiguración de la red).	

Cuadro 6

PARÁMETROS DE TRANSFORMADORES

Parámetro	Significado	Unidad
• Subestación	Nombre de la subestación donde se encuentra ubicado el transformador.	
• Relación de Transformación	Relación de transformación nominal del transformador, indicando las tensiones nominales de los devanados.	
• Conexión	Conexión de los tres devanados del transformador, donde: - Y: Estrella - Y _n : Estrella Neutro Aterrizado - D Delta - D _n : Delta Aterrizada	
• Resistencia Magnetización	Resistencia de magnetización, tomando como bases la tensión nominal del devanado primario y 100 MVA.	p.u.
• Devanados	Descripción de los devanados (Primario, Secundario, Terciario).	
• Resistencia (R)	Resistencia de secuencia positiva, cero y de puesta a tierra, tomando como bases la tensión nominal del devanado y 100 MVA.	p.u.
• Reactancia (X)	Reactancia inductiva de secuencia positiva, cero y de puesta tierra.	p.u.
• Capacidad	Capacidad nominal del devanado.	MVA
• Cambiador de derivaciones	Tipo de cambiador (vgr: manual o automático, en carga o sin tensión).	
• Ubicación del cambiador	P: Primario, S: Secundario, T: Terciario	
• Rango del cambiador	Posición mínima y máxima del cambiador	%
• Variación del cambiador	Tamaño del paso	%
• Disponibilidad	Disponibilidad	p.u.
• Año en Operación	Año de entrada en operación del transformador.	

¹ 1 p.u. = 8760 horas/año.

Cuadro 7

PARÁMETROS DE LAS UNIDADES DE PLANTAS HIDRÁULICAS (H) Y TÉRMICAS (T), PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

Parámetro	Significado	Unidad
• Planta	Nombre de la planta.	
• Unidad	Identificación de la unidad.	
• Potencia Nominal	Potencia nominal de la unidad.	MVA
• Capacidad Nominal	Capacidad nominal de la unidad.	MW
• Capacidad Efectiva	Capacidad efectiva de la unidad.	MW
• Inercia (H)	Inercia de la unidad, con base en 100 MVA.	seg.
• Reactancia Transitoria (X'd)	Reactancia transitoria de la unidad, con base en 100 MVA.	p.u.
• Reactancia Subtransitoria (X''d)	Reactancia subtransitoria de la unidad, con base en 100 MVA.	p.u.
• Tensión Nominal	Tensión nominal de la máquina.	kV
• Tensión Base	Tensión base tomada para el cálculo de las reactancias y usada para flujos de carga y estabilidad.	
• Disponibilidad	Disponibilidad.	p.u. ²
• Año en Operación	Año de entrada en operación de la unidad.	

Cuadro 8

PARÁMETROS DEL MODELO DETALLADO DE LAS MÁQUINAS

Parámetro	Significado	Unidad
• Planta	Nombre de la planta y número de la unidad.	
• Capacidad Nominal	Potencia nominal del generador.	MVA
• Tensión Base	Tensión tomada como base para el cálculo de los parámetros en p.u.	kV
• Inercia (H)	Inercia del Grupo.	seg.
• Ra	Resistencia de armadura.	p.u. ³
• X2	Reactancia de secuencia negativa.	p.u.
• Xo	Reactancia de secuencia cero.	p.u.
• Xd	Reactancia sincrónica no saturada de eje directo.	p.u.
• X'd	Reactancia transitoria de eje directo.	p.u.
• X''d	Reactancia subtransitoria de eje directo.	p.u.

² 1 p.u. = 8760 horas/año.

³ Para el cálculo de los parámetros en p.u. se tomará como potencia base 100 MVA.

• Xq	Reactancia sincrónica no saturada del eje en p.u. cuadratura.	
• X'q	Reactancia transitoria del eje en cuadratura.	p.u.
• X''q	Reactancia subtransitoria del eje en p.u. cuadratura	
• T'dO	Constante de tiempo transitoria de eje directo y circuito abierto	seg.
• T''dO	Constante de tiempo subtransitoria de eje directo y circuito abierto.	seg.
• T'qO	Constante de tiempo transitoria del eje en cuadratura y circuito abierto.	seg.
• T''qO	Constante de tiempo subtransitoria del eje en cuadratura y circuito abierto.	seg.
• XI	Reactancia de dispersión del estator.	p.u.
• SAT 1.0	Saturación de la máquina a tensión nominal.	
• SAT 1.2	Saturación de la máquina al 120% de la tensión nominal.	

Cuadro 9

PARÁMETROS DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD DE PLANTAS HIDRÁULICAS

Parámetro	Significado	Unidad
• Planta	Nombre de la planta y número de la unidad.	
• Tipo	Según este modelo, en todos los casos GH.	
• Condición	Condición mediante la cual se obtuvo la información, entre las cuales se puede contar: - Conocido: Información suministrada por el fabricante. - Calculado: Mediante cálculos y pruebas a partir de una información base. - Típico: Tomado de la literatura técnica.	
• Pmax	Potencia máxima de salida de la turbina.	MW
• R	Estatismo de estado estable.	p.u.
• Tg	Tiempo de respuesta del gobernador	seg.
• Tp	Constante de tiempo de la válvula piloto.	seg.
• Td	Constante de tiempo del amortiguador	seg.
• Tw/2	Mitad de la constante de tiempo de arranque del agua en la conducción	seg.
• Vel. close	Velocidad máxima de cierre de la compuerta.	p.u. ⁴
• Vel. open	Velocidad máxima de apertura de la compuerta.	p.u. ⁵
• Dd	Estatismo temporal	p.u.

⁴ p.u.-compuerta/seg.

⁵ ídem

Cuadro 10

PARÁMETROS DE LOS REGULADORES DE VELOCIDAD DE PLANTAS TÉRMICAS

Parámetro	Significado	Unidad
• Planta	Nombre de la planta y número de la unidad.	
• Tipo	Según este modelo, en todos los casos GG.	
• Condición	Igual a la descripción del Cuadro 9	
• Pmax	Potencia máxima de salida de la turbina.	MW
• R	Estatismo en estado estable.	p.u.
• T1	Tiempo de control.	seg.
• T2	Tiene un valor de cero para unidades de vapor.	seg.
• T3	Constante de tiempo del servomotor.	seg.
• T4	Constante de tiempo de la válvula de vapor.	seg.
• T5	Constante de tiempo del recalentador del vapor	seg.
• F	Relación entre la capacidad antes del recalentador y la capacidad total de la turbina.	

Cuadro 11

PARÁMETROS REGULADORES DE TENSIÓN

Parámetro	Significado	Unidad
• Planta	Nombre de la planta y número de la unidad.	
• Tipo	Según este modelo, en todos los casos EA.	
• Condición	Igual a la descripción del Cuadro 9	
• Tr	Constante de tiempo del filtro de entrada al regulador	seg.
• Ka	Ganancia del regulador.	
• Ta y Ta1	Constante de tiempo del amplificador del regulador.	seg.
• Vrm	Multiplicador de Vmax para determinar Vmin.	
• Ke	Constante de la excitatriz relacionada con el campo autoexcitado.	
• Te	Constante de tiempo de la excitatriz	seg.
• Se 75max	Saturación de la excitatriz al 75% del voltaje nominal de campo.	
• Se max	Saturación de la excitatriz al 100% del voltaje de campo.	
• Efd max	Máximo voltaje de campo.	p.u.
• Kf	Ganancia del circuito estabilizador del regulador.	
• Tf	Constante de tiempo del circuito estabilizador.	seg.

Cuadro 12

COSTOS ÍNDICES DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES

Parámetro	Significado	Unidad
• Equipo	Descripción del equipo del cual se solicita su costo.	
• Costo	Costo del equipo en miles de dólares constantes. Este costo deberá incluir los costos de transporte, infraestructura, montaje, impuestos, ingeniería, administración e imprevistos. Este costo deberá estar referido a un año determinado.	

Nota: Los costos deben corresponder a costos promedio.

Cuadro 13

COSTOS ÍNDICES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Parámetro	Significado	Unidad
• Equipo	Descripción del equipo del cual se solicita el costo de su operación y mantenimiento.	
• Costo	Costo de la operación y el mantenimiento del equipo en un año, expresados en miles de dólares constantes. Este costo deberá estar referido a un año determinado.	

Nota: En caso de que no se disponga de estos costos en forma discriminada se podrá tomar el costo equivalente global de la transmisión por kilómetro, dependiendo del nivel de tensión.

APÉNDICE II

INFORMACIÓN DETALLADA DE PLANEAMIENTO

1. INTRODUCCIÓN

En este apéndice se presenta la información detallada de planeamiento, necesaria para definir los nuevos esquemas del sistema de transmisión y los aspectos a considerar en el diseño.

El Transportador podrá solicitar información complementaria -cuando lo considere necesario- para la realización de estudios de planeamiento detallado.

2. CRITERIOS PARA PREPARAR LA INFORMACIÓN

Las modificaciones del sistema deben cumplir con los criterios de confiabilidad.

La información debe incluir, además del sistema existente, la conexión propuesta y las previsiones futuras.

Cada Usuario deberá considerar el efecto en la conexión de un tercero integrado a un sistema, ya sea existente o proyectado.

3. INFORMACIÓN REQUERIDA

3.1. Esquema del Sistema del Usuario

Cada Usuario deberá presentar un diagrama unifilar mostrando la disposición existente y la propuesta, incluyendo la conexión a la red.

3.2. Esquema de conexión

Para el punto de conexión a la red se debe presentar un diagrama unifilar con la siguiente información:

- a. Configuración de barras
- b. Campos de conexión: transformación, líneas aéreas, cables, compensación reactiva, etc.
- c. Equipos de maniobra
- d. Equipos de medición
- e. Pararrayos
- f. Tensiones de operación
- g. Corrientes nominales de barras y equipos
- h. Previsiones futuras y su posible aplicación
- i. Cargas especiales

3.3. Características del punto de conexión del Usuario

Las características que deben incluir son:

- a. Nombre del nodo
- b. Localización geográfica
- c. Altura sobre el nivel del mar
- d. Puesta a tierra del sistema
- e. Tensión máxima de operación (kV)
- f. Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo (kV pico)
- g. Tensión asignada soportada a frecuencia industrial (kV)
- h. Tensión asignada soportada a maniobra (kV)
- i. Corriente de cortocircuito prevista (kA)
- j. Máxima duración admisible de cortocircuito (s)
- k. Tiempo normal de aclaración de una falla por protección principal (ms)
- l. Tiempo de aclaración de una falla por protección de respaldo (ms)
- m. Impedancia equivalente del sistema del Usuario en el punto de conexión. Debe incluir:
 - Resistencia de secuencia positiva
 - Resistencia de secuencia cero
 - Reactancia de secuencia positiva
 - Reactancia de secuencia cero
 - Susceptancia de secuencia positiva
 - Susceptancia de secuencia cero

Nota: Cuando no haya un punto de división natural o el Transportador considere la impedancia muy baja para el sistema, podrá solicitar al Usuario el envío de características más detalladas.

3.4. Datos del sistema de alta tensión del Usuario

Cada Usuario con sistemas existentes o proyectados a 110 kV o mayor, adyacentes a un punto de conexión, debe presentar la siguiente información:

3.4.1. Líneas de transmisión

Se requieren los siguientes parámetros (para todos los circuitos):

- Tensión nominal (kV)
- Circuitos (sencillo o doble)
- Longitud
- Tensión máxima de operación (kV)
- Resistencia de secuencia positiva
- Reactancia de secuencia positiva
- Susceptancia de secuencia positiva
- Resistencia de secuencia cero
- Reactancia de secuencia cero
- Susceptancia de secuencia cero

3.4.2. Transformadores de interconexión

Entre la tensión de la red de interconexión y la tensión del sistema del Usuario.

- Capacidad nominal (MVA)
 - Devanado alta tensión
 - Devanado baja tensión
 - Devanado terciario
- Tensión asignada, lado de alta tensión (kV)
- Tensión asignada, lado de baja tensión (kV)
- Tensión asignada, lado de media tensión -terciario- (kV)
- Grupo de conexión
- Tipo de refrigeración
- Impedancia referida a 75°C, a potencia y tensión nominal
 - Reactancia de secuencia positiva
 - Derivación máxima
 - Derivación nominal
 - Derivación mínima
 - Resistencia de secuencia positiva
 - Derivación máxima
 - Derivación nominal
 - Derivación mínima
 - Reactancia de secuencia cero
- Cambiador de derivaciones
 - Tipo: manual o automático, en carga o sin tensión
 - Rango del cambiador de derivaciones
 - Valor de variación de cada paso

3.4.3. Equipo de compensación reactiva

Para todo tipo de compensación reactiva conectado al sistema del Usuario en tensiones iguales o superiores a 110 kV se debe presentar:

- Tipo
 - Capacitivo-inductivo
 - Fijo-variable
- Capacitancia a tensión nominal
- Inductancia
- Característica de excitación de reactores
- Rangos de operación en Mvar
- Detalles de la lógica de control
- Punto y forma de conexión al sistema del Usuario (localización eléctrica, tensión, estrella aterrizada, estrella flotante o delta).
- Características del filtro de armónicos, donde sea aplicable

3.4.4. Datos de protección de los Usuarios y arreglos de puesta a tierra

El Transportador requiere información sobre equipo de protección que pueda disparar, transferir disparo o cerrar algún interruptor de un punto de conexión o algún interruptor del Transportador. Se requiere:

- Descripción total del esquema de protección, incluyendo ajustes estimados para todos los relés y sistemas de protección instalados o a ser instalados en el sistema del Usuario.
- Una descripción de los recierres incluyendo tipo y tiempos.

- Una descripción total, incluyendo ajustes estimados, de todos los relés y sistemas de protección instalados o a ser instalados en: generadores, transformadores de generadores, transformadores de subestación y las conexiones asociadas.
- Para unidades generadoras con interruptor de máquina, tiempos de despeje de fallas en la zona del generador.
- El tiempo de despeje de fallas más probable para fallas en el sistema del Usuario directamente conectado al Sistema de Transmisión Nacional -STN-.
- Detalles de la forma de conexión permanente a tierra del sistema incluyendo valores de impedancia.

3.4.5. Datos para calcular sobretensiones transitorias

Para la coordinación de aislamiento el Transportador necesita calcular sobretensiones transitorias. Cuando el Transportador lo requiera, el Usuario deberá enviar los datos listados a continuación relativos al sitio de conexión ya sea existente o proyectado:

- Disposición de barras, incluyendo dimensiones y geometría, además de parámetros eléctricos de los equipos asociados como: transformadores de corriente, transformadores de tensión, pasatapas y aisladores soporte.
- Parámetros físicos y eléctricos de líneas, cables, transformadores, reactores y equipo de compensación en paralelo conectado a la barra o por líneas y cables a la barra. Esta información se requiere para calcular la impedancia de onda.
- Especificación detallada de todos los aparatos conectados directamente o por líneas y cables a la barra, incluyendo niveles de aislamiento.
- Características de protección de sobretensión en los barrajes, en los terminales de línea y cables, y en equipos conectados a las barras.
- Niveles de falla y aportes de las unidades generadoras y las subestaciones de potencia adyacentes conectadas a través de líneas o equipos a las barras.
- Datos de transformadores de unidades generadoras y subestaciones de potencia:
 - Núcleos de tres (3) o cinco (5) columnas, o unidades monofásicas
 - Densidad de flujo pico de operación a tensión nominal

3.4.6. Datos adicionales para nuevos tipos de subestaciones de potencia y configuraciones

Se entiende que este apéndice no incluye datos de nuevos tipos de configuración y arreglos operacionales de subestaciones de potencia que surjan en el futuro, por lo cual el Transportador podrá solicitar datos adicionales para poder representar correctamente el comportamiento de tales plantas y equipos en el sistema en caso de que los datos de este anexo sean insuficientes para la ejecución de los estudios.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

.....

ANEXO GENERAL

CÓDIGO DE REDES

INTRODUCCIÓN

El Código de Redes está compuesto por:

- Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional
- Código de Conexión
- Código de Operación
- Código de Medida

MARCO LEGAL

El Código de Redes forma parte del Reglamento de Operación a que se refieren las leyes 142 y 143 de 1994. El Código de Redes se complementará con resoluciones emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

INTERPRETACIÓN

En caso de presentarse dudas en cuanto a la interpretación y aplicación del Código de Redes, después de agotar el diálogo entre las empresas, es en primera instancia el Consejo Nacional de Operación (CNO) el encargado de efectuar las aclaraciones e interpretaciones correspondientes buscando cumplir ante todo los principios básicos de las Leyes y las resoluciones de la CREG. En caso de no existir acuerdo en el CNO sobre la interpretación o aplicación del código, es la CREG quien finalmente dirime la controversia. Para este efecto, las dudas son comunicadas por las empresas a la mayor brevedad posible y el CNO debe reunirse en un plazo máximo de cinco (5) días hábiles a partir de la comunicación.

Los casos no considerados en este Código pueden ser presentados a través del CNO para definición de la CREG.

MODIFICACIÓN

Cualquier empresa puede presentar propuestas de modificación al presente Código de Redes ante el CNO y finalmente se aplica una vez que éste de el concepto previo y la CREG lo apruebe.

CUMPLIMIENTO

El código de Redes debe ser cumplido por los diferentes agentes a los que se refiere cada uno de los códigos que lo conforman.

El incumplimiento de las condiciones establecidas en este Código, se presentan según el caso, ante la CREG o ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

.....

CÓDIGO DE REDES
CÓDIGO DE CONEXIÓN

1. DEFINICIÓN

El Código de Conexión (CC) establece los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo Usuario debe cumplir por o para su conexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN).

2. OBJETIVOS.

El CC tiene dos objetivos, primero, el de garantizar que todos los Usuarios conectados al STN tengan los mismos derechos y deberes y, segundo, el de garantizar que todos los Transportadores cumplan sus obligaciones en conformidad con lo dispuesto por la Ley 142 de 1994 "Servicios Públicos Domiciliarios", la Ley 143 de 1994 "Ley Eléctrica", sus Decretos Reglamentarios y por las Resoluciones promulgadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

3. APLICACIÓN.

El CC se aplica a cualquier Usuario conectado al STN y a cualquier conexión entre diferentes Transportadores, ya sean conexiones tanto preexistentes en operación o construcción como postuladas en el futuro.

Los Usuarios comprenden:

- Generadores conectados directa o indirectamente al STN.
- Distribuidores locales conectados directa o indirectamente al STN.
- Transportadores de sistemas de transmisión regionales conectados directamente al STN.
- Grandes Consumidores conectados directa o indirectamente al STN.
- Transportadores del STN y sus conexiones entre sí.

4. OBLIGACIONES DE LOS TRANSPORTADORES Y DE LOS USUARIOS PARA EL ACCESO AL STN Y PROPIEDAD DE LOS EQUIPOS DE CONEXIÓN.

4.1. OBLIGACIONES DE LOS TRANSPORTADORES.

4.1.1. Punto de Conexión.

En conformidad con el Código de Planeamiento, en toda solicitud de conexión, el Transportador, previa autorización de la UPME, debe efectuar los estudios de viabilidad técnica y económica. Si la conexión es viable técnica y económicamente y es aprobada por la UPME, el Transportador debe ofrecer al Usuario un Punto de Conexión del nivel a 220 kV o tensión superior, a partir del cual el Usuario podrá realizar la conexión. En general, el Punto de Conexión es el barraje a 220 kV o tensión superior de una de las subestaciones existentes en el STN, o el barraje a 220 kV o tensión superior de una nueva subestación que según el estudio de viabilidad se necesite construir.

Si la conexión es viable técnica y económicamente, pero el Transportador no posee los recursos financieros para ofrecer el Punto de Conexión, el Usuario podrá, si así lo desea, acometer con sus propios recursos la construcción del Punto de Conexión, pero cumpliendo con los requisitos del CC y el Contrato de Conexión.

4.1.2. Otras Obligaciones

- El Transportador debe cumplir con los requisitos técnicos generales de la conexión indicados en el Numeral 7.
- El Transportador debe efectuar los estudios de la solicitud de conexión, según lo establecido en el Código de Planeamiento y, verificar que el Usuario cumpla el CC.
- El Transportador debe cumplir los requisitos técnicos mínimos para conexiones existentes y/o nuevas del STN y, formalizar el Contrato de Conexión que regule sus relaciones técnicas, administrativas y comerciales. El Transportador interesado en conectarse al sistema de transmisión de otro Transportador, se asimilará como un Usuario y, en consecuencia debe cumplir todos los requisitos establecidos para su conexión al STN.

4.2. OBLIGACIONES DEL USUARIO.

- El Usuario debe pagar al Transportador los costos incurridos por la realización de los estudios que ocasionen la solicitud de conexión.
- La conexión de Usuarios al STN exige a los primeros el pago de los cargos, donde sea aplicable, asociados a la conexión, uso y servicios de red según lo establecido por la CREG.
- El Usuario debe cumplir las normas técnicas de diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento de sus instalaciones y equipos, según lo establecido en los Numerales 7, 8, 9 y 10.
- La operación y el mantenimiento de la conexión la podrá efectuar el Transportador o el Usuario según se convenga en el Contrato de Conexión, pero en cualquier caso se hará con sujeción al Código de Operación según instrucciones operativas emanadas del Centro Nacional de Despacho (CND). El mantenimiento debe ser de calidad y oportunidad tal que se traduzca en máxima disponibilidad de la conexión.
- Los Usuarios que, realizan actividades de generación, transmisión, distribución o consumo, tanto en la actualidad como en el futuro y planeen conectarse al STN, deben cumplir las condiciones

establecidas en el Código de Redes y las condiciones particulares para cada Usuario establecidas en el Contrato de Conexión.

4.3. PROPIEDAD DE LOS EQUIPOS DE CONEXIÓN.

Cuando el ofrecimiento del punto de conexión requiera el seccionamiento de uno o más circuitos del STN, el Transportador será responsable del diseño y la construcción de las nuevas líneas (variantes) y los correspondientes módulos terminales de maniobra en el punto de conexión. La propiedad de las nuevas líneas y módulos terminales (equipos de potencia, control, protecciones, medida, registro, comunicaciones y demás equipos) será del Transportador, independientemente que dichos módulos se encuentren, o no, localizados en subestaciones de otro propietario. De esta forma, las nuevas líneas y sus módulos terminales mantendrán un único propietario, o sea del Transportador dueño de las líneas o circuitos que hayan sido seccionadas.

La propiedad de los equipos que permiten el acceso del Usuario al punto de conexión ofrecido por el Transportador puede ser del Usuario o del Transportador, en este último caso causarán cargos de conexión. En el Contrato de Conexión se consignarán todas las obligaciones económicas, técnicas, jurídicas que sean aplicables entre Usuario y Transportador en el sitio de conexión y se establecerán los límites de propiedad de los equipos y de los predios.

5. PROCEDIMIENTO DE LA CONEXIÓN.

El proceso de la conexión se inicia con la firma del Contrato de Conexión y se termina con la puesta en servicio de la conexión.

5.1. PARA CONEXIONES NUEVAS (A partir de la aprobación del Código de Redes)

Para conexiones nuevas al STN el Usuario debe cumplir los siguientes pasos:

PASO 1.

Con el concepto favorable de la conexión emitido por la UPME y en coordinación con el Código de Planeamiento, se debe convenir y firmar el Contrato de Conexión según lo estipulado en el Numeral 6.

PASO 2.

El Usuario debe elaborar los diseños, planos, memorias de cálculo y especificaciones para la adquisición de los equipos y materiales electromecánicos y electrónicos y para la construcción de las obras civiles y el montaje, que son necesarios para la construcción de la conexión del Usuario al Punto de Conexión ofrecido por el Transportador y, si es del caso, para la construcción de la nueva subestación o ampliación de una existente del STN.

El diseño debe cumplir con los requerimientos técnicos indicados en los Numerales 7, 8, 9 y 10 además de los lineamientos aplicables, establecidos en los Anexos CC.1 a CC.7.

La especificación de los equipos y la elaboración de los planos deben cumplir las normas internacionales IEC o sus equivalentes y las nacionales NTC (Normas Técnicas Colombianas), que sean aplicables.

PASO 3.

El Usuario debe presentar para aprobación del Transportador los diseños, memorias de cálculo, especificaciones y planos, incluyendo como mínimo:

- Lista de normas utilizadas.
- Configuración de la conexión y consideraciones técnicas de confiabilidad y seguridad para el STN.
- Diagramas unifilares y elementales como por ejemplo distribución de corriente continua y corriente alterna, enclavamientos, el sistema de protección, control.
- Planos de la conexión, según lo especificado en el Numeral 11.4 y Anexo CC.7.
- Plantas y cortes (Anexo CC.7).
- Características técnicas requeridas para los equipos de patio, servicios auxiliares, protección, control y supervisión que correspondan a las exigencias del CC.
- Los esquemas de protección y criterios para sus ajustes, equipos de medida para efectos comerciales/tarifarios, tablero frontera para supervisión y equipo registrador de fallas. Estos deben corresponder con las exigencias del CC.
- Los esquemas de los sistemas de telecomunicaciones, indicando la integración al CND o CRD de su cobertura, todos los equipos propuestos, sus características técnicas, las frecuencias de operación aprobadas por el Ministerio de Comunicaciones, los tipos de servicios de comunicaciones que se implementarán, y demás información necesaria para probar los sistemas, según lo requerido en el Anexo CC.3.
- Las Reglas de Seguridad aplicables en el Sitio de Conexión que sea frontera con el STN. Los procedimientos de puesta a tierra y de aislamientos deben satisfacer los requerimientos del Transportador (Numerales 7.6, 8.2.5 y 9.2.3).
- La información requerida para la supervisión y control (Según Anexo CC-6), lectura y registro de medidas de información comercial según lo requerido en el Código de Medida.

El Transportador en un plazo de dos (2) meses debe revisar y aprobar los diseños. Si el Transportador solicita correcciones o ampliaciones de la información, el plazo se contará a partir de la fecha en que el Usuario haya completado toda la documentación.

PASO 4.

Después de aprobados los diseños, el Usuario puede iniciar los procesos de compra de los equipos y presentar reportes de pruebas tipo que satisfagan los requerimientos de las normas IEC, ANSI o NTC. Los fabricantes deben adjuntar certificados de aseguramiento en conformidad con las normas ISO serie 9000.

El Usuario debe enviar para información del Transportador las características técnicas garantizadas de los equipos finalmente adquiridos.

PASO 5.

Antes del inicio de la construcción de las obras civiles y del montaje del equipo se debe informar al Transportador la programación de los trabajos principales y el nombre de la firma interventora contratada por el Usuario. Además se debe presentar:

- Un juego de planos "Aprobados para Construcción" de las obras civiles.
- El otorgamiento legal de todas las servidumbres para la conducción de energía eléctrica sobre el corredor definido para la nueva conexión.

- La licencia de construcción de la(s) subestación(es) y el(los) certificado(s) de libertad que demuestre(n) la(s) propiedad(es) del(os) predio(s) donde se instalará(n) la(s) subestación(es) de la nueva conexión.

PASO 6.

- Se debe informar al Transportador la fecha de inicio de las pruebas de puesta en servicio y solicitar la supervisión de pruebas en sitio de los equipos e instalaciones.
- El modelo del protocolo de pruebas de puesta en servicio se debe entregar al Transportador con dos (2) meses de anticipación para revisión y aprobación, y será devuelto un mes antes de la fecha de puesta en servicio. Conjuntamente con el protocolo se debe enviar un juego completo de la última versión actualizada de planos eléctricos, unifilares, elementales y de disposición de los equipos de la conexión de la subestación.
- Se deben cumplir los requisitos para la puesta en servicio de la conexión, especificados en el Numeral 10.

PASO 7.

Después de ejecutadas las pruebas, aceptada la instalación y aprobado el informe de cumplimiento de normas, se autorizará la conexión y puesta en servicio de la instalación.

PASO 8.

Toda modificación deberá ser informada al Transportador, para su estudio y aprobación.

PASO 9.

En adelante, la operación y mantenimiento se deben hacer en conformidad con el Código de Operación y con el Contrato de Conexión.

5.2. PARA CONEXIONES EN OPERACIÓN O EN CONSTRUCCIÓN ANTES DE LA APROBACIÓN DEL CÓDIGO DE REDES.

5.2.1. Para Usuarios.

Las conexiones que estén en operación o estuviesen en construcción antes de la aprobación del Código de Redes tendrán un plazo máximo de cuatro (4) años después de la fecha de aprobación del Código de Redes, para ajustarse a los requisitos técnicos mínimos de telecomunicaciones, protecciones, registro de fallas, supervisión y control establecidos en los anexos CC.3 a CC.6. Si transcurrido el plazo el Usuario no cumple con estos requisitos técnicos mínimos, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) establecerá la penalización a que diere lugar.

PASO 1.

Cada Usuario con la colaboración de un representante del Transportador debe elaborar una evaluación del estado de la conexión en relación con los requerimientos técnicos mínimos establecidos en los Anexos CC-3 a CC-6.

El informe de ajuste resultante de la evaluación, junto con su cronograma, para cumplir los requerimientos, se debe entregar al Transportador a más tardar seis (6) meses después de la fecha de aprobación del Código de Redes.

PASO 2.

Se debe suscribir con el Transportador el Contrato de Conexión, el cual debe incluir, entre otros, los compromisos de ajustes expresados en el paso 1 o en su defecto la obligación de realizar la evaluación en los seis (6) meses siguientes de la firma del Contrato de Conexión y en los términos y condiciones establecidos en el artículo 5° de la Resolución CREG - 002 de noviembre 2 de 1994.

PASO 3.

Se debe presentar al Transportador un reporte con los parámetros técnicos actualizados de la conexión según el detalle indicado por el Código de Planeamiento.

5.2.2. Para Transportadores.

Las conexiones entre Transportadores que estén en operación o en construcción antes de la vigencia de la presente resolución deben cumplir con los requisitos técnicos mínimos de Telecomunicaciones, Protecciones, Registro de Fallas, Supervisión y Control establecidos en los Anexos CC.3 a CC.6. El plazo máximo para ajustarse a los requisitos técnicos mínimos es de cuatro (4) años contados a partir de la aprobación del Código de Redes. Si pasado este tiempo, el Transportador responsable de los ajustes no cumple con los requisitos técnicos mínimos, la SSPD establecerá la penalización a que dé lugar. Igualmente deben cumplir con lo dispuesto en el Código de Medida, y en el Código de Operación.

PASO 1

Cada Transportador debe elaborar una evaluación del estado de su(s) conexión(es) con otro(s) Transportadores en relación con los requerimientos técnicos mínimos establecidos en los Anexos CC.3 a CC.6. Para elaborar la evaluación de cada conexión, los Transportadores involucrados deben nombrar un representante con autoridad para firmar la evaluación y los compromisos que de él se deriven.

La evaluación se debe entregar a la UPME a más tardar seis (6) meses después de la fecha de aprobación del Código de Redes, adicionando un cronograma de actividades y compromisos para ajustar la conexión a los requisitos técnicos mínimos exigidos.

PASO 2:

Se debe suscribir con el Usuario el Contrato de Conexión, el cual debe incluir, entre otros, los compromisos de ajustes expresados en el paso 1 o en su defecto la obligación de realizar la evaluación en los seis (6) meses siguientes de la firma del Contrato de Conexión y en los términos y condiciones establecidos en el artículo 5° de la Resolución CREG - 002 de noviembre 2 de 1994.

PASO 3.

Se debe presentar al Transportador un reporte con los parámetros técnicos actualizados de la conexión, según el detalle indicado por el Código de Planeamiento.

6. CONTRATO DE CONEXIÓN.

El Contrato de Conexión, tanto para conexiones nuevas como para existentes, deberá incluir la siguiente información básica:

- Definición de toda la terminología utilizada y la forma cómo debe interpretarse el Contrato.
- Determinación del objeto y el alcance del Contrato en términos generales, incluyendo las obligaciones que se impongan a los Transportadores y a los Usuarios.
- Documentos que hacen parte del Contrato y rigen su interpretación y alcance:
 - Las leyes No 142, 143 de 1994 y sus decretos regulatorios.
 - Las resoluciones vigentes de cargos de conexión y transporte de energía emitidas por la CREG.
 - El Código de Redes en toda su integridad.
- Cargos por conexión al STN:
 - Exigencia a los Usuarios del pago de los cargos a que hubiese lugar, forma de facturación y pago.
 - Programa para la conexión.
 - Frecuencia de revisión de los cargos.
 - Información que el Usuario debe suministrar al Transportador para que éste pueda calcular los cargos correspondientes.
- Obras y equipos que hacen parte de la conexión, según la Resolución CREG 001 de 1994, artículo 21.
- Límites físicos de la propiedad:
 - Del inmueble.
 - En alta y baja tensión.
 - En los circuitos de protecciones.
 - En los circuitos de sincronización.
 - En los circuitos de control.
 - En el registrador cronológico de eventos y registrador de fallas.
 - En telecomunicaciones, telecontrol.
 - En los circuitos de medida, telemida.
 - En el sistema contra incendio y
 - Los aspectos que en general sea necesario especificar.
- El Contrato establecerá los aspectos operacionales del sistema en condiciones normal y de emergencia.
- Convenir la responsabilidad y las condiciones técnicas de la operación y mantenimiento, programado y correctivo, para coordinar su ejecución de tal forma que se reduzcan los tiempos de indisponibilidad de equipos y/o líneas.
- Derechos y condiciones de acceso de personal a las instalaciones.
- Definir los servicios prestados entre las partes como:
 - La operación.
 - El mantenimiento.
 - Las comunicaciones.
 - Los servicios auxiliares en baja tensión, entre otros.
 - Préstamo o arriendo de equipo.
 - Servicios de supervisión e información.
- En el Contrato se debe especificar que las partes cumplan con el Código de Seguridad Industrial del Sector Eléctrico.
- Establecer la supervisión de:
 - El Contrato de Conexión, para operación y mantenimiento.
 - La operación en aspectos como la jerarquía de operación, normas o consignas operativas, instrucciones de servicio, información general.

- El mantenimiento en relación con los programas de mantenimiento, protocolos y normas, repuestos y medios, accesos, mantenimiento correctivo entre otros.
- El Usuario deberá elaborar las solicitudes de modificaciones que se requieran para conectarse. Esta solicitud debe dirigirse al Transportador y cumplir con los siguientes requisitos:
 - La aprobación por parte del transportador.
 - Las licencias técnicas que fijen las condiciones técnico-económicas.
 - Firmar el Contrato de Conexión.
 - Fijar los cargos de supervisión de acuerdo a la legislación vigente.
- Las partes se obligan a comunicarse cualquier cambio en las informaciones contenidas en el Contrato de Conexión.
- El Contrato debe especificar que el Transportador se compromete a que toda la información que le suministre el Usuario será confidencial (a menos que se den autorizaciones específicas para hacer pública tal información). Del Usuario también se requerirá que la información obtenida del Transportador sea confidencial.
- Definir las responsabilidades para todos los servicios pactados entre las partes.
- Debe otorgarse el mandato al Transportador para hacer uso eventual de la garantía de los equipos.
- El Usuario debe informar al Transportador las garantías de estabilidad de la obra suscritas.
- Las partes deben dejar constancia de que el personal que operará y realizará los trabajos de mantenimiento y de supervisión de operación y mantenimiento cuentan con un seguro integral ante eventuales accidentes de trabajo.
- Establecer qué tipo de documentación debe entregarse al transportador antes de la fecha de energización y los plazos para su trámite.
- Definir el procedimiento a seguir cuando se deban resolver cuestiones, disputas o divergencias que surjan entre las partes.
- Las partes definirán la jurisdicción nacional.
- Las partes para efecto de la correspondencia comercial deben fijar sus domicilios comerciales.
- Se debe especificar la duración y terminación del Contrato.
- Se deben especificar causales de modificaciones al Contrato (estipulaciones y leyes de la nueva estructuración del Sector Eléctrico Colombiano).
- Incluir un listado de Anexos que contengan los documentos relacionados con el Contrato de Conexión.
- Si el punto de conexión consiste en una ampliación de una subestación existente, además de lo anterior, el Contrato deberá incluir:
 - Aprobación del Transportador a la programación y la forma cómo se realizarán los trabajos de interfaz entre los equipos nuevos y los existentes en las partes de potencia, control, protecciones, medida, registros, sistema contra incendio, etc. Con base en esta información el CND programará las desenergizaciones requeridas.
 - Programa de desenergizaciones de líneas o equipos necesarias para hacer los trabajos de interfaz. La indisponibilidad de una línea y/o equipo por condiciones del STN no dará lugar a reclamaciones de parte del Usuario pero éste podrá solicitar una explicación de tal impedimento en caso de que vea afectado económicamente.

El Contrato de Conexión consistirá de todos o algunos de los puntos anteriores, dependiendo de si es una nueva conexión o una conexión existente, según lo establecido en el Numeral 5.

7. REQUISITOS TÉCNICOS GENERALES DE LA CONEXIÓN.

En este numeral se presentan los requisitos técnicos generales que deben cumplir todos los equipos de los Usuarios en las distintas partes y en los diferentes casos de conexión al STN que se pueden presentar. Los requisitos técnicos particulares de la conexión STN / Generador y la conexión STN / Distribuidor - Gran Consumidor se presentan en los Numerales 8 y 9.

Las responsabilidades en el Sitio de Conexión son las indicadas en el Numeral 11. Aspectos técnicos particulares de cada conexión, incluyendo operación y mantenimiento, se deben consignar en el Contrato de Conexión.

Los Transportadores deben garantizar, según lo previsto por el Código de Redes, que el sistema de transmisión cumple con criterios técnicos de diseño en relación con la parte del sistema de transmisión del lado Transportador en el Punto de Conexión con un Usuario. En relación con los criterios operacionales la responsabilidad de los Transportadores y de los Usuarios es la definida en el Código de Operación.

Los siguientes parámetros técnicos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se deben tener en cuenta por parte del Usuario en el diseño del equipo que se conecte al STN.

7.1. SUBESTACIONES.

La configuración de una nueva subestación de alta tensión a 220 kV o tensión superior o de la conexión a una subestación existente debe ser tal que, como mínimo permita efectuar el mantenimiento al equipo de interrupción de cualquier circuito de la subestación, sin interrumpir la continuidad del flujo de potencia por dicho circuito y, que permita la discriminación de propiedad entre el Transportador y el Usuario para efectos de operación y mantenimiento. Con este requisito se persigue que el STN pueda conservar o mejorar los niveles de confiabilidad y seguridad de la operación del SIN.

Los interruptores de potencia, seccionadores, cuchillas de puesta a tierra, transformadores de potencia, transformadores de tensión, reactores, transformadores de corriente, pararrayos, bujes, equipos de neutro, condensadores, trampas de onda, acoplamientos de telecomunicaciones, protecciones, control análogo y digital y telecomunicaciones, y los requerimientos de aislamiento externo y coordinación de aislamiento en el Sitio de Conexión STN/Usuario deben cumplir con las normas IEC, ANSI y NTC aplicables, en el momento de su diseño.

Los equipos y materiales de las subestaciones deben ser diseñados, fabricados y probados por fabricantes o entidades que cumplan con los requisitos de aseguramiento de la calidad, según normas ISO serie 9000.

Los requisitos técnicos de selección de configuración, localización, selección de equipos de patio, etc., tanto para el caso de una nueva subestación como para el caso de la ampliación de una subestación existente se complementan en el Anexo CC. 2.

7.2. LINEA DE TRANSMISIÓN PARA ACOMETIDA AL STN.

Por exigencias propias de confiabilidad y seguridad de la operación del SIN y del STN, no se permitirán conexiones en " T ", ni aún provisionalmente, de líneas de transmisión o transformadores a líneas del STN. El diseño de la línea de transmisión deberá cumplir las especificaciones del Anexo CC.1 y se someterá a aprobación del Transportador.

7.3. CARGA.

El Usuario debe garantizar y comprobar con estudios técnicos que la carga conectada al STN cumpla los requisitos por contenido de armónicos establecidos en la norma IEEE 519 y por desbalance de fases y fluctuaciones de tensión que establezca la norma NTC o en su defecto por las normas internacionales.

Se exigirán mediciones de armónicos durante la puesta en servicio, siguiendo todos los procesos de uso de las cargas estableciendo mediciones por lo menos de una semana. Estas mediciones deberán estar de acuerdo con los estudios presentados.

7.4. FRECUENCIA.

El valor nominal de la frecuencia del SIN colombiano es de 60,00 Hz.

Las tolerancias y variaciones operacionales están definidas en el Código de Operación.

7.5. TENSIÓN.

La tensión nominal del STN es de 220 kV y 500 kV. No obstante, para efectos de diseño de nuevas instalaciones, se exige una tensión nominal de 230 kV.

Las variaciones de tensión permitidas están definidas en el Código de Operación.

7.6. PUESTA A TIERRA.

Para tensiones de 220 kV y superiores, el neutro del STN debe estar efectivamente puesto a tierra, con un factor de puesta a tierra no mayor que el 80 %. Es decir, para cualquier configuración del sistema, la relación entre la reactancia de secuencia cero y la reactancia de secuencia positiva debe ser menor que 3, y además, la relación entre la resistencia de secuencia cero y la resistencia de secuencia positiva debe ser menor que 1.

7.7. CALIDAD DE LA FORMA DE ONDA DE TENSIÓN.

El STN en cada Punto de Conexión, debe garantizar que la forma de onda de tensión, sin el usuario conectado, con respecto a contenido de armónicos y desbalance de fases cumplirá los requerimientos de la Norma NTC o en su defecto con los de la Norma IEEE 519.

Cuando el Usuario está conectado a la red el valor de distorsión armónico total y armónico individual en el punto de conexión no deberá exceder los valores establecidos en la NTC o en su defecto en la Norma IEEE 519.

7.8. FLUCTUACIONES DE TENSIÓN.

No deberá existir el efecto titileo (flicker) debido a las perturbaciones instantáneas de la red.

Las fluctuaciones de tensión en el Punto de Conexión, con una carga variable directamente conectada al STN, no deben exceder los valores establecidos por la norma NTC o en su defecto por los de la Norma IEC 555 - 3.

8. REQUISITOS PARTICULARES PARA LA CONEXIÓN DE GENERADORES AL STN.**8.1. REQUISITOS TÉCNICOS DE LA CONEXIÓN.****8.1.1. Equipo de Interrupción.**

Toda conexión entre un Generador y el STN debe ser controlada por interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el Punto de Conexión. En los estudios indicados en el Código de Planeamiento se darán los valores de corriente de cortocircuito y la capacidad de los interruptores de potencia del STN en puntos de conexión existentes y futuros.

8.1.2. Equipo de Protección.

Las protecciones de las unidades de generación y sus conexiones al STN deben cumplir los siguientes requisitos para reducir a un mínimo el impacto en el STN por fallas en los circuitos de propiedad de los Generadores:

- Los tiempos de despeje de las protecciones primarias por fallas en los equipos del Generador directamente conectado al STN y por fallas en la parte de la STN directamente conectada al equipo del Generador, desde el inicio de falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que:
 - 80 ms en 500 kV.
 - 100 ms en 220 kV.
- En el evento de no operación de los sistemas de protección primarios, el Generador debe proveer una protección de respaldo con tiempo de despeje de falla no mayor de 300 ms por fallas en la conexión de alta tensión del Generador.
- Cuando la unidad de generación está conectada a los niveles de 220 kV o tensiones superiores del STN, el Generador debe proveer una protección de falla de interruptor, la cual debe ordenar el disparo de todos los interruptores de potencia locales o remotos que garanticen el despeje de la falla en un tiempo ajustable entre 100 ms y 500 ms después de detectada la condición de falla de interruptor.
- Adicionalmente, el Generador debe proveer las siguientes protecciones que minimizan el impacto sobre el STN:
 - Protección por deslizamiento de polos, la cual se exigirá según los requerimientos de operación del STN.
 - Protección de alta y baja frecuencia según los límites especificados en el Código de Operación.

8.1.3. Equipo de Medición Comercial.

El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario para llevar la información que se requiera de medición tarifaria de acuerdo con lo establecido en el Código de Medida.

8.1.4. Equipos de Telecomunicaciones.

- Para asegurar el correcto control operativo entre Generador y Centro Regional de Despacho (CRD) y/o CND, según se consigne en el Contrato de Conexión, se deben establecer servicios de telecomunicaciones, según los siguientes requisitos:
 - Servicio de Telefonía Operativa
La telefonía operativa es el servicio por el cual el ingeniero/operador del Generador y el ingeniero/operador del CRD o CND, responsables del control del sistema, se comunican entre

sí, tanto en condiciones de operación normal como de emergencia. Debe haber como mínimo un abonado telefónico de la red operativa del CND o CRD en el Sitio de Conexión - lado Generador.

- Teleprotección.
- Servicio de Comunicación de Emergencia.
En general, la comunicación de emergencia podrá ser servida por una estación base de la red móvil del Transportador, u otros medios como red pública conmutable, telefonía celular, que provea comunicación para actividades de mantenimiento y respaldo en los casos de colapso de la telefonía operativa. Su implementación en el Sitio de Conexión del lado Generador se determina en el Contrato de Conexión.
- Servicio de Telefax.
Se debe instalar un servicio de telefax en el Sitio de Conexión del lado Generador, para la circulación de documentos durante el control operativo.
En el Contrato de Conexión se debe consignar el medio para el servicio de telefax.
- Además de los anteriores servicios de telecomunicaciones requeridos, se debe proveer la infraestructura en las comunicaciones para llevar la información siguiente desde el Punto de Conexión al CND o CRD que pertenezca:
 - Equipo de supervisión y control, según Anexo CC.6.
 - Equipo de registro de fallas, según Numeral 8.1.5 y Anexo CC.5.
 - Información comercial, según Código de Medida.

El Generador debe garantizar un sistema de comunicaciones confiable entre su instalación y el CND o CRD respectivo.

- Si el Transportador requiere que el Generador instale, como parte de su equipo de conexión al STN, equipo de protecciones cuyo esquema contemple una o varias teleseñales, deberá hacer las previsiones del caso en su equipo de telecomunicaciones.

Los anteriores requisitos se complementan con lo establecido en el Anexo CC.3.

8.1.5. Equipo Registrador de Fallas.

El Generador debe proveer un sistema registrador de fallas que permita al Transportador supervisar el desempeño de los circuitos de conexión del Generador al STN en el Punto de Conexión. Los requisitos técnicos del sistema registrador de fallas son los especificados en el Anexo CC.5.

8.1.6. Equipo de Supervisión y Control.

El Generador debe proveer la infraestructura y equipo necesario para llevar la información que se requiera de supervisión y control al CND o CRD respectivo, de acuerdo con lo establecido en el anexo CC.6 del CC.

8.2. REQUISITOS TÉCNICOS DEL GENERADOR.

Como mínimo se deben tener en cuenta los siguientes requisitos:

8.2.1. Puesta a Tierra del Neutro.

Los devanados de alta tensión del transformador conectado al STN de cada unidad (o grupo de unidades) de generación, deben estar conectados en estrella (Y) con el punto neutro accesible y efectivamente puesto a tierra, como se definió en el numeral 7.6.

8.2.2. Relés de Frecuencia.

Las unidades de generación se deben proveer con relés de frecuencia con rangos de operación que estén dentro de los límites estipulados en el Código de Operación. Estos deben operar para umbral de frecuencia y rata de cambio de frecuencia definidos en el Código anterior.

8.2.3. Ajuste de Relés.

El ajuste de los relés serán coordinados (tanto en el momento de la conexión como en el futuro) con referencia al Punto de Conexión para asegurar la desconexión rápida y selectiva de los equipos involucrados en una falla.

El Generador realizará los estudios de coordinación de protecciones y los someterá a aprobación del Transportador. Estos ajustes no podrán ser modificados unilateralmente por el Generador ni por el Transportador.

9. REQUISITOS PARTICULARES PARA LA CONEXIÓN AL STN DE DISTRIBUIDORES, GRANDES CONSUMIDORES Y OTROS TRANSPORTADORES.

9.1. EQUIPO DE INTERRUPCIÓN.

Toda conexión de un Usuario al STN debe ser controlada por uno o más interruptores de potencia capaces de interrumpir la máxima corriente de cortocircuito en el Punto de Conexión. En los estudios indicados en el Código de Planeamiento se darán los valores de corriente de cortocircuito y la capacidad de los interruptores de potencia del STN.

9.2. EQUIPO Y ESQUEMA DE PROTECCIÓN.

- Si la conexión requiere la construcción de una nueva subestación para el seccionamiento de líneas de un Transportador, los sistemas locales de protección a instalarse deben ser compatibles técnicamente con los esquemas existentes en los extremos remotos de las líneas seccionadas. Las protecciones principales deben tener principios de operación diferentes entre sí y sus señales de corriente y tensión se deben tomar de diferentes devanados secundarios de los transformadores de corriente y tensión. Se deben instalar protecciones de falla de interruptor y proveer el sistema de teledisparo mediante canales de teleprotección apropiados, tanto para esta protección como para las protecciones principales y de respaldo, cuando lo requieran, y se debe suministrar el sistema de recierre automático monopolar y tripolar de los interruptores de potencia de las líneas.
- Si la conexión se hace en una subestación existente de un Transportador, en la ampliación de esta subestación se debe proveer la protección de falla de interruptor y se debe proveer transformadores de corriente compatibles con los existentes para mantener el balance de protección de barras.
- El tiempo para despeje de falla de la protección principal en el sistema eléctrico de los Distribuidores, Grandes Consumidores y Transportador, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que:
 - 80 ms en 500 kV.
 - 100 ms en 220 kV.
 - 120 ms < 220 kV.
- En el evento de no operación de los sistemas de protección destinados al cumplimiento de los anteriores requisitos de tiempos de despeje de falla, el Distribuidor o Gran Consumidor debe

proveer una protección de respaldo. La protección de respaldo suministrada por el Distribuidor o Gran Consumidor tendrá un tiempo de despeje de falla no mayor que 300 ms por fallas en sus equipos.

- Se debe suministrar una protección de falla de interruptor para el equipo interrupción principal de potencia que corte el intercambio de corriente de falla con el STN. Esta protección debe disparar, de ser necesario, todos los circuitos eléctricamente adyacentes conectados al STN, en un tiempo ajustable entre 200 ms y 500 ms incluyendo los disparos transferidos (remotos) a que dé lugar.
- En toda conexión se debe instalar una protección de sobrecorriente direccional a tierra.
- Los interruptores de potencia deben tener dos bobinas de disparo diferentes, alimentadas por circuitos de corriente continua diferentes y se debe implementar la supervisión de estos circuitos de disparo.

Los anteriores requisitos se complementan con lo especificado en el Anexo CC.4.

9.3. EQUIPO DE TELECOMUNICACIONES.

Se aplica lo establecido en el Numeral 8.1.4.

9.4. EQUIPO DE MEDIDA.

Los requisitos técnicos del equipo de medida para propósitos de control, supervisión se definen en el Anexo CC.6 y los de medición para fines comerciales que se deben instalar en los nuevos campos de conexión, están consignados en el Código de Medida.

9.5. EQUIPO DE REGISTRO DE FALLA.

El Transportador debe disponer de equipos de monitoreo en el sistema de transmisión que le permitan supervisar el desempeño del equipo y circuitos del STN en el Punto de Conexión.

El Usuario debe instalar un sistema de registro digital de fallas, en el Punto de Conexión, lado Usuario y sus datos se deben transmitir por canales digitales de datos hasta la Estación de Análisis de Fallas que indique el Transportador.

Los requisitos del sistema de registro de fallas se especifican en el Anexo CC.5.

9.6. EQUIPO DE SUPERVISIÓN Y CONTROL.

Los requisitos técnicos de supervisión y control se detallan en el Anexo CC.6

9.7. AJUSTE DE RELÉS.

Los ajustes de las protecciones se deben coordinar con referencia al Punto de Conexión para asegurar la desconexión rápida y selectiva del equipo en falla. El Transportador y el Usuario deben acordar el intercambio de información necesaria para la elaboración de los estudios de coordinación de protecciones. El Usuario debe hacer los estudios de coordinación de protecciones y someterlos a aprobación del Transportador.

9.8. TRABAJOS EN EQUIPO DE PROTECCIÓN.

Ninguna protección de barras, ni circuitos de c.a. o c.c. (excepto aquellos con disparo asociado a equipo propio del Usuario) pueden ser intervenidos o alterados por el personal del Distribuidor o Gran Consumidor o tercero en ausencia de un representante del Transportador.

9.9. PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO.

Los devanados de alta tensión a 220 kV y tensiones superiores de los transformadores o autotransformadores trifásicos o bancos conectados al STN deben estar conectados en estrella con el neutro efectivamente puesto a tierra. La puesta a tierra y la conexión de los devanados de alta y baja tensión deben ser tales que el factor de puesta a tierra cumpla el requisito del Numeral 7.6.

9.10. RELÉS DE FRECUENCIA.

Cada Distribuidor o Gran Consumidor debe hacer las provisiones de equipo necesarias para facilitar la desconexión automática de demanda por baja frecuencia, según lo requerido por el Código de Operación.

10. REQUISITOS PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA CONEXIÓN.

El Usuario debe entregar con dos (2) meses de anticipación, para revisión y aprobación por parte del Transportador, el cronograma de actividades y el protocolo de puesta en servicio de la instalación de conexión, los cuales serán devueltos por el Transportador, un mes antes de la fecha prevista para la puesta en servicio. Para autorizar la puesta en servicio, el Usuario debe cumplir con los siguientes requisitos mínimos:

10.1. LÍNEA DE TRANSMISIÓN.

El Usuario debe obtener el visto bueno del Transportador sobre la inspección del estado de la línea de transmisión, incluyendo mediciones de campo de los parámetros de la línea.

10.2. TELECOMUNICACIONES.

El Usuario debe tener operativos y disponibles los equipos y servicios requeridos según lo establecido en el Numeral 8.1.4.

10.3. PROTECCIONES.

El Usuario debe suministrar con tres meses de anticipación a la puesta en servicio un estudio de coordinación de protecciones y calcular los ajustes definitivos. Antes de la puesta en servicio, el Transportador y el Usuario ajustarán las protecciones de los nuevos campos de conexión y otros puntos del STN que se modifiquen en razón de la conexión. Es requisito tener probados y calibrados los relés de protección de acuerdo con dichos ajustes para las pruebas de puesta en servicio.

10.4. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL.

El Usuario debe tener operativo y disponible el sistema de medición comercial de energía, según lo requerido por el Código de Medida.

10.5. SISTEMA DE REGISTRO DE FALLAS.

El Usuario debe tener disponible y operativo el sistema de registro de fallas con transmisión remota de la información a la Estación de Análisis de Fallas indicada por el Transportador.

10.6. SUPERVISIÓN Y CONTROL.

Se requiere que la RTU del Usuario haya cumplido exitosamente las pruebas, punto a punto, locales y remotas.

10.7. PRUEBA DE LA CONEXIÓN MEDIANTE LA EJECUCIÓN DE FALLAS REALES.

En coordinación con el Transportador, CND y CRD respectivo, el Usuario deberá programar la ejecución de fallas reales en las líneas con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de interrupción, protección, control, registro de fallas y telecomunicaciones.

El objetivo de la prueba es verificar el correcto funcionamiento del sistema completo, la cual complementa las pruebas individuales de funcionamiento de cada equipo o subsistema. El Transportador supervisará estas pruebas, las aprobará y deberá estar presente durante su ejecución.

Al finalizar las pruebas, el Usuario debe entregar al Transportador un Informe de Pruebas que contenga la información histórica y técnica de las pruebas y puesta en servicio.

Dentro de la información histórica se deben indicar el año de fabricación de los equipos, los fabricantes, la vida útil estimada, la descripción y cantidad de repuestos y las recomendaciones de cada uno de los fabricantes.

11. RESPONSABILIDADES.

Se definen y asignan las diversas responsabilidades que deben asumir el Transportador, el CND o el CRD y el Usuario conectado directamente al STN en el Sitio de Conexión, en los siguientes términos:

11.1. POR LA CONSTRUCCIÓN, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO.

Las responsabilidades por la construcción, montaje y puesta en servicio son asumidas por el Transportador y el Usuario según la propiedad que cada uno tenga sobre los equipos en el Sitio de Conexión, y por el CND o CRD y por el Transportador y el Usuario por las consignaciones, libranzas y por la coordinación de maniobras que se deriven de las anteriores actividades.

11.2. POR LA SEGURIDAD EN LA EJECUCIÓN DE TRABAJOS.

La responsabilidad por la ejecución de trabajos de cualquier índole, será de todas LAS PARTES involucradas en el Sitio de Conexión y deberán cumplir con el Código de Seguridad Industrial del Sector Eléctrico.

11.3. POR LA OPERACIÓN CORRECTA DEL EQUIPO.

Si en el Contrato de Conexión no se consigna lo contrario, la responsabilidad por la operación del equipo del lado Transportador y del lado Usuario se asumirá previendo que:

- Tanto el Transportador como el Usuario deben proveer personal capacitado que garanticen la máxima seguridad a las personas y equipos en la ejecución de los trabajos de operación y pruebas en el equipo del lado Usuario y del lado Transportador.
- El Transportador no pierde la autonomía operativa de una línea de su propiedad, debido al seccionamiento de la línea para la conexión de Usuarios en puntos intermedios.
- La operación local del equipo en un Punto de Conexión del nivel a 220 kV o tensión superior es de responsabilidad del Transportador. Sin embargo, toda maniobra que afecte la continuidad eléctrica de la conexión se debe coordinar entre el Transportador, el CND, el CRD y el Usuario, en conformidad con los procedimientos establecidos para la maniobra de equipos del Código de Operación.

La maniobra remota de los campos de línea por telemando es responsabilidad del CND o CRD, según la relación operativa que corresponda.

En cualquier caso, el Transportador debe atender de inmediato las instrucciones del CND o del CRD tanto en operación normal como para el restablecimiento después de fallas.

- La maniobra local del conmutador de derivaciones de transformadores de potencia de un Usuario, conectado en un Punto de Conexión, es responsabilidad del Usuario y CND o CRD. Si la maniobra se ejecuta en posición automática o remota la responsabilidad es del CND o CRD.
- Todas las maniobras por mantenimiento o por restablecimiento después de falla, se deben coordinar entre el Transportador, el CND o CRD y el Usuario.

11.4. POR EL MANTENIMIENTO.

- Si en el Contrato de Conexión no se consigna lo contrario, la responsabilidad por el mantenimiento es asumida por el propietario del equipo y en consecuencia es responsable de la confiabilidad del equipo, traducida en su máxima disponibilidad, según los índices definidos por el Transportador propietario del Punto de Conexión. Los programas o planes de mantenimiento deben ser coordinados con el Transportador con el fin de optimizar la ejecución de los mismos.
- El propietario del equipo debe proveer oportunamente los repuestos necesarios para responder por la disponibilidad del equipo, en caso de requerirse algún reemplazo después de una falla del equipo.
- Es requisito que el equipo del Usuario en sitio del Transportador sea mantenido adecuadamente según su funcionalidad y asegurando que no constituya una amenaza para la seguridad del equipo o para el personal en el sitio del Transportador. El Transportador tiene derecho de inspeccionar los resultados de las pruebas y los registros de mantenimiento en cualquier momento.
- Es requisito que el equipo del Transportador en Sitio de Conexión del Usuario sea mantenido adecuadamente según su funcionalidad y asegurando que no constituya una amenaza para la seguridad del equipo del Usuario o para el personal en el Sitio de Conexión del Usuario. El

Usuario tiene el derecho de inspeccionar los resultados de las pruebas y los registros de mantenimiento de tal equipo en cualquier momento.

- El ajuste y mantenimiento de los relés de protección de los campos de línea son de la responsabilidad del Transportador y por lo tanto el ajuste no podrá ser modificado unilateralmente por el Usuario para evitar la pérdida de coordinación. Los términos de ésta responsabilidad deberán pactarse en el Contrato de Conexión.
- El Transportador y el Usuario pueden consignar en el Contrato de Conexión, convenios específicos de mantenimiento, fijando alcances y costos, cumpliendo con la premisa de responsabilidad asignada a los propietarios, respecto de la máxima disponibilidad de sus equipos.

El Transportador podrá realizar pruebas a los relés de protección para verificar su correcto funcionamiento.

11.5. POR EL SISTEMA DE COMUNICACIONES.

La responsabilidad por el sistema de comunicaciones será del área de telecomunicaciones de cada Transportador.

11.6. POR EL DISEÑO.

La responsabilidad por el diseño de la conexión en el Punto de Conexión es del Usuario.

11.7. POR LA OPERACIÓN CORRECTA DEL STN.

La filosofía de operación del STN debe conducir a garantizar la máxima calidad, continuidad, confiabilidad y seguridad del suministro y transporte de energía eléctrica a los usuarios.

En consecuencia se definen y asignan las siguientes responsabilidades:

11.7.1. Por la Calidad del Suministro.

Mantener la calidad del suministro en términos de la frecuencia, la tensión y el desbalance de la misma dentro de los límites establecidos en el Código de Operación, es responsabilidad del CND.

Mantener la calidad de la forma de onda de tensión en términos del contenido de armónicos, según lo estipulado en el numeral 7.7 de este código, es responsabilidad del Transportador, el Generador y el Usuario.

11.7.2. Por la Disponibilidad, Continuidad y Seguridad del Servicio.

La disponibilidad, continuidad y seguridad del servicio en términos de mantener los equipos del STN en condiciones óptimas de operación, asegurar la selectividad en la operación de interruptores y ejecutar correctamente las maniobras ordenadas por el CND son responsabilidad del Transportador, del Generador y del Usuario.

12. PLANOS DE LA CONEXIÓN.

Los planos necesarios para cada Sitio de Conexión se deben preparar utilizando la simbología de las normas IEC y/o NTC, según se especifica en el Anexo CC.7.

Los planos necesarios de operación deben incluir todos los equipos de alta tensión y equipos de baja tensión asociados, mostrando características, capacidades, configuración, conexiones a los circuitos externos y nomenclatura en conformidad con el Código de Operación.

- El Usuario debe preparar y presentar al Transportador los planos para la operación de los equipos de alta tensión del lado del Usuario en el Punto de Conexión y el Transportador debe preparar y presentar al Usuario los planos de operación de todos los equipos de alta tensión del lado del Transportador del Punto de Conexión, dos (2) meses antes de la puesta en servicio. Estos planos deben ser elaborados mediante la utilización de paquetes de diseño gráfico en medio magnético.

El Usuario y el Transportador deben entonces preparar, producir y distribuir, usando la información presentada en los planos de operación del Usuario y los planos de operación del STN, un plano integrado de operación para todo el Punto de Conexión un (1) mes antes de la puesta en servicio.

- Para cada Sitio de Conexión se deben preparar planos comunes del sitio, incluyendo disposición física de equipos, configuración eléctrica, planos comunes de protección y control y planos comunes de servicios auxiliares.
- Cuando un Transportador necesite adicionar o cambiar un equipo de alta tensión o modificar la nomenclatura existente de su equipo en un Sitio de Conexión de su propiedad, el Transportador debe presentar a cada Usuario, con un mes de anticipación, los planos de operación actualizados y revisados integrando la adición, cambio o modificación prevista.
- Cuando un Usuario necesite adicionar o cambiar un equipo de alta tensión o modificar la nomenclatura existente de su equipo de alta tensión en un Sitio de Conexión de su propiedad, el Usuario debe presentar al Transportador, con un mes de anticipación, los planos de operación actualizados y revisados integrando la adición, cambio o modificación prevista. Los cambios que afecten al STN deben ser aprobados por el Transportador.
- Los planos de operación completos preparados por el Transportador y/o el Usuario, según sea el caso, serán los planos de operación definitivo para toda actividad de operación y mantenimiento asociada al Sitio de Conexión.

13. SERVICIOS PRESTADOS POR LOS USUARIOS PARA OPERACIÓN DEL SIN

Los servicios de apoyo a la operación del SIN que los Usuarios deben o pueden proveer, según requerimiento del CND, son los siguientes:

13.1. Servicios que los Generadores deben proveer

- Control de tensión y potencia reactiva.
- Control de frecuencia mediante regulador de velocidad.
- Estabilización de potencia.
- Regulación secundaria de frecuencia con AGC.

13.2. Servicios que los Generadores pueden proveer, si son requeridos por el CND

- Control de frecuencia mediante unidades turbogeneradoras de arranque rápido.

- Capacidad de arranque en condiciones de colapso del STN.

13.3. Otros servicios de apoyo que pueden ser requeridos por el CND en la operación del SIN

- Control de frecuencia por medio de reducción de demanda.
- Potencia reactiva suministrada por compensadores síncronos o estáticos.
- Reserva caliente.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO CC.1
REQUISITOS TÉCNICOS PARA LA CONEXIÓN DE
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AL STN

1. INTRODUCCIÓN

Este Anexo presenta la descripción de los requisitos técnicos mínimos que debe reunir cualquier línea de transmisión a tensiones iguales o superiores a 220 kV, para su conexión al STN. Estos requisitos son exigibles para la conexión a la red de transmisión, bajo las condiciones del estado del arte y del desarrollo tecnológico actuales y deberán revisarse en concordancia con los nuevos desarrollos que se presenten.

2. CRITERIOS DE DISEÑO**2.1. LONGITUD DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DEL STN**

En todas las actividades relacionadas con diseño, cálculo, tendido, estimación de materiales y construcción, se entiende que la línea de transmisión está comprendida entre los pórticos de salida de cada subestación que sirve de fijación al vano que las une a la primera torre. En consecuencia, los propietarios de la línea de transmisión y de las subestaciones proporcionarán los datos técnicos para que ambas partes sean compatibles.

2.2. CONDUCTORES DE FASE

Las líneas de transmisión a 500 kV estarán construidas en configuración horizontal con cuatro (4) subconductores por fase, separados 457 mm. El diámetro de los subconductores deberá estar comprendido entre 21 y 28 mm.

Las líneas de transmisión a 220 kV circuito sencillo, estarán construidas en configuración triangular, con un conductor por fase. El diámetro de los conductores deberá estar comprendido entre 28 y 32 mm.

Las líneas de transmisión a 220 kV doble circuito, estarán construidas en configuración vertical con un conductor por fase. El diámetro de los conductores deberá estar comprendido entre 30 y 33 mm.

En zonas con contaminación salina, deberán utilizarse conductores tipo ACSR/AW, AAAC o ACAR.

En zonas sin contaminación salina, deberán utilizarse conductores tipo ACSR, AAAC o ACAR.

Para el conductor tipo ACSR, se utilizará galvanizado clase A para el núcleo.

El valor máximo de campo eléctrico sobre el terreno, dentro de la faja de servidumbre de línea será:

Terrenos inaccesibles	20	kV/m
Regiones despobladas	15 a 20	kV/m
Cruces de carreteras	10 a 12	kV/m

En cuanto a la radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido máxima, en el borde de la faja de servidumbre, de 24 dB a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo.

2.3. CABLES DE GUARDA

Las líneas de transmisión a 500 kV y 220 kV doble circuito, deberán utilizar dos cables de guarda, para obtener una protección adecuada ante las descargas atmosféricas. El aterrizaje o aislamiento del cable de guarda se definirá en la etapa de diseño.

Las líneas de transmisión a 220 kV circuito sencillo, deberán utilizar un cable de guarda para obtener una protección adecuada ante las descargas atmosféricas.

Sólo se permiten cables con diámetro exterior igual o superior a 9,50 mm. y compuestos mínimo por siete (7) alambres.

En zonas con contaminación salina, deberán utilizarse cables de guarda del tipo AW.

En zonas sin contaminación salina, se tendrían cables de guarda tipo AW, ACSR-HS o de acero galvanizado.

2.4. AISLAMIENTO

El diseño del aislamiento, deberá ejecutarse mediante técnicas de diseño probabilístico.

El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe definir mediante combinación de las distancias mínimas correspondientes a las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las de frecuencia industrial.

Para evaluar el comportamiento ante descargas eléctricas atmosféricas, se debe considerar como parámetro de diseño un total de tres salidas por cada 100 Km de línea por año.

El comportamiento de la línea ante sobretensiones de maniobra se debe realizar evaluando el riesgo de falla del aislamiento, permitiéndose una (1) falla por cada cien (100) operaciones de maniobra de la línea. Para líneas a 220 kV, las sobretensiones por maniobra pueden ser analizadas en forma determinística.

Ante sobretensiones a frecuencia industrial, se debe analizar el comportamiento de la soportabilidad del aislamiento según las características ambientales y la contaminación sobre los aisladores, considerando el ángulo de balanceo de las cadenas de aisladores en suspensión. La característica de soportabilidad será además, corregida considerando variaciones del número de entre hierros (gaps) en paralelo.

A partir de 1994 no se permitirá el uso de pararrayos tipo estación de carburo silicio en ningún punto como protección de las nuevas líneas de transmisión, equipo de transformación y equipo de compensación de reactivos.

2.5. COMPORTAMIENTO MECÁNICO DEL CONDUCTOR DE FASE Y CABLE DE GUARDA

La evaluación de flechas y tensiones en conductor de fase y cable de guarda, se debe hacer aplicando la ecuación de cambio de estado en forma exacta (catenaria).

La temperatura máxima del conductor se debe calcular con base en los flujos máximos de potencia, la radiación solar y el viento en condiciones normales de operación.

En la evaluación del alargamiento ocasionado por la fluencia y el cambio del módulo de elasticidad, se debe calcular un incremento equivalente de temperatura en función de las características físicas y elásticas del conductor y cable de guarda.

Se deben considerar las siguientes condiciones limitantes:

- Tensión diaria promedio: Valor óptimo resultante de las simulaciones de plantillado con tensiones entre el 18 y el 22 % de la tensión de rotura del conductor. Estos valores se podrán modificar para casos especiales como entradas a subestaciones o en torres diferentes a las normalizadas, siempre y cuando la tensión diaria promedio tienda a disminuir.
- Tensión máxima inicial: La tensión horizontal a temperatura coincidente sin viento, no deberá ser mayor del 33% de la tensión de rotura del conductor.
- Tensión máxima final: La tensión horizontal a temperatura coincidente con viento, no deberá ser mayor del 50% de la tensión de rotura del conductor.
- Los cálculos de la acción del viento sobre el conductor, la evaluación de cargas y los factores de seguridad se harán mediante la aplicación de la guía ASCE y el Código Colombiano de Construcción Sismo Resistente (CCCSR).

2.6. ESTRUCTURAS

Todas las líneas deberán construirse en estructuras normalizadas por el Transportador en acero galvanizado autosoportadas.

La optimización de las curvas de utilización de cada tipo de torre y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, debe hacerse para cada una de las hipótesis de carga, en condiciones normal y anormal, resultantes para cada tipo de estructuras.

Se deben considerar los siguientes criterios para definir condiciones normal y anormal:

2.6.1. Torres de Suspensión:

Condición Normal:

Todos los conductores y cable(s) de guarda sanos. Viento máximo de diseño y temperatura coincidente.

Condición Anormal:

Para líneas con conductores en haz, dos subconductores rotos en cualquier fase. Las demás fases y los dos cables de guarda sanos. Un cable de guarda roto. Las fases y el cable de guarda restante, intactos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.

Para líneas con un solo conductor por fase, se consideran dos condiciones:

- Un conductor roto en cualquier fase. Las demás fases y el (los) cable (s) de guarda, sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.
- Un cable de guarda roto y las fases y el cable de guarda restante (si existe) sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.

2.6.2. Torres de Retención

Condición Normal:

Todos los conductores y cables de guarda sanos. Viento máximo de diseño y temperatura coincidente.

Condición Anormal:

Para líneas con conductores en haz, se considera la siguiente condición:

- Todos los subconductores en cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente. Las demás fases y el cable de guarda restante (si existen), sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.

Para líneas con un solo conductor por haz, se consideran las siguientes condiciones:

- Cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente. Las demás fases y el cable de guarda restante (si existe), sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.
- Dos fases diferentes rotas. La fase restante y el (los) cable (s) de guarda, sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.

2.6.3. Torres Terminales

Condición Normal:

Todos los conductores y cables de guarda sanos. Viento máximo de diseño y temperatura coincidente.

Condición Anormal:

Para las líneas con conductores en haz, se consideran las siguientes condiciones:

- Todos los subconductores en cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente. Las demás fases y el cable de guarda restante (si existe), sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.
- Todos los subconductores rotos en dos fases diferentes. La fase restante y el (los) cable (s) de guarda, sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.

Para línea con un solo conductor por haz, se consideran las siguientes condiciones:

- Cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente. Las demás fases y el cable de guarda restante (si existe), sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.
- Dos fases diferentes rotas. La fase restante y el (los) cable (s) de guarda, sanos. Viento máximo promedio y temperatura coincidente.

En la evaluación de las cargas y de los factores de seguridad, se utilizarán los criterios y la guía ASCE y el Código Colombiano de Construcción Sismo Resistente (CCCSR).

Para líneas a 500 kV y 220 kV circuito sencillo, deben presentarse las memorias de cálculo y los protocolos de pruebas de carga de todos los tipos de torres utilizadas.

El diseño estructural deberá realizarse siguiendo como mínimo los criterios de la "Guía para Diseño de Torres de Transmisión de Acero" de la Sociedad Americana de Ingenieros Civiles - ASCE.

2.7. CIMENTACIONES

Las torres tendrán como cimentaciones, parrillas metálicas para cimentaciones en tierra compactada o estación para cimentaciones en concreto, dependiendo de las condiciones del suelo.

Para la determinación del tipo de cimentación a utilizar en los diferentes sitios de torres, deberá efectuarse un estudio detallado de los suelos en cada uno de ellos, investigando no sólo sus características geotécnicas sino también su agresividad en cuanto a acidez y contenidos de sulfatos.

Las cimentaciones deberán resistir todas las hipótesis de carga que se estipulen para cada tipo de torre con sus respectivos factores de sobrecarga y de seguridad, considerando todos los cuerpos de la torre en todas las combinaciones de patas, de tal forma que cada elemento sea diseñado para los esfuerzos más desfavorables.

Se deben presentar las memorias de cálculo y de diseño tanto para las fundaciones en parrilla como en concreto.

La fabricación de los elementos metálicos de las cimentaciones debe cumplir con las mismas exigencias de las torres.

2.8. LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE ESTRUCTURAS

Con base en los parámetros meteorológicos y los criterios de diseño electromecánico adoptados, se deben definir los tipos y alturas de torres, las curvas de utilización y puntos de diseño de cada tipo de torre, los ángulos de balanceo máximos permisibles en cadenas de suspensión en I, las relaciones entre vanos adyacentes, el valor del tiro desbalanceado para las torres de retención y los precios unitarios para el cálculo del costo de la línea.

Las distancias de seguridad sobre el terreno y obstáculos, medidas en metros, serán las siguientes:

TENSIÓN DE LA LÍNEA	500 kV	220 kV
Descripción del Cruce		
Normal	9,00	6,50
Carreteras principales	12,90	8,50
Carreteras secundarias	11,50	8,00
Líneas de energía	5,80	5,50
Líneas telegráficas	6,30	5,50
Árboles y cercas	6,30	5,00
Ferrocarriles (al riel)	16,30	9,00
Canales navegables (aguas máximas)	24,30	18,00
Ríos navegables (aguas máximas)	18,00	18,00
Ríos no navegables (aguas máximas)	9,00	6,50
Muros	7,30	6,50
Embalses (aguas máximas)	12,30	8,50
Pantanos (aguas máximas)	9,00	6,50
Oleoductos	9,30	6,50

Los valores anteriores deberán incrementarse en un 3% por cada 300 m por encima de los 450 metros sobre el nivel del mar.

2.9. CADENAS DE AISLADORES Y HERRAJES

Los aisladores deberán ser tipo suspensión fabricados en porcelana, vidrio o poliméricos. En zonas con contaminación salina, deberán utilizarse aisladores tipo niebla. En zonas sin contaminación salina, deberán utilizarse aisladores normales.

La resistencia electromecánica mínima de las cadenas de aisladores será de 70 kN (15000 lb) para suspensión y de 160 kN (36000) lb para retención.

Todos los herrajes deberán ser fabricados en acero galvanizado.

2.10. PUESTA A TIERRA

La conexión a tierra de las estructuras, se debe hacer utilizando varillas y conductores contrapeso de las siguientes características:

- Varillas cooper-clad de 25 mm de diámetro y 1,80 metros de longitud y alambre de cobre desnudo dulce AWG N° 4 en suelos corrosivos con acidez o nivel freático alto, suelos con resistividad menor que 100 ohmios- metro.
- Varillas de acero galvanizado de 25 mm de diámetro y 1,80 metros de longitud y cable de acero galvanizado de 9,52 mm de diámetro, en suelos no corrosivos y con resistividad mayor que 100 ohmios- metro.

La longitud máxima de conductores contrapesos individuales, no será mayor que 30 metros. No se acepta la instalación de varillas de puesta a tierra en los terminales de los contrapesos.

El valor promedio de la resistencia de puesta a tierra debe ser de 20 ohmios.

2.11. MEDIDAS DE SEGURIDAD

Con el fin de mitigar los efectos de la falla de una torre, deberán implementarse ciertas acciones de tipo preventivo, que permitan la restauración del servicio de manera ágil y eficiente. Se presentan a continuación, medidas de seguridad que deben tomarse:

- Utilización de torres de emergencia, para la restauración provisional rápida del servicio mientras se efectúa la reposición definitiva de las torres.
- Ángulos de espera segmentados, para la reutilización de las cimentaciones en concreto y una rápida restauración de las torres.
- Realizar las transposiciones de fases en las torres y no en las cadenas de aisladores.
- Limitación del torque de apriete de los tornillos en las grapas de suspensión, para permitir el deslizamiento del conductor en caso de falla y evitar el fenómeno de cascada en un tramo entre retenciones.

2.12. REPUESTOS

Debe incluir características, cantidades, condiciones de almacenamiento y demás tópicos referidos a los repuestos requeridos por la línea.

2.12.1. Criterios y Características

Todos los elementos o partes que se definan como repuesto deberán ser de las mismas características técnicas de diseño y fabricación que se especifican para cada equipo mencionado en este Anexo.

Los criterios para la determinación de las cantidades de elementos y/o partes de la línea serán acordados entre el propietario quien solicita la conexión y el Transportador. Este acuerdo hace parte de la aprobación definitiva de la solicitud de conexión, por lo tanto será previamente a esta y se hará constar en acta firmada por los representantes legales de ambas partes. En general para el acuerdo se seguirán los lineamientos definidos a continuación.

2.12.2. Estructuras

- **RETENCIÓN:** El tipo y la altura que dé mayor cubrimiento en la curva de utilización. Cantidad 3% del total de estructuras montadas en la línea.
- **SUSPENSIÓN:** El tipo y la altura que de mayor cubrimiento en la curva de utilización. Cantidad 4% del total de estructuras montadas.
- **MATERIAL VIRGEN:** Debe ser galvanizado, con la misma norma del material montado. Perfil de material de alta y media resistencia mecánica, de alas desiguales, de alas mayor de 2" y en tramos de 6; 9 y 12 metros.

2.12.3. Cimentaciones

- Estación o armazón metálico de soporte y anclaje para cimentación en concreto en cantidad suficiente para las cantidades de estructuras definidas como repuestos.
- Parrilla metálica de soporte y anclaje para la cimentación en tierra compactada en cantidad suficiente para la totalidad de las estructuras en suspensión definidas para repuesto y el 50% de la cantidad de las estructuras en retención definida para repuesto. Todas las parrillas metálicas serán del tipo pesado.

2.12.4. Conductores y Cables de Guarda

- Tanto para los conductores de fase como para los cables de guarda se debe tener como mínimo la cantidad equivalente a 6 km de línea más un 8% por catenarias y despuntes.
- Camisas de reparación y empalmes intermedios.

2.12.5. Cadenas de Aisladores

- AISLADORES: Cantidad equivalente al 12% de los aisladores de cadenas en suspensión. Cantidad equivalente al 12% de los aisladores de cadenas en retención. Para líneas de 500 kV y haz de cuatro subconductores se duplican las cantidades mínimas con los mismos porcentajes.
- HERRAJES: Cantidad equivalente al 2% de las cadenas en suspensión.

2.12.6. Cable de Puesta a Tierra

Cantidad suficiente para el 2% del total de torres.

2.12.7. Almacenamiento

- Bajo techo: Aisladores, herrajes, accesorios de conductor, tornillería y platinas de estructuras. Carretes de conductor, cable de guarda y de puesta a tierra si son de madera. Todos estos elementos deben permanecer en huacales adecuados, libres de humedad, contaminación ambiental, seguros, fáciles de identificar y evacuar cuando se requieran.
 - A intemperie: Estructuras y material virgen. Conductores y cables de guarda si los carretes son metálicos. Todos los materiales deben ser fáciles de identificar y evacuar cuando se requieran.
- En general los sitios deben ser seguros y tener buena vigilancia.

2.12.8. Inventario Mínimo de Repuestos

El propietario de la línea que se conecta se obliga a mantener en almacenes el INVENTARIO MÍNIMO de repuestos definidos en los numerales anteriores, como también el correspondiente al material de consumo para el mantenimiento.

3. DOCUMENTOS TÉCNICOS**3.1. INFORMES DE DISEÑO**

De todas las actividades de diseño electromecánico, deberán presentarse, como mínimo, los siguientes estudios:

- Informe meteorológico.

- Selección técnico-económica de conductor de fase.
- Selección técnico-económica de cable de guarda.
- Selección y coordinación de aislamiento.
- Evaluación y optimización de árboles de cargas y curvas de utilización de las estructuras.
- Localización óptima de estructuras.

Cada uno de los estudios deberá estar sustentado por un informe técnico que incluya, como mínimo, los siguientes aspectos:

- Criterios de diseño aplicados.
- Descripción de las metodologías utilizadas.
- Datos básicos.
- Memorias de cálculo.
- Resultados obtenidos.
- Recomendaciones y conclusiones.

3.2. PLANOS DEFINITIVOS

En los formatos normalizados por el Transportador, se deben presentar los originales de los planos definitivos, correspondientes a:

- Siluetas generales, curvas de utilización y árboles de cargas de estructuras.
- Dimensionamiento eléctrico de los tipos de torres.
- Cadenas de aisladores.
- Conexión del cable de guarda.
- Transposiciones y puesta a tierra.
- Localización general.
- Planta y perfil de la línea.
- Tablas de torres.
- Tablas de regulación de conductores y cables de guarda.

3.3. MATERIALES

Con base en las normas técnicas vigentes y en los requerimientos propios del proyecto, se deben presentar las especificaciones técnicas utilizadas para la adquisición de materiales. Se aceptarán normas técnicas de las siguientes entidades:

AISC:	American Institute of Steel Construction.
ANSI:	American National Standards Institute.
ASCE:	American Society of Civil Engineers.
ASTM:	American Standard for Testing and Materials.
AWS:	American Welding Standards.
CEI:	Comitato Elettrotecnico Italiano.
DAAC:	Departamento Administrativo de Aeronáutica Civil.
FAA:	Federal Aviation Agency.
NTC:	Normas Técnicas Colombianas.
IEC:	International Electrotechnical Commission.
IEEE:	Institute of Electrical and Electronic Engineers.
NBR:	Norma Brasileira Registrada.
OACI:	Organización de Aviación Civil Internacional.

Con base en los requerimientos de las especificaciones técnicas, se presentarán los Formularios de Características Técnicas de los materiales utilizados.

3.4. SERVIDUMBRES

Se debe disponer de un ancho mínimo de servidumbre de 64 metros para líneas a 500 kV y 32 metros para líneas a 220 kV. Sin embargo, estas dimensiones pueden ser ajustadas con base en el tipo de suelo, vegetación, tipo de predio (rural o urbano).

Debe incluir censo de propietarios, uso del suelo, detalles de cruces y estado y documentación de las negociaciones.

3.5. INFORMES DE CONSTRUCCIÓN

Deben incluir aspectos geológicos, características del suelo, información de accesos y demás aspectos relevantes de las labores de construcción y montaje de la línea.

Durante la etapa de construcción y montaje de la línea de transmisión deberán presentarse los siguientes informes:

3.5.1. Informe mensual de avance de obra

Tiene por objeto informar al Transportador sobre el estado y avance de los trabajos en el período. El contenido básico del informe es el siguiente:

- a. Información general
 - Localización geográfica del proyecto.
 - Características del proyecto.
 - Longitud de la línea, número y tipo de torres, cadena de aisladores, conductor, número de subestaciones, descripción topográfica de la zona, etc.
- b. Descripción de las actividades adelantadas por el contratista en el período.
- c. Representación gráfica de Gantt que muestre el avance de las actividades realizadas mensualmente comparándola con el avance programado para las mismas.
- d. Información fotográfica.

Se deben incluir fotografías de la obra cada vez que se ejecuten avances importantes en la misma.

3.5.2. Informe final de la obra

Una vez finalizada la construcción de la línea y puesta en servicio se debe presentar este informe, cuyo contenido será el siguiente:

3.5.2.1. Introducción.

Elaborar una presentación del proyecto que relacione los antecedentes, justificación y características generales.

3.5.2.2. Ficha técnica :

- Nombre del proyecto.

- Propietario.
- Fecha de iniciación de las obras.
- Condiciones comerciales, valor inicial del proyecto, valor final del proyecto, condiciones de pago (recursos propios o empréstitos internacionales), plazo de amortización.
- Número de circuitos.
- Tipo de conductores.
- Configuración de estructuras y cadenas de aisladores.
- Número de estructuras.
- Capacidad térmica.
- Longitud de la línea
- Fecha de puesta en servicio.
- Diseñador (es).
- Interventor (es).
- Constructor (es) obras civiles.
- Montador (es).
- Fabricante (es) de equipo (s) y material (es).

- Descripción general de la localización de la obra, región, departamento (s) y municipio (s), coordenadas geográficas (punto inicial y punto final) y vías de acceso existentes.
- Tiempo de ejecución del proyecto, comparando el programa inicial contra el programa real de ejecución.
- Información geológica, topográfica y tectónica de la zona.
- Modificaciones del diseño del proyecto.

Diseño original, modificaciones antes y durante la construcción, diseño final.

- Características de la construcción.
- Replanteo de líneas, investigación y construcción de accesos: criterios de selección, dificultades en la construcción y soluciones. Planos de accesos construidos. Construcción de cimentaciones, montaje de torres y tendido de conductores y cable de guarda.
- Información complementaria.
- Principales problemas ocurridos en el transcurso de la obra, las soluciones y las incidencias directas en el programa de actividades y de costos.

3.5.2.3. Medio ambiente.

Influencia recíproca entre el medio ambiente y el proyecto. Gestión de interventoría ecológica. Obras de protección ambiental y recomendaciones para la realización del mantenimiento de la línea.

3.5.2.4. Anexos:

- Peso de las torres
- Tabla de torres.
- Esquema de cimentaciones (parrilla y concreto).
- Plantillas para conductor, cable de guarda y patas.
- Tabla de flechas y tensiones.
- Medidas de puesta a tierra y contrapesos.
- Esquemas de transposiciones y llegada de la línea.
- Conexiones con otras líneas.
- Cruces especiales.

3.5.2.5. Fotografías

Registro de la secuencia de construcción y montaje de la línea.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO

Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON

Director Ejecutivo

ANEXO CC.2
REQUISITOS TÉCNICOS PARA SUBESTACIONES

1. INTRODUCCIÓN

El propósito de este documento es establecer la guía general para el diseño de nuevas subestaciones o diseño de la ampliación de la subestación que conforma el Punto de Conexión al STN de 220 kV y tensiones superiores.

En los Anexos CC.3 a CC.7 se incluyen las características técnicas de equipos de la subestación tales como: Telecomunicaciones, Protecciones, Registro de Fallas y Supervisión.

En esta etapa, se ha obtenido el concepto favorable del Transportador y firmado el Contrato de Conexión.

2. CONSIDERACIONES ESPECIALES PARA EL DISEÑO

2.1 NUEVA SUBESTACIÓN EN EL STN.

- Selección de la configuración.

La configuración debe seleccionarse asegurando que se mantenga la flexibilidad operativa, la seguridad, la confiabilidad y disponibilidad existente en el STN. Por lo anterior se debe cumplir lo siguiente:

- No se admitirá la configuración de 'barra sencilla' debido a su baja flexibilidad y confiabilidad, excepto para subestaciones terminales de una línea radial con un solo usuario final.
- En subestaciones compartidas por el Transportador y el Usuario se debe dar preferencia a las configuraciones que faciliten la definición de límites de propiedad y de responsabilidad en operación y mantenimiento.
- En configuraciones de barras con un número elevado de circuitos (6 ó más) debe incluirse seccionamiento de barras.
- La configuración debe como mínimo permitir el mantenimiento de un interruptor sin pérdida de servicio del campo respectivo.
- Las configuraciones tipo interruptor y medio deben poseer como mínimo tres diámetros.

Debe someterse a aprobación del Transportador, la configuración seleccionada con la memoria de cálculo y análisis respectiva.

- Con la configuración seleccionada se realiza un prediseño para estimar el área requerida.
- Se selecciona la mejor localización considerando entre otros los siguientes aspectos:
 - Disponibilidad de área.
 - Futuras ampliaciones.
 - Accesos.
 - Corredores de línea.
 - Necesidad de construir variantes de línea.
 - Topografía y características geológicas.
 - Contaminación.
 - Aspectos ambientales.
- Con la localización seleccionada se escogen los equipos más apropiados según las características del sitio y del sistema de potencia y se realizan los diseños respectivos. Deben entregarse al Transportador para revisión y aprobación las siguientes memorias de cálculos y memorandos de diseño con sus respectivos planos:
 - Análisis de los estudios del sistema de potencia.
 - Nivel de aislamiento y distancias eléctricas.
 - Parámetros ambientales.
 - Urbanización.
 - Disposición de equipos en cada nivel de tensión.
 - Apantallamientos.
 - Barras, conductores y aisladores.
 - Características mínimas a cumplir por los equipos.
 - Cálculo y dimensionamiento de estructuras metálicas para pórticos y soporte de equipo.
 - Dimensionamiento de servicios auxiliares.
 - Servicios complementarios y de emergencia.
 - Sistema de control para la subestación.
 - Análisis del sistema de protecciones y selección de características.
 - Cálculo y dimensionamiento de la malla de tierra.
 - Predimensionamiento de las obras civiles de los patios (fundaciones para estructuras y equipos, cárcamos, muros cortafuegos, etc.).
 - Diseño general de los edificios, adecuación de terrenos, drenajes y redes de servicios, equipos especiales tales como los de aire acondicionado y ventilación, abasto de agua potable, etc.
 - Equipo de comunicaciones: Debe incluir selección y análisis de la alternativa de diseño (PLC, radio, telefonía, etc.), cálculos de propagación y dimensionamiento de los equipos de telecomunicaciones.
 - Diseño de los sistemas contraincendio si son aplicables.
 - Exigir cables THW.
- Con los diseños anteriores se elaboran las especificaciones (Pliegos de Condiciones) para la compra de los equipos.
- Antes de iniciar el montaje de los equipos deben presentarse al Transportador copia de los reportes de pruebas en fábrica (mínimo las pruebas de rutina según las normas internacionales IEC).

2.2 AMPLIACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN EXISTENTE

El Usuario debe diseñar, especificar, comprar e instalar equipos de iguales (o mejores) características de las existentes. Debe mantenerse la presentación en cuanto a distribución y apariencia. Debe presentar las memorias de cálculo que sean aplicables de las listadas en numeral 2.1.4. y someter a aprobación del Transportador las especificaciones antes de tramitar la compra de equipos y de contratar la construcción de obras.

2.3 INSTALACIONES A CONECTAR AL SISTEMA.

El interesado debe analizar el tipo de instalaciones a conectar a la red, previendo los medios de mitigación de fenómenos que puedan afectar el STN como armónicos y consumo de reactivos, entre otros, para lo cual deberá instalar los filtros y equipo de compensación respectivos.

Para la puesta en servicio y revisiones posteriores se realizarán mediciones para determinar el grado de perturbación producido por la instalación sobre el sistema lo que puede originar la no autorización de conexión o la notificación de la suspensión en un tiempo prudencial si no se toman las medidas correctivas.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO CC.3

REQUISITOS TÉCNICOS DE TELECOMUNICACIONES

1. INTRODUCCIÓN

El objeto de los equipos de telecomunicaciones requeridos al Usuario es el de garantizar el intercambio de toda la información de supervisión y control, entre el Usuario, el Transportador, el CRD y el CND, necesaria para la operación confiable del STN

2. EQUIPOS DE TELECOMUNICACIÓN REQUERIDOS

El Usuario debe suministrar e instalar en el punto de control de la conexión - lado Usuario -, equipos que permitan:

- Comunicación de voz operativa.
- Comunicación de emergencia.

- Comunicación de telefax.
- Comunicación Computador - Computador.

y debe proveer los equipos de transmisión necesarios para soportar estas comunicaciones más la información adicional originada en el equipo de protecciones de registro de fallas y en la unidad terminal remota de supervisión, ubicados en sus instalaciones, hasta el punto de acceso a la red de telecomunicaciones de los Transportadores, CND o CRD.

3. TELEFONÍA OPERATIVA.

El Usuario proveerá e instalará uno o más abonados telefónicos en el punto de control de la conexión - lado Usuario -, los cuales se conectarán a la red telefónica operativa del Transportador, CND o CRD.

El Transportador, CND o CRD definirán las características técnicas del aparato terminal, de acuerdo con las características de la planta de conmutación a la que estarán abonados, en cada caso. Para conexiones de voz operativa a consolas telefónicas o a plantas de conmutación existentes en el punto de control de la conexión del Usuario se coordinarán los aspectos técnicos (tipo de conexión, criterios de señalización, otros) entre el Transportador, CND o CRD y el Usuario y se consignarán en el Contrato de Conexión.

4. COMUNICACIÓN DE EMERGENCIA.

Con el fin de asegurar que no haya pérdida total de las comunicaciones operativas en circunstancias de colapso de la red regular de telecomunicaciones, se acordará entre el Transportador, CND o CRD y el Usuario si es necesario instalar un medio alternativo de comunicación que, generalmente, podrá ser una estación base de radio equipada con frecuencia de acceso a la red de radio móviles VHF del Transportador, CND o CRD, en el punto de control de la conexión - lado Usuario -.

Esta estación deberá alimentarse con sistema cargador / banco de baterías y mantenerse en óptimas condiciones de operabilidad.

El Usuario suministrará e instalará la estación base que cumpla con los requisitos técnicos de frecuencias, potencia, tecnología analógica o digital, programación, grupos, etc. que fije el Transportador, CND o CRD, con el fin de que sea compatible con la red existente.

El Transportador, CND o CRD incluirá esta estación base en el listado de equipos de su red, para efectos de derechos por uso de frecuencias que se diligencian con el Ministerio de Comunicaciones.

En caso de instalarse un medio alterno diferente a la estación base de radio, éste se especificará en el Contrato de Conexión.

5. MÁQUINA TELEFAX.

El Usuario suministrará e instalará una máquina de facsímil en el punto de control de la conexión - lado Usuario -. El Transportador, CND o CRD y el Usuario acordarán si la máquina se abona a la red privada de facsímil del Transportador, CND o CRD, o a la red pública nacional.

El equipo debe cumplir con las especificaciones técnicas normalizadas por el CCITT para el grupo de facsímil al que pertenezcan las máquinas del Transportador, CND o CRD.

6. EQUIPOS DE TRANSMISION (Servicio Portador)**6.1 Canales para teleprotección**

- El Usuario debe suministrar e instalar los equipos de transmisión, con la capacidad suficiente para permitir el intercambio de toda la información que se origina en el equipo terminal de telecomunicaciones, en el equipo de registro de fallas y en la unidad terminal remota de supervisión, entre el punto de control de la conexión - lado Usuario - y el punto de acceso a la red de telecomunicaciones del Transportador, CND o CRD.
- El Transportador, CND o CRD garantizará al Usuario la disponibilidad, calidad y capacidad de tráfico en su propia red de telecomunicaciones, a partir del punto o puntos de acceso que se establezca(n).
- El Transportador, CND o CRD especificará en cada caso el medio de transmisión (línea de alta tensión, cable, fibra óptica, radio), el tipo de equipo (PLC, terminal remota de línea, terminal de fibra óptica, radio, etc.), las interfaces y el punto o puntos de conexión considerando el volumen del tráfico, el tipo de información, la localización geográfica del Usuario, la topología, planeación y características técnicas de la red del Transportador, CND o CRD y los factores de tipo económico. Especificará, además, la banda de frecuencias de operación de acuerdo con las normas establecidas por el Ministerio de Comunicaciones.
- Los equipos de transmisión deben cumplir con las normas internacionales establecidas por el CCITT y el CCIR, que le sean aplicables y deben tener diligenciados los correspondientes permisos para el uso de las frecuencias, que otorga el Ministerio de Comunicaciones. El Transportador, CND o CRD establecerá las características técnicas generales de equipos y de los interfaces entre estos y los puntos de acceso a su red de telecomunicaciones.
- Las conexiones entre redes de telecomunicaciones del Usuario y del Transportador, CND o CRD entre punto(s) diferente(s) a el(los) de acceso especificado(s), o con interfaz(ces) de acceso diferente(s), podrán acordarse, siempre y cuando redunden en una utilización más eficiente de las redes de telecomunicaciones y no desmejoren la confiabilidad de las mismas.

7. EQUIPOS DE REGISTRO DE FALLAS.

Las recomendaciones para las especificaciones de redes de registro de fallas se tienen en el Anexo CC.5. El Usuario debe suministrar el modem con interfaz hacia el registrador (lado datos) de acuerdo con las recomendaciones CCITT V24/V28.

La transmisión de datos se hará a una velocidad mínima de 600 Bd.

Para la transmisión de datos (lado tonos) se utilizará normalmente línea conmutada (dos hilos), abonada a la red telefónica operativa del Transportador, CND o CRD. Se podrá acordar el uso de línea dedicada (cuatro hilos), en los casos en que se encuentre mas conveniente esta opción desde el punto de vista técnico.

8. UNIDAD TERMINAL REMOTA DE SUPERVISIÓN.

Los requisitos técnicos aplicables a la unidad terminal remota se tienen en el Anexo CC.6. El Usuario debe suministrar e instalar los equipos de telecomunicaciones, incluyendo modems, necesarios para transmitir la información proveniente de la unidad terminal remota hasta el punto de acceso a la red de telecomunicaciones del Transportador, CND o CRD. El Transportador, CND o CRD definirá el tipo de interfaz entre la terminal remota y el modem (lado datos) y el punto de acceso a su red de telecomunicaciones (tonos o datos). La velocidad de transmisión de datos mínima será de 200 Bd.

9. ACUERDOS.

Todas las definiciones y acuerdos sobre los equipos y servicios de telecomunicaciones mencionados en el presente Anexo, se consignarán en el Contrato de Conexión.

10. REQUISITOS DE MANTENIMIENTO.

El propietario de los equipos es responsable por su mantenimiento. Sin embargo, el mantenimiento de los equipos de telecomunicaciones suministrados e instalados por el Usuario con el fin de cumplir los requisitos de conexión al STN puede ser realizado por el Transportador en algunos equipos o en la totalidad de ellos, según se convenga entre el Usuario y el Transportador y se consigne en el Contrato de Conexión.

Las condiciones para la ejecución de mantenimiento en cada caso serán:

- Si el Transportador se encarga total o parcialmente del mantenimiento de los equipos, en la elaboración del Contrato de Conexión se deben incluir los siguientes puntos:
- El Transportador factura al usuario que se integre el valor de la ejecución (mano de obra, uso de instrumentos de prueba, transporte y administración) y el suministro de los materiales y repuestos utilizados, si son adquiridos por el Transportador.
- Si hay oportunidad, el personal técnico del Transportador participará en la ejecución, supervisión o interventoría del montaje y puesta en servicio de los equipos que quedarán bajo su responsabilidad.

De todas maneras, el Usuario que se integra debe entregar al Transportador Protocolos de prueba en fábrica (FAT), protocolos de prueba en campo, informe de prueba de disponibilidad (si la hay) y acta de entrega del sistema en la que se especifiquen los eventos, los pendientes y/o faltantes.

- Se debe hacer entrega al Transportador de los equipos que queden a su cargo a través de un acta en la cual se incluya un inventario completo del sistema, comprendiendo: infraestructura, equipos y módulos, repuestos y materiales.
- Se debe entregar al Transportador la documentación completa: Esquemas a nivel del sistema, planos de instalación y cableado, manuales técnicos de los equipos, listados de materiales, procedimientos de mantenimiento y otros.
- Si el equipo que queda a cargo del Transportador requiere de instrumentos de prueba o herramientas especiales para su mantenimiento éstos deben ser entregados al Transportador.
- El convenio o contrato debe tener una vigencia mínima de dos años, renovable automáticamente por acuerdo entre las partes, con un mecanismo de actualización de tarifa de mantenimiento anual.
- Si el Usuario que se integra mantiene los equipos, en la elaboración del Contrato de Conexión se deben considerar los siguientes puntos:
 - Durante la fase final de pruebas y puesta en servicio de los equipos se incluirá la actividad de conexión y pruebas de los servicios de telecomunicaciones del Transportador, la cual se adelantará con participación del personal técnico del Transportador.
 - El Transportador debe impartir su visto bueno al acta de recibo en operación del sistema y a un inventario de recursos logísticos de que disponga el Usuario que se integra para el mantenimiento del sistema.
- El Usuario que se integra al STN fijará un mecanismo ágil y asignará específicamente el personal para:

- Trámite de consignación de equipos ante el CND y CRD para mantenimiento preventivo, correctivo o trabajos especiales.
- Reportes de falla en equipos o servicios por parte del Transportador.
- Solicitudes de modificaciones, traslados, pruebas especiales, etc. de servicios por parte del Transportador.
- El Transportador deberá estar informado acerca del programa de mantenimiento preventivo anual que se adopte para los equipos.
- Se debe fijar un tiempo mínimo de atención para las fallas.
- En casos especiales en que los servicios de telecomunicaciones sean de gran importancia para la operación del STN o para la operación del sistema se podrán establecer penalizaciones cuando se presenten problemas operativos por causa de fallas en los servicios de telecomunicaciones que estén a cargo del Usuario que se integra a la Red de Transmisión del Transportador.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO CC.4

REQUISITOS TÉCNICOS DE PROTECCIONES

1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este anexo es presentar los requisitos técnicos de los equipos y esquemas de protección que se deben suministrar en el sitio de conexión, lado Transportador y lado Usuario.

2. CONSIDERACIONES GENERALES

Los sistemas de protección deben cumplir los siguientes requerimientos generales:

- Detectar y reducir la influencia de una falla en el sistema eléctrico de potencia evitando daños sobre los equipos e instalaciones, manteniendo la estabilidad del sistema de potencia, y evitando poner en peligro la vida de personas y animales.
- Alta Confiabilidad: Probabilidad de no omitir disparos
- Alta Seguridad: Probabilidad de no tener disparos indeseados
- Selectividad: Desconectar sólo lo fallado, evitando trasladar los efectos de las fallas a otros lugares del STN.

- Rapidez: El tiempo de operación debe ser lo suficientemente corto de modo que garantice mantener la estabilidad del sistema.

Las protecciones deben ser preferiblemente de estado sólido de tecnología digital o numérica y deben cumplir la norma IEC 255. Si se seleccionan protecciones basadas en microprocesadores con varias funciones de protección simultánea, éstas deben ser duplicadas para proveer la confiabilidad requerida. En caso de que las funciones de protección posean su propio microprocesador y fuente DC, se definirá si es necesario esta redundancia.

Los relés de disparo deben tener reposición eléctrica local y remota.

Todos los relés deben disponer de contactos suficientes para supervisión local (anunciador), supervisión remota y registro de fallas.

El interesado debe presentar al Transportador, propietario del Punto de Conexión, para aprobación los esquemas a utilizar incluyendo las protecciones propias de sus equipos y debe coordinar con el Transportador los ajustes correspondientes.

3. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS Y SUBESTACIONES DEL STN

3.1. PROTECCIÓN LÍNEAS.

El esquema recomendado para cada circuito de línea de transmisión preferiblemente debe constar de dos protecciones principales con distinto principio de operación y debe ser tal que permita el mantenimiento de uno de los sistemas de protección sin sacar la línea de servicio, conservándose un nivel de protección adecuado. El esquema es el siguiente:

- Protección Principal 1: Relé de distancia no conmutado ("full scheme") con unidades independientes fase - fase y fase - tierra, de 3 zonas hacia adelante y 1 zona hacia atrás. Característica de inhibición y disparo para oscilación de potencia ("Power Swing"). Hábil para trabajar con esquemas de teleprotección que utilizan señales permisivas o de bloqueo. Debe permitir recierres monopolares y tripolares, por lo tanto su lógica de control debe estar habilitada, para disparos monopolares y tripolares. Todas y cada una de las salidas deben tener contactos duplicados para permitir la supervisión remota por el SOE directamente del relé.
- Protección Principal 2: Sistema de comparación direccional utilizando un relé direccional instantáneo de falla a tierra, trabajando en esquema de disparo permisivo a través de canal de teleprotección con el extremo remoto, con selección de fase mediante relés de impedancia para permitir disparos y recierres monopolares y tripolares con tiempos de protección primaria. Adicionalmente debe tener una unidad direccional de tierra de tiempo definido o inverso, como respaldo, en caso de problemas en el canal de comunicación. La protección deberá poseer contactos adicionales para supervisión remota con el SOE directamente del relé.

En caso de una línea de doble circuito la protección principal 2, en cada uno de ellos, deberá poseer la lógica inversión de flujo.

- Alternativamente la protección principal 2 podrá tener otro principio de operación diferente al de sobrecorriente direccional (ejemplo: superposición, onda viajera, diferencial, hilo piloto, etc.) siempre que las dos protecciones principales incluyan adicionalmente un módulo de sobrecorriente direccional de tierra 67N. Además tendrá unidades direccionales de sobrecorriente de fases, con características de tiempo definido o inverso, como respaldo para fallas entre fases no detectadas por el relé de distancia.

- En los esquemas de protección de líneas existentes equipadas con dos protecciones principales de igual principio de funcionamiento, como distancia - distancia, éstas se complementarán con relés direccionales de falla a tierra, 67N.
- Relés de sobretensión: Para proteger los equipos de patio contra sobretensiones sostenidas o temporales de gran magnitud. Deberá tener unidad instantánea y temporizada de tiempo definido.
- El esquema se debe complementar con:
 - Localizador de fallas de lectura directa, el cual puede ser independiente o hacer parte de una de las protecciones principales. La indicación debe ser dada en unidades métricas (Km).
 - En caso de líneas cortas el esquema de protección puede constar de esquema de comparación direccional y esquemas diferenciales de hilo piloto.

3.2. PROTECCIÓN SUBESTACIONES (PUNTO DE CONEXIÓN)

El esquema de protección de línea anteriormente descrito debe ser complementado en cada subestación con:

- Relés de falla interruptor: Para actuar como respaldo local en caso de falla del interruptor (o interruptores) de línea.
- Relé de Recierre: Debe permitir y controlar los recierres monopolares y tripolares automáticos. En caso de utilizarse en configuración anillo o interruptor y medio se debe disponer de la lógica programable maestro - seguidor.
- Relé de disparo maestro: Para disparos definitivos (bloquea el recierre en caso de fallas aclaradas por las protecciones de respaldo).
- Relés de supervisión circuito de disparo: Para garantizar alarmas en caso de no disponibilidad del circuito o de las bobinas de disparo del interruptor.
- Relé de chequeo de sincronismo: Para supervisar los recierres automáticos y los cierres manuales.
- Equipo de teleprotección para 3 señales como mínimo (dos asociadas a las protecciones 1 y 2 y una para disparos transferidos directos (por sobretensión, falla interruptor, diferencial de barras, etc.).
- Protección de Barras: Serán del tipo de impedancia moderada o porcentual. Deben preverse en este sistema las ampliaciones futuras. El sistema debe dar señalización por fase. Los relés deberán permitir la conexión de CT's de diferente relación de transformación.
- Relés de frecuencia: Son necesarios en puntos estratégicos de la red donde sea necesario implementar deslastres de carga para preservar la estabilidad del sistema. Bajo solicitud del CND, el Transportador dará las instrucciones particulares en los casos donde se requieran. El tiempo mínimo de supervisión deberá garantizar que la protección opere en forma segura. Si la frecuencia se recupera al menos durante un ciclo antes de terminarse la temporización, el relé debe reponerse automáticamente e iniciar un nuevo ciclo de supervisión. Adicionalmente debe contar con sistema de medición de rata de cambio de frecuencia cuyo ajuste puede ser independiente o en combinación con los umbrales de frecuencia. Los rangos de frecuencia están definidos en el Código de Operación.
- Registrador de fallas: Las especificaciones técnicas están consignadas en el Anexo CC.5 "Requisitos Técnicos del Sistema de Registro de Fallas".
- Los relés de recepción / transmisión de disparo transferidos deben ser relés maestros (de bloqueo), con reposición eléctrica.

- Si la subestación tiene una configuración de conexión de interruptores (interruptor y medio, anillo), el Usuario deberá adicionar a las anteriores protecciones, las correspondientes a tramo muerto y zona muerta.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

.....

ANEXO CC.5

REQUISITOS TÉCNICOS DEL SISTEMA DE REGISTRO DE FALLAS

1. INTRODUCCIÓN

Este anexo presenta las recomendaciones básicas para la elaboración de las especificaciones técnicas de redes de registro y análisis de fallas.

Los Registradores de Fallas son equipos destinados a monitorear el comportamiento dinámico de la STN durante perturbaciones o maniobras. Dada su importancia en la detección de problemas operativos, de protecciones, de fallas de equipos, se presenta una descripción de las características de dicho sistema de registro.

2. REGISTRADORES DE FALLAS

Los registradores de fallas deben ser equipos digitales, completamente programables, con capacidad mínima para manejar ocho (8) entradas analógicas y dieciséis (16) entradas digitales.

2.1. ACTIVACIÓN

El registrador debe ser activado por una o varias de las siguientes alternativas: por un comando externo, por un cambio de estado en una señal digital o una combinación de estas, o por cambios en los valores de las señales analógicas (tensiones, corrientes).

El registrador deberá indicar cuál señal inició cada evento y cuáles señales cambiaron de estado, con el tiempo de ocurrencia de cada cambio.

2.2. NORMAS APLICABLES

El registrador de fallas deberá cumplir con las secciones aplicables de la recomendación IEC 255 "Electrical Relays".

2.3. SEÑALES DE ENTRADA

2.3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES

La conversión analógica/digital para todas las entradas analógicas será mínimo de 12 bits.

Los canales deben tener una exactitud mínima del 0,5% a plena escala.

Las señales analógicas se cablean desde los secundarios de transformadores de medida o desde salidas de transductores apropiados y las señales digitales desde contactos repetidores de relés de protección e interruptores.

2.3.2 TENSIÓN

Por cada circuito de línea, transformación o generación se registrarán cuatro señales de tensión: en las fases y en el neutro. Las señales se toman de los secundarios de los transformadores de tensión (generalmente $115/\sqrt{3}V$) y auxiliares respectivos.

2.3.3 CORRIENTE

Por cada circuito de línea, transformación o generación se registrarán cuatro señales de corriente: en las fases y en el neutro. Las señales se toman de los secundarios de los transformadores de corriente (generalmente 1 o 5 A eficaces). En la selección de los "shunt" de corriente, del registrador de fallas se debe garantizar la adecuada resolución de las ondas de corriente en condiciones de carga.

2.3.4 SEÑALES DIGITALES

Por cada circuito se registrarán señales digitales de arranque y disparo de los relés de protección y del estado de los interruptores del circuito. Estas señales provendrán de contactos libres de potencial directamente de los equipos, es decir, sin la intervención de los relés de interposición.

2.4 TIEMPO DE REGISTRO

Los tiempos de registro de pre-falla y post-falla deben ser programables, típicamente así:

Prefalla: Ajustable desde 0 hasta 600 ms en pasos mínimos de 50 ms.

Post-falla: Ajustable desde 800 ms hasta 3 s.

2.5 ALMACENAMIENTO DE DATOS

El registrador tendrá una memoria RAM de capacidad suficiente para almacenar por lo menos toda la información relacionada con veinte (20) eventos registrados con una velocidad de muestreo de 4000 muestras/s y una duración de 1,5 segundos cada uno.

En caso de que los parámetros sean almacenados en memoria RAM, esta memoria deberá ser protegida contra fallas en la alimentación.

2.6 SINCRONIZACIÓN

El reloj interno del registrador deberá sincronizarse periódicamente por medio de una señal externa proveniente de un receptor de señal satélite, el cual si no existe en la subestación, debe incluirse en el suministro de los registradores de fallas.

Para este fin se utiliza por lo general la señal emitida por los satélites GOES (Geostationary Operational Environmental Satellite).

2.7 PROGRAMACIÓN, CALIBRACIÓN Y PRUEBA

El registrador debe tener capacidades de autodiagnóstico y autocalibración. Cualquier condición de mal funcionamiento deberá señalizarse localmente en el mismo registrador y remotamente en la unidad maestra.

El registrador de fallas deberá poder ser activado y programado remotamente desde la unidad maestra de análisis.

El registrador deberá poseer medios para evitar accesos no autorizados para su control y programación.

3. TRANSMISIÓN DE DATOS

La información del registrador debe transmitirse a una unidad maestra de análisis localizada en el centro de análisis de fallas, la cual interroga a varios registradores o a otras unidades maestras.

- Si durante una transmisión de datos entre un registrador y la unidad maestra ocurre una falla en las líneas supervisadas, la falla deberá ser registrada normalmente sin pérdida o error en los datos que están siendo transmitidos o registrados.
- Debe asegurarse la integridad de los datos a pesar de que sucedan fallas o haya ruido en el canal de comunicación.
- La transmisión de datos se hará a una velocidad mínima de 600 Bd, programable en la subestación y desde la maestra. Deberán tenerse en cuenta las limitaciones de los canales disponibles, en particular los canales de voz por PLC, cuyo ancho de banda usualmente va desde 0,3 a 2,4 kHz.
- Los interfaces entre los modems y los registradores deberán cumplir con las recomendaciones CCITT V.24/V.28.

4. DESARROLLO DE APLICACIONES

Se deben incluir facilidades para que el usuario pueda configurar los programas de despliegue para adecuarlos a sus propias necesidades y a desarrollos propios. Los programas deben poder producir archivos de datos compatibles con hojas de cálculo, bases de datos comerciales y deben cumplir con el formato COMTRADE para transporte de archivos a los distintos paquetes de análisis de fallas que informe el TRANSPORTADOR.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO CC.6

REQUISITOS TECNICOS DEL SISTEMA DE SUPERVISION Y CONTROL

1. INTRODUCCIÓN

En este anexo se describen los principios generales y las características técnicas de los equipos de supervisión y control que se conectan al Centro Nacional de Despacho (CND) o a los Centros Regionales de Despacho (CRD) y los mecanismos para el intercambio de información de supervisión y control entre el CND y los CRDs y demás agentes.

2. GENERALIDADES

De acuerdo con los artículos 34 y 38 de la LEY No. 143 del 11 de julio de 1994, la información requerida para el planeamiento y la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) debe ser suministrada o recibida, en forma oportuna y confiable, por las empresas generadoras de electricidad, las distribuidoras y las encargadas de la operación de las redes de interconexión y transmisión. Así mismo, esta información será canalizada a través del Centro Nacional de Despacho y de los Centros Regionales de Despacho, según corresponda.

Los CRDs requieren la información para la supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en uno o más Sistemas de Transmisión Regional (STR) o Sistemas de Distribución Local (SDL). También requieren la información de la porción del STN necesaria para la operación segura y confiable de la red bajo su supervisión.

El CND requiere la información para ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de las redes, subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y de las unidades generadoras despachadas centralmente.

Asimismo, el CND está encargado de la planeación y coordinación de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), para lo cual requiere el intercambio de información oportuna y confiable con los CRDs.

3. INTEGRACION DE CENTRALES DE GENERACION Y SUBESTACIONES

3.1. COBERTURA DEL CND Y DE LOS CRDs

Los requisitos mencionados en el numeral anterior definen la cobertura necesaria para los sistemas SCADA del CND y de los CRDs mediante supervisión directa a través de Unidades Terminales Remotas (RTUs) instaladas en las centrales y subestaciones del SIN, y mediante el intercambio de datos usando los enlaces entre centros de despacho.

Los CRDs directamente reciben información de las RTUs instaladas en las centrales de generación y subestaciones pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución Local de los cuales coordina la operación. También, en forma indirecta, reciben del CND la información del STR que le permite operar en forma segura y confiable la red bajo su supervisión. Así mismo, en coordinación con el CND, envían

comandos que permiten realizar maniobras sobre los equipos del Operador de la Red de Transmisión Regional, cuando con éste se haya convenido dicho servicio.

Los CND recibe directamente información de las RTUs instaladas en las centrales de generación y subestaciones pertenecientes a los Sistemas de Transmisión Nacional que no forman parte de la supervisión directa de otro CRD. Así mismo, envían comandos que permiten realizar maniobras sobre los equipos de la red de transmisión de ISA.

Para nuevas subestaciones del STN y centrales del SIN el CND supervisará en forma directa cuando no se tenga supervisión de un CRD o cuando el propietario del equipo lo solicite.

La supervisión directa de los sistemas SCADA tanto del CND como de los CRDs se podrá realizar por medio de Unidades Terminales Remotas (RTUs) o por Sistemas de Control Digital que permitan el control distribuido de subestaciones y centrales.

Los generadores despachados centralmente que participan en el Control Automático de Generación (AGC) reciben periódicamente los comandos de regulación de frecuencia enviados desde el CRD o desde el CND, a través de la respectiva RTU, a donde se encuentren conectados.

El CND recibe, por el enlace de intercambio de datos entre centros de despacho, la información de las subestaciones del STN y de las centrales de generación que son supervisadas directamente por los CRDs y que son necesarias para coordinación de la operación del SIN.

De igual manera, los CRDs reciben del CND, por el enlace de intercambio de datos entre centros de despacho, la información de las subestaciones del STN que le permitan mejorar la operación de las partes de la red que está bajo su coordinación y la información necesaria para participar en la regulación de frecuencia.

La información intercambiada por el enlace debe cumplir con los requisitos técnicos del CND o CRD, en cuanto a velocidad de refresco y precisión de los datos.

El intercambio de información entre el CND y los CRDs se hace a través de enlaces entre centros de despacho. Estos enlaces deben utilizar el protocolo de comunicaciones acordado entre el CND y los CRDs. Actualmente se utiliza el protocolo de intercambio de información "Intercentre Data Exchange Protocol NCC-MCC" de Asea Brown Boveri (ABB) basado en X.25.

Si el enlace entre el CND y el CRD no funciona de acuerdo con los siguientes parámetros:

- ### Calidad del canal $1 \cdot 10^{-6}$ bits en error
- ### Disponibilidad promedio semanal mayor del 97 %
- ### Tiempo máximo de desconexión de dos semanas

El CND podrá instalar en el sitio una RTU de su propiedad que le permita la supervisión directa de esa parte de la red.

El protocolo de comunicación usado para el intercambio de información entre el CND y los CRDs puede ser modificado en el futuro, previo acuerdo entre el CND y los CRDs, por otro protocolo que cumpla con estándares internacionales utilizados en la conexión entre centros de despacho.

3.2. PROPIEDAD, OPERACION Y MANTENIMIENTO DE LAS RTUs

En principio la propiedad de las RTUs deberá ser del propietario del equipo supervisado.

El propietario de equipos que utilice para su supervisión equipos previamente instalados por el CND, acordará con éste las condiciones técnicas y comerciales para su utilización.

El mantenimiento de las RTUs es responsabilidad del propietario, quien podrá contratarlo con un tercero, previa inclusión de este contrato en el acuerdo de conexión.

Cuando por decisión del CND o del CRD se modifique el protocolo de comunicación especificado para las RTUs, el CND o CRD que efectuó la modificación debe informar al propietario del equipo esta modificación. El CND o CRD deben garantizar el soporte del protocolo anterior. En caso de no soportarlo, quien efectuó la modificación debe reemplazar a su costo las RTUs de los afectados por este cambio.

El propietario de RTUs pagará los gastos a que haya lugar cuando efectúe cambios en las mismas debidos a causas no imputables al CND o CRD.

3.3 INFORMACION DE CENTRALES DE GENERACION Y SUBESTACIONES

En los numerales siguientes se describe la información que se requiere para la coordinación de subestaciones y centrales. El resumen de los requisitos que deben cumplir los equipos de supervisión para el CND y para los CRD esta contenido en el documento Requisitos de los Equipos para Supervisión y Control.

3.3.1 Medidas

Las medidas que se supervisan, tanto en el CND como en los CRDs son: potencia activa y reactiva de líneas, transformadores y unidades generadoras; potencia reactiva de reactores, potencia reactiva de condensadores y tensión de barras.

En los casos en que sea necesario, estas señales pasan por transductores y se llevan a módulos de entradas analógicas en las RTUs

3.3.2 Entradas Digitales

Las entradas digitales comprenden las indicaciones utilizadas para señalar la posición de interruptores y seccionadores, las alarmas, los estados Local-Remoto para control automático de generadores, estado de conexión a control conjunto de generadores y la indicación de posición de derivaciones de transformadores con movimiento bajo carga con su indicación de operación remota .

3.3.3 Interfaz Control Automático de Generación (AGC).

Aquellas centrales generadoras que participan del sistema AGC reciben periódicamente los comandos de regulación enviados desde el CND o desde el CRD al cual estén conectadas a través de su respectiva RTU.

En caso de que en la central exista un sistema de control conjunto de potencia, la RTU debe entregar una señal de referencia ("set-point") o pulsos de subir/bajar al controlador conjunto, el cual distribuye la potencia requerida entre los diversos generadores conectados en ese instante a dicho esquema de control.

En conexiones internacionales el CND realizará el control por desviación de intercambios y frecuencia.

3.3.4 Telecomandos (Opcional)

Previo acuerdo escrito entre el propietario del equipo y el CND o CRD respectivo, se podrán enviar señales de telecomando a interruptores o cambiadores de toma de transformadores.

3.3.5 Registro Cronológico De Eventos (SOE)

De acuerdo con las características del SCADA del CND o de los sistemas utilizados por los CRDs, se debe registrar la información recibida por la RTU sobre la secuencia de eventos, es decir, todo cambio en el estado de interruptores, seccionadores y alarmas relacionadas con estos cambios (actuación de protecciones, etc.).

La información del registro de los eventos se envía desde los CRDs al CND para facilitar el análisis de fallas que debe realizarse después de cualquier operación anormal. Por cada evento que se registre se debe enviar la fecha y hora con resolución de 1 ms, la identificación de la subestación, la identificación del elemento que cambió de estado y el estado final del dispositivo.

3.4 CARACTERISTICAS DE LAS UNIDADES TERMINALES REMOTAS

Las RTUs que se conecten directamente al CND o a los CRDs deben tener las características descritas en las tablas C1 a C5 del documento Requisitos de los Equipos para Supervisión y Control.

3.4.1 Capacidad y Ampliaciones

Además de las características descritas en el numeral anterior, la RTU deberá tener capacidad de expansión para las señales que surjan con el crecimiento o ampliación de la subestación o central.

3.4.2 Disponibilidad

La RTU debe tener una disponibilidad mayor del 98% anual y una calidad del canal de $1 \cdot 10^{-5}$ bits en error. En caso de no cumplir con esta disponibilidad, el CND podrá instalar en el sitio una RTU de su propiedad que le permita la supervisión directa con este grado de disponibilidad.

4. CARACTERISTICAS DE LA INTERFAZ RTU - SISTEMA DE POTENCIA

Las RTUs que se conecten directamente al CND o a los CRDs deben hacer la interfaz con el sistema de potencia en la forma descrita en las tablas E1 a E5 del documento Requisitos de los Equipos para Supervisión y Control.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO CC.7

GUÍAS PARA ELABORACIÓN Y PRESENTACIÓN DE
PLANOS DEL SITIO DE CONEXIÓN

1. INTRODUCCIÓN

Este anexo presenta las guías sobre la elaboración y presentación de planos, manuales, información sobre pruebas y memorias de cálculo.

Toda la documentación relacionada con el proyecto debe utilizar el sistema internacional de unidades, tal como se estipula en la Publicación IEC 164 "Recommendations in the field of quantities and units used in electricity".

En caso de que se presente ambigüedad en la terminología técnica relacionada con el proyecto, prevalecerá la definición que se estipule en la publicación "IEC multilingual dictionary of electricity" y en las recomendaciones de la CCITT en los aspectos de comunicaciones.

Los planos se deben elaborar siguiendo las pautas estipuladas en la Publicación "ISO Standards Handbook 12" y se deben utilizar formatos de la serie ISO-A.

Además de la copia en papel se debe presentar una copia de los planos en medio magnético, en lenguaje y versión que sea aplicable y razonable de disponer en el mercado en el momento de efectuarse el Contrato de Conexión.

La lista de documentos debe incluir como mínimo información sobre los planos, manuales y pruebas, con el contenido que se indica en los siguientes numerales:

2. PLANOS

Deberá existir un listado general de planos.

Su elaboración se debe realizar de acuerdo con lo estipulado en la última edición de las siguientes normas:

- Publicación IEC 27: "Letter symbols to be used in electrical technology".
- Publicación IEC 113: "Diagrams, charts, tables".
- Publicación IEC 391: "Marking of insulated conductors".
- Publicación IEC 416: "General principles for the creation of graphical symbols for use on equipment"
- Publicación IEC 417: "Graphical symbols for use on equipment. Index, survey and compilation of the single sheets"
- Publicación IEC 617: "Graphical symbols for diagrams"
- Publicación IEC 750: "Item designation in electrotechnology".
- ISO Standards handbook 12.

En la introducción de la documentación se deben incluir la simbología, la nomenclatura, la Información genérica en los planos y las guías para la elaboración e interpretación de diagramas de circuito.

2.1 PLANOS DE EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN

Los planos o catálogos de cada tipo de equipo deben mostrar al menos la siguiente información:

- Dimensiones y masas
- Material de los componentes y su ubicación
- Máximas fuerzas admisibles sobre los bornes.
- Detalles de los bornes de alta tensión y de puesta a tierra.
- Detalle de las cajas terminales.
- Parámetros eléctricos.
- Línea de fuga
- Distancia de arco.
- Detalle para fijación a la estructura soporte.
- Volumen de aceite o SF6
- Dimensiones máximas y mínimas de la porcelana.
- Centro de gravedad.
- Centro del área proyectada.
- Área proyectada
- Detalles de pernos, tuercas y arandelas para fijación a la estructura soporte.
- Frecuencia natural
- Amortiguamiento

2.2 PLANOS DE PLANTAS Y CORTES

Los planos de plantas y cortes deben incluir al menos la siguiente información:

- Forma de la conexión entre equipos y barrajes
- Verificación de distancias eléctricas.
- Localización de cajas terminales y gabinetes de agrupamiento.
- Ubicación e identificación de equipos de alta tensión, conectores de alta tensión y de puesta a tierra, conductor, cable de guarda y barraje tubular.
- Localización de vías con las distancias de seguridad para circulación.

2.3 PLANOS DE OBRA CIVIL

Los planos de obra civil deben incluir al menos la siguiente información:

- Plano de localización
- Plano de urbanización del lote
- Plano de adecuación
- Planos de planta y corte de las edificaciones principales y del patio de conexiones.
- Planos arquitectónicos.
- Planos de instalación hidráulica, sanitaria, eléctrica, aire acondicionado, etc.

2.4 PLANOS ELÉCTRICOS

2.4.1 Diagramas de Principio

- Diagrama unifilar
- Diagrama de protección, incluida la lógica de disparo
- Diagramas esquemáticos de control y protección
- Diagrama de medición
- Diagrama de flujo de secuencias de maniobra
- Diagrama lógico de enclavamientos

- Diagrama unifilar del sistema de registro de fallas.
- Diagrama unifilar del sistema de comunicaciones

2.4.2 Diagramas de Circuito (Esquemáticos)

Los diagramas de circuito deben tener todos los diagramas de secuencias y diagramas secuenciales en el tiempo que sean necesarios para clarificar la operación del sistema y deben mostrar todos los terminales de reserva, contactos de relé, etc.

Los diagramas de circuito deben elaborarse con las siguientes características:

- Sistema de referencia de red, usando referencias con números de hoja y designación de fila (Ver cláusula 5.1.1 de la publicación IEC 113-4).
- Representación del circuito desensamblado (Ver cláusula 5.2.3. de la Publicación IEC 113-4).
- Diagramas insertados para las partes referenciadas (Ver cláusula 5.4.1 de la Publicación IEC 113-4). Identificación de ítem de acuerdo con el método 1 y usando la designación funcional (Ver cláusulas 5.1 y 5.1.2 de la Publicación IEC 750, respectivamente).

2.4.3 Diagramas de Disposición Física de Elementos

Los diagramas de localización deben contener información detallada sobre la localización de componentes del equipo, por ejemplo borneras, unidades enchufables, subconjuntos, módulos, etc. y deben mostrar la designación del ítem que se usa en los diagramas y tablas donde son utilizados.

2.4.4 Tablas de Cableado

Las tablas de cableado deben ser elaboradas de acuerdo con la Publicación IEC 391 y deben incluir lo siguiente:

- Tabla de alambrado interno: Esta tabla debe mostrar todas las conexiones dentro de una unidad de una instalación.
- Tabla de cableado externo: Esta tabla debe representar todas las conexiones entre las diferentes unidades de una instalación.
- Tabla de borneras: Esta tabla debe mostrar todas las borneras y bornes (con su disposición física) y los conductores internos y externos conectados a aquellos.

2.4.5. Lista de Cables

En esta lista se consignará por cada cable, el calibre tipo, sus puntos de conexión, longitud.

Las tablas de cableado deben usar marcación dependiente del extremo local (Ver cláusula 5.1.2 Publicación IEC 391).

2.5 PLANOS DE ESTRUCTURAS

Los planos de estructuras deben incluir al menos la siguiente información:

- Lista de planos
- Planos de las plantillas para colocación de los pernos de anclaje.
- Planos de planta y corte
- Árboles de carga
- Planos de detalle de cada tipo de estructura.

- Peso en kilogramos y relación de la tornillería utilizada.

2.6 PLANOS DE SERVICIOS AUXILIARES Y DE EMERGENCIA

Los planos de servicios auxiliares y de emergencia deben incluir al menos la siguiente información:

- Diagrama unifilar
- Planos de disposición
- Planos esquemáticos
- Planos de cableado
- Planos de disposición física de equipos en los tableros.
- Lista de materiales y equipo con sus características técnicas.

3. MANUALES

Los manuales se deben elaborar en castellano y deben utilizar el léxico de la Publicación "IEC multilingual dictionary of electricity", y en conformidad con la última edición de las siguientes normas:

- Publicación IEC 278: "Documentation to be supplied with electronic measuring apparatus".
- Publicación IEC 694: "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".
- Publicación IEC 848: "Preparation of function charts for control systems".
- Publicación IEC 1082: "Preparation of documents used in electrotechnology".
- IEC SC 3B (Sec.) 51: "Documentation of power and central systems for plants".
- ANSI/IEEE C37.1: "IEEE Standard definition, specification, and analysis of systems used for supervisory control, data acquisition, and automatic control".

3.1 MANUALES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los manuales de operación y mantenimiento deben contener al menos la siguiente información:

- Guía de Operación: En esta parte se debe indicar cómo es la operación de la subestación, describiendo sucintamente las pautas de diseño y las acciones remediales cuando se presenten eventos anormales y alarmas.
- Información sobre los sistemas de protección y control: Se debe dar una información sucinta de los sistemas de protección y control, incluyendo al menos la siguiente información:
 - Diagrama unifilar, diagrama de protección, diagrama de medición y diagrama del sistema de registro de fallas.
 - Para los sistemas de control convencional se deben incluir los diagramas de flujo de secuencia de maniobras y diagramas lógicos de enclavamientos.
 - Para los sistemas de control basados en tecnología digital o numérica se deben incluir los diagramas de flujo de secuencia de maniobras y diagramas lógicos de enclavamientos. Adicionalmente, se debe incluir el diagrama funcional preparado de acuerdo con la Publicación IEC 848.
- Información sobre los sistemas de comunicaciones.
- Características técnicas garantizadas.
- Información sobre los equipos de alta tensión:
 - Información general sobre las características y particularidades del equipo.
 - Instrucciones de operación.
 - Instrucciones de mantenimiento y reparación.
 - Planos e información que se estipula en la sección 3.2.

- Información sobre las medidas de mantenimiento a observar.
- Resultado de las pruebas en fábrica de los equipos.
- Información sobre los sistemas de protección, control y comunicaciones:
 - Información general sobre las características y particularidades del equipo.
 - Instrucciones de operación.
 - Instrucción de mantenimiento y reparación.
 - Información estipulada en la Publicación IEC-278, incluyendo:
 - Manual de instrucciones, con todos los suplementos especificados en la cláusula 5 literal o.
 - Lista de empaque de los repuestos.
 - Bitácora para mantenimiento.
 - Diagramas de circuitos impresos.
 - Lista de componentes y sus reemplazos.

3.2 MANUALES DE MONTAJE

Los manuales de montaje deben contener al menos la siguiente información:

- Guías generales para el montaje.
- Instrucciones para transporte, almacenamiento y montaje de los equipos de alta tensión, protección, control, y comunicaciones. Dichas instrucciones deben seguir los delineamientos de las cláusulas 10.2 y 10.3 de la Publicación IEC 694.
- Formato para cada equipo en el cual se consignen los resultado de las pruebas en sitio.

3.3 MANUALES DE PLANOS ELÉCTRICOS

Los manuales de planos eléctricos deben contener al menos la siguiente información:

- Lista de planos
- Diagramas de circuito
- Diagramas de localización
- Tablas de cableado

4. PRUEBAS

4.1 PRUEBAS TIPO

Se deben entregar copias de los reportes de pruebas tipo que satisfagan lo estipulado para cada equipo en particular. Para efectos prácticos, las pruebas que de acuerdo con IEC se denominan "Pruebas Tipo" en el IEEE se denominan "Pruebas de Diseño", por lo tanto ambas terminologías son equivalentes.

4.2 PRUEBAS DE RUTINA Y ACEPTACIÓN

Los equipos se deben ensamblar completamente para someterse a las pruebas de rutina y aceptación, las cuales se deben realizar de acuerdo con las normas que las rigen. Sólo se aceptarán equipos que cumplan satisfactoriamente las pruebas de rutina y aceptación.

4.3 PRUEBAS DE CAMPO Y PUESTA EN SERVICIO

Las pruebas de campo las ejecutará el TRANSPORTADOR en conjunto con el Usuario y el supervisor del fabricante de los equipos. El supervisor debe proponer los formatos para el registro de la prueba de los equipos. El Usuario debe elaborar el protocolo de las pruebas y verificaciones para la puesta en servicio.

4.4 PLAN DE PRUEBAS

El plan de pruebas debe incluir al menos, la siguiente información:

- Equipo a probar
- Fecha prevista para la ejecución de las pruebas
- Normas que rigen la prueba
- Pruebas a realizar
- Tipo de prueba: rutina, aceptación o prueba de acuerdo con la práctica del fabricante.
- Procedimientos, incluyendo formato del fabricante para el registro de la prueba.
- Equipos e instrumentos de prueba y criterios de calibración.
- Criterios de aceptación de las pruebas.

5. MEMORIAS DE CÁLCULO

- Verificación de las solicitudes sísmicas de los equipos de alta tensión y tableros.
- Cargas ejercidas por los equipos de alta tensión sobre la estructura soporte, debidas a:
 - Cargas de sismo.
 - Cargas de corto circuito calculadas en conformidad con la guía CIGRE WG2/SC23 1987 "The mechanical effects of short-circuit currents in oper air substations".
 - Cargas de viento.
- Ajustes de los relés de protección, registradores de fallas y localizadores de fallas, de acuerdo con los criterios y estudios del sistema que el Transportador suministre. Se debe incluir el cálculo de la carga real en los circuitos secundarios de tensión y de corriente incluyendo el consumo del cable.
- Cálculos del sistema de comunicaciones.
- Cálculo de las tensiones de tendido de las derivaciones y barras, teniendo en cuenta los siguientes parámetros:
 - La tracción permanente (every day stress) objetivo es de 10 N/mm².
 - Las tensiones de tendido deben darse desde +10°C a +40°C en pasos de +5°C.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

CÓDIGO DE REDES

CÓDIGO DE OPERACIÓN

INTRODUCCIÓN

El Código de Operación contiene los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento, el despacho económico, la coordinación, la supervisión y el control de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), procurando atender la demanda en forma confiable, segura y con calidad de servicio, utilizando los recursos disponibles de la manera mas conveniente y económica para el país.

OBJETIVOS

Establecer los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el Planeamiento Operativo, el Despacho Económico, la coordinación, la supervisión y el control de la operación de los recursos del SIN.

Definir los procedimientos para el intercambio de información entre las empresas que participan en la operación del SIN, los CRDs y el CND, destinadas a dar soporte las tareas definidas anteriormente.

CUBRIMIENTO

El Código de Operación es de obligatorio cumplimiento para todas las empresas generadoras, propietarias del Sistema de Transmisión Nacional (STN), de los Sistemas de Transmisión Regionales (STRs), Sistemas de Distribución Local, distribuidoras, comercializadoras de energía eléctrica, los CRDs y el CND.

DEFINICIONES*Áreas Operativas:*

Un área operativa comprende un conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que presentan alguna restricción eléctrica que limitan los intercambios con el resto del sistema. En el Documento de Parámetros Técnicos del SIN se presentan las áreas operativas que integran el SIN.

El CND recomienda, para aprobación del CNO, las modificaciones a las áreas operativas cuando sea necesario de acuerdo con cambios en la configuración del SIN.

Capacidad Efectiva:

Es la máxima cantidad de potencia neta (expresada en valor entero en MW) que puede suministrar una unidad de generación en condiciones normales de operación. Los valores se presentan en el Documento de Parámetros Técnicos del SIN. Estos valores deben ser registrados y validados por los propietarios de los generadores al CND.

Capacidad Remanente:

Es el resultado de descontar de la Disponibilidad Declarada de cada unidad generadora: la reserva rodante y el valor máximo entre las generaciones mínimas técnicas, por seguridad y por AGC.

Característica de Regulación Combinada:

Es la característica potencia / frecuencia del SIN. Se calcula con base en el análisis de una muestra de eventos que afectaron el comportamiento de la frecuencia. Se calcula por CND y se publica anualmente en el Informe de Operación.

Centro Nacional de Despacho (CND):

Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. El Centro está encargado también de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

Centro Regional de Despacho (CRD):

Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobras de esas instalaciones con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el Centro Nacional de Despacho, en desarrollo de las previsiones contenidas en el Reglamento de Operación, con el fin de asegurar una operación segura y confiable del sistema interconectado.

Código de Redes:

Conjunto de reglas, normas, estándares y procedimientos técnicos expedido por la Comisión, a los cuales deben someterse las empresas de servicios públicos del sector eléctrico y otras personas que usen el sistema de transmisión nacional.

Consejo Nacional de Operación (CNO):

Es el organismo encargado de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica y ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación y velar por su cumplimiento.

Consumo Propio:

Es el consumo de energía y potencia, requerido por los sistemas auxiliares de una unidad generadora o una subestación.

Consignación de Equipos:

Es el procedimiento mediante el cual se autoriza el retiro de operación de un equipo, una instalación o de parte de ella para mantenimiento.

Consignación Nacional:

Es el nombre que se da al mantenimiento de los equipos del SIN, cuya indisponibilidad afecta los límites de intercambio de las áreas operativas, las generaciones mínimas de seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas, disminuye la confiabilidad de la operación del SIN, o cuando limitan la atención de la demanda.

Costo Incremental:

Es el costo en que incurre un generador para incrementar o disminuir su producción en una unidad.

Costo Incremental de Racionamiento:

Es el costo económico en que se incurre cuando se deja de atender una unidad de demanda.

Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía:

Es el costo incremental de cada una de las plantas de racionamiento modeladas en las metodologías del Planeamiento Operativo. Sus valores se definen como:

Costo CRO1: Es el costo económico marginal de racionar 1.5% de la demanda de energía del SIN. Tiene un rango de validez entre 0 y 1.5% de la demanda de energía respectiva.

Costo CRO2: Es el costo económico marginal de racionar 5% de la demanda de energía del SIN. Tiene un rango de validez entre 1.5 y 5% de la demanda de energía respectiva.

Costo CRO3: Es el costo económico marginal de racionar 10% de la demanda de energía del SIN. Tiene un rango de validez para racionamientos superiores al 5% de la demanda de energía respectiva.

Estos costos son revaluados anualmente por la UPME para ser aplicados a partir del comienzo de la estación de invierno y actualizados mensualmente de acuerdo con las proyecciones oficiales de los índices de precios al consumidor nacional.

Costo Marginal del Sistema:

Es el aumento en el costo total operativo del sistema debido al incremento de la demanda del mismo en una unidad. El costo adicional es imputable únicamente a unidades de generación flexibles y con nivel de generación superior a cero.

Costos Terminales:

Son los costos de oportunidad del agua almacenada en los embalses que representan la operación de un sistema en un horizonte futuro.

Criterio de Estabilidad de Estado Estacionario:

Un Sistema de Potencia es estable en estado estacionario para una condición de operación, si después de un pequeño disturbio, alcanza una condición de operación de estado estacionario semejante a la condición existente antes del disturbio.

Criterio de Estabilidad Transitoria:

Un Sistema de Potencia es transitoriamente estable si para una condición de operación de estado estable y para un disturbio en particular alcanza una condición de operación aceptable de estado estable, después del disturbio.

Demanda Horaria Modificada:

Es la demanda horaria modificada por racionamientos programados.

Despacho Central:

Proceso de planeación, programación, supervisión y control de la operación integrada del SIN, a cargo del CND en coordinación con los CRDs y las empresas, que se realiza siguiendo los criterios y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, el Código de Redes y los acuerdos del CNO.

Disponibilidad para Generación:

Es la máxima cantidad de potencia neta (MW) que un generador puede suministrar al sistema durante un intervalo de tiempo determinado.

Disponibilidad declarada para el Despacho Económico y Redespacho:

Es la máxima cantidad de potencia neta (expresada en valor entero en MW) que un generador puede suministrar al sistema durante el intervalo de tiempo determinado para el Despacho Económico o Redespacho; reportada por la empresa propietaria del generador.

Despejar campos:

Maniobra que consiste en abrir los seccionadores adyacentes al interruptor de un campo que fue abierto previamente.

Documento de parámetros técnicos del SIN:

Documento en el cual se incluyen los principales parámetros técnicos de los elementos que constituyen el SIN. Se actualiza por lo menos estacionalmente con base en la información reportada por las empresas al CND. Este documento debe ser actualizado por el CND y estar a disposición de las empresas del SIN.

Estado de Alerta:

Es un estado de operación que se encuentra cercano a los límites de seguridad y que ante la ocurrencia de una contingencia se alcanza un estado de emergencia.

Estado de Emergencia:

Es el estado de operación que se alcanza cuando se violan los límites de seguridad del sistema de potencia o que no se puede atender totalmente la demanda.

Estatismo:

Es la variación porcentual de la frecuencia por cada unidad de variación porcentual de la carga en un generador.

Etapas de Pruebas:

Es el período previo a la puesta en operación comercial de un equipo del SIN, o de equipos existentes cuando entran en operación después de un mantenimiento prolongado. La fecha de iniciación de la operación comercial es definida por la empresa propietaria.

Factor de Diversidad:

Es la relación existente entre la demanda máxima de potencia de un sistema y la suma de las demandas máximas de potencia de los subsistemas que lo conforman.

Frecuencia de Mantenimientos:

Es la periodicidad con la cual se efectúan mantenimientos programados a los equipos del SIN. Se mide en horas de operación.

Frecuencia de Utilización:

Es la frecuencia con la cual deben ser actualizados los resultados de cada una de las metodologías necesarias para efectuar el planeamiento de la operación del SIN.

Generación Bruta:

Es la generación de la planta medida por contadores instalados en los bornes del generador.

Generación Neta:

Es la generación entregada por una planta al SIN en el punto de conexión.

Generación Mínima por Seguridad:

Es la mínima generación requerida para soportar la tensión y aliviar sobrecargas en alguna zona del STN, STR o Sistema de Distribución Local.

Generación Mínima Técnica:

Es la mínima generación que puede tener una unidad de generación en condiciones normales de operación. En el Documento de Parámetros Técnicos del SIN se presentan las generaciones mínimas técnicas. Estos valores deben ser registrados y validados por las empresas ante el CND.

Horas de Desconexión Forzada:

Es el número de horas que un equipo del SIN permanece fuera de servicio por razones de fallas.

Horas de Desconexión Programada:

Es el número de horas que un equipo del SIN permanece fuera de servicio por razones de mantenimientos programados.

Horizonte del Planeamiento Operativo:

Es el período de tiempo cubierto por cada una de las etapas del Planeamiento Operativo denominadas Largo, Mediano Plazo, Corto Plazo y muy Corto Plazo. El horizonte del Largo Plazo es de cinco años, el Mediano Plazo de cinco semanas, el Despacho Económico de 24 horas y el Muy Corto Plazo desde la hora actual hasta el final del día.

Indisponibilidad de Corto Plazo de Unidades Generadoras (ICP):

Es la parte de la indisponibilidad histórica para cada unidad generadora ocasionada por eventos diferentes a mantenimientos programados en los últimos tres (3) años. Se calcula a partir de la fórmula:

$$(1-IH) = (1-ICP)(1-IMP)$$

Este cálculo se efectúa sobre las horas de máxima demanda para análisis de potencia (ICPP) y sobre todas las horas del período para análisis energéticos (ICPE). Se expresa en por unidad de su capacidad efectiva y se reevalúa estacionalmente. Se utiliza para modelar la disponibilidad de unidades de generación en las metodologías de Largo Plazo durante el primer año del horizonte y en el segundo horizonte del Mediano Plazo.

Indisponibilidad Histórica de Unidades Generadoras (IH):

Es la indisponibilidad para cada unidad generadora ocasionada por limitaciones de su capacidad efectiva y por desconexiones programadas o no programadas durante los tres (3) últimos años.

Se calcula como la diferencia entre la capacidad efectiva de la unidad generadora y la capacidad disponible horaria de la unidad, promediada sobre los tres (3) últimos años. Se evalúa sobre todas las horas de máxima demanda de los tres últimos años para análisis de potencia (IHP) y sobre todas las horas para análisis energéticos (IHE).

Se expresa en por unidad (p.u.) de su capacidad efectiva y se utiliza para modelar la disponibilidad de las unidades de generación en las metodologías de Largo Plazo durante los meses posteriores al primer año del horizonte.

Indisponibilidad por Mantenimientos Históricos Programados (IMP):

Es la indisponibilidad en (p.u.) para cada unidad generadora de su capacidad efectiva atribuible a los mantenimientos programados durante los últimos tres años. Se reevalúa estacionalmente y se emplea para calcular el índice de indisponibilidad de Corto Plazo (ICP).

Inflexibilidad de Unidades:

Una unidad es inflexible cuando las características técnicas de la unidad hacen que genere en una hora a pesar de que su precio de oferta es superior al costo marginal del sistema, o cuando se modifica la disponibilidad declarada después de la hora de cierre de las ofertas y antes del período de reporte de cambios para el redespacho.

Límite de Confiabilidad de Energía:

Es el máximo nivel aceptable de riesgo en el suministro de la demanda de energía. Este nivel de riesgo se mide con el índice valor esperado de racionamiento de energía (VERE), expresado en términos de porcentajes de la demanda mensual de energía y tiene un valor del 1.5%, obtenido como el máximo valor en el cual se puede reducir la demanda de energía mediante reducción de voltaje y frecuencia, sin desconexión de circuitos. Adicionalmente, se tiene el índice valor esperado de racionamiento de energía condicionado (VEREC), correspondiente al valor esperado de racionamiento en los casos en que se presenta, cuyo valor límite es el 3% de la demanda de energía y el número de casos con racionamiento, cuyo límite es 5 casos.

Límite de Confiabilidad de Potencia:

Es el máximo nivel aceptable de riesgo en el suministro de la demanda de potencia. Este nivel de riesgo se mide con el índice valor esperado de racionamiento de potencia (VERP), expresado en términos de porcentaje de la

demanda mensual de potencia y tiene un valor del 1%, obtenido como el máximo valor en el cual se puede reducir la demanda de potencia mediante reducción de voltaje y frecuencia sin desconexión de circuitos.

Para el valor esperado de racionamiento de potencia a Corto Plazo (VERPC) se adoptó un límite equivalente al 1% del (VERP) a Largo Plazo.

Mantenimiento Programado:

Es el mantenimiento de equipos que es reportado por las empresas al CND para ser considerado en la coordinación integrada de mantenimientos.

Modo Jerárquico de AGC:

Es el modo de regulación de frecuencia en el cual más de un agente generador (Planta o CRD) comparte la regulación secundaria de la frecuencia con factores de participación previamente acordados para cada uno de ellos y coordinados por el CND.

Nivel Máximo Físico:

Es la capacidad de almacenamiento de agua en un embalse.

Nivel Máximo Operativo:

Es el volumen de agua resultante de la diferencia entre el volumen útil y el volumen de espera.

Nivel Mínimo Físico:

Es la cantidad de agua almacenada que por condiciones de su captación no es posible utilizar para la generación de energía eléctrica.

Nivel Mínimo Operativo Inferior:

Es un límite operativo de un embalse, por debajo del cual el precio de oferta de las plantas asociadas debe ser mayor que el precio de oferta más alto del SIN en cada hora.

Nivel Mínimo Operativo Superior:

Es un límite operativo de un embalse, por debajo del cual la energía almacenada solo se permite utilizar si todas las unidades térmicas están despachadas.

Niveles Mínimos Operativos de Embalses:

Son niveles mensuales de embalses que constituyen una reserva energética para cubrir condiciones predeterminadas de confiabilidad.

Número de Salidas:

Es el número de veces en las cuales una unidad de generación ha presentado salidas forzadas dentro del período analizado.

Operación Integrada:

Es la forma de operación en la cual los recursos de generación centralmente despachados se utilizan para cubrir la demanda cumpliendo con los criterios adoptados, de seguridad, confiabilidad y calidad del servicio, y despacho por orden de mérito de costos.

Período de Regulación:

Es el mínimo período de tiempo durante el cual las decisiones de descarga de un embalse efectuadas al principio de ese período no afectan las decisiones de descarga del mismo embalse que se efectúan con posterioridad al período.

Período de Resolución:

Es la unidad de tiempo utilizada en cada una de las metodologías empleadas para planear la operación.

Periodos Estacionales:

- a) Verano: comprendido entre diciembre 1 y abril 30.
- b) Invierno: comprendido entre mayo 1 y noviembre 30.

Plantas Centralmente Despachadas:

Son todas las plantas de generación con capacidad efectiva mayor que 20 MW y todas aquellas menores o iguales a 20 MW que quieran participar en el Despacho Económico.

Programa Despacho Económico Horario:

Es el programa de generación de las unidades SIN en cada una de las horas del día, producido por el Despacho Económico.

Regulación Automática de Generación (AGC):

Es un sistema para el control de la regulación secundaria, usado para acompañar las variaciones de carga a través de la generación, controlar la frecuencia dentro de un rango de operación y los intercambios programados. El AGC, puede programarse en modo centralizado, descentralizado o jerárquico.

Regulación Primaria:

Es la variación inmediata de la potencia entregada por el generador como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema.

Regulación Secundaria:

Es el ajuste automático o manual de la potencia del generador para restablecer el equilibrio carga-generación.

Reserva de Regulación Primaria:

Es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a cambios súbitos de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la planta debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

Reserva de Regulación Secundaria:

Es aquella Reserva Rodante en las plantas que responden a la variación de generación y que debe estar disponible a los 30 segundos a partir del momento en que ocurra el evento. Debe poder sostenerse al menos durante los siguientes 30 minutos de tal forma que tome la variación de las generaciones de las plantas que participaron en la regulación primaria.

Reserva Operativa:

Es la diferencia entre la suma de las capacidades disponibles de las unidades generadoras y la suma de la generación programada de las mismas en la hora considerada.

Reserva Rodante:

Es la parte de la reserva operativa ubicada en plantas que están operando y puedan responder a cambios de generación en períodos de hasta 30 segundos.

Restablecimiento:

Es el procedimiento empleado para llevar al sistema de potencia de un estado de emergencia al estado normal de operación.

Salida Forzada:

Es la desconexión intempestiva de un equipo por falla o defecto del propio equipo o de cualquier otro.

Servicios Auxiliares:

Son equipos que participan en el funcionamiento de los generadores y subestaciones, actuando en la alimentación de los equipos de mando y control de los mismos.

Servicios asociados de generación de energía.

Son servicios asociados con la actividad de generación los que prestan las empresas generadoras con sus unidades conectadas al Sistema Interconectado Nacional para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio. Incluye entre otros, la generación de potencia reactiva, la Reserva Primaria y de AGC, de acuerdo con las normas respectivas establecidas en el Reglamento de Operación.

Sincronización:

Es la conexión de dos sistemas de corriente alterna que están operando de forma separada.

Sistema Interconectado Nacional (SIN):

Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas de generación, el Sistema de Transmisión Nacional (STN), los Sistemas de Transmisión Regional (STRs), los Sistemas de Distribución Local, subestaciones y equipos asociados y las cargas eléctricas de los usuarios, conforme a la ley 143 de 1994.

Sistema de Transmisión Nacional (STN):

Es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, transformadores con sus respectivos módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Sistema de Transmisión Regional (STR):

Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

Sistema de Distribución Local:

Es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

Tasa de Salidas Forzadas:

Es el número de salidas forzadas por hora de servicio.

Unidades Elegibles para Reserva Rodante:

Son aquellas unidades que cumplan con la definición de Reserva Rodante. En el Documento de Parámetros Técnicos del SIN, se presentan las unidades elegibles para Reserva Rodante.

Unidades Elegibles para el AGC:

Son aquellas unidades que cumplan con la definición de AGC y con los requerimientos del Anexo C0-4. En el Documento de Parámetros Técnicos del SIN, se presentan las unidades elegibles para AGC.

Valor Esperado de Racionamiento:

Es el índice de confiabilidad de suministro de demanda que se obtiene como la sumatoria, para todos los casos considerados, del producto entre la magnitud del déficit en cada caso y la probabilidad de ocurrencia del caso.

Valor Esperado de Racionamiento de Energía (VERE):

Es el racionamiento promedio esperado de energía en un mes determinado y se expresa en (GWh) o en porcentaje de la demanda mensual de energía.

Valor Esperado de Racionamiento de Energía Condicionado (VEREC):

Es el racionamiento promedio de energía de los casos con déficit en un mes determinado y se expresa en (GWh) o en porcentaje de la demanda mensual de energía.

Valor Esperado de Racionamiento de Energía Estacional:

Es la suma en (GWh) del valor esperado de racionamiento de energía (VERE) para todos los meses de la estación.

Valor Esperado de Racionamiento de Potencia (VERP):

Es el racionamiento promedio esperado de potencia en un mes determinado y se expresa en (MW) o en porcentaje de la demanda de potencia mensual.

Valor Esperado de Racionamiento de Potencia a Corto Plazo (VERPC):

Es el racionamiento esperado de potencia evaluado para períodos de una hora.

Ventanas de Mantenimiento:

Es el intervalo de tiempo (horas), dentro del cual se puede adelantar o atrasar el inicio de un mantenimiento preventivo requerido por una línea, transformador o unidad de generación.

Volumen de Espera:

Es el espacio reservado en el embalse para amortiguar determinadas crecientes de los ríos que alimentan el embalse.

Volumen Útil:

Es el volumen de agua resultante de la diferencia entre el máximo físico y el nivel mínimo físico del embalse.

PLANEAMIENTO OPERATIVO

El Planeamiento Operativo se fundamenta en el siguiente principio:

- La planeación de la operación de los recursos disponibles de generación y transmisión debe hacerse en forma integrada, con el objetivo de minimizar los costos de operación del sistema, y procurando atender la demanda con los niveles de seguridad, confiabilidad y calidad de servicio definidos en este código.

Para realizar el Planeamiento Operativo se efectúa una descomposición funcional y temporal. La descomposición funcional considera el Planeamiento Operativo Energético y el Planeamiento Operativo Eléctrico. La descomposición temporal establece un Largo Plazo de 5 años, un Mediano Plazo de 5 semanas, un Despacho Económico de 24 horas y un Redespacho de una hora.

El Planeamiento Operativo Energético de largo y mediano plazo tienen carácter indicativo, mientras el Planeamiento Operativo Eléctrico, el Despacho económico y el Redespacho tienen carácter obligatorio.

PLANEAMIENTO OPERATIVO ENERGÉTICO

Consiste en la planeación de la operación de los recursos energéticos, hidráulicos y térmicos para la producción de energía eléctrica.

Planeamiento Operativo Indicativo de Largo Plazo

En este proceso se calculan los costos incrementales para los embalses con períodos de regulación mayor que mensual, el programa coordinado de mantenimientos preventivos y los índices de la evolución esperada de la operación en el horizonte de largo plazo.

Información Básica

Demanda:

Se utilizan pronósticos mensuales de energía y potencia, en forma de curvas de duración, para un horizonte de 6 años, producidos por la UPME y analizados conjuntamente con las empresas involucradas y actualizados el 10 de marzo, el 30 de julio y el 30 de noviembre. El CND utilizará sus pronósticos en caso de no estar disponibles los de la UPME en las fechas antes indicadas.

Las empresas distribuidoras deben suministrar al CND, dentro de los diez (10) primeros días de cada mes, la información de demanda mensual de energía y potencia histórica requerida para efectuar los pronósticos de demanda.

Pérdidas:

Se utilizan pronósticos mensuales de pérdidas de energía y potencia, para un horizonte de 6 años, producidos por la UPME y actualizados el 10 de marzo, el 30 de julio y el 30 de noviembre. El CND utilizará sus pronósticos en caso de no estar disponibles los de la UPME en las fechas antes indicadas.

Las pérdidas así obtenidas se adicionan a las demandas mensuales de energía y potencia.

Hidrologías:

Las empresas con generación hidráulica suministran, dentro de los diez (10) primeros días del mes, al CND la información necesaria para actualizar las series históricas mensuales de caudales, irrigación, consumos de acueductos, aportes, bombeos y evaporación.

Se utilizan las series sintéticas de caudales mensuales, condicionadas al último valor histórico, para un horizonte de seis (6) años y actualizados mensualmente.

Los parámetros de las series históricas de caudales mensuales están representados por medias, desviaciones y correlaciones para modelos log - normal y normal, actualizados anualmente por el CND. Adicionalmente, se tendrán en cuenta las tendencias de los parámetros que las afectan, entre otras las variables climáticas.

Niveles Mínimos Operativos:

El Nivel Mínimo Operativo Inferior se calcula mediante un proceso de simulación que considera los siguientes supuestos :

- información operativa vigente
- hidrología de diferentes probabilidades de ser superada para cada mes
- disponibilidad esperada de las plantas térmicas igual a la que se considere para el Planeamiento Operativo de Largo Plazo
- volumen inicial de los embalses igual a su mínimo físico
- fecha inicial de la simulación el 1 de mayo

Usando en forma iterativa el proceso de simulación, se determina cual es la menor hidrología, con la misma probabilidad de ser superada para todos los ríos, con la cual el sistema no presenta racionamientos ni atrapamientos de agua en los embalses durante todo un año.

Con esta simulación se determina la cantidad de energía que resulta almacenada al comienzo del periodo de verano. Esta energía se distribuye entre los embalses con capacidad de regulación mayor que diaria (sin incluir los siguientes embalses con prioridad de utilización diferente de la energética: Sisga, Tominé, Neusa, Chuza, Playas y Salvajina) en proporción al nivel físico máximo afectado por la capacidad de las plantas asociadas, volúmenes de espera, volúmenes mínimos y demás restricciones que afecten las descargas.

Para calcular el Nivel Mínimo Operativo Superior se calculan las reservas adicionales a las del Nivel Mínimo Operativo Inferior, que permitan proteger al sistema contra una contingencia hidrológica definida por la CREG, utilizando los mismos supuestos de información y sin permitir atrapamientos de agua en los embalses. Las reservas obtenidas se distribuyen entre los embalses en proporción al nivel físico máximo teniendo en cuenta las restricciones antes mencionadas además de las reservas representadas por el Nivel Mínimo Operativo Inferior. Las reservas obtenidas como la suma del Nivel Mínimo Operativo Inferior y de las reservas para contingencias corresponden al Nivel Mínimo Operativo Superior

Para su uso, se definen los costos de los embalses, entre ambos niveles, creciendo linealmente entre el costo de la térmica más costosa y el costo de racionamiento más bajo. Por debajo del Nivel Mínimo Operativo Inferior se definen costos superiores al del primer segmento de racionamiento.

Los Niveles Mínimos Operativos son calculados por el CND estacionalmente o cuando las condiciones del sistema interconectado así lo ameriten.

Los valores de niveles mínimos operativos se presentan en el Documento de Parámetros Técnicos del SIN.

Índices de Disponibilidad:

Los índices de indisponibilidad histórica (IH) e indisponibilidad de Corto Plazo (ICP) de las unidades generadoras son actualizados estacionalmente por el CND con base en la información obtenida del despacho horario, y de acuerdo con la formulación presentada en el Anexo CO-1. Para el planeamiento operativo se podrán utilizar supuestos diferentes de indisponibilidad cuando el CNO lo considere necesario.

Costos de Combustible y Transporte:

Son los costos estimados para los combustibles y su transporte utilizados por las unidades térmicas. Estos costos serán suministrados por las empresas propietarias de los equipos teniendo en cuenta los contratos de suministro de combustibles que tengan establecidos.

Costos de Administración, Operación y Mantenimiento:

Son los costos índices de administración, operación y mantenimiento para las unidades térmicas, utilizados en el planeamiento de la expansión del STN.

Mantenimientos de los Equipos del SIN:

Se utilizan las ventanas, frecuencia y duración de cada uno de los mantenimientos requeridos por los equipos de generación y transmisión del SIN (expresado en valores enteros de MW). Estas son suministradas mensualmente al CND por las empresas propietarias u operadoras de los equipos y para los siguientes doce meses. El programa anual de mantenimientos debe enviarse al CND antes del día 20 de cada mes. Cuando no se reciba oportunamente esta información, el CND considerará oficial el último programa de mantenimiento reportado.

Fecha de Entrada y Retiro de Elementos:

Las fechas de entrada y retiro de operación de elementos del sistema son actualizados por el CND previa notificación oficial de la empresa propietaria del elemento.

Restricciones Eléctricas:

De acuerdo con los resultados del Planeamiento Eléctrico, se incluyen las generaciones mínimas por seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas.

Optimización y Simulación

Optimización a Largo Plazo:

Se calculan los desembalsamientos mensuales que cumplan con el criterio de minimizar el valor esperado del valor presente de los costos de operación de los recursos de generación del SIN considerados en forma integrada. Para esto se usan metodologías de programación matemática. Para las unidades de generación se utilizan los índices ICP y el programa de mantenimientos durante los primeros doce meses y los índices IH durante el resto del horizonte.

Como información de salida de estas metodologías se obtienen los desembalsamientos o costos incrementales a nivel mensual para cada uno de los embalses con periodo de regulación mayor que mensual.

La frecuencia de utilización de este programa es mensual, el horizonte cinco (5) años y el periodo de resolución un (1) mes.

Simulación a Largo Plazo:

Por medio del programa de simulación y a partir de los costos y desembalsamientos obtenidos por los programas de optimización a Largo Plazo se simula la operación de los recursos del sistema para obtener índices de confiabilidad y evolución esperada de la operación a nivel mensual.

La frecuencia de utilización de este programa es mensual, el horizonte cinco (5) años y el periodo de resolución un (1) mes.

Coordinación de Mantenimientos

Se distribuyen en el tiempo los mantenimientos preventivos con duración mayor o igual a una (1) semana, requeridos por cada unidad de generación o por elementos del sistema de potencia que impliquen indisponibilidad de las mismas, procurando distribuir uniformemente en el tiempo la reserva de potencia en términos de porcentaje de la demanda del sistema. Para esto se utilizan metodologías de programación dinámica.

Para coordinar los mantenimientos de las unidades generadoras con los mantenimientos de los elementos de transmisión, se utilizan los criterios y metodologías de planeamiento operativo eléctrico referenciadas en el numeral 2.2.

La frecuencia de utilización del programa es mensual, el horizonte un (1) año y el periodo de resolución una (1) semana.

Informe de Resultados

El CND pondrá a disposición de las empresas, antes del 15 de cada mes el programa coordinado de mantenimientos y el Plan Indicativo de Largo Plazo que contiene:

- Evolución esperada de embalses.
- Generación esperada de plantas.
- Índices de confiabilidad.
- Estimativo de Costos incrementales de las plantas hidráulicas.
- Costos marginales del sistema.
- Tablas de costos futuros de los embalses de largo plazo
- Análisis de sensibilidad para diferentes escenarios.

Planeamiento Operativo Indicativo de Mediano Plazo

En este proceso se calculan los costos incrementales para los embalses con períodos de regulación mayor que diario y los índices de la evolución esperada de la operación en el horizonte de mediano plazo.

Información Básica

Demanda:

Para el Mediano Plazo se utiliza una combinación de las predicciones diarias utilizadas para el Despacho Económico horario y las proyecciones mensuales de Largo Plazo, de la siguiente manera:

Para la primer semana se toman las predicciones utilizadas en el Despacho Económico horario.

Para las 4 semanas restantes, se considera la demanda mensual del mes correspondiente utilizadas en el Largo Plazo, calculando las demandas diarias promedio y agregando para obtener demandas semanales de energía, que son luego utilizadas para construir la curva de duración de demanda semanal.

Pérdidas:

Para el Mediano Plazo se toman las pérdidas mensuales estimadas de energía del STN para el Largo Plazo y se distribuyen a nivel diario en proporción a la demanda de energía diaria del sistema.

Hidrología :

Para la primera semana, se utilizan pronósticos basados en la información real de la última semana.

Para las siguientes cuatro (4) semanas se utilizan los pronósticos mensuales de caudales calculados a partir de: análisis de la información disponible, análisis general de comportamiento climático, la confrontación entre el pronóstico y la información histórica para el último mes, análisis individual de las cuencas, la consistencia de los pronósticos por áreas geográficas y los resultados de los modelos de pronóstico para períodos mensuales o menor que mensual.

Niveles Mínimos Operativos:

En el Mediano Plazo además se utilizan las dos curvas mensuales de niveles mínimos operativos para cada embalse.

Enlace Largo Plazo - Mediano Plazo:

Para la transferencia de costos del agua de los embalses desde el Largo Plazo al Mediano Plazo, se toman las tablas de costos totales resultantes de la optimización para cada embalse y para cada mes y se modifican entre el valor del

mínimo operativo superior y mínimo operativo inferior, de tal forma que el costo sea el resultante de la interpolación entre el costo máximo térmico y el costo incremental operativo de racionamiento de energía (CRO1).

El costo terminal de embalses para la fecha del fin del horizonte del Mediano Plazo, se obtiene de interpolar los costos de agua para la hidrología de referencia pronosticada, entre los meses correspondientes a la fecha terminal. Para aquellos embalses que no son representados en el Largo Plazo, se derivan sus costos de otro embalse, perteneciente a la misma cuenca o a la misma región, aplicando un factor de escalación que refleje las diferencias en capacidad de regulación y el factor de conversión de las plantas asociadas. En el documento Parámetros Técnicos del SIN se incluyen los factores de escalación.

Mantenimientos:

Se utilizan los programas de mantenimientos coordinados en el Largo Plazo, además de las modificaciones de disponibilidad debidas a mantenimientos correctivos, coordinadas por el CND. El programa de mantenimientos debe enviarse al CND los lunes y miércoles de cada semana. Cuando no se reciba oportunamente esta información, el CND considerara oficial el ultimo programa de mantenimiento reportado.

Disponibilidad:

Para modelar la disponibilidad de las unidades de generación durante la primera semana del horizonte del Mediano Plazo se considera la reserva rodante estimada del Despacho Económico del día anterior, la capacidad efectiva y los mantenimientos programados. Durante el resto del horizonte se considera capacidad efectiva, mantenimientos programados e índices de indisponibilidad de Corto Plazo de Energía (ICPE).

Restricciones Eléctricas:

De acuerdo con los resultados del Planeamiento Operativo Eléctrico, se incluyen las generaciones mínimas por seguridad de las plantas térmicas e hidráulicas y los límites de intercambio de las áreas operativas considerando los mantenimientos en la red de transmisión.

Despacho Hidrotérmico a Mediano Plazo:

Se utiliza el programa de optimización a Mediano Plazo basado en metodologías de programación lineal para determinar los desembalsamientos y costos incrementales de los embalses con períodos de regulación mayor que un día y las políticas de operación de las unidades térmicas que cumplan con el criterio de minimizar el valor presente de los costos operativos.

La frecuencia de utilización de este programa es dos veces a la semana con horizonte de cinco (5) semanas, períodos de resolución diario durante los primeros siete (7) días con seis (6) subperíodos, y semanal durante las siguientes cuatro (4) semanas.

Informe de Resultados

El CND genera los días miércoles y viernes el informe que constituyen el Plan indicativo de operación energética a Mediano Plazo el cual contiene:

- Evolución esperada de los embalses.
- Generación esperada de las plantas.
- Índices de confiabilidad.
- Costos incrementales de los recursos del agua.

- Costos marginales del sistema.
- Análisis de sensibilidad ante diferentes escenarios.

Adicionalmente, se presenta el programa coordinado de mantenimientos.

PLANEAMIENTO OPERATIVO ELÉCTRICO

El objetivo del planeamiento de la operación eléctrica es garantizar que la operación integrada de los recursos de generación y transmisión cubra la demanda de potencia y energía del SIN con una adecuada confiabilidad, calidad y seguridad. Se emplean programas convencionales de flujo de cargas, estabilidad, corto circuito y programas específicos de acuerdo con las necesidades.

Información Básica

En el Documento de Parámetros Técnicos del SIN se detalla la información usada para los análisis de Planeamiento Operativo Eléctrico.

Criterios Generales

Los criterios generales del planeamiento de la operación eléctrica son los siguientes:

- En estado estacionario las tensiones en las barras de 115 kV, 110 kV y 220 kV, 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal.
- La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.
- La cargabilidad de los transformadores se mide por su capacidad de corriente nominal, para tener en cuenta las variaciones de voltaje de operación con respecto al nominal del equipo.
- En el Largo y Mediano Plazo no se permiten sobrecargas permanentes. En el Corto y muy Corto Plazo se pueden fijar límites de sobrecarga de acuerdo a la duración de la misma sin sobrepasar las temperaturas máximas permisibles de los equipos y sin disminuir la vida útil de los mismos. Para los transformadores, el método empleado para determinar la máxima sobrecarga se basa en el cálculo de la temperatura hora a hora del aceite y de los devanados del transformador como una función de su carga horaria. No se debe perder vida útil del equipo en su ciclo de carga, de acuerdo al Documento de Parámetros Técnicos del SIN.
- La operación del sistema dentro de los límites de carga determinados anteriormente, exceptuando la sobrecarga de transformadores, se consideran como operación normal. Fuera de ellos el sistema se considera que está en estado de alerta o de emergencia.
- En el análisis de estado estacionario se consideran solo contingencias sencillas en las líneas de transmisión y en los bancos de transformadores 230/115 kV o 220/110 kV.
- Bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del sistema de transmisión, en cercanía a la subestación con mayor nivel de cortocircuito, la cual es aclarada con tiempo de protección principal y asumiendo salida permanente del elemento en falla, el sistema debe conservar la estabilidad.
- En las máquinas, los ángulos del rotor deben oscilar de forma coherente y amortiguada con respecto a una referencia. En el caso de resultar redes aisladas después de un evento, en cada red se escogerá una referencia, que generalmente es la planta de mayor capacidad.
- Las corrientes e impedancias vistas por los relés vecinos, deben ser tales que no ocasionen la salida de elementos adicionales, lo cual originaría una serie de eventos en cascada.

- En las barras principales del sistema de transmisión la tensión transitoria no debe estar por debajo de 0.8(p.u.) durante más de 500 mseg.
- Al evaluar la estabilidad del sistema de transmisión ante pequeñas perturbaciones, se debe chequear que los valores propios tengan componente de amortiguación. Si no hay amortiguación se deben ajustar apropiadamente los sistemas de control de las unidades de los equipos del SIN y como último recurso, limitar las transferencias por el sistema de transmisión.

Funciones

El Planeamiento Operativo Eléctrico se ha dividido en cuatro etapas denominadas Largo, Mediano, Corto y muy Corto Plazo. En cada una de las etapas se efectúa análisis de estado estacionario, transitorio y dinámico. Para el análisis de estado estacionario se utiliza el programa de flujo de cargas convencional y el programa de flujo de cargas óptimo. Este último se utiliza particularmente para establecer los *taps* de referencia y los voltajes objetivo en las unidades de generación.

El estado transitorio se analiza mediante el programa clásico de estabilidad, el cual da la respuesta en el tiempo del sistema ante perturbaciones de pequeña o gran magnitud a partir de una condición de operación específica.

Para el análisis de pequeñas perturbaciones se utiliza el programa de estabilidad dinámica en el cual se hace una representación lineal de los elementos en torno a una condición de operación específica, se calculan los valores y vectores propios de la matriz característica. Los valores y vectores propios junto con los factores de participación permiten analizar en forma detallada el comportamiento dinámico del sistema.

Adicionalmente, mediante el programa de cortocircuito se analiza el comportamiento de voltajes y corrientes en el sistema de transmisión como resultado de la ocurrencia de una falla. Estos resultados se complementan con los de estabilidad y flujo de cargas para analizar el comportamiento de las protecciones y recomendar o revisar sus ajustes.

Largo Plazo y Mediano Plazo

El objetivo es planear en el Largo Plazo con un horizonte de cinco (5) años y resolución semestral y en el Mediano Plazo con un horizonte de un año y resolución trimestral, la operación eléctrica del SIN para suplir la demanda con los criterios de calidad y seguridad definidos en el Numeral "2.2.2. Criterios Generales".

Mediante evaluaciones de estado estacionario, transitorio y dinámico ante fallas se deben establecer:

- Límites de voltaje en las principales barras del sistema de transmisión.
- Los límites de transferencias por el sistema de transmisión.
- Las áreas operativas.
- Los límites de transferencias para las áreas operativas.
- Generaciones mínimas de seguridad por área.
- Guías para la operación de equipos.
- Necesidades de compensación reactiva.
- Recomendaciones para modificar fechas de entrada de proyectos.
- Tiempos críticos de despeje de fallas en la red de transmisión.
- El esquema de Desconexión Automática de Carga.
- Análisis para la conexión de nuevos equipos al SIN.
- Control de generación para regulación primaria y secundaria de la frecuencia.
- Recomendaciones de ajustes y coordinación al sistema de protecciones.
- Consignas de operación.

- Análisis de mantenimientos de equipos de generación y transmisión del SIN.

Informe de Resultados:

El CND genera cada seis meses para el análisis eléctrico de Largo Plazo y cada tres meses para el Mediano Plazo los siguientes informes:

- Evaluación de límites de intercambios, generaciones mínimas y restricciones eléctricas.
- Evaluación de esquemas de Desconexión Automática de Carga.
- Análisis de estudios específicos que afectan la operación y calidad de servicio del SIN.

Corto Plazo

El objetivo es planear en el horizonte de una semana con resolución diaria y en el horizonte de 24 horas con resolución horaria, la operación eléctrica del SIN para suplir la demanda con los criterios de calidad y seguridad definidos en Numeral 2.2.2.

Mediante evaluaciones de estado estacionario, transitorio y dinámico ante fallas se realizan las siguientes funciones:

- Realizar el análisis eléctrico del plan integrado de mantenimiento de equipos de generación y transmisión del SIN. Para cada caso se deben reevaluar los límites de transferencia, las generaciones mínimas de seguridad de las áreas operativas afectadas y los voltajes objetivo en la red de transmisión, en la nueva condición del sistema.
- Definir guías de operación de equipos en régimen de sobrecarga.
- Fijar políticas de operación de taps de transformadores a nivel horario.
- Definir estrategias para control de voltaje.
- Definir guías de racionamiento programado por razones de seguridad.
- Recomendar ajustes por razones eléctricas al Despacho Económico horario.

Informe de Resultados:

El CND genera para todos los días un informe del análisis eléctrico de Corto Plazo. La información presentada es:

- Evaluación de límites de intercambios, generaciones mínimas y restricciones eléctricas.
- Consignas operativas.
- Análisis de estudios específicos que afectan la operación del SIN.

Muy Corto Plazo.

El objetivo es analizar la seguridad del programa de redespacho con los criterios de calidad y seguridad definidos en Numeral 2.2.2, por medio de:

- Selección de contingencias de transmisión y generación.
- Evaluaciones de estado estacionario, transitorio y dinámico ante contingencias.
- Toma de acciones correctivas.
- Monitoreo de la reserva rodante del sistema y toma de acciones para mantenerla.

Informe de Resultados:

El CND pone a disposición de las empresas información referente al análisis eléctrico de muy Corto Plazo, como respaldo al Despacho Económico horario. Esta información es la siguiente:

- Evaluación de límites de intercambios, generaciones mínimas y restricciones eléctricas.
- Análisis de estudios específicos que afectan la operación del SIN.
- Estrategias para el control de voltaje.
- Recomendaciones de ajustes al Despacho Económico horario.

Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia:

Cuando un evento transitorio de frecuencia producido por una contingencia tal como: disparo de una unidad del sistema, partición de la red, pérdida de carga de una unidad de generación, etc., es necesario mantener la frecuencia en sus valores operativos con el esquema de Desconexión Automática de Carga por baja frecuencia. El esquema se diseña de acuerdo con los siguientes criterios:

- El disparo de la unidad de mayor capacidad del sistema no debe activar la primera etapa de desconexión.
- En ningún momento la frecuencia debe ser inferior a 57.5 Hz. Esta restricción la establecen las unidades térmicas, las cuales no deben operar por debajo de esta frecuencia un tiempo superior a 48 segundos durante su vida útil.
- En contingencias se debe minimizar el tiempo que la frecuencia permanezca por debajo de 58.5 Hz, para evitar la pérdida de vida útil de las plantas térmicas. Según recomendación de fabricantes estas plantas pueden operar con esta frecuencia hasta 30 minutos durante toda su vida útil.
- Después de 10 segundos de ocurrido un evento, la frecuencia del sistema debe estar por encima del umbral de la primera etapa del esquema de Desconexión Automática de Carga.
- Se debe optimizar la cantidad de carga a desconectar en eventos, evitando al máximo la sobrefrecuencia, es decir, frecuencias superiores a 60 Hz después de ocurrido un evento.

Diseño del Esquema:

Cada empresa distribuidora habilita hasta el 60% de su demanda para ser desconectada por relés de baja frecuencia con el fin de que el SIN pueda soportar la salida de grandes plantas de generación y en consecuencia evitar en lo posible colapsos totales.

Mediante estudios de estabilidad dinámica y aplicando los criterios definidos en este código, el CND determina para cada empresa el número de etapas a implementar, el porcentaje de demanda a desconectar en cada etapa y la temporización de la etapa. El esquema es sometido a consideración de las empresas a finales de abril de cada año. El CND revisa la propuesta teniendo en cuenta los comentarios de las empresas y coloca a disposición de las empresas el informe del esquema definitivo antes del 31 de mayo de cada año. Las empresas deben tener implantado el esquema antes del 30 de junio del mismo año.

En donde el esquema de desconexión nacional sea insuficiente, por ejemplo, en áreas radiales o que a pesar de ser enmalladas se prevé su aislamiento del SIN, las empresas que están localizadas en estas áreas deben instalar esquemas suplementarios que permitan conservar parte de su carga y generación en condiciones de aislamiento. Estos esquemas suplementarios son analizados entre el CND y las empresas involucradas.

Cada empresa está en libertad de seleccionar los usuarios que estarán en las diferentes etapas de Desconexión Automática de Carga, siempre que cumplan con los porcentajes asignados.

A medida que el esquema se vaya implementando las empresas informan al CND los circuitos seleccionados para desconexión automática, especificando la curva de carga horaria del circuito, la etapa a la cual se ajustó el relé y

las características del relé (tipo: electrónico o mecánico, marca, precisión; rangos de ajuste: frecuencia y temporización; tiempo de actuación del relé y del interruptor).

Ajustes de los Relés de Frecuencia de las Unidades de Generación del SIN

El CND especifica los rangos entre los cuales cada generador debe ajustar sus relés de frecuencia de acuerdo con los estudios de análisis de seguridad.

En términos generales, los fabricantes de turbinas para plantas térmicas no recomiendan operarlas a bajas frecuencias, para no deteriorar su vida útil. Sin embargo, a este respecto en el SIN se consideran las siguientes dos normas.

- Las unidades térmicas no pueden operar por debajo de 57.5 Hz un tiempo superior a 0.8 minutos (48 segundos) durante su vida útil.
- Las unidades térmicas pueden trabajar con frecuencias de 58.5 Hz hasta 30 minutos durante su vida útil.

Se considera que el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, implementado en el SIN ha sido diseñado teniendo en cuenta estas dos normas y los criterios establecidos en el Numeral "2.2.4 Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia". Por lo tanto, las unidades de generación deben cumplir con los siguientes requisitos para el ajuste de los relés de baja frecuencia :

- No deben tener disparo instantáneo para frecuencias iguales o superiores a 57.5 Hz.
- En el rango de 57.5 Hz a 58.5 Hz se puede ajustar un disparo con una temporización mínima de 15 segundos.
- Para frecuencias superiores a 58.5 Hz y menores a 62 Hz no pueden ajustarse disparos de la unidad.
- Para frecuencias superiores a 62 Hz y menores de 63 Hz puede ajustarse el disparo por sobrevelocidad con una temporización mínima de 15 segundos.
- Para frecuencias superiores a 63 Hz puede ajustarse el disparo instantáneo de la unidad para protección por sobrevelocidad.

DESPACHO ECONÓMICO HORARIO

Es el proceso mediante el cual se obtiene para un período de 24 horas el programa horario de generación de los recursos del SIN despachados centralmente. Además se obtiene, las transferencias horarias de energía por las interconexiones internacionales. Los pasos a seguir en este proceso son los siguientes:

- 1) Recopilar la información básica.
- 2) Evaluar la Reserva Rodante.
- 3) Realizar el Despacho Económico Horario.

Información Básica

Demanda:

La predicción horaria de la demanda para el Despacho Económico se efectúa por áreas operativas y para cada una de las 24 horas de cada día de la semana. Esta predicción de demanda de potencia la efectúa el CND y la envía a las empresas semanalmente el día miércoles y recibe comentarios o modificaciones hasta el día viernes a las 13:00 horas.

La predicción de la demanda se obtiene al calcular el promedio móvil de las últimas 15 semanas, suavizado exponencialmente, de los datos de potencia horaria. El promedio de la carga se actualiza con el último valor y el día correspondiente de la semana.

Las empresas generadoras y distribuidoras deben suministrar diariamente al CND la curva de carga diaria con resolución horaria y cada 15 minutos en los periodos de punta.

Pérdidas:

Las pérdidas horarias del STN se calculan como la diferencia entre la energía inyectada y extraída del STN. Las pérdidas así calculadas para cada hora del día (k) son consideradas dentro del despacho horario para la hora correspondiente del día (k + 2).

Declaración de Mantenimientos de Red:

- Mantenimientos de equipos del STN: coordinados previamente por el CND. Así mismo, se consideran las indisponibilidades de equipos por mantenimientos correctivos no programados informados al CND (expresado en valores enteros en MW).
- Mantenimientos de redes que operen con tensiones inferiores a 220 kV: cuando estos afectan los límites de importación o exportación de las áreas operativas o generaciones de seguridad de unidades despachadas centralmente o que impliquen desconexión de demanda.

Oferta de Precios:

Para el Despacho Económico Horario, las empresas generadoras deben informar diariamente al CND antes de las 11:00 horas, la oferta de precios (expresado en valores enteros de \$/MWh) a nivel horario para cada unidad térmica, planta hidráulica o interconexión internacional, con excepción de las cadenas hidráulicas Canoas-Laguneta-Salto-Colegio, Paraiso-Guaca, Troneras-Guadalupe3-Guadalupe4 y Alto Anchicayá-Bajo Anchicayá, que harán ofertas de precio en forma integral por cadena.

Para el envío de información de ofertas al CND se usa la transmisión electrónica de datos como medio principal. El CND aplica el procedimiento aprobado por la CREG para el manejo confidencial de la información de ofertas suministradas por este medio por las empresas generadoras, hasta las 11:00 horas. A más tardar a las 14:00 horas el CND pondrá a disposición de todos los agentes del mercado esta información.

Como medios alternos, ante fallas o indisponibilidades en los sistemas de comunicaciones o de información, se empleará el envío de información de ofertas por fax. Si por cualquier causa tampoco es posible utilizar la transmisión vía fax, las ofertas se transmitirán en forma verbal por cualquiera de los teléfonos con grabación que el CND tendrá disponibles para tal efecto. En estos casos, las empresas generadoras no podrán exigir al CND garantía de confidencialidad en el manejo de las ofertas.

Si a las 11:00 horas el CND no ha recibido ofertas de uno o más generadores o ha recibido información incompleta o inconsistente, asumirá las ofertas que se presentaron para cada unidad de generación o planta correspondiente al día anterior a la misma hora.

Declaración de Disponibilidad:

Para el Despacho Económico horario, las empresas generadoras deben declarar diariamente al CND antes de las 11:00 horas, la mejor estimación de la Disponibilidad esperada (expresada en valores enteros en MW) a nivel horario para cada unidad generadora o interconexión internacional.

Para el envío de la declaración de disponibilidad de generación al CND se usa la transmisión electrónica de datos como medio principal. A más tardar a las 14:00 horas el CND pondrá a disposición de todos los agentes del mercado esta información.

Como medios alternos, ante fallas o indisponibilidades en los sistemas de comunicaciones o de información, se empleará el envío de información de ofertas por fax. Si por cualquier causa tampoco es posible utilizar la transmisión vía fax, las ofertas se transmitirán en forma verbal por cualquiera de los teléfonos con grabación que el CND tendrá disponibles para tal efecto.

Si a las 11:00 horas el CND no ha recibido la declaración de disponibilidad de uno o más generadores o ha recibido información incompleta o inconsistente, asumirá las declaraciones que se presentaron para cada unidad de generación o planta el día anterior a la misma hora.

Representación para ofertas:

Cualquier empresa generadora puede conferir mandato a otra empresa generadora para efectúe por él la oferta de precios y declaración de disponibilidad de cualquiera de sus plantas.

Generación de Menores:

Antes de las 11:00 horas, las empresas suministran el programa horario de generación para las plantas del sistema que no son despachadas centralmente.

Otra Información :

Otra información requerida para realizar el despacho económico es la siguiente:

- Resultados del plan operativo eléctrico de corto plazo
- Generación de unidades de generación en pruebas (MW).
- Parámetros técnicos de las unidades generadoras definidos en el numeral 5.

Las empresas deben declarar la información anterior de acuerdo a los formatos presentados en el Anexo CO-3.

Reserva Rodante Y DE AGC

Se utiliza el programa de reserva rodante, basado en métodos probabilísticos, para determinar a nivel horario la magnitud de la reserva rodante mínima requerida por el sistema integrado, para cumplir el criterio de confiabilidad de suministro de la demanda definido como el límite adoptado de valor esperado de racionamiento de potencia a Corto Plazo (VERPC).

Cuando la suma de las disponibilidades declaradas para generación en el sistema integrado menos la demanda horaria modificada, incluyendo pérdidas, sea menor que la reserva rodante requerida, se programa el nivel de reserva que resulte de esta y se informa a la CREG, al CON y a las empresas su incumplimiento.

El valor calculado de reserva rodante se reparte entre las plantas consideradas disponibles para reserva rodante, incluidas en el Documento de Parámetros Técnicos del SIN en la siguiente forma:

- a) La reserva requerida para mantener la frecuencia del sistema dentro del rango de operación normal se distribuye entre las plantas participantes en el Control Automático de Generación (AGC) de acuerdo con la regla presentada en el Anexo CO-4.
- b) Se determina para las áreas operativas operando cerca al límite de transferencias, la reserva rodante mínima requerida en esas áreas y se distribuye entre las plantas consideradas disponibles para reserva rodante del área correspondiente, de acuerdo con la regla presentada en el Anexo CO-4.
- c) El resto de la reserva rodante requerida por el sistema integrado se distribuye entre las plantas consideradas disponibles para reserva rodante, de acuerdo con la regla presentada en el Anexo CO-4.

El valor de la reserva de regulación hacia arriba, requerida para el AGC, se hace igual al de la unidad generadora mas grande del sistema.

La frecuencia de utilización del programa de reserva rodante es diaria, el horizonte un día y el período de resolución una (1) hora.

Generación mínima para AGC

Para permitir la regulación de frecuencia hacia abajo, el AGC requiere una generación mínima equivalente a la máxima variación de generación que soporta el sistema sin salirse de la banda tolerable de frecuencia. Esta cantidad se calcula como el producto entre la banda tolerable de frecuencia y la característica de regulación combinada del sistema. La generación mínima para AGC se reparte entre las plantas participantes en esta regulación de acuerdo con la regla presentada en el Anexo CO-4.

CALCULO DEL DESPACHO ECONÓMICO

Para cada una de las horas del día el CND establece el programa horario de generación de tal forma que se cubra la demanda esperada con los recursos de generación disponibles más económicos ofertados por las empresas, cumpliendo las restricciones técnicas y eléctricas de las unidades generadoras, de las áreas operativas y del SIN, y la asignación de la reserva de generación.

Cuando dos o más recursos tengan precio de oferta igual al Costo Marginal la generación se asigna en forma proporcional a la disponibilidad remanente de cada planta, teniendo en cuenta las restricciones técnicas y eléctricas.

INTERVENCIÓN DE LOS PRECIOS DE OFERTA

Cuando el nivel de un embalse se encuentre por debajo de su nivel mínimo operativo superior; al final del día anterior a la fecha en la cual se calcula el siguiente despacho económico, se remplaza su precio de oferta por un valor mayor en 1 \$/MWh al mayor precio ofertado e inferior al costo de racionamiento, a menos que su precio de oferta sea la más costosa, en cuyo caso se mantiene su oferta.

OPERACION DEL SIN EN CONDICIONES ANORMALES DE ORDEN PUBLICO.

En condición de alerta de orden público el CNO declara el grado de seguridad con el cual se debe operar el SIN. Las Consignas generales de operación en Condiciones Anormales de Orden Público (CAOP) se presentan en el documento ISA CND 94-074.

Informe de Resultados

Antes de las 17:00 horas de cada día y para cada período de 24 horas, el CND pondrá a disposición de cada una de las empresas de generación, CRDs, empresas comercializadoras y demás agentes del mercado, por algún medio electrónico, los siguientes resultados:

- El despacho de los recursos generación.
- El costo marginal horario del Despacho Económico de la operación del sistema.

Redespacho

El Despacho Económico puede ser modificado durante la ejecución del mismo con el fin de tener en cuenta cambios en las condiciones de operación de los recursos del sistema.

Causas del Redespacho

- Disponibilidad de alguna de las unidades de generación despachadas.
- Aumento en disponibilidad, entrada de mantenimiento antes de lo programado o generación de plantas en pruebas. En estos casos se considera toda la planta hidráulica o unidad térmica con precio de oferta cero.

La anterior información la suministra cada empresas de generación mediante el formato de "Modificación de disponibilidad o de parámetros de generación" (Anexo CO-3).

- Cambios topológicos que impliquen cambios en los límites de transferencias de las áreas operativas.
- Cambio en los valores de la demanda mayores de 20 MW ocasionados por eventos fortuitos.

Criterio para Efectuar el Redespacho

Para efectuar el Redespacho se aplica el mismo criterio y los mismos procedimientos que se usan en el Despacho Económico horario.

Toda modificación al programa de despacho horario mayor o igual a 5 MW es efectuada por el CND con base en la información suministrada por las empresas generadoras o distribuidoras por intermedio del CRD respectivo o directamente al CND.

Períodos de Tiempo para el Envío y Procesamiento de la Información para Efectuar el Redespacho

La información para redespacho la suministran los agentes al menos una hora y media (1 ½ horas) antes de iniciar la vigencia de la modificación.

El CND informa a las empresas generadoras y CRDs, al menos con media hora (½ hora) de anticipación, telefónicamente con grabación permanente, las modificaciones al programa de generación de las unidades, y si se presentan, los cambios en los límites de transferencias de las áreas operativas.

COORDINACIÓN, SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA OPERACIÓN DEL SIN

El CND supervisa en tiempo real las tensiones en barras del STN, los flujos de potencia activa y reactiva por las líneas y transformadores, los intercambios internacionales, la generación activa y reactiva de todas las unidades despachadas centralmente y la frecuencia del SIN. Adicionalmente, coordina las acciones para garantizar la seguridad y la calidad de la operación del SIN. Cuando alguna de las variables se encuentra por fuera de los rangos de operación establecidos, el CND coordina en forma directa o a través de los respectivos CRDs, las acciones necesarias para llevar al SIN a un punto de operación seguro usando los recursos disponibles y los servicios asociados a la generación de energía.

Criterios Generales

- La frecuencia objetivo del SIN es 60.00 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.80 y 60.20 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y períodos de restablecimiento.
- En condiciones de operación normal, las tensiones en las barras de 110 kV, 115 kV, 220 kV y 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal. Para la red de 500 kV el voltaje mínimo permitido es del 90% y el máximo es del 105% del valor nominal.
- La máxima transferencia por las líneas se considera como el mínimo valor entre el límite térmico de los conductores, máxima capacidad de los transformadores de corriente, el límite de transmisión por regulación de voltaje y el límite por estabilidad transitoria y dinámica.
- Los transformadores deben operar sin sobrecarga en condiciones normales. En condiciones de emergencia se pueden fijar límites de sobrecarga sin disminuir la vida útil de los equipos.
- Los generadores deben operar de acuerdo con el programa de generación de las unidades resultante del Despacho Económico Horario o Redespacho. El CND supervisa su cumplimiento.
- El CND y los CRDs son los responsables de definir la secuencia de las maniobras con los equipos bajo su cobertura. Los transportadores, distribuidores y los generadores son los responsables de la ejecución de las maniobras ordenadas por el CND y los CRDs. Las maniobras sobre los elementos del SIN se efectúan teniendo en cuenta principalmente la seguridad de las personas y de los equipos.
- Los criterios utilizados para la programación de mantenimientos en equipos de las redes de transmisión son los siguientes:
 - Reducir el impacto sobre la operación del SIN.
 - Los mantenimientos en equipos del SIN no deben ocasionar, en lo posible, desconexión de carga.
- La información operativa de tiempo real intercambiada por el CND y los CRDs a través de los enlaces de telecomunicaciones debe cumplir con los criterios de confiabilidad y calidad establecidos en el Anexo CC.6 del Código de Conexión.

coordinación de la Operación en Tiempo Real

- El CND realiza la coordinación en tiempo real de la operación de los recursos de generación y transmisión del SIN incluyendo las interconexiones internacionales. Para ello el CND coordina la ejecución de las maniobras directamente en las subestaciones bajo su cobertura o indirectamente a través de los CRDs.
- El CND realiza la supervisión del STN, de los equipos de conexión asociados y de las unidades de generación del SIN incluidas en el Despacho Económico.
- Las empresas generadoras operan sus unidades siguiendo el Despacho Económico horario o el Redespacho si se presentan modificaciones.

Cuando se presenta un desbalance entre la carga y la generación del sistema, el AGC corrige la desviación de frecuencia dentro de su margen de regulación.

Posteriormente, el CND determina si hay unidades o plantas que presentan desviaciones del programa. Si es así y éstas pueden volver al programa, el CND solicita a las unidades o plantas ajustarse al mismo. Si con estas acciones el margen de regulación no se restablece, el CND solicita variación en la generación de unidades o plantas para que asuman la desviación, de acuerdo con el orden definido por los precios de oferta. La instrucción dada por el CND a los generadores contiene explícitamente la hora a partir de la cual se debe modificar la generación, la nueva generación en MW y la causa por la cual se modifica el programa de generación. La unidad o planta se señala como reguladora.

Coordinación de Maniobras

Las maniobras en equipos del STN, son coordinadas por el CND mediante las instrucciones a las empresas Transportadoras en forma directa o a través del correspondiente CRD según la cobertura.

El CND coordina a través de los CRDs las maniobras en equipos de los STRs y de los Sistemas de Distribución Local, cuando estas afectan los límites de intercambio de áreas operativas o implican variaciones de generación en planta hidráulicas o unidades térmicas centralmente despachadas

- Por su parte, los CRDs coordinan las maniobras en equipos de los STRs y de los Sistemas de Distribución Local de su cobertura.
- El CND coordina en forma directa con las empresas generadoras o a través de los CRDs según la cobertura, la entrada y salida de operación de las unidades de generación despachadas centralmente.
- El CND coordina la operación y mantenimiento de las interconexiones internacionales, según los acuerdos establecidos para tal efecto.
- Cualquier comunicación entre el personal del CND, CRDs y los agentes transportadores y generadores debe contener, en forma explícita, la siguiente información: el nombre de la persona que emite la comunicación, la identificación del equipo al cual se le va a modificar alguna de sus condiciones operativas, la instrucción operativa, la hora en la cual se imparte la instrucción y la hora en la cual se debe ejecutar la misma. La persona que recibe la instrucción repetirá la misma para asegurar a quien la emitió que ella fue entendida claramente. Toda información operativa se emitirá a través de teléfono con grabación permanente o del que quede una constancia escrita.

Secuencia de Maniobras de Apertura de Líneas**De Líneas Bajo Cobertura del CND**

Para la apertura de una línea de transmisión del STN entre las subestaciones A y B, el CND luego de adecuar las condiciones operativas del SIN para efectuar las maniobras, imparte la siguiente secuencia de instrucciones a los operadores de las subestaciones:

- 1) Efectuar la apertura en la subestación A del campo de la línea a la subestación B. El CND espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
- 2) Efectuar la apertura en la subestación B del campo de la línea a la subestación A. El CND espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
- 3) Despejar campos de la línea en las subestaciones A y B. El CND espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
- 4) Conectar a tierra la línea en las subestaciones A y B. El CND espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.

De Líneas Bajo Cobertura de un CRD

Se cumple la siguiente secuencia:

- 1) El CRD informa al CND que se va a efectuar la apertura de la línea.
- 2) De ser necesario, el CND adecúa las condiciones operativas del SIN para la apertura correspondiente e informa al CRD que puede iniciar maniobras.
- 3) Se realiza la secuencia descrita en 5.3.1.1 sólo que quien impartió las instrucciones es el CRD correspondiente.
- 4) El CRD informa al CND que fue realizada la apertura de la línea.

De Líneas Bajo Cobertura Parcial del CND

Esta situación se presenta cuando uno de los extremos de la línea no está bajo cobertura del CND. En este caso, se realiza la secuencia descrita en 5.3.1.1 para el extremo bajo cobertura del CND. Las maniobras en el otro extremo se coordinan a través del CRD correspondiente.

Secuencia de Maniobras de Cierre de Líneas**De Líneas Bajo Cobertura del CND**

Para el cierre de una línea de transmisión del STN entre las subestaciones A y B, el CND luego de adecuar las condiciones operativas del SIN para efectuar las maniobras, imparte la siguiente secuencia de instrucciones a los operadores de las subestaciones:

- 1) Desconectar de tierra en las subestaciones A y B la línea correspondiente. El CND espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
- 2) Preparar campos de la línea en las subestaciones A y B. El CND espera confirmación de la ejecución de estas maniobras.
- 3) Efectuar el cierre en la subestación A del campo de la línea a la subestación B. El CND espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.
- 4) Efectuar el cierre en la subestación B del campo de la línea a la subestación A. El CND espera confirmación de la ejecución de esta maniobra.

De Líneas Bajo Cobertura de un CRD

- 1) El CRD informa al CND que se va a efectuar el cierre de la línea.

- 2) De ser necesario, el CND adecua las condiciones operativas del SIN para el cierre correspondiente e informa al CRD que puede iniciar maniobras.
- 3) Se realiza la secuencia descrita en 5.3.2.1 sólo que quien imparte las instrucciones es el CRD correspondiente.
- 4) El CRD informa al CND que fue realizado el cierre de la línea.

De Líneas Bajo Cobertura Parcial del CND

Esta situación se presenta cuando uno de los extremos de la línea no está bajo cobertura del CND. En este caso, se realiza la secuencia descrita en 5.3.2.1 para el extremo bajo cobertura del CND. Las maniobras en el otro extremo se coordinan a través del CRD correspondiente.

Coordinación del Restablecimiento en Caso de Eventos

Cuando se presenta un evento que afecta total o parcialmente el SIN, el CND y los CRDs determinan las acciones de restablecimiento de acuerdo con el siguiente esquema:

- a) El CND y los CRDs determinan, con la información recibida de sus correspondientes equipos de supervisión, la topología y el estado de la red después del evento.
- b) Los operadores de las Subestaciones del STN en las cuales se verifique ausencia total de tensión, proceden a aislar los barrajes mediante la apertura de los interruptores que se encuentran aún cerrados e informan de esta acción al CND y al CRD correspondiente.
- c) Los operadores de las Subestaciones de los STRs o Sistemas de Distribución Local en las cuales se verifique ausencia total de tensión, proceden a aislar todas las cargas con la apertura de sus interruptores y aislar sus barras del STN o STR, e informan de esta acción al CRD correspondiente.
- d) Los CRDs establecen comunicación inmediata con el CND e informan acerca de la topología y el estado de la red.
- e) El CND define el plan de restablecimiento con base en las Consignas Operativas acordadas entre el CND y los CRDs. El plan se desarrolla manteniendo una comunicación continua entre los CRDs y el CND.
- f) Los CRDs coordinan las maniobras a su cargo según el plan definido e informan al CND, a través del canal de comunicación que se haya establecido, sobre las maniobras que se realicen hasta concluir el restablecimiento.
- g) Para la reconexión de carga la frecuencia debe regularse manualmente dentro del rango de 59.8 Hz a 60.1 Hz. El CND en coordinación con el CRD correspondiente informa a las empresas la magnitud de demanda que debe ser reconectada. Una vez se normalice la demanda, la empresa informa a través de los CRDs al CND, la magnitud de la demanda efectivamente reconectada.

coordinación de CONSIGNACIÓN DE EQUIPOS

Consignación de Equipos

Cualquier intervención sobre los equipos listados a continuación afecta la confiabilidad del SIN y por lo tanto también debe ser considerada como Consignación Nacional:

- Los sistemas de recierres de líneas del STN.
- Los reactores de línea, barras y terciarios asociados a la red del STN.

- Las protecciones y sistemas de control y disparo asociados a generadores conectados al STN.
- Los sistemas de Telecomunicaciones del CND.
- Las líneas de Interconexión internacionales.
- Los componentes del sistema de Supervisión y Control del CND.
- Los sistemas de telecomunicaciones que afectan recibo de datos operativos en el CND o teleprotecciones de circuitos de la Red del STN.

Durante la Consignación, el equipo se considera indisponible y queda bajo la completa responsabilidad de la empresa transportadora. El jefe de trabajos en sitio es el responsable de la seguridad física de las personas y los equipos a intervenir. Las Consignaciones Nacionales son estudiadas y aprobadas por el CND. Los mantenimientos de cualquier generador son considerados como Consignación Nacional.

Coordinación Semanal de Mantenimiento de Equipos

El siguiente es el procedimiento para coordinar la ejecución del programa de mantenimiento de los equipos del SIN que son catalogados como Consignaciones Nacionales:

- 1) La empresa propietaria del equipo envía su solicitud formal de consignación al CND, en forma directa o a través de su correspondiente CRD. Los mantenimientos a realizar deben ser los incluidos para la semana siguiente, a partir del domingo, en el análisis de Largo Plazo y los correctivos no incluidos en ese plan. Esta solicitud se envía a más tardar el miércoles de cada semana a las 12:00 horas.
- 2) El CND estudia las solicitudes y verifica cuáles consignaciones tienen categoría de Consignación Nacional.
- 3) El CND coordina los programas de mantenimiento de acuerdo con análisis eléctricos y energéticos e informa a las empresas en forma directa o a través de los CRDs, cuáles mantenimientos van a ser ejecutados.
- 4) El CND informa a las empresas en forma directa o a través de CRDs, las Consignaciones Nacionales aprobadas para la semana siguiente a más tardar el viernes de la semana en curso a las 12:00 horas.
- 5) El CND confirma con las empresas transportadoras y generadoras afectadas por los mantenimientos aprobados, en forma directa o a través de los CRDs, a más tardar el viernes de la semana en curso a las 16:00 horas.
- 6) El CND con base en estudios eléctricos y energéticos define las restricciones operativas ocasionadas por la indisponibilidad de los equipos en consignación y los incluye en el Despacho Económico del día correspondiente.

Ejecución de Consignaciones Nacionales

El procedimiento para la ejecución es el siguiente:

- El personal ejecutor del mantenimiento se presenta al sitio de los trabajos e informa al personal encargado de la operación acerca del equipo que requiere ser consignado presentando el correspondiente permiso debidamente diligenciado y aprobado por el CND.
- El personal de operación del sitio se comunica con el CND, en forma directa o a través del CRD según cobertura, y solicita el inicio de la consignación correspondiente.

- El CND coordina directamente o a través de los CRDs las acciones y maniobras necesarias para retirar de servicio el equipo solicitado y una vez las concluya entrega dicho equipo al personal de operación del sitio autorizando el inicio de los trabajos.
- Cuando el personal ejecutor del mantenimiento concluya sus labores, entrega el equipo al personal de operación del sitio e informa el estado del mismo.
- El personal de operación del sitio entrega al CND o al CRD, según el caso, el equipo disponible para operación informando acerca del estado del mismo.
- El CND coordina directamente o a través de los CRDs las acciones y maniobras necesarias para colocar en servicio el equipo, concluyendo así la consignación nacional correspondiente.

Control de Frecuencia

Regulación Primaria

Todas las plantas del sistema están en obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre. Las plantas del sistema deben garantizar su valor de estatismo entregado en el formulario de disponibilidad. Se debe efectuar la prueba de estatismo con una periodicidad mínima de 2 años. La prueba está especificada en el Numeral "7.5.2 Prueba de Estatismo".

Regulación Secundaria

Todas las empresas de generación deben participar en la regulación secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas.

La regulación secundaria del SIN es efectuada por el (AGC) bajo el esquema llamado jerárquico. El CND distribuye la reserva rodante de acuerdo al Numeral "3.2 Reserva Rodante".

Cuando no se disponga del sistema AGC, la regulación secundaria se hace mediante esquemas descentralizados a través de los CRDs o manualmente con una planta del SIN. Esta operación se coordina desde el CND.

Cuando el SIN opera interconectado con un sistema de otro país, se controlan los intercambios internacionales y la frecuencia objetivo. En este caso el SIN se opera bajo el esquema jerárquico a nivel nacional.

Control de Voltaje

- Los voltajes objetivo en los nodos de generación se determinarán de acuerdo con los resultados de las metodologías del Planeamiento Operativo Eléctrico.
- Los movimientos de taps en los transformadores con cambio bajo carga, se hacen de acuerdo a los resultados del Planeamiento Operativo Eléctrico de Corto y muy Corto Plazo.
- La disminución de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND o del CRD, de acuerdo al siguiente orden de prioridades:
 - 1) Ajuste de voltajes objetivo de generadores.
 - 2) Cambio de posición de los taps de transformadores.
 - 3) Desconexión de condensadores.
 - 4) Conexión de reactores.
 - 5) Desconexión de líneas de transmisión o distribución en horas de baja carga.
- El aumento de voltaje se hace siguiendo las instrucciones del CND o del CRD, de acuerdo al siguiente orden de prioridades:

- 1) Conexión de líneas de transmisión o distribución.
- 2) Desconexión de reactores.
- 3) Conexión de condensadores.
- 4) Cambio de posición de los taps de transformadores.
- 5) Ajuste de voltajes objetivo de generadores.

Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de capacidad declarada en los formatos de capacidad.

La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda.

La prueba de potencia reactiva se debe realizar anualmente. Esta prueba se describe en el Numeral "7.5.1 Prueba de Potencia Reactiva".

SUMINISTRO DE INFORMACIÓN adicional

Parámetros de las Unidades de Generación

Los parámetros de las unidades de generación descritos a continuación deben ser declarados por las empresas de generación al CND, al inicio de cada período estacional o cuando se presenten modificaciones:

- Descripción de restricciones operativas especiales de las unidades.
- Generación mínima por unidad.
- Capacidad efectiva de la unidad.
- Velocidad de toma de carga o descarga de unidades (MW/minuto).
- Máxima generación y absorción de potencia reactiva (MVARs).
- Tiempo mínimo en operación (horas).
- Tiempo mínimo de apagado (horas).
- Tiempos de arranque en frío de unidades térmicas (horas).
- Información de ciclos combinados.

La información de parámetros debe ser suministrada de acuerdo con el formato "Declaración de parámetros de unidades de generación". Anexo CO-3.

Las modificaciones de parámetros se deben enviar al CND, de acuerdo con el formato "Modificación de parámetros de unidades de generación". Anexo CO-3.

Declaración de Datos Hidrológicos

Las empresas de generación, propietarias de plantas hidráulicas deben informar diariamente al CND antes de las 07:00 horas de cada día los siguientes datos para cada embalse:

- Nivel del embalse a las 06:00 horas del día en curso, especificando la cota leída en el embalse en metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) y los millones de metros cúbicos (Mm³) correspondientes a esa cota.
- El agua turbinada por la planta en el período de las 06:00 horas del día anterior y las 06:00 horas del día en curso expresada en Mm³.

- El agua vertida por el embalse en el periodo de las 06:00 horas del día anterior y las 06:00 horas del día en curso expresada en Mm3.
- El agua descargada del embalse por compuertas de fondo o cualquier otro sistema, en el periodo de las 06:00 horas del día anterior y las 06:00 horas del día en curso, expresada en Mm3.
- El promedio de aportes al embalse en el periodo de las 06:00 horas del día anterior y las 06:00 horas del día en curso expresados en metros cúbicos por segundo (m3/Seg).
- Relación de mantenimientos o indisponibilidades previstas para el día siguiente en el sistema hidráulico asociado al embalse, tal que se afecte la operación del mismo. Se debe especificar el periodo de mantenimiento y las restricciones correspondientes.

Las empresas de generación propietarias de las plantas hidráulicas asociadas a embalses con regulación igual o menor a un día, deben informar diariamente al CND antes de las 07:00 horas de cada día los aportes naturales de todos los ríos que entran al embalse expresados en m3/seg.

La anterior información debe ser enviada al CND de acuerdo con el formato "Declaración de datos hidrológicos". Anexo CO-3.

Declaración de Parámetros de los Embalses

Las empresas de generación propietarias de las plantas hidráulicas deben enviar al CND al inicio de cada periodo estacional o cuando se presenten modificaciones, los parámetros de los modelos hidráulicos de acuerdo a lo especificado en el Anexo CO-3.

Los parámetros declarados son los siguientes:

- Nivel mínimo físico del embalse.
- Capacidad máxima de almacenamiento en Mm3.
- Curva de volumen en Mm3 v/s cota en m.
- Curva de área en m2 v/s cota en m.
- Especificaciones del sistema de vertimiento (descargas de fondo, turbinados, vertederos libres o por compuertas).
- Restricciones de vertimiento máximo que pueden ocasionar alguna catástrofe o problema local en Mm3/Seg.
- Volumen de espera en Mm3.

La anterior información debe ser enviada al CND de acuerdo con el formato "Declaración de parámetros de los embalses". Anexo CO-3.

Disponibilidad del STN, STR y Sistema de Distribución Local

Las empresas transportadoras y distribuidoras de energía deben suministrar la siguiente información al CND todos los días antes de las 11:00 horas:

- Las desconexiones programadas de equipos que afecten los límites de transferencias o la atención de la demanda de las áreas operativas del SIN, debe especificarse el periodo de las desconexiones o el estimativo de la carga a racionar.

La información descrita debe ser suministrada al CND, de acuerdo con el formato "Restricciones de los equipos del STN, STR y Sistema de Distribución Local". Anexo CO-3.

SUMINISTRO DE Información DEL CND A LAS EMPRESAS

El CND pondrá a disposición de las empresas generadoras, comercializadoras, transportadoras, distribuidoras y CRDs la información operativa del día anterior en forma consolidada. Asimismo, actualizará estacionalmente el documento "Parámetros Técnicos del SIN", a partir de la información básica recibida.

PRUEBAS Y verificación de parámetros

Este código de operación especifica los procedimientos se deben seguir para llevar a cabo las pruebas y verificación de parámetros de:

- Las plantas de generación que son incluidas en el despacho central con el objeto de verificar los parámetros registrados para la Planificación Operativa Indicativa y el Despacho Económico.
- El cumplimiento de los usuarios del Reglamento de Operación.
- El suministro de servicios complementarios de energía que se han convenido.

Solicitud de Prueba

El CND y los organismos de control pueden solicitar en cualquier momento a cualquier empresa generadora y a costo de esta última pruebas de la capacidad efectiva de potencia activa o reactiva, estatismo, arranque rápido, restablecimiento, disponibilidad o parámetros de operación para demostrar que cumple con los parámetros declarados.

Las pruebas se hacen de acuerdo con los procedimientos establecidos en los numerales 7.4 a 7.6. La certificación se obtiene mediante prueba ante una empresa de auditoría técnica, debidamente registrada ante las autoridades competentes. La prueba deberá ser realizada antes de 96 horas después de realizada la solicitud. No se podrán solicitar más de dos pruebas para una misma unidad en cada año calendario, excepto cuando el generador haya fallado en las dos primeras pruebas.

La solicitud para realizar una prueba solo cubren generadores despachados centralmente desde el CND.

La solicitud de la prueba de los parámetros de operación, de cualquiera de las unidades que son centralmente despachadas, puede provenir de cualquiera de las empresas de generación, comercialización u organismos de control. En caso de que se verifique un incumplimiento, los costos de la prueba son sufragados por el dueño de la planta, pero en caso de que la prueba sea satisfactoria, los costos son asumidos por el o los generadores solicitantes. Estas solicitudes son independientes a las dos que pueden solicitar el CND o los organismos de control, durante un año, sin ningún costo.

Todas las mediciones de las pruebas se hacen en los terminales de alto voltaje del transformador elevador del generador.

Falla de la Prueba

Si el generador no pasa la prueba debe suministrar al CND dentro de los tres días hábiles siguientes un reporte escrito detallado en donde se ilustren técnicamente las causas de la falla.

La falla de la prueba será reportada por el CND al CNO y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. La Superintendencia tomará las acciones económicas, administrativas y legales a que haya lugar, según el caso.

Modificación de Parámetros

Si un generador falla la prueba se modifican los parámetros que se están comprobando conforme a los resultados que se hayan obtenido en la prueba. Posteriormente, la empresa generadora una vez haya hecho las respectivas correcciones y cuando lo estime conveniente puede realizar una segunda prueba.

Pruebas de Conexión

Prueba de Potencia Reactiva

La prueba es iniciada dentro del lapso mencionado anteriormente con el objeto de verificar todos los parámetros que la empresa generadora declara de acuerdo al Anexo CO-2.

La duración de la prueba es hasta de 60 minutos, período durante el cual el voltaje en el punto frontera es sostenido por el generador al voltaje especificado según se declara en el Anexo CO-2 mediante el ajuste de la potencia reactiva y si es necesario de otros generadores conectados a la red.

La generación de potencia de la unidad de generación es grabada en un registrador y las mediciones son tomadas en los terminales del estator con la presencia de representantes de la empresa auditora y de la empresa generadora. La unidad de generación pasa la prueba si la capacidad registrada es igual a la capacidad declarada por la empresa generadora, con un margen de tolerancia del $\pm 1\%$.

Prueba del Estatismo

La prueba de este parámetro debe realizarse como parte del monitoreo rutinario de las plantas de generación que se incluyen en el programa de Despacho Económico para verificar la respuesta de la regulación primaria ante cambios de frecuencia en el SIN.

El funcionamiento de la máquina es registrado en sitio, mediante señales de voltaje y corriente suministradas por la empresa generadora en los terminales del estator de la unidad. A falta de medición en los terminales del estator de la máquina, pueden utilizarse las señales de alta tensión del transformador elevador del generador. La frecuencia del sistema es registrada en la sala de control de la empresa generadora en presencia de uno de sus representantes y uno de la empresa auditora. La frecuencia del sistema también es registrada en la sala de control del CND. Las mediciones incluyen la posición de la válvula piloto del Gobernador.

El procedimiento de prueba a seguir es el siguiente:

- Cargar la unidad a un valor P_0 con el limitador de apertura al 100%. El valor de P_0 puede ser igual a la mitad de la capacidad efectiva de la unidad pero siempre debe ser superior a la generación mínima técnica.
- Con el limitador de apertura bajar la carga de la unidad a cero, sin modificar la referencia de velocidad.
- Desconectar la unidad del SIN.
- Abrir el limitador al 100%.

- Tomar la lectura de sobrevelocidad medido como variación de frecuencia f en estado estacionario.
- El valor del estatismo (R), es dado por:

$$R = \frac{\Delta f / f_0}{P_0 / P_n} \times 100\%$$

$$f = f_{\text{ref}} - f_0$$

f_0 = Frecuencia del sistema.

f_{ref} = Frecuencia de referencia correspondiente a la sobrevelocidad de la unidad.

P_n = Capacidad nominal de la unidad.

El generador pasa la prueba si la respuesta primaria o secundaria a cambios de frecuencia en el SIN medida en MW/Hz, está dentro de un $\pm 1\%$ de tolerancia del valor especificado por la empresa generadora y si la posición de la válvula piloto indica que los parámetros del Gobernador están dentro de los criterios establecidos en el Anexo CO-2.

Prueba de Arranque Rápido

El CND en cualquier momento puede solicitar a cualquier empresa generadora que certifique los parámetros declarados de tiempos de arranque, sincronización o toma de carga. La prueba es iniciada dentro del lapso mencionado en la Numeral 6.1, con el objeto de verificar todos los parámetros que la empresa generadora declara de acuerdo al Anexo CO-2.

Los parámetros y variables que indiquen la velocidad de la sincronización y toma de carga de la unidad son grabados en un registrador con la presencia de un representante de la empresa auditora y otro de la empresa de generación. La unidad de generación pasa la prueba si el tiempo de sincronización y toma de carga cumple con los parámetros declarados ante el CND con una tolerancia positiva del 5%. La empresa generadora debe demostrar a satisfacción del CND la confiabilidad de los registros y la precisión de los equipos de medición.

Prueba de Restablecimiento

Para la prueba de restablecimiento se sigue el siguiente procedimiento:

- a) El generador en referencia debe estar sincronizado y suministrando energía al SIN.
- b) Todas las máquinas diesel u otras máquinas asociadas al proceso de restablecimiento deben estar desenergizadas. Los servicios auxiliares de estas máquinas también deben estar desenergizados.
- c) Se procede a bajar la generación de la unidad o planta en prueba hasta que esté completamente descargada y se desconecta del SIN. También se desconectan todos los suministros de corriente alterna y servicios auxiliares de la unidad o planta en prueba.
- d) Se arranca la máquina diesel o aquella que esté designada para iniciar el restablecimiento. Se energizan los servicios auxiliares de la unidad en prueba y se arranca hasta alcanzar la velocidad sincrónica.
- e) Se sincroniza la unidad al SIN pero se deja girando en vacío durante un lapso de cinco minutos y se procede a restablecer la generación que indique el programa de despacho a menos que el CND de la orden de tomar carga.

El generador incumple la prueba de restablecimiento si la unidad no está sincronizada al sistema en el tiempo declarado al CND, con una tolerancia positiva del 10%.

Prueba de Disponibilidad

El CND puede solicitar en cualquier momento a las empresas generadoras que están incluidos en el programa de Despacho Económico, que certifique la disponibilidad, si la unidad está siendo despachada por debajo de la disponibilidad declarada. La certificación se hace mediante prueba ante una empresa auditora debidamente reconocida por el CND.

La prueba de disponibilidad se hace como se describe a continuación:

- En el tiempo de toma de carga declarado por la empresa generadora contados a partir de la orden de iniciación de la prueba, el generador debe estar entregando a la red la potencia disponible declarada.
- Transcurrido el tiempo de toma de carga, se toma la lectura de contadores, dando así inicio a la prueba, la cual tiene una duración de 60 minutos.
- Al finalizar los 60 minutos se toma nuevamente la lectura de contadores y se contabiliza la energía generada, se toma como potencia disponible la energía generada durante los 60 minutos.

El generador incumple la prueba de disponibilidad si la unidad tiene una potencia disponible inferior en un 1% a la disponibilidad declarada.

Prueba de los Parámetros para el Planeamiento Operativo

El CND en cualquier momento puede solicitar a cualquier empresa generadora que certifique los parámetros utilizados en el Planeamiento Operativo con el fin de demostrar que cumple con los declarados. La prueba es iniciada dentro del lapso mencionado en la Numeral 6.1, con el objeto de verificar todos los parámetros que la empresa generadora declara de acuerdo al Anexo CO-2.

Los parámetros y variables a verificar son los declarados para el día en que la prueba sea realizada y deben ser grabados en un registrador con la presencia de un representante de la empresa auditora y otro de la empresa generadora. La duración de la prueba debe ser consistente y suficiente con los parámetros que se estén verificando. El generador debe demostrar a satisfacción del CND la confiabilidad de los registros y la precisión de los equipos de medición. El éxito de la prueba depende del parámetro que se este verificando, como:

- Tiempo de Sincronización al SIN: La prueba es satisfactoria si el tiempo de sincronización es igual al registrado con una tolerancia positiva del 5%.
- Rapidez de toma de carga: La prueba es exitosa si la unidad sube de 0 MW a la capacidad efectiva en el tiempo especificado al CND con tolerancia del 5%.
- Capacidad Efectiva: El procedimiento para esta prueba es igual al de disponibilidad y se efectúa siempre y cuando esta se haya declarado igual a la capacidad efectiva. La empresa generadora cumple con la capacidad declarada si esta es igual a la declarada con una tolerancia del 1%.
- Rapidez de rechazo de carga: La prueba es exitosa si la unidad baja de la capacidad efectiva a 0 MW en el tiempo especificado al CND con tolerancia del 5%.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO CO-1

CALCULO INDICES DE INDISPONIBILIDAD DE GENERACION

- Indisponibilidad Histórica (IH)

$$IH = \frac{HI + HD}{HI + HO}$$

(ACO1-1)

Donde:

IH: Indisponibilidad histórica
 HI: Horas de indisponibilidad forzada o programada
 HO: Horas de operación o en línea
 HD: Horas equivalentes de indisponibilidad por derrateos calculadas como:

$$HD = \sum_{i=1}^{HO} \frac{[CE - CDI]}{CE} \times H \quad (ACO1-2)$$

Donde:

CE: Capacidad efectiva de la unidad o planta
 CDI: Capacidad disponible durante la hora i
 H: Constante de conversión de unidades (1 hora)

- Indisponibilidad por mantenimientos programados (IMP)

$$IMP = \frac{HM}{HI + HO} \quad (ACO1-3)$$

Donde:

HM: Horas de mantenimiento programado de la unidad. En el caso de plantas hidráulicas se promedian las horas de mantenimiento programado de las unidades. Incluye mantenimientos de fin de semana y mantenimientos mayores a cuatro días.

- Indisponibilidad de Corto Plazo (ICP)

Se calcula a partir de los índices IH e IMP como:

$$(1 - IH) = (1 - IMP)(1 - ICP) \quad (ACO1-4)$$

despejando se obtiene:

$$ICP = \frac{HM - IMP}{1 - IMP} \quad (ACO1-5)$$

También puede expresarse, reemplazando en (ACO1-5) las ecuaciones (ACO1-1) y (ACO1-3), como:

$$ICP = \frac{HI + HD - HM}{HI + HO - HM} \quad (ACO1-6)$$

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO CO-2

PLANEAMIENTO ELECTRICO DE LA OPERACION
INFORMACION BASICA

1. DIAGRAMA UNIFILAR

Empresa:
Fecha:
Período de declaración:

2. BARRAS

Empresa:
Fecha:
Período de declaración:

La información es relacionada de acuerdo al siguiente modelo.

BARRA	FACTOR DE DISTRIBUCIÓN EN DEMANDA MÁXIMA		FACTOR DE DISTRIBUCIÓN EN DEMANDA MEDIA		FACTOR DE DISTRIBUCIÓN EN DEMANDA MINIMA	
	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA	POTENCIA ACTIVA	POTENCIA REACTIVA

Modelo de carga:

BARRA	VOLT. BASE	VOLT. MINIMO	VOLT. MAXIMO	EVP	EVQ	E.F.P	E.F.Q

Donde,

EVP, Exponente para dependencia de la potencia activa del voltaje,
EVQ, Exponente para dependencia de la potencia reactiva del voltaje,
EFP, Exponente para dependencia de la potencia activa de la frecuencia,
EFQ, Exponente para dependencia de la potencia reactiva de la frecuencia.

El modelo de carga está dado por:

$$P = P_0 (V / V_0)^{EVP} + (f / f_0)^{EFP}$$

$$Q = Q_0 (V / V_0)^{EVQ} + (f / f_0)^{EFQ}$$

Donde,

V₀, Voltaje Nominal,
f₀, Frecuencia Nominal,
P, Potencia activa,
Q, Potencia reactiva.

3. GENERADORES

Empresa :
Fecha :
Período De Declaracion :

3.1. DATOS DE ESTADO ESTACIONARIO

UNIDAD	Capacidad efectiva MW	Capacidad nominal MW	Factor de Potencia nominal	QMAX MVAR	QMIN MVAR	Vnom kV	Vmin kV	Vmax kV

Donde,

UNIDAD, Nombre del generador,
QMAX, Límite superior de reactivos (MVAR),
QMIN, Límite inferior de reactivos (MVAR),
Vnom, Voltaje nominal del generador (kV),
Vmin, Voltaje mínimo del generador (kV),
Vmax, Voltaje máximo del generador (kV).

3.2. DATOS DINÁMICOS

UNIDAD	H	Td1	Tq1	Td11	Tq11	Xd	Xd1	Xd11	Xq

UNIDAD	Xq1	Xq11	Rs	Xpot	SG1.0	SG1.2	X2	R2	X0

UNIDAD	R0	Xe	Re	Tipo	Xdsat	Xdsat1
						1

Donde,

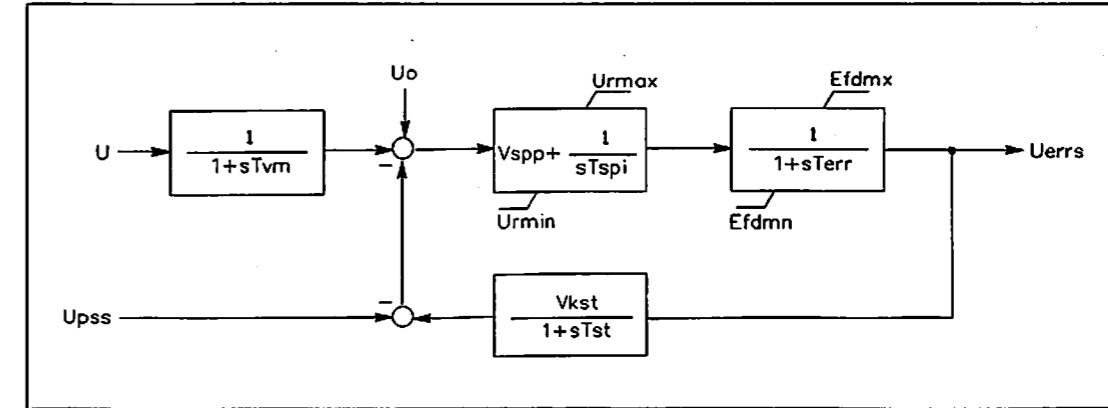
- H, Constante de inercia de la unidad (Seg. o MW-Seg.),
- Td1, Constante de tiempo transitoria de eje directo de cortocircuito (Seg.),
- Tq1, Constante de tiempo transitoria de eje en cuadratura de cortocircuito (Seg.),
- Td11, Constante de tiempo subtransitoria de eje directo de cortocircuito (Seg.),
- Tq11, Constante de tiempo transitoria de eje en cuadratura de cortocircuito (Seg.),
- Xd, Reactancia sincrónica de eje directo (Ω o p.u.),
- Xd1, Reactancia transitoria de eje directo (Ω o p.u.),
- Xd11, Reactancia subtransitoria de eje directo (Ω o p.u.),
- Xq, Reactancia sincrónica de eje en cuadratura (Ω o p.u.),
- Xq1, Reactancia transitoria de eje en cuadratura (Ω o p.u.),
- Xq11, Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura (Ω o p.u.),
- Rs, Resistencia del estator (Ω o p.u.),
- Xpot, Reactancia de Potier (Ω o p.u.),
- SG1.0, Saturación de la máquina a voltaje nominal (p.u.),
- SG1.2, Saturación de la máquina a 1.2 voltaje nominal (p.u.),
- X2, Reactancia de secuencia negativa (Ω o p.u.),
- R2, Resistencia de secuencia negativa (Ω o p.u.),
- X0, Reactancia de secuencia cero (Ω o p.u.),
- R0, Resistencia de secuencia cero (Ω o p.u.),
- Xe, Reactancia de tierra (Ω o p.u.),
- Re, Resistencia de tierra (Ω o p.u.),
- Tipo, Tipo de Generador de acuerdo a norma IEC 909 (Fig 17 y 18),
- Xdsat, Reactancia sincrónica saturada de eje directo (Ω o p.u.),
- Xdsat1, Reactancia sincrónica subtransitoria saturada de eje directo (Ω o p.u.).

Nota : Si los datos se dan en p.u. éstos deben estar en los kV y Capacidad nominal de la unidad.

3.3 SISTEMA DE EXCITACION

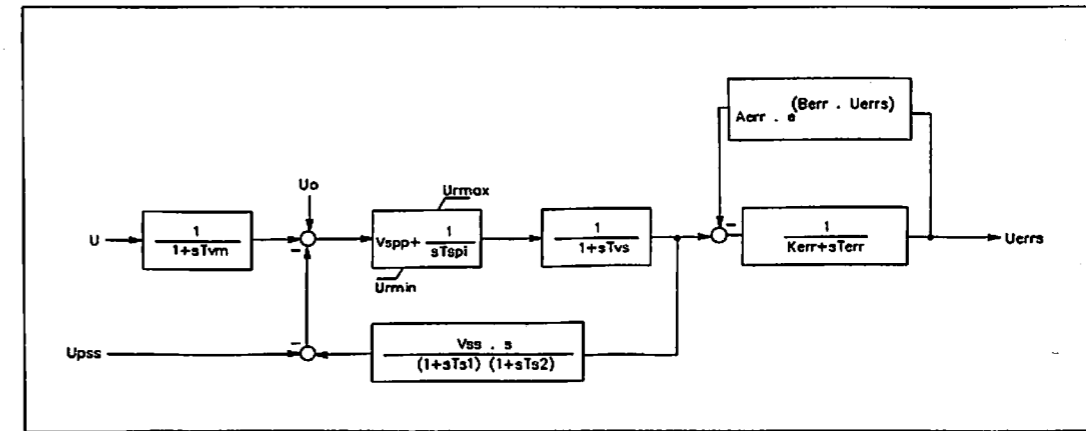
A continuación se muestran varios modelos que representan diferentes sistemas de excitación.

vco - tipo 1: Sistema Rectificador Controlado con fuente independiente de tensión terminal



Tvm	Vspp	Tspi	Urmx	Urmin	Terr	Vkst	Tst	Efdmx	Efdmn

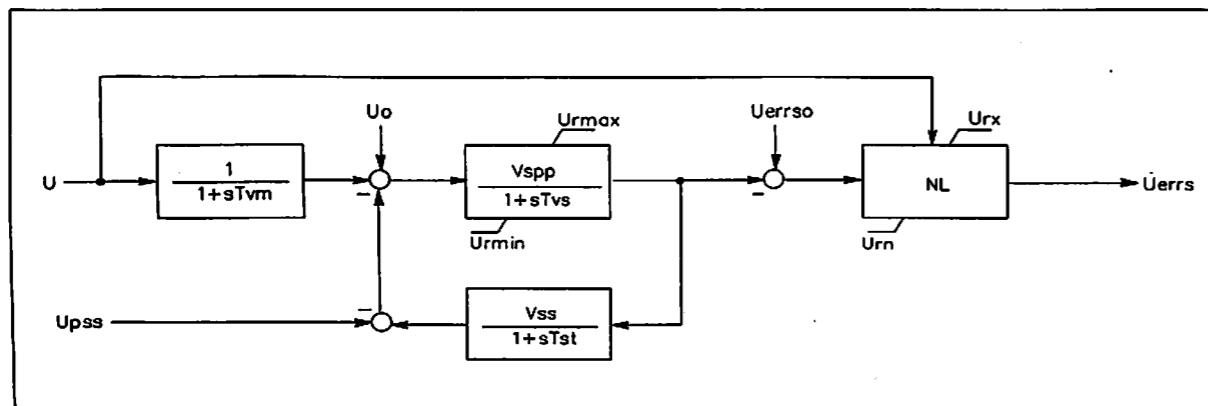
vco - tipo 2: Sistema Rectificador Rotórico (sin escobillas) con saturación de excitación.



Tvm	Vspp	Tspi	Tvs	Urmx	Urmin	Vss	Ts1	Ts2	Kerr

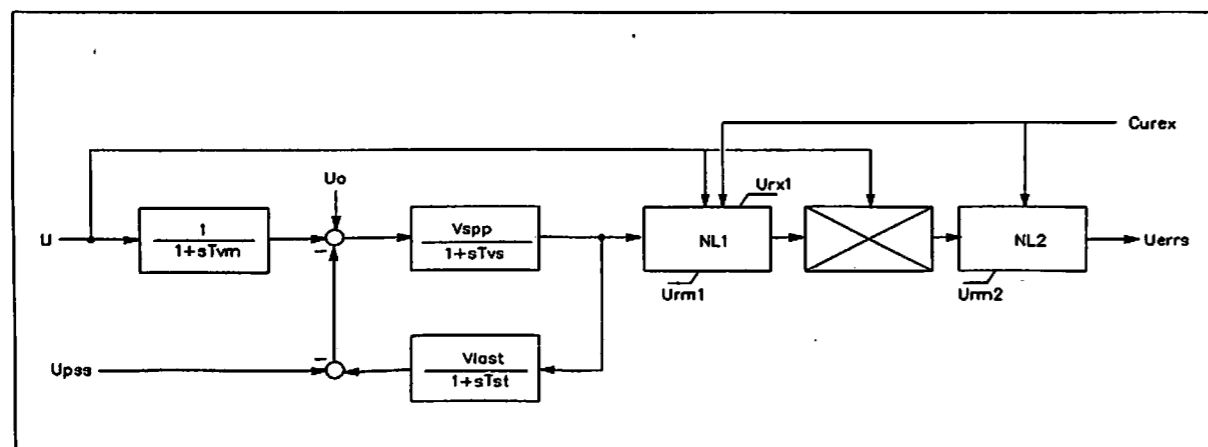
Terr	Aerr	Berr

vco - tipo 3: Sistema Rectificador Controlado con fuente de tensión terminal proporcional a la tensión terminal del generador.



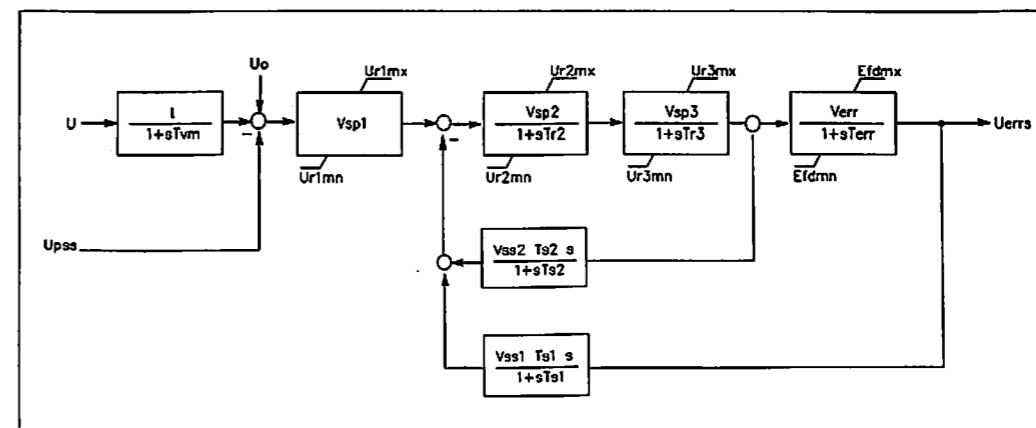
Tvm	Vsp	Tvs	Vss	Tst	Umax	Umin

vco - tipo 4: Sistema Rectificador Controlado con fuente de tensión terminal; tensión de cielo en función de la tensión terminal del generador y la corriente de la excitatriz.



Tvm	Vsp	Tvs	Vkst	Tst	Urmx1	Urmx2	Umin	Curmx

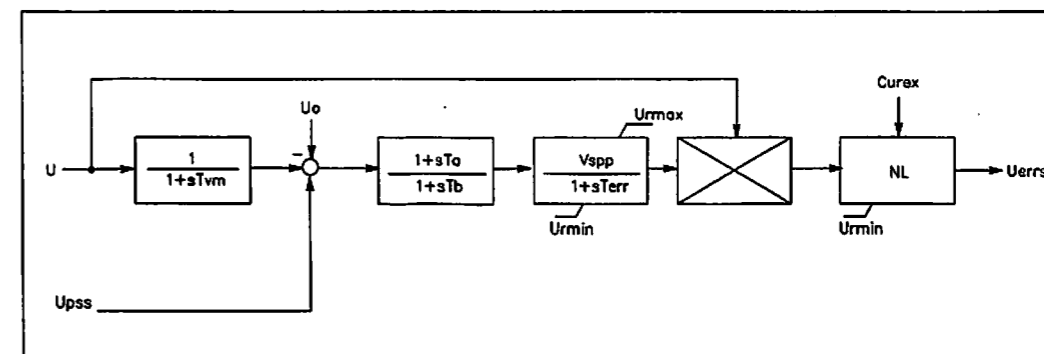
vco - tipo 5: Sistema Rectificador Controlado con fuente independiente de tensión terminal; dos reguladores estabilizadores.



Tvm	Vsp1	Vsp2	Tr2	Vsp3	Tr3	Verr	Terr	Vss2	Ts2

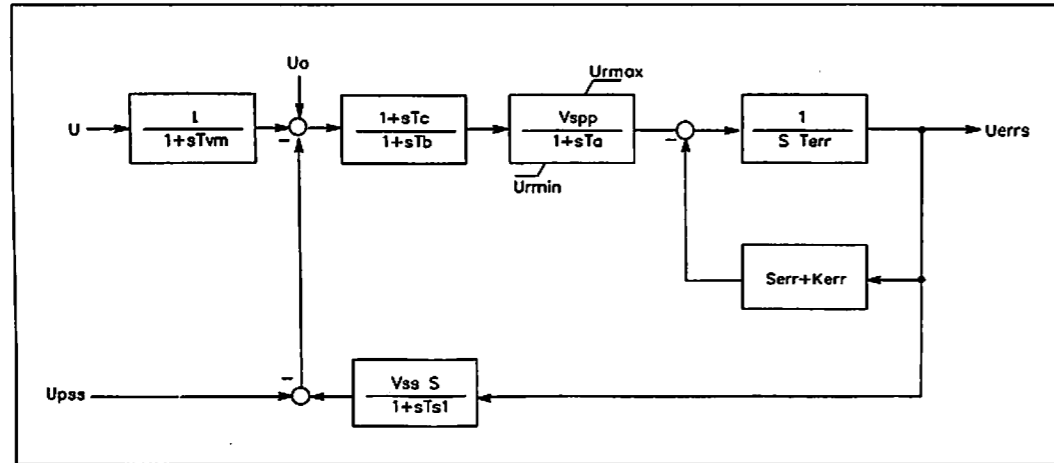
Vss1	Ts1	Vsp2	Ur1mx	Ur1mn	Ur2mx	Ur2mn	Ur3mx	Ur3mn	Efdmx	Efdmn

vco - tipo 6: Sistema Rectificador Controlado con fuente de tensión terminal; tensión de cielo en función de la tensión terminal del generador y la corriente de la excitatriz.



Tvm	Ta	Tb	Vsp	Terr	Umax	Umin

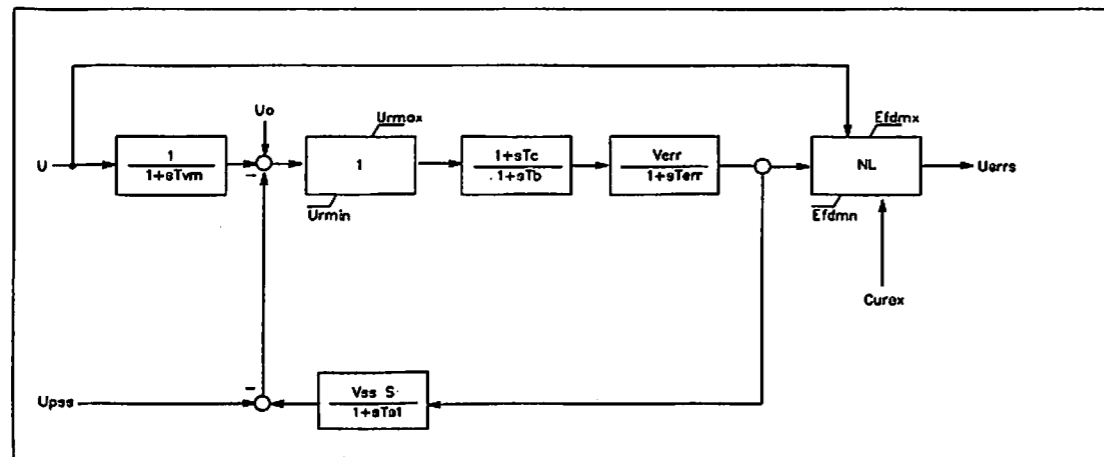
vco - tipo 7: Sistema Rectificador Controlado con fuente y saturación fija; tensión de cielo en función de la tensión terminal del generador y la corriente de la excitatriz.



Tvm	Tc	Tb	Ta	Vsp	Terr	Kerr	se
-----	----	----	----	-----	------	------	----

Vss	Ts1	Urmx	Urmin
-----	-----	------	-------

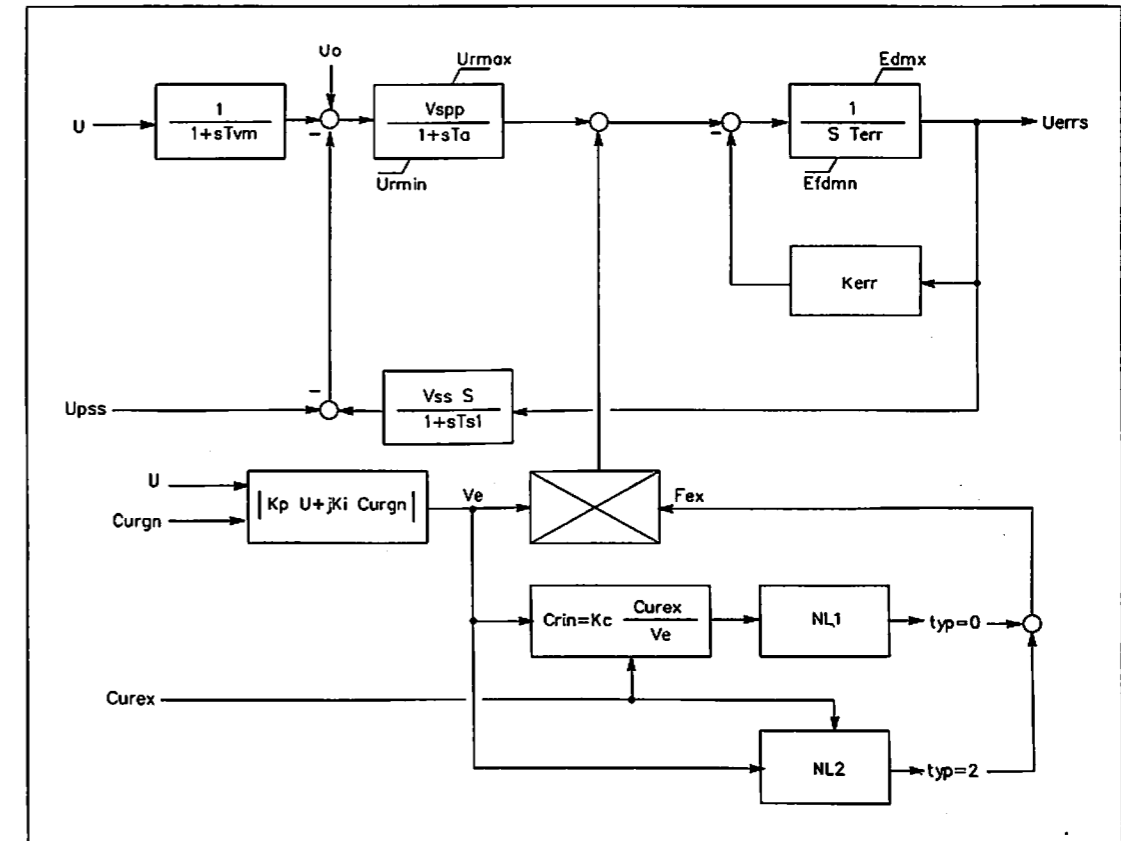
vco - tipo 8: Sistema Rectificador Controlado con fuente de tensión terminal; tensión de cielo en función de la tensión terminal del generador y la corriente de la excitatriz.



Tvm	Terr	Tb	Tc	Verr	Vss	Ts1	Urmx
-----	------	----	----	------	-----	-----	------

Urmin	Efdmx	Efdmn	Kc
-------	-------	-------	----

vco - tipo 9: Sistema de excitación estático con fuente de tensión y corriente terminal.

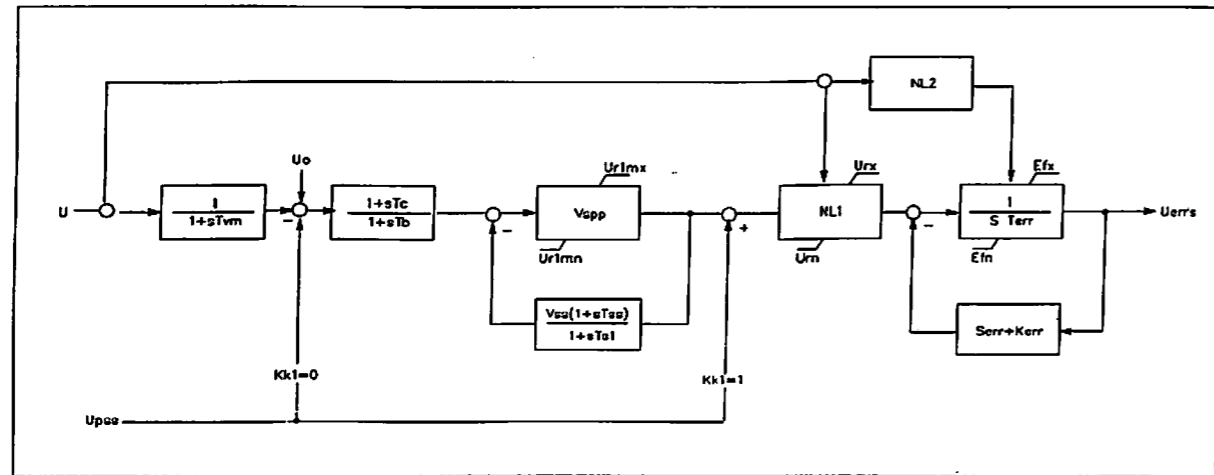


Tvm	Vsp	Vsp2	Ta	Terr	Kerr	Vss	Ts1	kp	ki
-----	-----	------	----	------	------	-----	-----	----	----

kc	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	Typ	Urmx
----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----	------

Urmin	Efdmx	Efdmn
-------	-------	-------

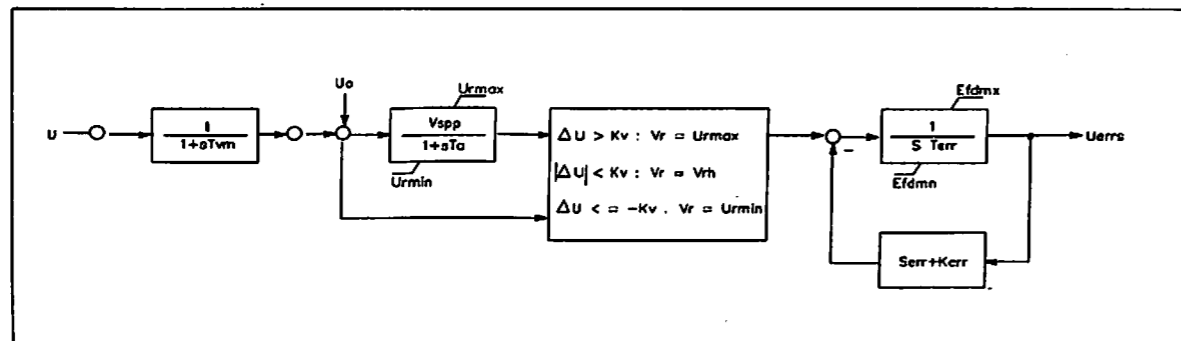
vco - tipo 10: BBC - Unidad de control (Unitrol) del Sistema de excitación estático con fuente de tensión terminal.



Tvm	Tb	Tc	Vsp	Vss	Ts1	Serr	Kerr	Terr

Ur1mx	Ur1mn	Ur2mx	Ur2mn	Efdmx	Efdmn	Kk1

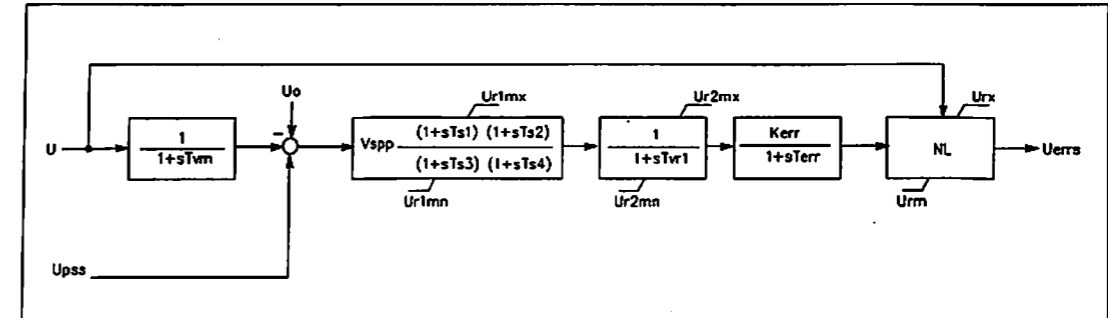
vco - tipo 11: Sistema de excitación con reóstato (no continuo) como los modelos Westinghouse BJ30 o G.E. GFA4.



Tvm	Vsp	Ta	Kv	Urmax	Urmin	Terr	Serr	Kerr

Efdmx	Efdmn

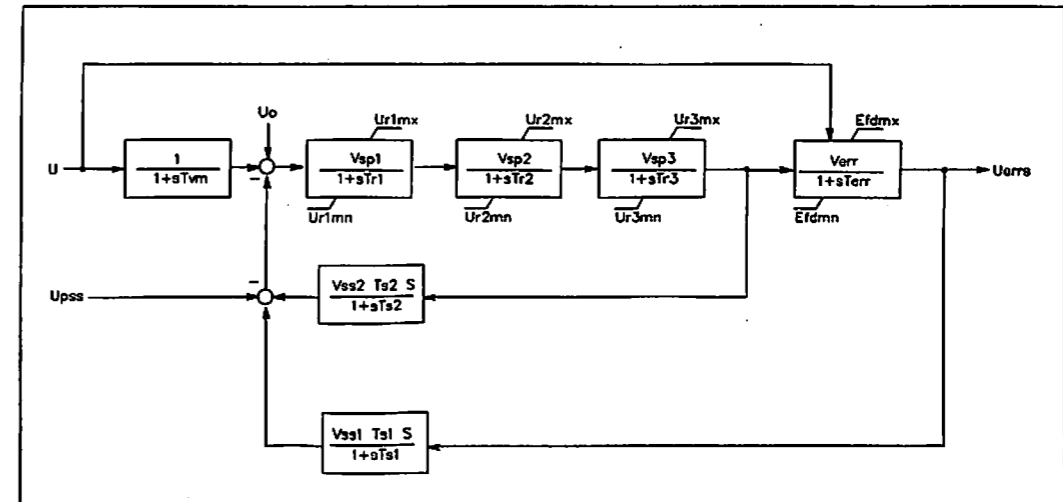
vco - tipo 12: Sistema de excitación estático con fuente de tensión terminal.



Tvm	Vsp	T1	T2	T3	T4	Tvr1	Kerr	Terr

Ur1mx	Ur1mn	Ur2mx	Ur2mn	Efdmx	Efdmn

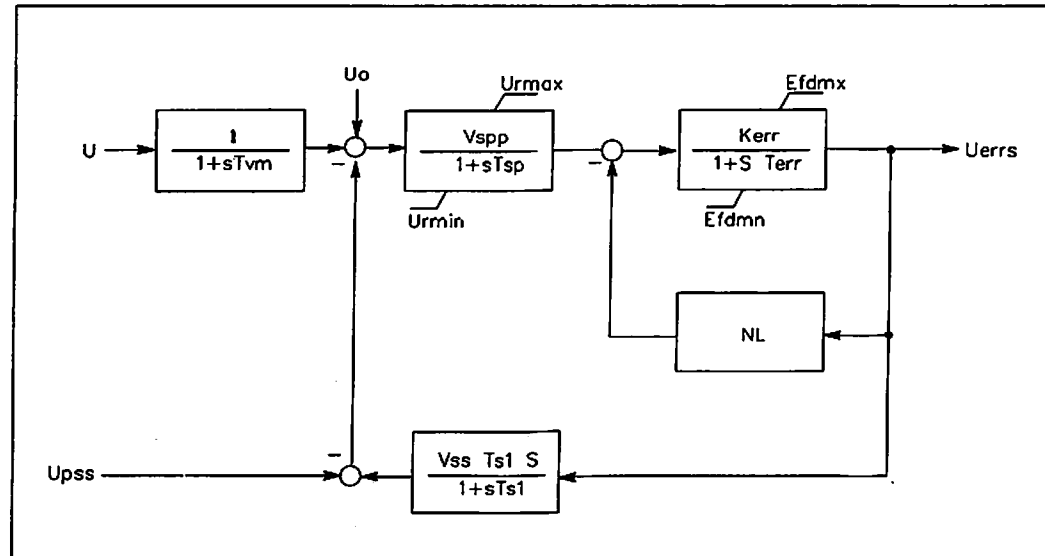
vco - tipo 13: Sistema rectificador controlado con fuente de tensión independiente; dos reguladores estabilizadores.



Tvm	Vsp1	Tr1	Vsp2	Tr2	Vsp3	Tr3	Verr	Terr	Vss2	Ts2

Vss1	Ts1	Ur1mx	Ur1mn	Ur2mx	Ur2mn	Ur3mx	Ur3mn	Efdmx	Ufdmn

vco - tipo 14: Sistema rectificador controlado con fuente de tensión independiente.



Tvm	Vspp	Tsp	Urmax	Urmin	Kerr	Terr	Aerr	Berr	Vss

Ts1	Efdmx	Efdmn

Donde,

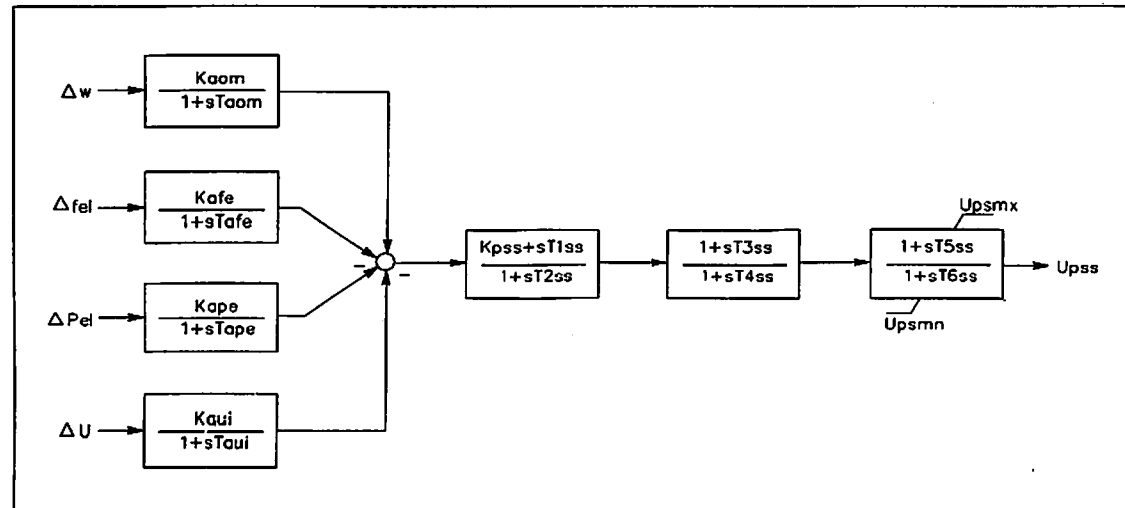
- Ta, Constante de tiempo del regulador (seg),
- Tb, Constante de tiempo del regulador (seg),
- Tc, Constante de tiempo del regulador (seg),
- T1, Constante de tiempo del regulador (seg),
- T2, Constante de tiempo del regulador (seg),
- T3, Constante de tiempo del regulador (seg),
- T4, Constante de tiempo del regulador (seg),
- Tr2, Constante de tiempo amplificado del Regulador (segundo circuito) (seg),
- Tr3, Constante de tiempo amplificado del Regulador (tercer circuito) (seg),
- Tst, Constante de tiempo del circuito estabilizador (seg),
- Ver, Ganancia de la excitatriz,
- Kc, Coeficiente de voltaje de cielo del Regulador con relación al voltaje terminal (p.u),
- Kc, Ganancia de tensión thevenin (p.u),
- Kp, Ganancia de tensión de la fuente en paralelo de autoexcitación (p.u),
- Ki, Ganancia de corriente de la fuente en paralelo de autoexcitación (p.u),
- Kc, Ajuste de constante de rapido incremento/disminución (p.u),
- F1, parámetro adicional de la función N.L,
- F2, parámetro adicional de la función N.L,
- F3, parámetro adicional de la función N.L,
- F4, parámetro adicional de la función N.L,
- F5, parámetro adicional de la función N.L,

F6, parámetro adicional de la función N.L,
F7, parámetro adicional de la función N.L,

- F8, parámetro adicional de la función N.L,
- Aerr, 1. Constante de saturación de la excitatriz,
- Berr, 2. Constante de saturación de la excitatriz,
- Kerr, Constante de excitatriz,
- Tvs, Constante de tiempo amplificado del Regulador (seg),
- Terr, Constante de tiempo de la excitación (seg),
- Terr, Constante de tiempo de la excitatriz,
- Ts1, Constante de tiempo del circuito estabilizador 1 (seg),
- Ts2, Constante de tiempo del circuito estabilizador 2 (seg),
- Tss, Constante de tiempo del circuito estabilizador del regulador (seg),
- Tvm, Constante de tiempo del filtro de entrada al Regulador (seg),
- Tvr1, Constante de tiempo del regulador (seg),
- Tspi, Constante de tiempo integral del Regulador (seg),
- Curmx, Corriente máxima de la excitatriz,
- Vss1, Ganancia del circuito estabilizador 1 del Regulador(p.u),
- Vss2, Ganancia del circuito estabilizador 2 del Regulador(p.u),
- Vkst, Ganancia del circuito estabilizador del Regulador(p.u),
- Vss, Ganancia del circuito estabilizador del Regulador(p.u),
- Vsp1, Ganancia del Regulador (primer circuito),
- Vsp2, Ganancia del Regulador (segundo circuito),
- Vsp3, Ganancia del Regulador (tercer circuito),
- Vspp, Ganancia del Regulador,
- Verr, Ganancia del Regulador,
- Typ, Interruptor de la función N.L,
- Kk1, Interruptor del ESP,
- Urmax, Limitación maxima de señal de tensión interna del Regulador (p.u),
- Ur1mx, Limitación maxima de señal de tensión interna del Regulador (p.u),
- Ur2mx, Limitación maxima de señal de tensión interna del Regulador (p.u),
- Ur3mx, Limitación maxima de señal de tensión interna del Regulador (p.u),
- Urmx1, Limitación maxima de señal de tensión interna del Regulador (p.u),
- Urmx2, Limitación maxima de señal de tensión interna del Regulador (p.u),
- Urmin, Limitación mínima de señal de tensión interna del Regulador (p.u),
- Ur1mn, Limitación mínima de señal de tensión interna del Regulador (p.u),
- Ur2mn, Limitación mínima de señal de tensión interna del Regulador (p.u),
- Ur3mn, Limitación mínima de señal de tensión interna del Regulador (p.u),
- Urmin, Limitación mínima de señal de tensión interna del Regulador (p.u),
- Efdmx, Máximo valor de tensión de campo (p.u),
- Efdmn, Mínimo valor de tensión de campo (p.u),
- Serr, Saturación de la excitatriz (actualmente fijo).

3.4 ESTABILIZADOR DE POTENCIA

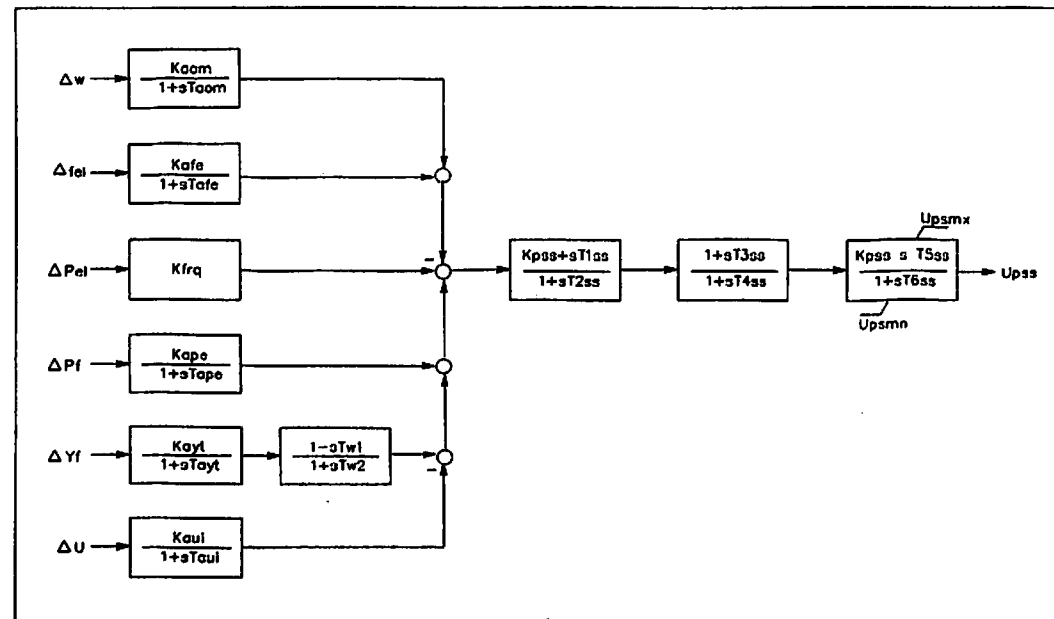
Pss - tipo 1: Estabilizador con señal de entrada derivada de la velocidad, la frecuencia, la potencia eléctrica y tensión terminal.



Kaom	Taom	Kafe	Tafe	Kape	Tape	Kaui	Tauf	Kpss	T1ss

T2ss	T3ss	T4ss	T5ss	T6ss	Upsmx	Upsmn

Pss - tipo 2: Estabilizador con señal de entrada derivada de la velocidad, la frecuencia, la potencia eléctrica, potencia mecánica, posición de la válvula y tensión terminal.

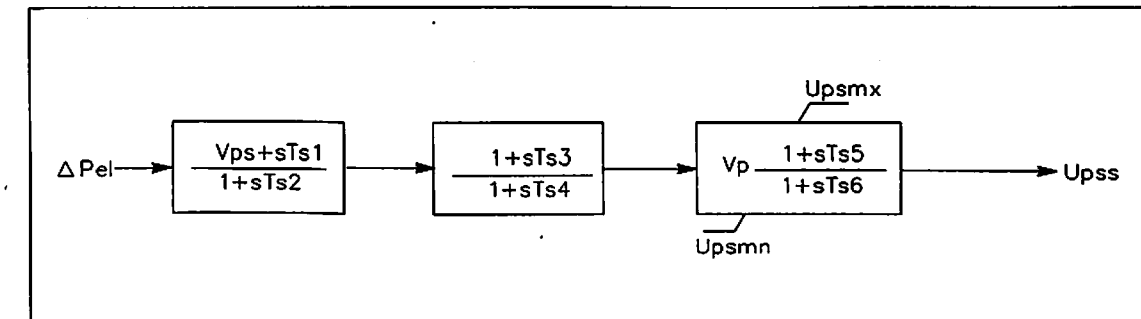


	Taom	Kafe	Tafe	Kape	Tape	Ktrq	Kayt	Tayt	Tw1
Kaom									

Tw2	Kaui	Tauf	T1ss	T2ss	T3ss	T4ss	Kpss	T5ss

T6ss	Upsmx	Upsmn

Pss - tipo 3: Estabilizador con señal de entrada derivada de la potencia eléctrica.



Vps	Ts1	Ts2	Ts3	Ts4	Vp	Upsmx	Upsmn

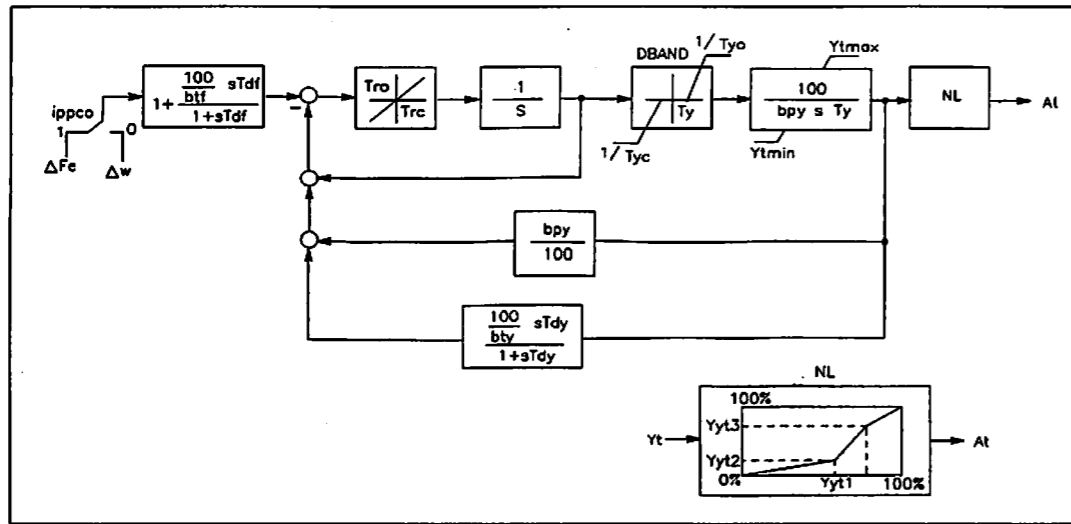
Donde,

- Tafe, Constante de tiempo de la medida de la frecuencia eléctrica (seg),
- Tayt, Constante de tiempo de la medida de la posición de la válvula (seg),
- Tape, Constante de tiempo de la medida de la potencia eléctrica (seg),
- Tauf, Constante de tiempo de la medida de la tensión terminal (seg),
- Taom, Constante de tiempo de la medida de la velocidad mecánica (seg),
- T1ss, Constante de tiempo del estabilizador (seg),
- T2ss, Constante de tiempo del estabilizador (seg),
- T3ss, Constante de tiempo del estabilizador (seg),
- T4ss, Constante de tiempo del estabilizador (seg),
- T5ss, Constante de tiempo del estabilizador (seg),
- T6ss, Constante de tiempo del estabilizador (seg),
- Ts1, Constante de tiempo del estabilizador (seg),
- Ts2, Constante de tiempo del estabilizador (seg),
- Ts3, Constante de tiempo del estabilizador (seg),
- Ts4, Constante de tiempo del estabilizador (seg),
- Tw1, Constante de tiempo del filtro del chorro del agua en la válvula (seg),
- Tw2, Constante de tiempo del filtro del chorro del agua en la válvula (seg),
- Kafe, Ganancia de la señal de entrada derivada de la frecuencia eléctrica(p.u),

- Kayt, Ganancia de la señal de entrada derivada de la posición de la válvula (p.u),
- Kape, Ganancia de la señal de entrada derivada de la potencia eléctrica(p.u),
- Vps, Ganancia de la señal de entrada derivada de la potencia eléctrica(p.u),
- Ktrq, Ganancia de la señal de entrada derivada de la potencia mecánica (p.u),
- Kaui, Ganancia de la señal de entrada derivada de la tensión terminal (p.u),
- Kaom, Ganancia de la señal de entrada derivada de la velocidad mecánica (p.u),
- Kpss, Ganancia del ESP de estado estable (seg),
- Vp, Ganancia del ESP de estado estable (seg),
- Upsmx, Límite máximo de la magnitud de la señal de salida (p.u),
- Upsmn, Límite mínimo de la magnitud de la señal de salida (p.u).

3.5 GOBERNADOR DE VELOCIDAD

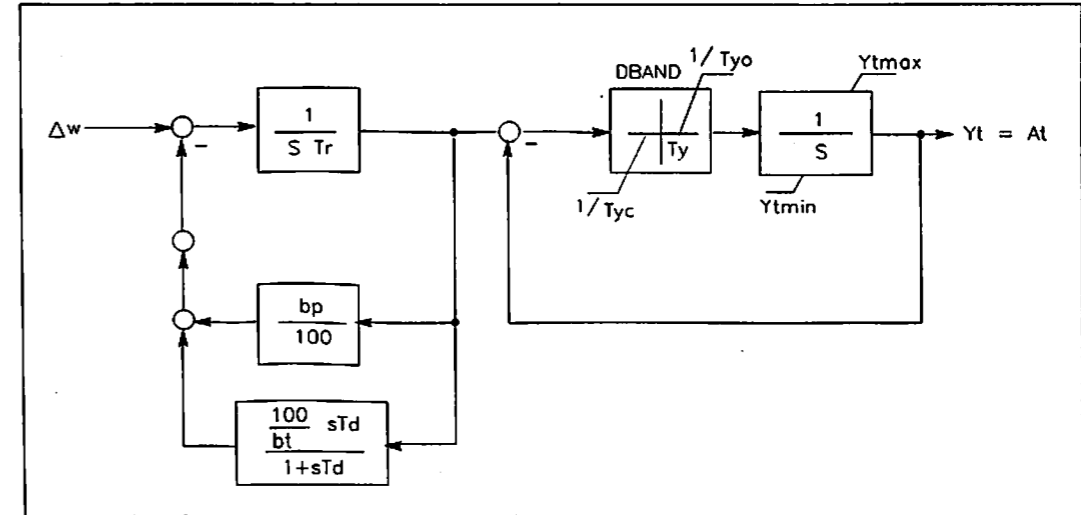
pco - tipo 2: Controlador mecánico de velocidad para turbinas hidráulicas.



btf	Tdf	ippco	bpy	bty	Tdy	Tro	Trc	Tyo	Tyc

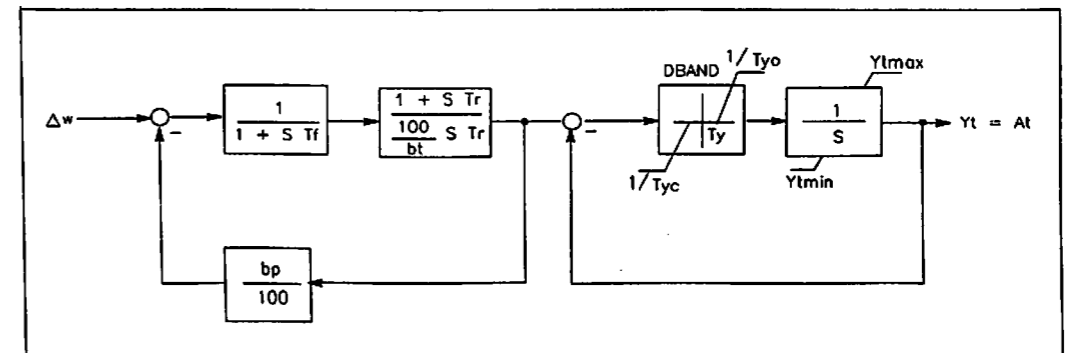
Ty	yyt1	yyt2	yyt3	Ytmax	Ytmin

pco - tipo 3: Controlador de velocidad con caída transitoria y estática



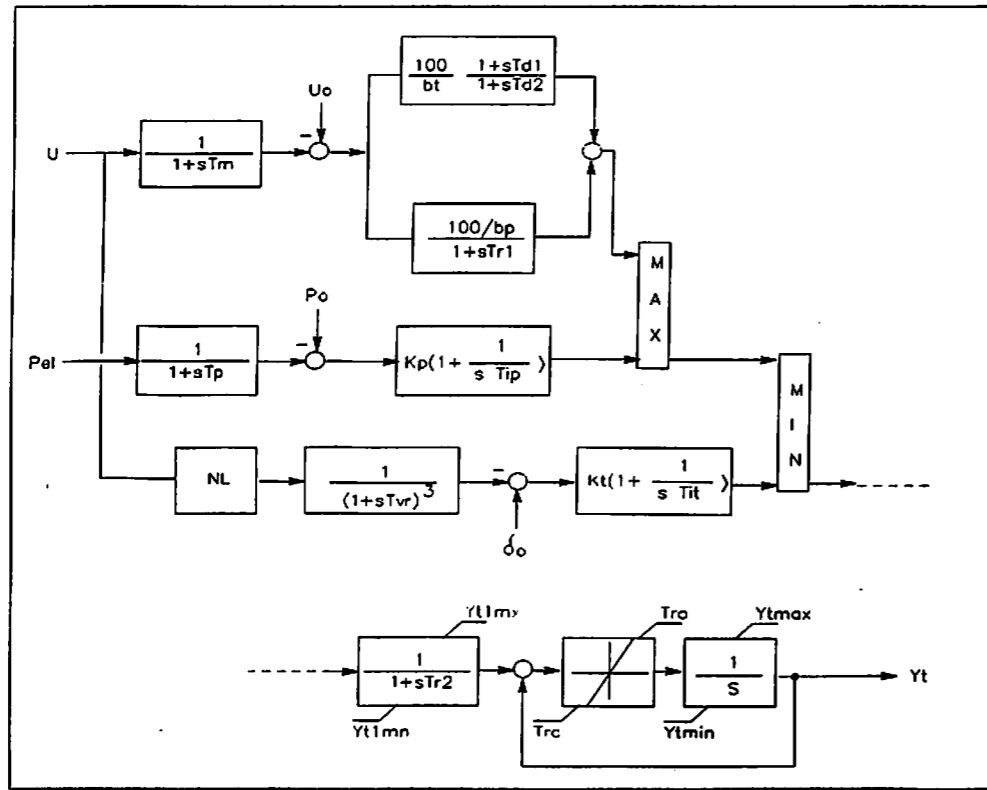
bp	bt	Td	Tr	Tyo	Tyc	Ty	Dband	Ytmax	Ytmin

pco - tipo 4: Controlador de velocidad con caída transitoria y estática



bp	bt	Tf	Tr	Tyo	Tyc	Ty	Dband	Ytmax	Ytmin

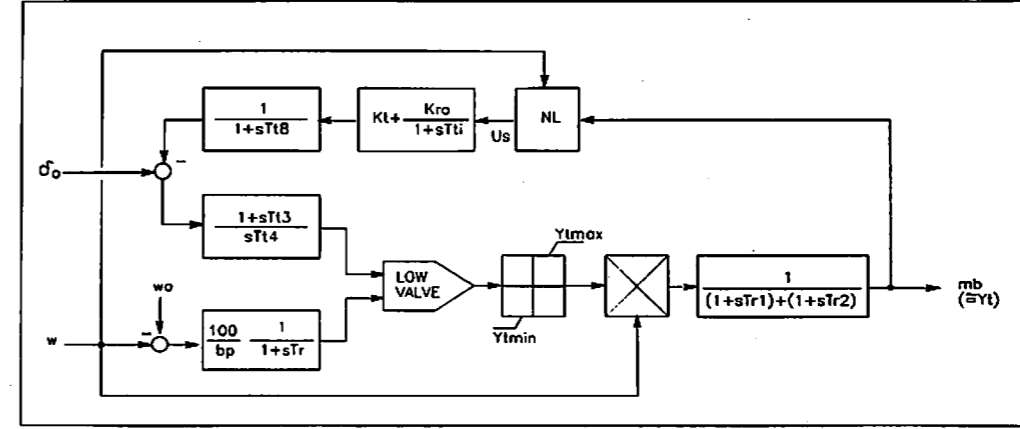
pco - tipo 6: Controlador de velocidad / potencia para turbinas de gas con caída transitoria y estática y limitación de temperatura.



Tm	bp	Tr1	bt	Td1	Td2	Tp	Kp	Tip	alft	Tvr

Kt	Tit	Tr2	Tyo	Tyc	Yt1mx	Yt1mn	Ytmax	Ytmin

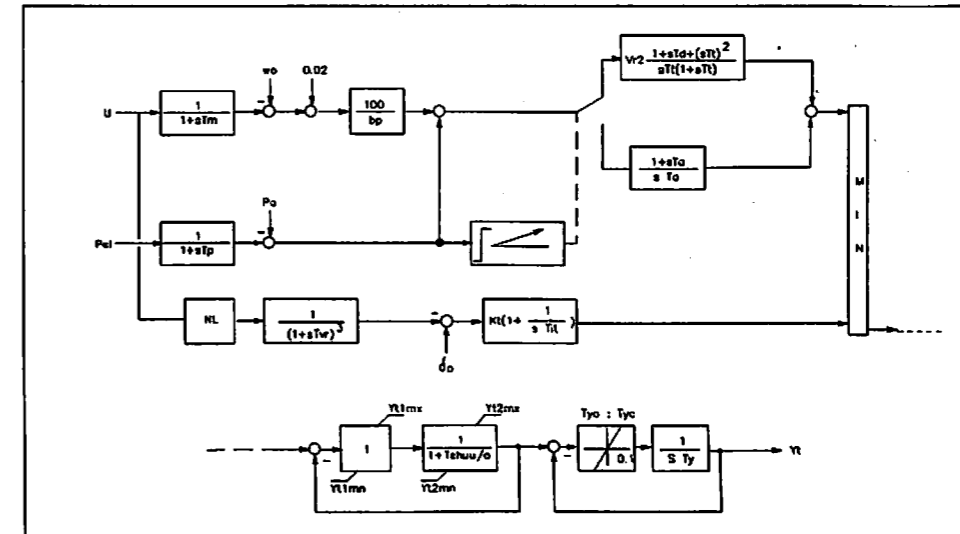
pco - tipo 7: Controlador de velocidad / potencia para turbinas de gas con caída transitoria y estática y limitación de temperatura.



bp	Tr	Tt1	Tt2	Tt3	Tt4	Kr	Kro	Ft1	Ft2	Ft3

Ft4	Ft5	Ft6	Ft7	Ft8	Ft9	Tr1	Tr2	Ytmax	Ytmin

Pco - tipo 8: Controlador de velocidad / potencia para turbinas de gas con caída transitoria y estática y limitación de temperatura.



bp	T1	T2	Vr1	Tn	Vr2	Td	Tt	alft	Tvr	Kt

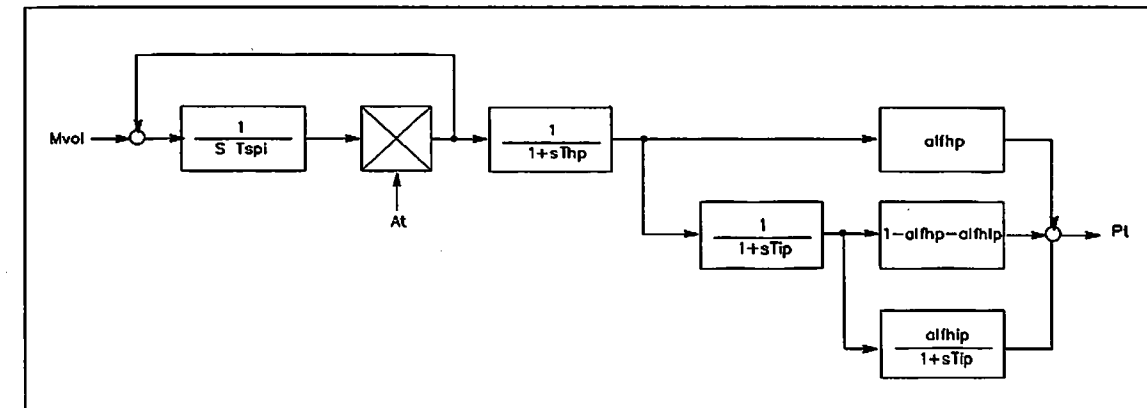
Tit	Yt1mx	Yt1mn	Yt2mx	Yt2mn	Tehuo	Tehuc	Tyo	Tyc	Ty

Donde,

- Dband, Banda muerta del servomotor principal (p.u),
- bpy, Caída estática del controlador de velocidad (%),
- bp, Caída estática del controlador de velocidad (%),
- btf, Caída transitoria del cambiador de frecuencia del controlador de potencia (%),
- bty, Caída transitoria del controlador de velocidad (%),
- bt, Caída transitoria del controlador de velocidad (%),
- Yyt1, Característica de la válvula (%),
- Yyt2, Característica de la válvula (%),
- Yyt3, Característica de la válvula (%),
- Tdf, Constante de tiempo (seg),
- Tdy, Constante de tiempo (seg),
- Td, Constante de tiempo (seg),
- Tf, Constante de tiempo (seg),
- Tr1, Constante de tiempo (seg),
- Td1, Constante de tiempo (seg),
- Td2, Constante de tiempo (seg),
- Tvr, Constante de tiempo de entrada del filtro de temperatura (seg),
- T1, Constante de tiempo de entrada del filtro de velocidad (seg),
- T2, Constante de tiempo de entrada del filtro de velocidad (seg),
- Tp, Constante de tiempo de entrada del filtro del controlador de potencia (seg),
- Tm, Constante de tiempo de entrada del filtro del controlador de velocidad (seg),
- Tr2, Constante de tiempo de la válvula piloto (seg),
- Tt1, Constante de tiempo del controlador de temperatura (seg),
- Tt2, Constante de tiempo del controlador de temperatura (seg),
- Tt3, Constante de tiempo del controlador de temperatura (seg),
- Tt4, Constante de tiempo del controlador de temperatura (seg),
- Ty, Constante de tiempo del servomotor principal (seg),
- Tip, Contante de tiempo de integración del controlador de potencia (seg),
- Tit, Contante de tiempo de integración del controlador de temperatura (seg),
- Tn, Contante de tiempo del controlador velocidad / potencia (seg),
- Td, Contante de tiempo del controlador velocidad / potencia (seg),
- Tt, Contante de tiempo del controlador velocidad / potencia (seg),
- Kp, Ganancia del amplificador del controlador de potencia (p.u),
- Kt, Ganancia del amplificador del controlador de temperatura (-),
- Kr, Ganancia del amplificador del controlador de temperatura (p.u),
- Kro, Ganancia del amplificador del controlador de temperatura (p.u),
- Vr1, Ganancia del amplificador velocidad / potencia (p.u),
- Vr2, Ganancia del amplificador velocidad / potencia (p.u),
- Ytmax, Máxima posición del servomotor principal (p.u)
- Ytmin, Mínima posición del servomotor principal (p.u)
- ippco, Posición del interruptor para la señal de entrada frecuencia eléctrica / velocidad (-),
- alft, Temperatura - dependencia de velocidad (-),
- Tro, Tiempo de apertura de la válvula piloto (seg),
- Tr, Tiempo de apertura de la válvula piloto (seg),
- Tehu, Tiempo de apertura de la válvula piloto (seg),
- Trc, Tiempo de cierre de la válvula piloto (seg),
- Tehu, Tiempo de cierre de la válvula piloto (seg),
- Tyo, Tiempo máximo de apertura del servomotor principal (seg),
- Tyc, Tiempo máximo de cierre del servomotor principal (seg).

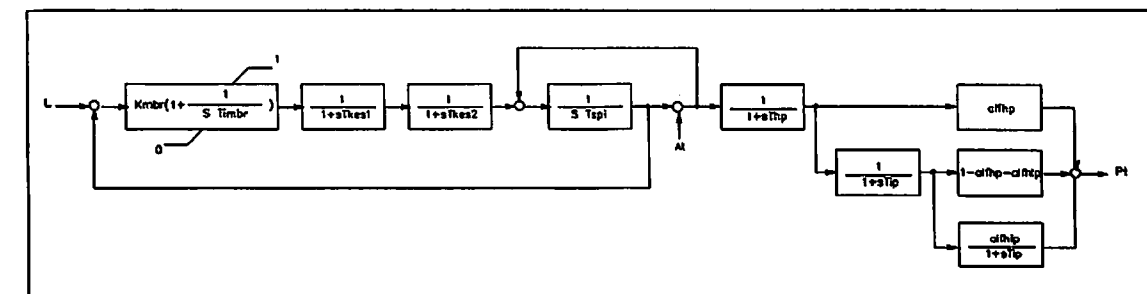
3.6 TURBINA

pmu - tipo 1: Turbina térmica doble recalentamiento con almacenamiento de vapor.



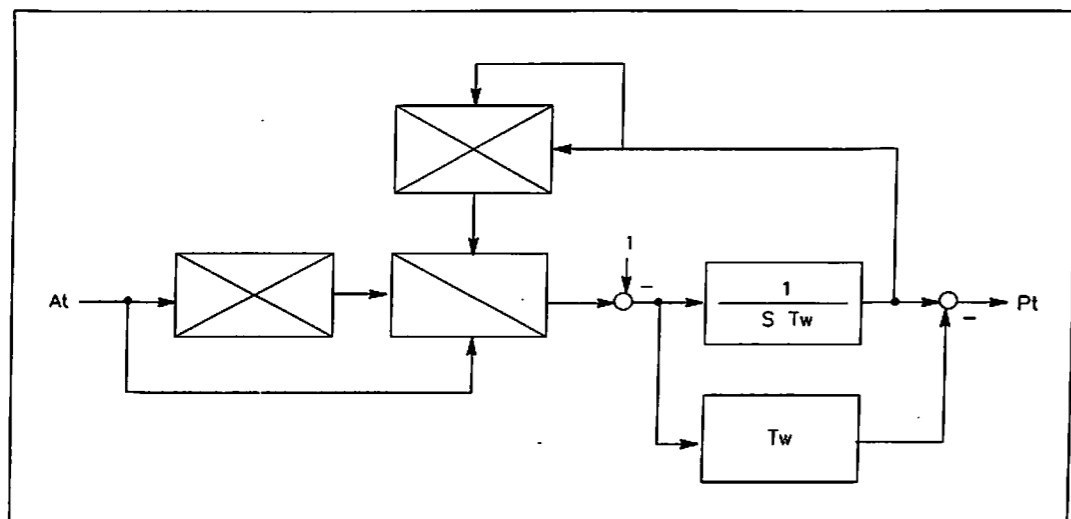
Thp	Tip	Tlp	alfhp	alflp	Tspi

pmu - tipo 2: Turbina térmica doble recalentamiento con almacenamiento de vapor y control de quemador con transferencia de calor (Control de presión fijo).



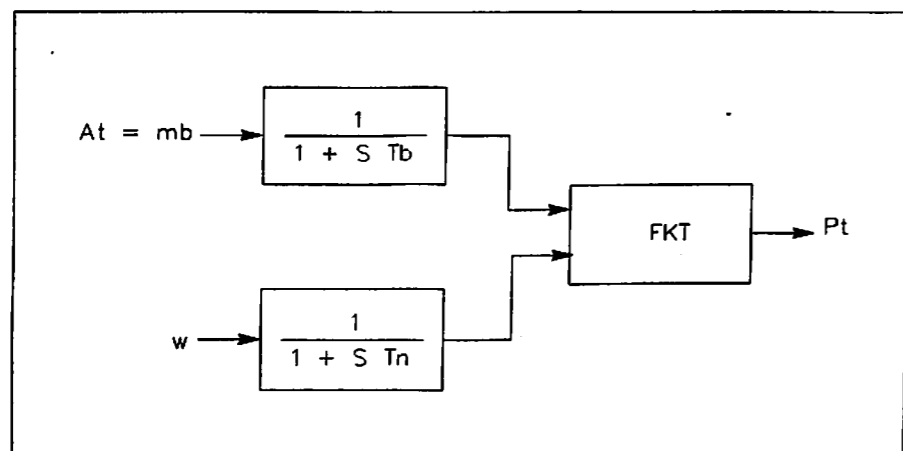
Thp	Tip	Tlp	alfhp	alflp	Tspi	Tkes1	Tkes2	Kmbr	Timbr

pmu - tipo 6: Modelo turbina hidráulica no lineal sin la dinámica de la tubería de conducción.



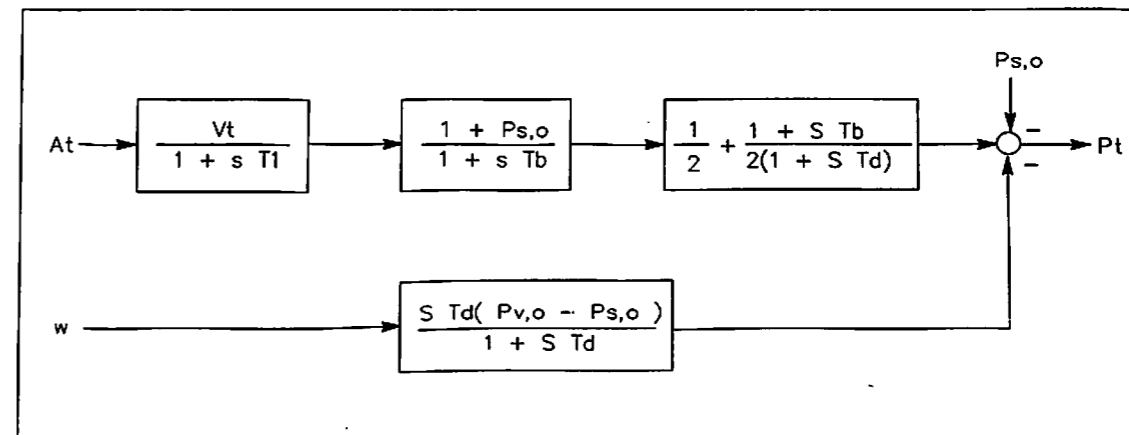
Tw

pmu - tipo 8: Modelo turbina de gas con pequeña señal.



Tb	Tn	fa1	fa2	fa3
----	----	-----	-----	-----

pmu - tipo 10: Modelo turbina de gas con pequeña señal.



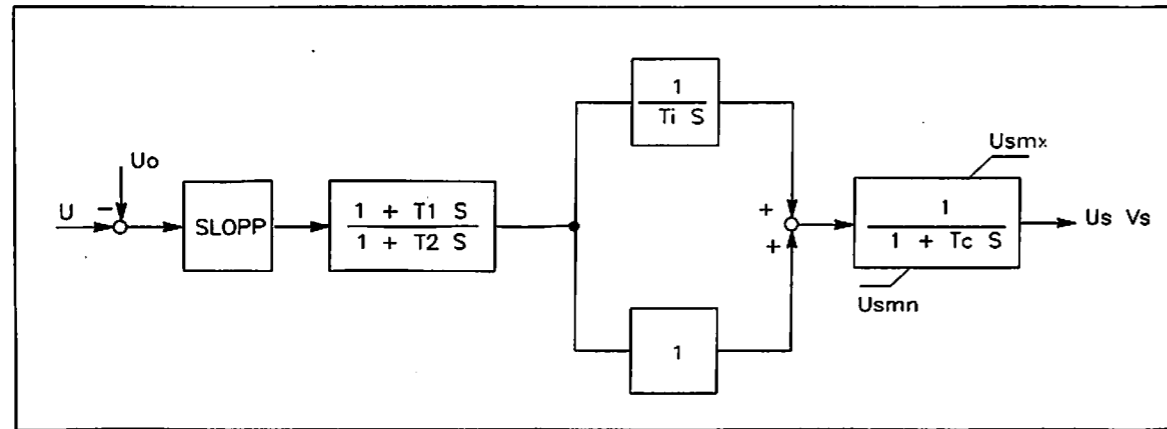
Vt	T1	Tb	Td	Ps,o	Pv,o
----	----	----	----	------	------

Donde,

- Tip, Constante de tiempo del primer recalentamiento (seg),
- T1p, Constante de tiempo del segundo recalentamiento (seg),
- Tw, Constante de tiempo de comienzo del agua (seg),
- Tb, Constante de tiempo del quemador (seg),
- Tn, Constante de tiempo (seg),
- fa1, Parámetro función Turbina / Compresor (p.u),
- fa2, Parámetro función Turbina / Compresor (p.u),
- fa3, Parámetro función Turbina / Compresor (p.u),
- Vt, Amplificación (Compresor) (p.u),
- T1, Constante de tiempo del tubo de gas (seg),
- Td, Constante de tiempo del volumen completo de presión (seg),
- Kmbr, Amplificación del controlador de combustible (p.u),
- Thp, Constante de tiempo de alta presión de la turbina (seg),
- Tspi, Constante de tiempo de capacidad de Boiler (seg),
- Timbr, Constante de tiempo de integración del controlador de combustible (seg),
- Tkes1, Constante de tiempo de transferencia de calor (seg),
- Tkes2, Constante de tiempo de transferencia de calor (seg),
- Ps,o, Potencia de remolque a velocidad nominal y Pel = 0 (p.u),
- Pv,o, Potencia del compresor a velocidad nominal y Pel = 0 (p.u),
- alfhp, Relación de alta presión de la turbina (p.u),
- alfp, Relación de baja presión de la turbina (p.u).

3.7 COMPENSADOR ESTÁTICO DE REACTIVOS (SVS)

SVS tipo 1: sistema de compensación estática.



Slopp	t1	T2	Tc	Ti	Usmx	Usmn.

donde,

- T1, Constante de tiempo (seg).
- T2, Constante de tiempo del controlador del SVS (seg).
- Tc, Constante de tiempo del controlador del SVS (seg).
- Ti, Constante de tiempo integral del controlador del SVS (seg).
- Slopp, Ganancia del controlador del SVS (p.u).
- Usmx, Límite máximo de la señal del controlador del SVS (p.u).
- Usmn, Límite mínimo de la señal del controlador del SVS (p.u).

4. LINEAS Y CABLES

4.1. PARAMETROS PROPIOS

BARRA1	BARRA2	R	X	B	R0	X0	B0	LONG	LAMP

Donde,

- R, Resistencia de secuencia positiva (Ω/Km o p.u.).
- X, Reactancia de secuencia positiva (Ω/Km o p.u.).
- B, Susceptancia de secuencia positiva ($\mu S/Km$ o p.u.).
- R0, Resistencia de secuencia cero (Ω/Km o p.u.).
- X0, Reactancia de secuencia cero (Ω/Km o p.u.).
- B0, Susceptancia de secuencia cero ($\mu S/Km$ o p.u.).
- LONG, Longitud.
- LAMP, Límite térmico.

4.2. PARÁMETROS MUTUOS

EMI1	REC1	EMI2	REC2	RMUT	XMUT	BMUT

RMUT0	XMUT0	BMUT0

Donde,

- EMI1, Nodo emisor de la línea 1.
- REC1, Nodo receptor de la línea 1.
- EMI2, Nodo emisor de la línea acoplada con la línea 1.
- REC2, Nodo receptor de la línea acoplada con la línea 1.
- RMUT, Resistencia mutua de secuencia positiva (Ω/Km o p.u.).
- XMUT, Reactancia mutua de secuencia positiva (Ω/Km o p.u.).
- BMUT, Susceptancia mutua de secuencia positiva ($\mu S/Km$ o p.u.).
- RMUT0, Resistencia mutua de secuencia cero (Ω/Km o p.u.).
- XMUT0, Reactancia mutua secuencia cero (Ω/Km o p.u.).
- BMUT0, Susceptancia mutua de secuencia cero ($\mu S/Km$ o p.u.).

5. TRANSFORMADORES

EMI	REC	R	X	R0	X0	MVA	LADTP	TPNOM

TPMAX	TPMIN	TPNOM	NPARR	NPABA	VOLPAS	TIPOA	TIPOB

Donde,

- EMI, Nodo emisor,
- REC, Nodo receptor,
- R, Resistencia de secuencia positiva (Ω/Km o p.u.).
- X, Reactancia de secuencia positiva (Ω/Km o p.u.).
- R0, Resistencia de secuencia cero (Ω/Km o p.u.).
- X0, Reactancia de secuencia cero (Ω/Km o p.u.).
- MVA, Capacidad del transformador en MVA.
- LADTP, Lado del tap del transformador (Alta o Baja Tensión).
- TPNOM, Posición nominal del tap (kV).
- TPMAX, Límite superior del tap (kV).
- TPMIN, Límite inferior del tap (kV).
- VOLPAS, Voltaje de cada paso del tap (kV).
- NPARR, Número de pasos arriba de la posición nominal.
- NPABA, Número de pasos abajo de la posición nominal.
- TIPOA, Tipo de conexión del transformador por el lado de alta tensión.
- TIPOB, Tipo de conexión del transformador por el lado de baja tensión.

6. ELEMENTOS EN DERIVACION

NODO	R	X	R0	X0	CX	NTRO	RAT	XAT

Donde,

NODO,	Nombre del nodo del elemento en derivación.
R,	Resistencia de secuencia positiva (Ω/Km o p.u.).
X,	Reactancia de secuencia positiva (Ω/Km o p.u.).
R0,	Resistencia de secuencia cero (Ω/Km o p.u.).
X0,	Reactancia de secuencia cero (Ω/Km o p.u.).
CX,	Tipo de conexión, 0 : Estrella solidamente aterrizada 1 : Estrella con neutro aterrizado a través de impedancia 2 : Estrella con neutro sin aterrizar 3 : Delta.
NTRO,	Nombre del nodo de neutro (cuando no es tierra).
RAT,	Resistencia a tierra del neutro (Ω/Km o p.u.).
XAT,	Reactancia a tierra del neutro (Ω/Km o p.u.).

7. RELES

7.1. RELE DE DISTANCIA CIRCULAR

Esta información se requiere para el sistema de voltaje nominal igual o superior a 220 kV

EMI	REC	TIPO	RZO	XZO	RAZO

Donde,

EMI,	Nodo donde se ubica el relé.
REC,	Nodo receptor de la línea donde se encuentra el relé.
TIPO,	Tipo de relé, 1 : Relé de fase tipo MHO (21) 2 : Relé de fase tipo reactancia (21) 3 : Relé de tierra tipo reactancia (21N).
RZO,	Coordenadas R de las zonas 1, 2 y 3 del relé (Ω/Km o p.u.).
XZO,	Coordenadas X de las zonas 1, 2 y 3 del relé (Ω/Km o p.u.). RZO y XZO son las coordenadas del centro para cada zona.
RAZO,	Radio de las zonas 1, 2 y 3 del relé (Ω/Km o p.u.).

7.2. RELE DE DISTANCIA DE FASE POLIGONAL

EMI	REC	TIPO	RVZO	XVZO

Donde,

EMI,	Nodo donde se ubica el relé.
REC,	Nodo receptor de la línea donde se encuentra el relé.
TIPO,	Tipo de relé.
RVZO,	Coordenadas R de los vértices. ordenadas por cuadrantes (primero, segundo, tercero y cuarto) para cada zona (1, 2 y 3) del relé (Ω/Km o p.u.).
XZO,	Coordenadas X de los vértices. ordenadas por cuadrantes (primero, segundo, tercero y cuarto) para cada zona (1, 2 y 3) del relé (Ω/Km o p.u.).

7.3. RELE DE SOBRECORRIENTE

EMI	REC	TIPO	VIAR	ANGSM

Donde,

EMI,	Nodo donde se ubica el relé.
REC,	Nodo receptor de la línea donde se encuentra el relé.
TIPO,	Tipo de relé 1 : Relé direccional de fase (67) 2 : Relé direccional de tierra (67N).
VIAR,	Valor de la corriente de arranque de protección.
ANGSM,	Angulo de sensibilidad máxima (Grados).

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO CO-3

DECLARACIÓN DE PARÁMETROS DE LOS EMBALSES

Fecha envío de información :
 Empresa de generación:
 Período de declaración:

Hora:

EMBALSE	MÍNIMO FÍSICO (Mm3)	CAPACIDAD MÁXIMA (Mm3)	VERTIMIENTO MÁXIMO (m3/seg)	TIPO DE VERTEDERO

Batimetría del embalse:

Responsable de envío de la información: _____
 Vía de recibo: _____ Hora: _____
 Responsable de recibo de la información _____

DECLARACIÓN DE PARÁMETROS DE UNIDADES DE GENERACIÓN

Fecha envío de información :
 Empresa de generación:
 Período de declaración:

Hora:

Planta : _____ Tipo _____

PARÁMETROS BÁSICOS

UNIDA D	CAPA CIDAD NOMI NAL (MW)	CAPA CIDAD EFFECT IVA (MW)	GENER ACIÓN MÍNIMA (MW)	RAMP A AUME NTO MW/ min	RAMPA DISMIN UCION MW/min	MÁXIMA GENERA CIÓN REACTIV A (MVAR)	MÁXIMA ABSORCI ÓN REACTIV A (MAVAR)	COMBUS TIBLES USADOS

OTROS DATOS DE INTERÉS

UNIDAD	M.T.O. E.L	M.T.F.L.	TIEMPO ARRAN QUE EN FRIO	TIEMPO ARRANQU E EN NO FRIO	ESTATIS MO	POSEE EQUIPO S AGC	PARTICIPA EN REG.PRIMA RIA (S/N)

M.T.O.E.L.: Mínimo período de tiempo que debe permanecer en línea la unidad, una vez entra en operación

M.T.F.L.: Mínimo período de tiempo que debe permanecer fuera de operación la unidad, una vez salga de operación

DECLARACIÓN DE PARÁMETROS DE UNIDADES DE GENERACIÓN (hoja 2/2)

OTRAS RESTRICCIONES OPERATIVAS:

- Curva de generación vs.tiempo

- Curva de cargabilidad

- Notas

Responsable de envío de la información: _____
 Vía de recibo: _____ Hora: _____
 Responsable de recibo de la información: _____

DECLARACIÓN DE DISPONIBILIDAD

Fecha envío de información :
 Empresa de generación:
 Período de declaración:

Hora:

PLANTA (NOMBRE)	UNIDAD (NUMERO)	PERIODO HORA INICIAL-HORA FINAL	DISPONIBILIDAD (MW en valor entero)	TIEMPO DE ARRANQUE (horas) (LUEGO DE NOTIFICAD A LA CENTRAL)	TIEMPO DE PARADA (horas) (LUEGO DE NOTIFICADA LA CENTRAL)	NUMERO MÁXIMO DE MANIOBRAS ARRANQUE PARADA POR DÍA

Responsable de envío de la información: _____
 Vía de recibo: _____ Hora: _____
 Responsable de recibo de la información: _____

MODIFICACIÓN DE DISPONIBILIDAD O DE PARÁMETROS DE GENERACIÓN

Fecha envío de información :
 Empresa de generación:
 Período de modificación:

Hora:

UNIDAD	INFORMACIÓN A MODIFICAR	PERIODO	NUEVO VALOR

Responsable de envío de la información: _____
 Vía de recibo: _____ Hora: _____
 Responsable de la información: _____

DECLARACIÓN DE DATOS HIDROLÓGICOS

Fecha envío de información :
 Empresa de generación:
 Período de declaración:

Hora:

EMBALSE	COTA m.s.n. m.	NIVEL 06:00 HORAS Mm3	AGUA TURBINADA 06:00 A 06:00 Mm3	AGUA VERTIDA 06:00 A 06:00 Mm3	AGUA DESCARGADA 06:00 A 06:00 Mm3	APORTES CONTROLADOS AL EMBALSE m3/seg

MANTENIMIENTOS QUE AFECTAN LA OPERACIÓN DEL EMBALSE:

Responsable de recibo de la información: _____
 Vía de recibo: _____ Hora: _____
 Responsable de recibo de la información: _____

RESTRICCIONES DE LOS EQUIPOS DEL STN, STR Y SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN LOCAL

Fecha envío de información :
 Empresa:
 Período de declaración:

Hora:

Descripción de la desconexión programada:

Variación en límites de intercambio de áreas eléctricas

ÁREA	L. IMP.	L. EXP.	PERIODO	DÍA	MES	PERIODO	DÍA	MES

Variación en generaciones de seguridad

UNIDAD	PERIODO	DÍA	MES	PERIODO	DÍA	MES	MW

Responsable de envío de la información: _____
 Vía de recibo : _____ Hora: _____
 Responsable de recibo de la información: _____

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
 Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
 Director Ejecutivo

ANEXO CO-4

CRITERIOS PARA PARTICIPAR EN LA RESERVA DE REGULACIÓN

Cualquier planta, para participar en la regulación secundaria, debe cumplir con los siguientes criterios:

- Es telecomandada e interactúa con un Centro Regional de Despacho o con el Centro Nacional de Despacho.
- El Centro Regional de Despacho asociado a la planta interactúa y recibe señales de corrección de error de frecuencia del Centro Nacional de Despacho. (Operación en modo jerárquico).

REGLA DE DISTRIBUCIÓN DE LA RESERVA DE REGULACIÓN

a) Distribución de Reserva Rodante o AGC

El CND distribuye los requerimientos de reserva, entre las plantas elegibles para ello, de la siguiente forma:

- Se calcula el índice de disponibilidad de regulación. La disponibilidad de regulación de una unidad, es el resultado de restar a la disponibilidad de la unidad, la mayor de las generaciones mínimas y cualquier participación en otras reservas. El índice es el resultado de dividir su propia disponibilidad de regulación por la suma de la disponibilidad de regulación de todas las unidades que van a regular.

$$iD_i = \frac{\text{Disp MW}_i}{\sum_{j=1}^m (\text{Disp MW})_j}$$

Se calcula el índice de precio de unidad. Se ordenan los precios en forma ascendente, la posición dentro de este ordenamiento constituye el índice de prioridad (Prioridad_i). Unidades con el mismo

precio tendrán el mismo índice de prioridad. Se obtiene el índice de precio como el cociente entre la prioridad propia y la suma de las prioridades de las unidades elegibles:

$$i\$_i = \frac{\text{Prioridad}_i}{\sum_{j=1}^m (\text{Prioridad})_j}$$

- Se calcula el índice combinado. Resulta de multiplicar el índice de disponibilidad por el índice de precio:

$$i\$MW_i = iD_i * i\$_i$$

- Se calcula el factor de participación: Es el índice combinado normalizado.

$$f.part_i = \frac{i\$MW_i}{\sum_{j=1}^m (i\$MW)_j}$$

- Se calcula la reserva asignada: El valor de potencia en MW será la multiplicación de la reserva de regulación requerida por el SIN para la hora k por el factor de participación de la unidad i.

$$\text{Reserva}_i = f.part_i * \text{Reserva SIN}$$

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
 Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
 Director Ejecutivo

CÓDIGO DE REDES

CÓDIGO DE MEDIDA

1. INTRODUCCIÓN

El Código de Medida establece las condiciones técnicas y procedimientos que se deben tener en cuenta, para efectos de lectura, registro y recolección, actividades necesarias para la contabilización de las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Mayorista.

El Código sólo trata de los temas de medición para efectos comerciales y no cubre los aspectos de medición para efectos operativos, los cuales se desarrollan en los Códigos de Conexión y de Operación y sus respectivos anexos.

En el Código se especifican las características técnicas que deben cumplir los equipos de medición, de telecomunicaciones y de respaldo asociados, así como los procedimientos de instalación, pruebas, certificación, operación y mantenimiento.

Aplicación

Las normas descritas a continuación deben ser aplicadas en todas las fronteras comerciales del Mercado Mayorista de energía eléctrica, y para ello se requiere que todos los agentes las tengan en cuenta en las instalaciones en desarrollo, en las futuras, y efectúen los cambios en las existentes, con el objeto de lograr su cumplimiento.

Fronteras

A partir de los siguientes criterios se definen las fronteras comerciales del Mercado Mayorista de energía eléctrica:

- los puntos de entrega de energía neta de los Generadores a cualquiera de las redes de transmisión o de Distribución, en el nivel de alta tensión de la red;
- los puntos de conexión entre los equipos de un Transportador y de un Distribuidor. En conexiones de transformación, la frontera estará ubicada en el lado de alta del equipo;
- los puntos de consumo de energía de los Grandes Consumidores atendidos por Comercializadores diferentes al Distribuidor local o que estén conectados directamente a una red de transmisión. En el caso de redes de distribución la ubicación de la frontera se hará por acuerdo entre el Usuario y la empresa de Distribución, mientras que en el caso de redes de transmisión la frontera se ubicará en el nivel de tensión de la red de transmisión;
- los puntos de conexión entre equipos de empresas Transportadoras, según acuerdo entre las partes;
- los puntos de conexión entre equipos de empresas Distribuidoras, según acuerdo entre las partes;

En caso de que la frontera deba definirse por acuerdo y éste no se logre se llevará el caso ante la CREG.

En caso de que la ubicación de los equipos de medida no coincida con la frontera comercial establecida en los puntos anteriores, las lecturas de energía se afectarán por medio de factores de ajuste que reflejen las pérdidas reales de los equipos de transporte o transformación involucrados, según el caso. Los criterios para calcular los factores de ajuste se acordarán entre los interesados. Cuando no se logre acuerdo en este tema se aplicarán los procedimientos de solución de controversias establecidos en el Código. Como última instancia se llevará el caso a la CREG.

2. PROPIEDAD Y OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA, TELECOMUNICACIONES Y ALMACENAMIENTO DE INFORMACIÓN

La propiedad de los equipos seguirá los siguientes criterios:

- los agentes Generadores proveerán los equipos para sus fronteras comerciales de generación;
- los Grandes Consumidores cubiertos por este código, proveerán los equipos para sus fronteras comerciales de consumo;
- en las fronteras entre Transportadores y Distribuidores la propiedad de los equipos corresponderá al Distribuidor. La propiedad de los equipos en las fronteras entre Transportadores o Distribuidores con igual nivel de tensión corresponderá a la empresa con menor participación en la red.

La supervisión de los equipos de medida, de comunicaciones y de almacenamiento de contadores de energía es responsabilidad del propietario de la subestación de potencia asociada a la frontera comercial en donde se encuentren instalados los equipos. Si no se cuenta con la transmisión automática de lecturas, el operador de la subestación deberá hacer la lectura y transmisión oportuna de los mismos al CND, según las condiciones establecidas en el Código Comercial. Los costos asociados a estos servicios serán cargados al propietario de los equipos y su valor acordado entre las partes.

La instalación, el registro, la calibración, la certificación, y el mantenimiento de los equipos de medida, de comunicaciones y de almacenamiento de información necesarios para capturar, almacenar y enviar al CND la información de contadores de energía es responsabilidad del propietario de los mismos. Los equipos deben cumplir además de lo establecido en este Código, las condiciones establecidas en el Código de Conexión y en el Código de Distribución, según el caso.

Antes de iniciar intercambios comerciales de energía del Mercado Mayorista en una frontera, deben certificarse los equipos ante cualquiera de las entidades aprobadas por la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2289 de 1993. Copias de las pruebas de certificación deben enviarse oportunamente al CND, antes de iniciar su operación comercial. El Anexo CM-1 contiene criterios detallados que se deben considerar para la certificación de los equipos de medida, comunicaciones y almacenamiento de información.

El propietario de los equipos deberá mantener archivos con la hoja de vida técnica conteniendo registros de inspecciones, reparaciones, calibraciones y certificaciones de cada uno. Esta información le podrá ser solicitada en cualquier momento y deberá ser entregada a las entidades autorizadas por la CREG, por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios o por la Superintendencia de Industria y Comercio, con el fin de resolver reclamaciones o auditar la calidad de los equipos.

El propietario de los equipos llevará un programa periódico de mantenimiento y calibración de los mismos, según las normas referenciadas en el Código y las recomendaciones de los fabricantes de los equipos. El equipo deberá ser nuevamente certificado cuando por cualquier causa se abran los sellos de seguridad o se cambien parámetros internos en contadores electrónicos digitales.

Asimismo, el propietario de la subestación donde se encuentran los equipos de medición se compromete a operar y conservar los equipos en buenas condiciones ambientales y mantenerlos bajo adecuados niveles de seguridad física. También se compromete a velar por la integridad de los sellos de seguridad o parámetros internos en contadores electrónicos digitales. De igual forma, se obliga a reportar oportunamente al CND y al propietario del equipo cualquier anomalía que observe sobre los mismos ya sea por causas externas o internas a los equipos. Además, deberá permitir el libre acceso a cualquiera de los interesados o a las entidades autorizadas por la Superintendencia de Industria y Comercio, para efectos de pruebas o certificación.

Si cualquiera de las empresas o agentes mencionados en el Código realiza, encubre o promueve acciones que atenten contra la veracidad o fidelidad de las lecturas y registros de los equipos de medición y comunicaciones, se le aplicarán las sanciones que sobre fraudes contempla la Ley, sin

perjuicio de las sanciones que aplique la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la Superintendencia de Industria y Comercio, según el caso.

Todas las empresas y entidades involucradas en las actividades del Mercado Mayorista de energía eléctrica están en la obligación de denunciar ante las autoridades correspondientes cualquier anomalía que sea indicio de posible fraude en el Mercado.

Cualquier agente podrá solicitar una revisión de los equipos de medida en una frontera comercial. Si la revisión no fue solicitada por el propietario y el equipo no requiere de calibración o mantenimientos, los costos asociados serán asumidos por quien solicitó la revisión.

El CND pondrá a disposición de los interesados, bajo solicitud, copias de las lecturas recibidas, en listados, en medio magnético o por medios de telecomunicaciones.

Los Comercializadores serán responsables de que sus Grandes Consumidores adquieran y pongan en servicio o contraten con los Transportadores o Distribuidores correspondientes en forma oportuna, la provisión y operación de los equipos de medida y comunicaciones.

3. EQUIPOS DE MEDICIÓN

Los equipos de medición deberán cumplir las especificaciones técnicas establecidas en las normas ICONTEC que sean aplicables y, adicionalmente como complemento, las normas IEC o ANSI equivalentes.

3.1. Contadores de Energía

En las fronteras comerciales de generación y fronteras del STN se deberán instalar dos contadores (principal y de reserva) de energía activa y uno de energía reactiva. En las demás fronteras se podrá instalar contador de respaldo o prever un sistema alternativo de respaldo.

Cuando la frontera comercial está ubicada en puntos de la red en los que se presentan flujos de potencia en ambos sentidos se instalarán contadores bidireccionales.

En fronteras comerciales de generación deberán instalarse contadores independientes que registren los consumos auxiliares, si éstos son suministrados desde la red. Cuando una planta de generación esté conformada por unidades que realizan ofertas a precios unitarios diferentes, el generador podrá instalar contadores adicionales independientes para cada unidad, los cuales serán usados para liquidación de transacciones de energía. En su defecto, se aplicarán las reglas consideradas en el Código Comercial.

El Anexo CM-1 contiene criterios detallados a considerar en la selección y operación de los contadores de energía, así como los plazos permitidos para la normalización de las instalaciones preexistentes que no cumplan las condiciones exigidas en las normas.

3.2. Transformadores de Voltaje y de Corriente

Los transformadores de voltaje y de corriente deberán cumplir las especificaciones técnicas establecidas en la norma ICONTEC y, adicionalmente, la última edición de la publicación IEC 185 o su equivalente ANSI. En cualquier caso, se deberá cumplir al norma ICONTEC.

Adicionalmente, se deberán cumplir las condiciones técnicas y procedimientos establecidos en los Códigos de Conexión o Distribución, según el caso.

El Anexo CM-1 contiene criterios detallados que se deben considerar en la selección y operación de los transformadores de medida.

3.3. Precisión

La precisión de los contadores será de clase IEC 0.2 para tensiones de 110 KV o superiores en la frontera comercial o para transferencias promedio horarias durante los últimos seis meses iguales o superiores a 20 MWh. En otros casos, la precisión mínima exigida será de clase IEC 0.5.

La resolución de los valores almacenados de los contadores deberá tener una precisión de 10 KWh.

Los criterios de precisión y resolución se aplican también para los contadores de energía reactiva.

4. RECOLECCIÓN Y TRANSMISIÓN DE DATOS

Las transacciones de energía en todas las fronteras comerciales definidas anteriormente deberán ser registradas en forma horaria, en el primer minuto de cada hora, de forma tal que permitan el cálculo de la energía movilizada en la hora.

Una vez registrados los 24 valores horarios para las transacciones diarias de energía en cada frontera, se deben transmitir al CND los valores correspondientes, diariamente, antes de la hora establecida por el Sistema de Intercambios Comerciales. Con base en esta información el CND realiza los procesos de liquidación y facturación de transacciones del mercado mayorista.

El propietario de la subestación asociada a la frontera comercial será responsable por realizar la transmisión de información al CND o, para sistemas automáticos, supervisar la transmisión de las lecturas de energía especificadas en el Código. Adicionalmente, deberá contar con mecanismos de respaldo que permitan enviar, ante fallas o indisponibilidades temporales en los sistemas de captura, de almacenamiento o de comunicaciones, la información al CND. Entre los mecanismos de respaldo se debe poner en servicio la infraestructura necesaria para transmisión electrónica de archivos (vía *módem*) y transmisión vía facsímil (*fax*). Además, como último recurso se utilizará el envío de información por teléfono, con respaldo en medio magnético por servicio de mensajería o correo registrado de entrega inmediata.

5. PROCEDIMIENTOS ANTE EQUIPOS DEFECTUOSOS

Una vez se detecten fallas en los equipos por cualquiera de los interesados, se procederá de la siguiente manera: éstas serán reportadas inmediatamente por escrito vía facsímil (*fax*) al CND, el cual confirmará la recepción del reporte de equipo defectuoso. El CND a su vez podrá detectar fallas e informará a los agentes interesados la ocurrencia de la falla en los equipos.

Una vez notificado, el propietario de los equipos tendrá un plazo máximo para su reparación o reemplazo, así: 15 días calendario para transformadores de medida y 7 días para los equipos contadores, de registro y comunicaciones. Los costos por reparación o reemplazo de los equipos de medida y comunicaciones serán asumidos por el propietario de los mismos.

Mientras se reemplazan equipos defectuosos, se utilizarán las lecturas de los equipos de respaldo o, si fallan tanto el equipo principal como el de respaldo, se utilizará uno de los siguientes métodos alternos para efectos de liquidación:

- El balance de energía calculado a partir de lecturas de contadores disponibles en otras fronteras comerciales, o a partir de contadores internos utilizados por los Transportadores o Distribuidores para otros propósitos.
- Por afinidad con otros equipos de potencia de similares características que operen en paralelo en la frontera comercial, cuyos contadores estén trabajando normalmente.
- Por medio de la integración de la medida de potencia activa, cuando ésta se encuentre en la cobertura por el Sistema de Supervisión y Control del CND o de los Centros Regionales de Despacho.
- Utilización de valores estadísticos en fronteras comerciales de consumo en donde se puedan determinar a partir de curvas típicas.

El CND usará la alternativa que sea aplicable según el orden mencionado anteriormente.

Una vez reparados o reemplazados los equipos defectuosos se procederá a su calibración, certificación y registro, de acuerdo con lo establecido en el Código.

Si la falla afecta solamente los sistemas de transmisión de información, el responsable del envío deberá transmitir diariamente al CND por medios alternos (transferencia electrónica de archivos, vía facsímil (fax) o teléfono) las lecturas de energía, con el fin de dar continuidad a los procesos de liquidación en el CND.

En el caso de presentarse discrepancias en las lecturas de contadores de energía para el proceso de liquidación, se buscará acuerdo entre las partes. Si no se alcanza un acuerdo, el caso se elevará ante la CREG, mediante un informe ilustrando el caso.

6. ESQUEMA TRANSITORIO

Durante el esquema transitorio, según las fechas establecidas por la CREG, la recolección de información se hará en forma manual por parte de los operadores de las subestaciones de potencia de cada frontera y su envío al CND se hará con una periodicidad diaria y resolución horaria, utilizando cualquiera de los siguientes medios:

- recolección de lecturas en los Centros Regionales de Despacho y su transmisión al CND por medios electrónicos automáticos.
- envío de archivos de datos por enlaces punto a punto entre microcomputadores de las empresas y del CND mediante canales telefónicos conmutados.
- envío de archivos por la red digital operativa de amplia cobertura, propiedad de ISA y otras empresas del Sector (protocolo *decnet*).
- envío de la información por facsímil (fax).
- como última alternativa se utilizará la comunicación telefónica de voz a través de las líneas del CND que operan bajo grabación permanente.

Con el fin de garantizar la confiabilidad de las lecturas, una vez haya finalizado el esquema transitorio, se deben utilizar los mecanismos automáticos de recolección y transmisión de contadores previstos en el Anexo CM-1.

Las empresas tendrán plazo hasta la finalización del esquema transitorio, según las fechas establecidas por la CREG, para certificar los contadores de energía.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

ANEXO CM-1

A.1. INTRODUCCIÓN

Las transacciones comerciales en el ámbito del mercado mayorista de energía eléctrica requieren la medición y almacenamiento de lecturas de energía en las fronteras comerciales que surgen entre los diferentes agentes.

La información medida será concentrada en centros de recolección (CR) y enviada al CND en forma directa o a través de los Centros Regionales de Despacho.

El sistema de medición, almacenamiento y comunicaciones tendrá tres componentes:

- El sistema de medición de energía activa y reactiva en las fronteras: comprende los transformadores de corriente y de tensión y los contadores de energía.
- Un sistema integrado de almacenamiento y transmisión de datos: constituido por equipos registradores, que acumulan y almacenan los valores de energía de las fronteras, procedentes del instrumental de medición.
- Un sistema de comunicaciones para la recolección de la información basado en la red de telefonía conmutada, pública o privada, y las redes de comunicaciones de las empresas del Sector para la transmisión de información.

A.2. SISTEMA DE MEDICIÓN DE ENERGÍA

A.2.1. Características de equipos y clase de medición

La clase requerida para los aparatos destinados para la medición de energía activa y reactiva para liquidación y facturación del mercado mayorista será, como mínimo, la indicada en el siguiente cuadro:

INSTALACIÓN	CT	PT	CONTADOR
Fronteras con tensiones mayores o iguales a 110 kV, ó transferencias medias horarias mayores o iguales a 20 MWh	0,2	0,2	0,2
Fronteras con tensiones menores a 110 kV y transferencias medias horarias menores a 20MWh. Servicios Auxiliares	0,5	0,5	0,5

CT :Transformador de corriente

PT :Transformador de voltaje

A.2.2. Requisitos generales

- Los contadores deberán ser trifásicos y calcular en forma directa y fiel la energía para cada una de las tres fases, con emisores de impulso a tres hilos libres de potencial, dispositivo antirretroceso (bloqueo de oscilaciones que generan emisión de impulsos) e indicador numérico de energía medida (si es electrónico dotado de memoria no volátil). Además deben tener doble almacenamiento si son bidireccionales. También deberán contar con ensayo de tipo en su instalación inicial, realizado por entidad reconocida por la Superintendencia de Industria y Comercio.
- Los contadores de clase 0,2 deberán ser de tipo estático, normalizados como clase 0,2s por la norma ICONTEC-2147 e IEC-687 o equivalente ANSI. Para el caso de los contadores estáticos clase 0,5s también será de aplicación lo dispuesto en las normas anteriores.
- El contador de respaldo será de igual clase que el principal, contemplando que reemplazará a éste en caso de falla o necesidad de desconexión para verificación, asegurando de esta manera la continuidad de la medición y registro.
- La frecuencia de los emisores de impulsos será seleccionada para asegurar una óptima relación kWh por impulso, no debiendo superarse en régimen de máxima carga el límite admitido por el registrador a utilizar. La duración de los impulsos no será inferior a 30 ms. En contadores bidireccionales se dispondrá de dos generadores de impulsos independientes, uno por cada sentido.
- Los circuitos de tensión y corriente dispondrán de secundarios dedicados exclusivamente a los sistemas de medición de energía o de Supervisión y Control (SCADA) de los Centros Regionales de Despacho y del CND.
- El error porcentual total máximo (en módulo y fase), a factor de potencia 0.9, introducido en la medición de energía por la caída de tensión en los cables de los circuitos secundarios de los transformadores de tensión no deberá superar el 0.1%.

Será obligatorio presentar un cálculo del error mencionado, basado en valores comprobables mediante ensayos. Si no se pudiera lograr lo establecido anteriormente, se deberá optar por alguna de las soluciones siguientes:

- En los casos en que sea técnicamente factible, aumentar la sección de los cables y/o disminuir la distancia entre los contadores y transformadores.
- Compensar el error mediante algún método confiable sustentable técnicamente, sujeto a la aprobación de las partes involucradas.

- Reemplazar los contadores responsables de la caída de tensión en los cables por otros de mejor desempeño (p. ej. contadores electrónicos) para lograr que el error sea menor al establecido.
- La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de Corriente (CT) y de Voltaje (PT) destinados a medición comercial, deberá estar comprendida entre el 20% y el 100% de la potencia de exactitud correspondiente.
 - Los circuitos de medición contarán con los elementos necesarios que permitan separar y/o intercalar equipos de medición en forma individual con la instalación en servicio, para su verificación *in situ* (intercalación de instrumento patrón) y/o reemplazo sin afectación de los restantes.
 - Serán de aplicación las últimas normas vigentes ICONTEC e IEC o ANSI para todos los equipos transformadores de voltaje, de corriente y contadores de energía.

A.2.3. Disposiciones para los equipos existentes

Los CTs y PTs actualmente instalados se admiten con carácter de excepción. Solamente se exigirá su reemplazo cuando sea necesario hacerlo por deterioro, pérdida de clase, para lo cual se deberán cumplir las características especificadas en el numeral A.2.1. Los equipos nuevos o sustituciones deberán cumplir las características especificadas en el numeral A.2.1.

El sistema de medición comercial podrá compartir los bobinados de los transformadores de medición con el equipo de medición existente, siempre y cuando la carga total no supere su potencia de exactitud, definida según las normas indicadas anteriormente. Esta situación es válida hasta tanto se requiera el reemplazo de los mismos en virtud de lo expresado en el párrafo anterior.

Los contadores que no cumplan los requisitos establecidos en el numeral A.2.1. deben ser reemplazados antes de la fecha establecida por la CREG.

A.2.4. Certificación y habilitación de los equipos de medida, registro y comunicaciones

La habilitación de los contadores e instalaciones relacionadas (CTs, PTs, y circuitos de corriente y tensión), se realizará una vez se hayan verificado los requerimientos precedentes, hayan sido certificados ante cualquiera de las entidades aprobadas por la Superintendencia de Industria y Comercio y haya sido presentada la información requerida para su registro en el CND.

Además, las pruebas de correcto funcionamiento deben cubrir los equipos de medida, registradores y equipos de comunicaciones. Para ello, al momento de realizar las pruebas se debe tener disponible en forma permanente el canal de comunicación que se utilizará para la transmisión de información. Hasta tanto no se hayan realizado pruebas exitosas desde la frontera comercial asociada hasta el CND, no se considerarán habilitados los equipos. El CND informará al propietario de los equipos cuando los equipos hayan sido habilitados para su inclusión en el Sistema de Intercambio Comerciales del Mercado Mayorista.

Las empresas propietarias de los equipos de medición y las propietarias de las subestaciones asociadas deberán mantener organizada y actualizada la siguiente información relativa a cada punto de medición, sea de equipos existentes o que se instalen:

- Esquema unifilar de instalación de potencia mostrando la conexión de los equipos de medición

- Transformadores de corriente: Corriente primaria/Corriente secundaria, Clase, Potencia de exactitud, Corriente/s nominal/s y relación de transformación normal de uso
- Transformadores de tensión: Tensión primaria (kV)/Tensión secundaria (V), Clase, Potencia de exactitud
- Contadores de energía principal y de respaldo: Marca, tipo, Número, Electrónico o de inducción, Uni o Bidireccional, Clase, Constante del contador, Factor de multiplicación, tipo de emisor de impulsos, Constante del emisor (kWh/impulso). Conservar copia de la documentación técnica original de los equipos

Con base en esta información, el propietario del equipo llevará una ficha de cada punto de medición en el registro respectivo, en donde se asentarán las novedades, último protocolo de ensayos y verificaciones realizados. Si se trata de un equipo nuevo, incluirá los protocolos de los ensayos ejecutados por la empresa autorizada por la Superintendencia de Industria y Comercio. Además, las empresas deberán notificar al CND toda novedad o modificación en las instalaciones respectivas.

A.2.5. Ensayos y mantenimiento

El propietario de los equipos deberá realizar el control rutinario, calibración y eventuales reparaciones que sean necesarias para asegurar la permanencia en el tiempo de los parámetros y condiciones especificadas en este Código.

Cuando cualquiera de los interesados detecte que un contador no cumple satisfactoriamente alguno de los ensayos de verificación que realice, el responsable de la instalación deberá reemplazarlo por uno equivalente en un plazo máximo de 72 horas si no hay contador de respaldo y de 7 días si tiene respaldo. Todo instrumento que se retire de la cadena de medición, deberá ser nuevamente certificado.

Toda intervención programada sobre componentes de la cadena de medición, requerirá la notificación del propietario de los equipos al CND y a las partes interesadas con 7 días de anticipación. Éstas tendrán derecho a participar de la misma.

En caso de intervenciones de emergencia la notificación será realizada de inmediato, y las verificaciones de requerirse serán realizadas *a posteriori*, con la participación de los interesados.

A.3. SISTEMA DE REGISTRO Y TRANSMISIÓN DE DATOS

Los contadores principales de cada frontera comercial deberán disponer de registradores tanto para la energía activa como reactiva, los cuales obtienen y almacenan en forma permanente los valores de energía.

El procedimiento normal de lectura de los registradores se hará en forma remota, mediante la utilización de canales de las redes telefónicas conmutada privada o pública y la red digital de las empresas del SIN. Para ello, el equipo estará dotado de un *módem* de datos y la programación necesaria para la comunicación, con el grado de protección y confiabilidad requerido. Adicionalmente, dispondrá de la posibilidad de extracción local de la información en papel y en medio magnético (discos).

Como referencia de tiempo los registradores utilizarán una base de tiempo propia, previéndose la disponibilidad de sincronización externa remota de los mismos desde el CND. Ésta última es aplicable a los registradores que reciben pulsos de emisores externos.

La protección de los datos deberá abarcar tanto el almacenamiento como la extracción y transmisión, disponiendo de memoria no volátil o alimentación asegurada, palabra clave y protocolos de transmisión con detección de errores y repetición de bloques de datos defectuosos, respectivamente.

Cuando, por razones técnicas o en lugares aislados, no sea posible el registro horario ni la transmisión diaria de la información al CND, se calcularán valores horarios a partir de una curva de carga típica aprobada por las partes asociadas a la frontera. Con base en tales valores se realizará la liquidación de transacciones comerciales de energía. Los ajustes a los que haya lugar, comparativamente con las transacciones reales, serán acordados entre las partes.

A.3.1. Características de los registradores

Los registradores deberán permitir la transferencia de la información por medios electrónicos desde su ubicación hasta el CND o Centro de Recolección. Para recolección de información en el CND se usarán formatos de manejo de datos compatibles con el estándar ASCII.

A.3.2. Centros de Recolección

Los propietarios de los equipos de medida podrán constituir Centros de Recolección (CR) para concentrar las lecturas de sus contadores y de otros agentes, de acuerdo con las condiciones geográficas y de comunicaciones. Los CRs permiten también el envío de lecturas consolidadas al CND, de acuerdo con las condiciones establecidas en el Código Comercial.

El propietario de un CR podrá prestar servicio de recolección y envío de contadores al CND para otros agentes de la zona. La adquisición primaria de la información procedente de los registradores será concentrada en Centros de Recolección (CR) o enviada directamente al CND. Los costos asociados a los servicios anteriores serán cargados por el propietario del CR a los agentes correspondientes.

Estos centros estarán dispuestos en las instalaciones de diferentes agentes del mercado, preferiblemente en los Centros Regionales de Despacho. Cada uno de los CRs remitirá al CND, según formatos y protocolos normalizados de dominio público, la totalidad de la información, mediante procedimientos automáticos y/o manuales, según las necesidades establecidas en el Código Comercial.

JORGE EDUARDO COCK LONDOÑO
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

**RESOLUCION NUMERO 035 DE 1995
(octubre 6)**

**por la cual se modifica parcialmente la Resolución 024 de 1995
expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.**

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y el Decreto 1524 de 1994 y,

CONSIDERANDO:

Que la Resolución CREG-024 de 1995 reglamentó los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el Sistema Interconectado Nacional;

Que se hace necesario modificar el Anexo A de dicha resolución para incluir a los agentes generadores en el pago de las restricciones en el Sistema de Transmisión Nacional, en los Sistemas de Transmisión Regional y en los Sistemas de Distribución Local;

RESUELVE:

Artículo 1°. El último párrafo del numeral 1.1.6 del ANEXO A de la Resolución CREG-024 de 1995 quedará así:

"A más tardar el primero de febrero de 1996, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expedirá una resolución con el procedimiento para que los transportadores puedan recuperar el costo asociado a las restricciones por transmisión. Antes de la vigencia de dicha resolución, el costo asociado con las restricciones se asignarán en la siguiente forma:

a. El Costo total de las restricciones valoradas a nivel horario, se asignará en un 50% a los generadores despachados centralmente en proporción a su capacidad efectiva registrada en el Centro Nacional de Despacho y el restante 50% se distribuirá entre los comercializadores participantes en el mercado mayorista, de acuerdo con el procedimiento definido en el aparte "b" siguiente.

b. El 50% asignable a los comercializadores se distribuirá de acuerdo con el siguiente criterio:

Las restricciones atribuibles a sistemas regionales, de acuerdo con el artículo 2° de esta resolución, se distribuirán entre los comercializadores que atienden el mercado de la región en donde se localiza la restricción, en proporción a su demanda horaria.

Las restricciones atribuibles a restricciones globales necesarias para garantizar la estabilidad del SIN, y de acuerdo con el artículo 3° de esta resolución, se distribuirán entre los comercializadores que participan en el mercado mayorista, en proporción a su demanda horaria.

Artículo 2°. Derogado por el artículo 2° de la Resolución CREG 049 de noviembre 20 de 1995.

Artículo 3°. Derogado por el artículo 3° de la Resolución CREG 049 de noviembre 20 de 1995.

El municipio podrá realizar el mantenimiento y la expansión por su propia cuenta o mediante convenio o contrato celebrado con la misma empresa de servicios públicos que le suministre la energía eléctrica o con cualquier otra persona natural o jurídica que acredite idoneidad y experiencia en la realización de dichas labores. En todo caso, dichas actividades se cumplirán con sujeción a la normalización técnica aplicable.

Conc.: Res CREG 056/94, art. 3, creg 095/95.

ARTICULO 3º. Sitio de entrega de la energía. La empresa comercializadora o distribuidora entregará la energía para consumo de alumbrado público en los bornes primarios de los transformadores de la red de distribución local destinados para tal fin, en forma exclusiva, o en las acometidas de las lámparas de alumbrado público, cuando estas se alimenten de las redes secundarias destinadas conjuntamente para la distribución de energía a los usuarios domiciliarios de este último servicio.

ARTICULO 4º. Determinación del consumo. Cuando el servicio de alumbrado público sea susceptible de ser medido, se entenderá que el punto de entrega es aquel donde está localizado el medidor. El suministro se cobrará de acuerdo con la tarifa determinada en la presente resolución y el consumo registrado por el contador.

Cuando no exista medida del consumo del servicio de alumbrado público, la empresa distribuidora o comercializadora lo determinará con base en la carga resultante de la cantidad de luminarias que se encuentren instaladas en el respectivo municipio, multiplicada por un factor de utilización del 50% y por el número de horas del mes o período de facturación utilizado para el cobro, aplicando la siguiente fórmula:

$$Q \times F_{uT} = kWh$$

Donde:

Q: Carga (sumatoria de luminarias instaladas en hW)

Fu: Factor de Utilización (50%)

T: Horas de período: 720 para liquidación mensual y 1440 para bimestral.

kWh: Kilovatios-hora de consumo en el período.

Si no se ha determinado la carga instalada, ésta se calculará teniendo en cuenta la potencia de cada una de las luminarias existentes y su número; calculándose el consumo con un factor de utilización del 50%.

PARAGRAFO. El Municipio deberá actualizar los inventarios de que trata este artículo con la expansión o redimensionamiento del sistema de alumbrado público y revisarlos, por lo menos, una vez cada tres años.

ARTICULO 5º.

Sistema tarifario. Cuando exista medición, la tarifa de suministro de energía del servicio de alumbrado público será igual a la tarifa monomía oficial correspondiente al nivel de tensión en el cual se encuentre conectado el medidor.

La tarifa de suministro de energía de alumbrado público para los municipios que no tengan medición de energía será igual a la tarifa monomía del servicio oficial correspondiente al nivel de distribución secundaria.

El servicio de alumbrado público no causará los derechos de conexión, debido a que el municipio debe asumir los costos de mantenimiento y expansión del servicio.

En el evento en que el municipio esté en capacidad de recibir la energía para el servicio de alumbrado público en un sólo punto o, aunque teniendo diferentes puntos de suministro cualquiera de ellos tenga una demanda máxima superior a 2 MW o el límite que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas, se considerará como usuario no regulado.

PARAGRAFO. Para considerar el servicio de alumbrado público de un Municipio como usuario no regulado es necesario que exista medición, y que ésta se adecúe a lo establecido en el Código de Medida.

ARTICULO 6°. **Facturación.** La empresa distribuidora o comercializadora facturará mensualmente o bimestralmente el servicio de alumbrado público al municipio, de acuerdo con el sistema de facturación que tenga autorizado la empresa suministradora de energía eléctrica.

PARAGRAFO. El municipio está obligado al pago oportuno del suministro de energía eléctrica y en ningún caso habrá lugar a la exoneración del pago, por expresa prohibición legal. La empresa distribuidora o comercializadora y el respectivo municipio podrán acordar modalidades de pago, con sujeción a las disposiciones legales vigentes.

ARTICULO 7°. **Sistema de pago.** El municipio se someterá a los procedimientos para los pagos por concepto del servicio público de energía que tenga establecidos la empresa de servicios públicos con quién acuerde el suministro, para los usuarios oficiales. Estos procedimientos incluyen los definidos para los plazos de vencimientos y sanciones por mora en los pagos.

De acuerdo con las Leyes 142 y 143, la Nación, las demás entidades territoriales, las entidades descentralizadas de aquella y éstas, así como las entidades descentralizadas indirectas y las demás personas jurídicas u órganos que integran la estructura del Estado, en todos los órdenes y niveles, incorporarán en sus respectivos presupuestos apropiaciones suficientes para satisfacer las obligaciones económicas contraídas por el uso del servicio de alumbrado público, las cuales se deberán cancelar en las fechas en que se hagan exigibles.

Es deber del Contralor General de la República y de los contralores departamentales y municipales, según el caso, cerciorarse de que los funcionarios que tienen la responsabilidad de preparar los proyectos de presupuesto, de ejecutar apropiaciones y de cancelar las obligaciones, incorporen y realicen los pagos derivados de ellas. A quienes no lo hagan se les sancionará en la forma prevista en las normas vigentes, inclusive solicitando su destitución a la autoridad nominadora competente, sin perjuicio de las responsabilidades civil y penal que puedan corresponderles.

Conc. Arts. 5,9, Ibidem.

ARTICULO 8°. **Contrato de suministro, mantenimiento y expansión del servicio de alumbrado público.** Con sujeción a las normas que lo rigen, el municipio podrá celebrar convenios o contratos para el suministro, mantenimiento y expansión del servicio de alumbrado público. Los contratos deberán contener, como mínimo, los siguientes aspectos:

8.1. Suministro

1. Objeto
2. Obligaciones y deberes de las partes contratantes (condiciones especiales del suministro).
3. Estado actual del servicio (inventario de luminarias).
4. Forma de lectura y estimación del consumo (de acuerdo con lo establecido en la presente resolución).

5. Tarifas del suministro (la cual debe corresponder a la determinada por la entidad competente).
6. Períodos de facturación.
7. Forma de pago.
8. Intereses moratorios.
9. Causales de revisión del convenio.
10. Causales de terminación anticipada.
11. Duración del contrato.

8.2. Mantenimiento.

1. Objeto.
2. Obligaciones y deberes de las partes contratantes (condiciones especiales del mantenimiento).
3. Estado actual del servicio (inventario de luminarias).
4. Modalidad y periodicidad del mantenimiento.
5. Valor del servicio del mantenimiento.
6. Metodología para su cálculo.
7. Facturación
8. Forma de pago.
9. Causales de revisión del convenio.
10. Causales de terminación anticipada.
11. Duración del contrato.

8.3. Expansión

1. Objeto
2. Obligaciones y deberes de las partes contratantes (condiciones especiales de la expansión, alcances).
3. Estado actual del servicio (inventario de luminarias).
4. Modalidades y periodicidad de la expansión.
5. Valor del servicio de la expansión.
6. Metodología para su cálculo.
7. Facturación
8. Forma de pago.
9. Causales de revisión del convenio.
10. Causales de terminación anticipada.
11. Duración del contrato.

Las actividades de que trata el presente artículo podrían ser desarrolladas por uno o varios contratistas, a juicio de la entidad contratante. En cualquier caso, debe tenerse en cuenta el principio de eficiencia, que procura una correcta utilización y asignación de los recursos disponibles.

ARTICULO 9°. **Mecanismo de recaudo.** El municipio es responsable del pago del suministro, mantenimiento y expansión del servicio. Este podrá celebrar convenios con las empresas de servicios públicos, con el fin de que los cobros se efectúen directamente a los usuarios, mediante la utilización de la infraestructura de las empresas distribuidoras.

PARAGRAFO 1°. Los convenios estipularán la forma de manejo y administración de dichos recursos por parte de las empresas de servicios públicos. Estas no asumirán obligaciones por manejo de cartera, y en

todo caso, el municipio les cancelará la totalidad de la deuda por el servicio de alumbrado público, dentro de los períodos señalados para tal fin.

PARAGRAFO 2°. El municipio no podría recuperar más de los usuarios que lo que paga por el servicio incluyendo expansión y mantenimiento.

Conc.:Art. 7 Ibidem.

ARTICULO 10. **Transición.** Los municipios y las empresas distribuidoras o comercializadores de energía eléctrica tendrán plazo hasta el 30 de junio de 1996 para adecuar sus mecanismos administrativos de operación, y aplicar la presente resolución. No obstante, las empresas distribuidoras continuarán prestando el servicio en los términos acordados en los convenios que hubieren celebrado con las entidades territoriales que se encuentren vigentes y no resulten contrarias a las disposiciones legales aplicables a esta materia.

ARTICULO 11. **Vigencia.** La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 23 de octubre de 1995

RODRIGO VILLAMIZAR ALVARGONZALES
Presidente

EVAMARIA URIBE TOBON
Director Ejecutivo

RESOLUCION NUMERO 049 DE 1995
(noviembre 20)

por la cual se modifica y aclara el alcance
de la Resolución CREG-035 del 6 de Octubre de 1995

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los Decretos 1524 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO:

Que la Resolución CREG-035 de 1995 reglamentó el procedimiento para la asignación del costo de las restricciones de transmisión, entre empresas generadoras y comercializadoras;

Que la Resolución CREG-035 de 1995 no precisa la definición de las restricciones globales y regionales;

Que los Artículos 2 y 3 de dicha Resolución, dan lugar a la interpretación inadecuada del concepto de restricción, éste último de naturaleza dinámica;

Que la Resolución CREG-025 de 1995 establece que es competencia del CND la determinación de las generaciones de seguridad, la clase de restricción y las regiones afectadas;

Que mediante comunicado del 17 de Noviembre de 1995, el Consejo Nacional de Operación solicitó a la CREG aclarar el alcance y precisar el contenido de la Resolución CREG-035 de 1995;

RESUELVE:

Artículo 1°. **Definiciones.** Para efectos de la presente resolución, y de las demás reglamentaciones que desarrollen aspectos relacionados con el mercado mayorista de energía eléctrica, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones generales:

Restricción Global. Generación requerida para dar soporte de tensión o estabilidad al Sistema de Transmisión Nacional (220 kv o más).

Restricción Regional. Generación requerida por restricciones de transformación o soporte regional de tensión.

Artículo 2°. Derógase el Artículo 2° de la Resolución CREG-035 del 6 de octubre de 1995.

Artículo 3°. Derógase el Artículo 3° de la Resolución CREG-035 del 6 de octubre de 1995.

Artículo 4°. Es competencia del Centro Nacional de Despacho (CND), determinar las generaciones de seguridad, la clase de restricción y las regiones afectadas por las mismas.

Artículo 5°. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial o en la Gaceta del Ministerio de Minas y Energía y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 20 de noviembre de 1995.

Ministro de Minas y Energía,

Rodrigo Villamizar A.
Presidente

Director Ejecutivo (E),

Antonio Barberena S.

RESOLUCION NUMERO 070 DE 1995
(21 de diciembre)

Por la cual se establecen medidas transitorias para reglamentar el manejo y control de la demanda en situaciones de racionamiento de emergencia, que regirán hasta la expedición oficial del Estatuto de Racionamiento.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS. En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y los decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

CONSIDERANDO:

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas no ha expedido el Estatuto de Racionamiento reglamentado los aspectos técnicos, económicos y comerciales relativos al manejo de una situación de insuficiencia en la oferta del sistema;

Que la reglamentación vigente no definen las reglas que deben ser aplicadas en situaciones de racionamiento de emergencia;

Que en cualquier momento se pueden presentar fallas o indisponibilidades en equipos que lleven a la necesidad de controlar la demanda en el Sistema Interconectado Nacional o en áreas operativas;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión del 21 de diciembre de 1995, encontró conveniente la expedición de reglas de carácter transitorio para el control de la demanda en situaciones de racionamiento;

RESUELVE:

ARTICULO 1º. Autorizar al CND para determinar la magnitud de la demanda horaria a desconectar, en caso de racionamiento de emergencia.

ARTICULO 2º. La repartición de la demanda a desconectar se hará en forma proporcional a la demanda horaria de cada área operativa.

ARTICULO 3º. El CND deberá verificar si las condiciones técnicas y operacionales resultantes, conllevan a restricciones operativas localizadas en algunas (s) partes del Sistema Interconectado Nacional. En caso de que ésto ocurra, tales restricciones se deberán considerar previamente para determinar adecuadamente la distribución de la carga a desconectar.

ARTICULO 4º. Autorizar a cada Centro Regional de Despacho para distribuir la demanda a desconectar entre sus usuarios, teniendo en cuenta los principios de solidaridad y equidad establecidos por la Ley.

ARTICULO 5º. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Públiquesse, comuníquese y cúmplase

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el 21 de diciembre de 1995

RODRIGO VILLAMIZAR A.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo (E)

RESOLUCION NUMERO 080 DE 1995

Por la cual se adoptan decisiones en materia de tarifas de energía eléctrica y otras disposiciones de transición.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS, en ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley 142 de 1994 definió las reglas para la aplicación de subsidios y contribuciones;

Que es necesario aliviar la carga financiera de las empresas que atienden usuarios finales, desmontando los subsidios aplicados a los sectores residencial y no-residencial;

Que la Comisión debe expedir las fórmulas tarifarias definitivas a aplicar;

Que en su sesión del día 27 de diciembre la Comisión analizó las diferentes alternativas de ajuste tarifario y los compromisos adquiridos por el Gobierno Nacional en el contexto del Pacto Social suscrito para 1996;

Que es conveniente realizar los ajustes tarifarios gradualmente para los usuarios de estratos 1, 2, 3 y 4 principalmente;

RESUELVE:

ARTÍCULO 1o. COSTOS DE REFERENCIA. A partir del 1o. de Enero de 1996 y hasta que se expidan las fórmulas tarifarias definitivas, se aplicarán como costos de referencia de prestación del servicio, los consignados en el Anexo I de la presente resolución.

ARTÍCULO 2o. DEFINICIÓN DE VARIABLES. Para efectos de la aplicación de las fórmulas que se establecen a continuación, se adopta la notación consignada en el Anexo II de la presente resolución.

ARTÍCULO 3o. TARIFAS RESIDENCIALES PARA LOS ESTRATOS 5 Y 6. A partir del 1o de Enero de 1996 para la liquidación de los consumos de los estratos Medio-Alto (5) y Alto (6), se aplicará en todos y cada uno de los rangos de consumo la siguiente tarifa:

$$Tarifa_{ik} = (1+r_{ik}) * C_{onk} * IPP_t / IPP_0$$

PARÁGRAFO 1o. Los factores r_{ik} aplicables, serán los consignados en el Anexo III de la presente resolución.

PARÁGRAFO 2o. A partir del 1o. de Enero de 1996 el Cargo Fijo para los estratos Medio-Alto (5) y Alto (6), de las empresas relacionadas en el Anexo I de la presente resolución, será igual a \$0.00.

ARTÍCULO 4o. TARIFAS RESIDENCIALES PARA LOS ESTRATOS 1, 2, 3 y 4, PARA CONSUMOS MENORES AL CONSUMO DE NIVELACIÓN 1 (CN1).

Para la liquidación de los consumos de los estratos Bajo-Bajo(1), Bajo(2), Medio-Bajo(3) y Medio(4), que se encuentren dentro del rango de consumo entre cero (0) y el *Consumo de Nivelación 1 (CN1)*, definidos para cada Período de Consumo y consignados en el Anexo IV, se aplicará la siguiente fórmula:

$$Tarifa_{ik}^{(0-CN1)} = Tarifa_{(t-1)ik}^{(0-CN1)} * (1+\pi_a), \text{ donde } 0 \leq CN1 \leq CS$$

PARÁGRAFO 1o. π_a es la meta de inflación mensualizada, correspondiente al año a y definida por el Gobierno, igual a 1.32% para 1996.

PARÁGRAFO 2o. El Cargo Fijo para los estratos Bajo-Bajo (1), Bajo (2) y Medio-Bajo (3), se actualizará mensualmente de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Cargo Fijo_{ik} = Cargo Fijo_{(t-1)ik} * (1+\pi_a)$$

PARÁGRAFO 3o. A partir del 1o. de Julio de 1996 el Cargo Fijo para el estrato Medio (4), de las empresas relacionadas en el Anexo I de la presente resolución, será igual a \$0.00. Para el primer semestre de 1996, se actualizará de la forma descrita en el párrafo anterior.

PARÁGRAFO 4o. Durante el primer semestre de 1996 la CREG definirá mediante resolución, la transición tarifaria para el desmonte de los subsidios extralegales en el rango de Consumo de Subsistencia de los estratos Bajo-Bajo (1), Bajo (2) y Medio-Bajo (3).

ARTÍCULO 5o. TARIFA RESIDENCIAL PARA EL ESTRATO 4, APLICABLE A CONSUMOS ENTRE EL CONSUMO DE NIVELACIÓN 1 (CN1) Y EL CONSUMO DE SUBSISTENCIA (CS). A partir del 1o. de Enero de 1996 para la liquidación de los consumos del estrato Medio(4), que se encuentren por encima del *Consumo de Nivelación 1 (CN1)*, definido para cada Período de Consumo y consignados en el Anexo IV, y hasta el *Consumo de Subsistencia (CS)*, se aplicará la siguiente fórmula:

$$Tarifa_{ik}^{(CN1-CS)} = C_{onk} * IPP_t / IPP_0, \text{ donde } 0 \leq CN1 \leq CS, i=4$$

ARTÍCULO 6o. TARIFAS RESIDENCIALES PARA LOS ESTRATOS 1, 2, 3 y 4, PARA CONSUMOS ENTRE EL CONSUMO DE SUBSISTENCIA (CS) Y EL CONSUMO DE NIVELACIÓN 2 (CN2). Para la liquidación de los consumos en los estratos Bajo-Bajo(1), Bajo(2), Medio-Bajo(3) y Medio(4), que sean mayores al *Consumo de Subsistencia (CS)* y hasta el *Consumo de Nivelación 2 (CN2)*, definido para cada Período de Consumo, y consignados en el Anexo IV de la presente resolución, se aplicará la siguiente fórmula:

$$Tarifa_{ik}^{(CS-CN2)} = Tarifa_{onk}^{(CS-CN2)} * (1+\pi_a), \text{ donde } CN2 \geq CS$$

ARTÍCULO 7o. TARIFAS RESIDENCIALES PARA LOS ESTRATOS 1, 2, 3 y 4, PARA CONSUMOS MAYORES AL CONSUMO DE NIVELACIÓN 2 (CN2). Para la liquidación de los consumos de los estratos Bajo-Bajo(1), Bajo(2), Medio-Bajo(3) y Medio(4), que sean mayores al *Consumo de Nivelación 2 (CN2)*, definido para cada Período de Consumo, y consignados en el Anexo IV de la presente resolución, se aplicará la siguiente fórmula:

$$Tarifa_{ik}^{(>CN2)} = C_{onk} * IPP_t / IPP_0$$

ARTÍCULO 8o. A partir del 1o. de Enero de 1996, cuando los consumos a facturar de un usuario residencial, sean inferiores a 50 kWh-mes, las empresas facturarán solamente un cargo por respaldo equivalente a un consumo de 50 kWh-mes, liquidado a la tarifa del rango correspondiente (0-50 kWh-mes del respectivo estrato).

ARTÍCULO 9o. TARIFAS MONOMIAS NO-RESIDENCIALES. A partir del 1o. de Enero de 1996, las tarifas monomias se establecerán de acuerdo con las fórmulas consignadas en el Anexo V de la presente resolución.

PARÁGRAFO. Las tarifas aplicables a los usuarios comerciales de la Empresa de Energía de Bogotá, conectados a los niveles I y II de tensión, se regirán conforme a las disposiciones de la Resolución CREG-063 de 1994 y las normas posteriores que la modifiquen o complementen.

ARTÍCULO 10o. TARIFAS BINOMIAS NO-RESIDENCIALES. A partir del 1o. de Enero de 1996, las tarifas binomias se establecerán de acuerdo con las fórmulas consignadas en el Anexo V de la presente resolución.

PARÁGRAFO 1o. Las tarifas aplicables a los usuarios comerciales de la Empresa de Energía de Bogotá, conectados a los niveles I y II de tensión, se regirán conforme a las disposiciones de la Resolución CREG-063 de 1994 y las normas posteriores que la modifiquen o complementen.

PARÁGRAFO 2o. Los usuarios residenciales con medición binomia, serán facturados conforme a lo dispuesto en el presente artículo.

ARTÍCULO 11o. TARIFAS PARA OTRAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS INTERCONECTADAS. A partir del 1o. de Enero de 1996, las empresas distribuidoras-comercializadoras que formen parte del Sistema Interconectado Nacional y que no tengan una estructura oficial de costos (empresas no incluidas en el Anexo I de la presente resolución), adoptarán lo dispuesto en esta resolución, acogiendo como propios los costos de referencia y los factores de carga por nivel de tensión, de la empresa distribuidora del municipio capital del departamento al que pertenezcan, o en su defecto de la respectiva empresa departamental.

ARTICULO 12o. TARIFAS PARA EMPRESAS DISTRIBUIDORAS NO INTERCONECTADAS. A partir del 1o. de Enero de 1996, las empresas distribuidoras-comercializadoras que no formen parte del Sistema Interconectado Nacional y que tengan tarifas aprobadas a la fecha de expedición de la presente resolución, actualizarán los componentes de su estructura tarifaria (tarifas por rangos de consumos y cargos fijos), a la tasa mensual π_a correspondiente al año a.

ARTÍCULO 13o. OTROS COBROS. A partir del 1o. de Enero de 1996, todas y cada una de las empresas de las que trata la presente resolución, actualizarán los cargos de conexión, reconexión, reinstalación y otros cobros autorizados, el 1o. de Enero de cada año, con la meta de inflación anual definida por el Gobierno para el respectivo año. En 1996 dicha meta es del 17%.

ARTÍCULO 14o. VIGENCIA. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial y deroga la Resolución CREG-055 de 1995, así como las disposiciones que le sean contrarias.

COMUNÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., a los

RODRIGO VILLAMIZAR A.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo (E)

ANEXO I COSTOS DE REFERENCIA PARA USUARIOS A DIFERENTES NIVELES (Según empresa de Comercialización) (PESOS DE DICIEMBRE DE 1995 - Energía y Equivalente en \$kWh - Potencia en \$kW-mes)

EMPRESA	NIVEL IV			NIVEL III			NIVEL II			NIVEL I		
	ENERGIA	POTENCIA	EQUIV.	ENERGIA	POTENCIA	EQUIV.	ENERGIA	POTENCIA	EQUIV.	ENERGIA	POTENCIA	EQUIV.
ATLANTICO	\$34.21	\$7767.53	\$47.51	\$35.57	\$8558.34	\$50.22	\$39.18	\$11481.99	\$61.24	\$44.28	\$18489.82	\$79.63
BOLIVAR	\$36.56	\$8271.30	\$50.72	\$35.98	\$9092.65	\$51.55	\$42.29	\$12448.59	\$65.89	\$47.49	\$20008.46	\$86.22
CESAR	\$38.05	\$8529.43	\$52.66	\$40.84	\$10150.72	\$58.22	\$41.65	\$12261.91	\$69.29	\$48.62	\$20993.36	\$95.41
CORDOBA	\$35.90	\$8047.02	\$49.68	\$37.98	\$9427.49	\$54.12	\$38.64	\$11376.03	\$66.52	\$42.36	\$18291.46	\$86.87
GUAJIRA	\$36.86	\$8264.49	\$51.01	\$38.70	\$9705.37	\$55.32	\$40.28	\$11857.93	\$66.79	\$44.37	\$19158.90	\$86.89
MAGDALENA	\$35.98	\$8182.35	\$49.99	\$37.17	\$9479.00	\$53.40	\$40.98	\$12063.27	\$64.23	\$46.13	\$19918.02	\$83.88
SUCRE	\$36.51	\$8296.29	\$50.72	\$38.80	\$9636.68	\$55.64	\$39.66	\$11675.10	\$66.63	\$47.50	\$20509.39	\$94.87
MANGUJE	\$37.66	\$8427.82	\$52.09	\$38.85	\$9771.50	\$55.58	\$39.55	\$11649.82	\$69.90	\$40.94	\$17745.63	\$87.86
MEDELLIN	\$40.89	\$8429.83	\$55.32	\$41.78	\$8686.96	\$56.66	\$42.81	\$11421.93	\$66.72	\$45.04	\$18515.50	\$94.59
ANTIOQUIA	\$42.64	\$9714.82	\$59.27	\$44.70	\$11421.38	\$64.25	\$45.92	\$13518.95	\$76.17	\$53.39	\$23051.09	\$105.55
CHOCO	\$43.04	\$9632.14	\$59.54	\$43.55	\$10876.91	\$62.17	\$41.05	\$12084.54	\$74.65	\$47.96	\$20706.39	\$106.27
BOYACA	\$42.14	\$9430.01	\$58.29	\$43.82	\$10788.02	\$62.29	\$47.26	\$13913.52	\$77.21	\$50.77	\$21923.48	\$107.69
ARAUCA	\$42.33	\$9472.63	\$58.55	\$44.12	\$10994.45	\$62.95	\$43.27	\$12738.45	\$71.64	\$50.02	\$21599.46	\$99.96
SANTANDER	\$42.79	\$9753.88	\$59.51	\$44.58	\$11465.30	\$64.21	\$47.28	\$14171.23	\$76.03	\$54.02	\$23324.89	\$102.96
N. SANTANDER	\$39.54	\$8924.30	\$54.82	\$41.69	\$10483.57	\$59.64	\$40.64	\$11965.06	\$69.51	\$44.41	\$19173.89	\$95.28
CALDAS	\$39.29	\$8792.24	\$54.34	\$39.11	\$9610.31	\$55.91	\$39.35	\$11584.56	\$63.12	\$43.59	\$18821.26	\$81.83
PEREIRA	\$41.06	\$9248.01	\$56.90	\$42.79	\$10718.37	\$61.14	\$40.67	\$11973.59	\$69.77	\$45.00	\$18173.94	\$88.97
QUINDIO	\$42.58	\$9528.79	\$58.85	\$43.54	\$10671.24	\$61.81	\$45.15	\$13291.09	\$70.90	\$52.48	\$22701.65	\$98.69
CALI	\$43.83	\$9808.71	\$60.63	\$45.94	\$11154.35	\$65.04	\$49.28	\$14506.42	\$80.08	\$55.33	\$24291.07	\$107.28
EPSA	\$44.10	\$9868.73	\$61.00	\$45.41	\$11250.95	\$64.68	\$40.72	\$11987.05	\$73.79	\$40.15	\$17335.74	\$89.44
TULUA	\$40.81	\$9132.43	\$56.45	\$42.67	\$10505.26	\$60.66	\$40.71	\$11984.01	\$72.04	\$43.13	\$18621.95	\$91.06
CARTAGO	\$40.29	\$9015.23	\$55.72	\$43.32	\$10233.03	\$60.84	\$45.60	\$13423.02	\$77.16	\$52.43	\$22638.86	\$107.66
TOLIMA	\$45.40	\$9695.29	\$62.00	\$46.87	\$10414.78	\$66.07	\$50.05	\$14733.83	\$83.92	\$56.94	\$24583.88	\$113.31
HUILA	\$45.57	\$10197.84	\$63.03	\$46.87	\$11538.72	\$66.62	\$45.60	\$13423.95	\$80.11	\$49.95	\$21566.93	\$106.02
CAQUETA	\$47.05	\$10680.11	\$65.33	\$48.65	\$12340.60	\$69.78	\$44.84	\$13201.20	\$82.98	\$48.39	\$20893.95	\$110.01
CAUCA	\$46.25	\$10111.21	\$63.56	\$51.28	\$10815.69	\$69.80	\$50.87	\$14300.57	\$82.95	\$56.20	\$24265.38	\$109.10
NARIÑO	\$40.40	\$9039.70	\$55.87	\$41.97	\$10369.94	\$69.73	\$42.88	\$12623.90	\$74.65	\$48.77	\$21056.64	\$102.08
CUNDINAMARCA	\$41.87	\$9424.02	\$58.01	\$43.81	\$11035.68	\$62.71	\$43.01	\$12662.66	\$73.79	\$45.71	\$19736.21	\$97.16
BOGOTA	\$39.05	\$9144.51	\$54.71	\$39.18	\$10064.53	\$56.42	\$44.28	\$13035.25	\$71.75	\$50.41	\$19853.09	\$92.20

RODRIGO VILLAMIZAR A.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo (E)

**ANEXO II
NOTACIÓN DE VARIABLES**

Variable Descripción

t	Mes para el cuál se calculará la tarifa.
$t = 0$	Diciembre de 1995.
s	Sector de Consumo: Industrial, Comercial, Provisional, Oficial, Especial y Alumbrado Público.
λ_s	Factor a aplicar que refleja la contribución para cada sector de consumo s , donde: $\lambda_{industria} = \lambda_{comercio} = \lambda_{provisional} = 0.2$ $\lambda_{oficial} = \lambda_{especial} = \lambda_{alumbrado\ público} = 0.0$
ρ_{ik}	Es el factor a aplicar en el estrato i , de la empresa k , que refleja el subsidio o la contribución de cada estrato.
C_{0nk}	Costo equivalente a diciembre de 1995, en el nivel de tensión n de la empresa k .
C_{tnk}	Costo equivalente para el mes t , en el nivel de tensión n de la empresa k .
C_{0nk}^e	Costo binomio por concepto de energía a diciembre de 1995, en el nivel de tensión n de la empresa k .
C_{0nk}^p	Costo binomio por concepto de potencia a diciembre de 1995, en el nivel de tensión n de la empresa k .
T_{0nk}	Tarifa monomía sencilla a diciembre de 1995, en el nivel de tensión n de la empresa k .
T_{tnk}	Tarifa monomía sencilla para el mes t , en el nivel de tensión n de la empresa k .
T_{tnk}^d	Tarifa monomía diurna para el mes t , en el nivel de tensión n de la empresa k .
T_{tnk}^n	Tarifa monomía nocturna para el mes t , en el nivel de tensión n de la empresa k .
T_{tnk}^m	Tarifa monomía madrugada para el mes t , en el nivel de tensión n de la empresa k .
T_{tnk}^e	Tarifa binomía por concepto de energía para el mes t , en el nivel de tensión n de la empresa k .
T_{tnk}^p	Tarifa binomía por concepto de potencia para el mes t , en el nivel de tensión n de la empresa k .
T_{tnk}^{ep}	Tarifa binomía por concepto de energía en horario de punta para el mes t , en el nivel de tensión n de la empresa k .
T_{tnk}^{fp}	Tarifa binomía por concepto de energía en horario fuera de punta para el mes t , en el nivel de tensión n de la empresa k .
fc_{nk}	Factor de carga para cada nivel de tensión n , de la empresa k .
$IPPo$	Indice de Precios al Productor publicado por el Banco de la República en diciembre de 1995 y correspondiente al mes de noviembre de 1995.
IPP_t	Indice de precios al Productor publicado por el Banco de la República en el mes t y correspondiente al mes $(t-1)$.
$Tarifa_{ik}$	Tarifa residencial a aplicar al usuario del estrato i en la empresa k , calculada para el mes t .
CS	Consumo de Subsistencia, definido actualmente en 200 kWh-mes.
$CN1$	Consumo de Nivelación 1, utilizado para aplicar la gradualidad en el desmonte de subsidios extralegales, para los consumos menores al Consumo de Subsistencia.
$CN2$	Consumo de Nivelación 2, utilizado para aplicar la gradualidad en el desmonte de subsidios extralegales, para los consumos mayores al Consumo de Subsistencia.
$Tarifa_{ik}^{(0-CN1)}$	Tarifa residencial a aplicar al estrato i en la empresa k , para el rango de consumo entre cero (0) y el CN1, calculada para el mes t .
$Tarifa_{ik}^{(CN1-CS)}$	Tarifa residencial aplicada al estrato i en la empresa k , para el rango de consumo entre CN1 y el CS, calculada para el mes t .
$Tarifa_{ik}^{(CS-CN2)}$	Tarifa residencial aplicada al estrato i en la empresa k , para el rango de consumo entre CS y CN2, calculada para el mes t .
$Tarifa_{ik}^{(>CN2)}$	Tarifa residencial aplicada al estrato i en la empresa k , para el rango de consumo por encima de CN2, calculada para el mes t .
π_a	Meta de inflación mensualizada, correspondiente al año a y definida por el Gobierno.
$Cargo\ Fijo_{ik}$	Cargo Fijo a aplicar al estrato i en la empresa k , calculado para el mes t .

**ANEXO III
FACTORES ρ_{ik}**

EMPRESA (k)	Medio-Alto $i=5$	Alto $i=6$
ATLANTICO	0.35	0.46
BOLIVAR	0.20	0.36
CESAR	0.20	0.23
CORDOBA	0.20	0.37
GUAJIRA	0.22	0.20
MAGDALENA	0.21	0.43
SUCRE	0.20	0.23
MAGANGUE	0.20	0.20
MEDELLIN	0.20	0.20
ANTIOQUIA	0.20	0.20
CHOCO	0.20	0.20
ARAUCA	0.20	0.20
BOYACA	0.20	0.20
SANTANDER	0.20	0.24
N. DE SANTANDER	0.20	0.20
CALDAS	0.20	0.29
PEREIRA	0.20	0.48
QUINDIO	0.20	0.37
CALI	0.20	0.20
EPSA	0.20	0.20
TULUA	0.20	0.32
CARTAGO	0.20	0.20
TOLIMA	0.20	0.20
HUILA	0.20	0.20
CAQUETA	0.20	0.20
CAUCA	0.20	0.20
NARIÑO	0.20	0.20
CUNDINAMARCA	0.20	0.20
META	0.20	0.24
BOGOTA	0.20	0.27

RODRIGO VILLAMIZAR A.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo (E)

**ANEXO IV
CONSUMOS DE NIVELACIÓN**

Para los estratos bajo-bajo(1), bajo(2) y medio-bajo(3), los *Consumos de Nivelación 1 (CN1)* serán los siguientes:

Tabla 1. CN1 para estratos 1, 2 y 3. (Kwh-mes)

Periodo de Consumo	1er. Semestre 1o. de enero a 30 de junio (kWh-mes)
1996	200

Para el estrato medio(4), los CN1 serán los siguientes:

Tabla 2. CN1 para estrato 4.

Periodo de Consumo	(kWh-mes)
Ene/96	180
Feb/96	160
Mar/96	140
Abr/96	120
May/96	100
Jun/96 en adelante	0

Para todos los estratos Bajo-Bajo(1), Bajo(2) y Medio-Bajo(3) y Medio (4), los *Consumos de Nivelación 2 (CN2)* serán los siguientes:

Tabla 3. CN2 para estratos 1,2,3 y 4.

Periodo de Consumo	(kWh-mes)
Ene-Feb/96	400
Mar-Abr/96	300
May-Jun/96	250
Jul/96 en adelante	200

RODRIGO VILLAMIZAR A.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo (E)

**ANEXO V
TARIFAS MONOMIAS Y BINOMIAS
Y FACTORES DE CARGA**

TARIFAS MONOMIAS

$$\text{Si } \frac{T_{0nk}}{C_{0nk}} > (1 + \lambda_s) \quad \text{entonces, } T_{nk} = T_{0nk} * \frac{IPP_t}{IPP_0}$$

$$\text{Si } \frac{T_{0nk}}{C_{0nk}} \leq (1 + \lambda_s) \quad \text{entonces, } T_{nk} = C_{0nk} * \frac{IPP_t}{IPP_0} * (1 + \lambda_s)$$

En cualquier caso:

$$T_{nk}^d = T_{nk}$$

$$T_{nk}^n = T_{nk}^d * \frac{T_{0nk}^n}{T_{0nk}^d} \quad \text{y}$$

$$T_{nk}^m = T_{nk}^d * \frac{T_{0nk}^m}{T_{0nk}^d}$$

TARIFAS BINOMIAS

$$\text{Si } \alpha = \frac{\left(T_{0nk}^e + \frac{T_{0nk}^p}{730 * fc_{nk}} \right)}{C_{0nk}} > (1 + \lambda_s) \quad \text{entonces, } T_{nk}^e = \alpha C_{0nk}^e * \frac{IPP_t}{IPP_0} \quad \text{y}$$

$$T_{nk}^p = \alpha C_{0nk}^p * \frac{IPP_t}{IPP_0}$$

$$\text{Si } \alpha = \frac{\left(T_{0nk}^e + \frac{T_{0nk}^p}{730 * fc_{nk}} \right)}{C_{0nk}} \leq (1 + \lambda_s) \quad \text{entonces, } T_{nk}^e = C_{0nk}^e * \frac{IPP_t}{IPP_0} * (1 + \lambda_s) \quad \text{y}$$

$$T_{nk}^p = C_{0nk}^p * \frac{IPP_t}{IPP_0} * (1 + \lambda_s)$$

En cualquier caso: $T_{nk}^{dp} = T_{nk}^e * \frac{T_{0nk}^{dp}}{T_{0nk}^e} \quad \text{y}$

$$T_{mk}^{jp} = T_{mk}^e * \frac{T_{0mk}^{jp}}{T_{0mk}^e}$$

FACTORES DE CARGA SEGUN NIVEL DE TENSION

EMPRESA	FACTORES DE CARGA			
	NIVEL IV	NIVEL III	NIVEL II	NIVEL I
ATLANTICO	80.00%	80.00%	71.30%	71.66%
BOLIVAR	80.00%	80.00%	72.24%	70.77%
CESAR	80.00%	80.00%	60.79%	61.46%
CORDOBA	80.00%	80.00%	55.90%	56.30%
GUAJIRA	80.00%	80.00%	61.27%	62.02%
MAGDALENA	80.00%	80.00%	71.07%	72.28%
SUCRE	80.00%	80.00%	59.31%	59.31%
MAGANGUE	80.00%	80.00%	52.59%	51.81%
MEDELLIN	80.07%	80.00%	65.42%	64.12%
ANTIOQUIA	80.00%	80.00%	61.23%	60.53%
CHOCO	80.00%	80.00%	49.26%	48.64%
BOYACA	80.00%	80.00%	63.65%	52.77%
ARAUCA	80.00%	80.00%	63.65%	52.77%
SANTANDER	80.00%	80.00%	61.51%	59.26%
N. DE SANTANDER	79.95%	80.00%	67.50%	65.29%
CALDAS	80.00%	80.00%	56.79%	51.62%
PEREIRA	80.00%	80.00%	66.77%	67.43%
QUINDIO	80.00%	80.00%	56.37%	56.62%
CALI	80.22%	80.00%	70.71%	67.30%
EPSA	80.00%	80.00%	64.51%	64.05%
TULUA	80.00%	80.00%	49.65%	48.18%
CARTAGO	80.00%	80.00%	52.39%	53.22%
TOLIMA	80.00%	80.00%	58.26%	56.15%
HUILA	80.00%	80.00%	59.60%	59.74%
CAQUETA	80.00%	80.00%	53.29%	52.69%
CAUCA	80.00%	80.00%	47.42%	46.45%
NARIÑO	80.00%	80.00%	61.07%	62.84%
CUNDINAMARCA	80.00%	80.00%	54.44%	54.10%
META	80.00%	80.00%	56.36%	52.54%
BOGOTA	80.00%	80.00%	65.00%	65.07%

RODRIGO VILLAMIZAR A.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo (E)

RESOLUCION NUMERO 8 1132 DE 1996
(Junio 3)

"Por la cual se reglamenta el otorgamiento de los contratos de concesión para el suministro, mantenimiento y expansión del servicio de alumbrado público".

El Ministro de Minas y Energía, en uso de sus facultades legales y en especial las contenidas en el artículo 4º numeral 4º del Decreto 2119 de 1992 y,

CONSIDERANDO:

Que mediante Resolución 043 del 23 de octubre de 1995, la comisión de regulación de energía y gas, reguló de manera general el suministro y el cobro que efectúen las empresas de servicios públicos domiciliarios a los municipios por el servicio de energía eléctrica que se destine para alumbrado público.

Que por virtud del artículo 8º de la Resolución 043 emanada de la CREG, se dispuso que los municipios podrán celebrar convenios o contratos con uno o varios contratistas para el suministro, mantenimiento y expansión del servicio de alumbrado público, señalando los aspectos mínimos que deberán contener los acuerdos;

Que según el párrafo del artículo sexto de la Resolución 043 de 1995, el municipio está obligado al pago oportuno del suministro de energía eléctrica por concepto de alumbrado público; sin embargo la norma faculta a los municipios para acordar modalidades de pago con la respectiva empresa distribuidora o comercializadora con sujeción a las disposiciones legales vigentes;

Que para dar cumplimiento a la reglamentación señalada por la CREG y en el evento que los municipios celebren contratos de concesión para el suministro, mantenimiento y expansión del servicio de alumbrado público es necesario establecer mecanismos administrativos de operación por parte del Ministerio de Minas y Energía;

Que es función del Ministerio de Minas y Energía dictar los reglamentos relacionados con las actividades propias de la prestación del servicio público de electricidad, a que deberán sujetarse los titulares de los contratos de concesión, de conformidad con el numeral 4º del artículo 4º del Decreto 2119 de 1992, en concordancia con el inciso 4º del artículo 55 de la Ley 143 de 1994, el cual dispone que el concesionario deberá reunir las condiciones que requiera el respectivo servicio, de acuerdo con los reglamentos que expide el Ministerio de Minas y Energía;

Que dentro de las funciones señaladas a los ministerios en el artículo 67 numeral 67.3 de la Ley 142 de 1994, respecto a la prestación de los servicios públicos, el numeral 3º prevé como una de ellas "identificar fuentes de financiamiento para el servicio público respectivo, y colaborar en las negociaciones del caso y procurar que las empresas del sector puedan competir en forma adecuada por esos recursos";

Que de conformidad con el artículo 55 de la Ley 143 de 1994, mediante el contrato de concesión, la Nación, el departamento, el municipio o distrito competente podrán confiar en forma temporal la organización, prestación, mantenimiento y gestión de cualquiera de las actividades del servicio público de electricidad, a una persona jurídica privada o pública o a una empresa mixta, la cual lo asume por su cuenta y riesgo, bajo la vigilancia y el control de la entidad concedente;

Que de acuerdo con el artículo 57 ibídem, la competencia para otorgar contratos de concesión fue asignada al municipio en lo atinente a la distribución de electricidad;

Que según el artículo 313 de la Constitución Política corresponde a los concejos, autorizar al alcalde para celebrar contratos,

RESUELVE:

ARTICULO 1°. Los municipios podrán, previa autorización de los concejos otorgar contratos de concesión para el suministro, mantenimiento y expansión del servicio de alumbrado público.

ARTICULO 2°. Serán obligaciones del concesionario entre otras las siguientes:

-Cumplir con los códigos de distribución y operación del sistema eléctrico nacional.

-Comprometerse a cumplir un programa de cobertura, el cual se incluirá en el respectivo contrato de concesión.

-Elaborar y ejecutar un plan de expansión de cobertura por medio de circuitos nuevos y un plan de modernización y mejoramiento de la eficiencia energética de los circuitos existentes que serán presentados y aprobados por el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas. INEA. Para este efecto se fijará un plazo dentro del contrato para cumplir con esta obligación.

ARTICULO 3°. El concesionario podrá acceder a una línea de crédito blando y de largo plazo que la Financiera Energética Nacional, FEN, establecerá para ejecutar los planes de modernización de circuitos existentes y de instalación de nuevos circuitos, siempre y cuando el plan sea aprobado por el INEA y el manejo de los recursos se realice a través de un contrato de fiducia con el fin de garantizar el cumplimiento del objetivo propuesto.

ARTICULO 4°. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a 3 de junio de 1996.

**RESOLUCION NUMERO 8 1745 DE 1996
(Agosto 6)**

Por la cual se reglamenta la aplicación de los criterios que ha utilizado y continuará utilizando el Ministerio de Minas y Energía para compensar los subsidios que las distribuidoras o comercializadoras de electricidad conceden a los usuarios finales de menores ingresos, de acuerdo con lo establecido por la Constitución Nacional y las leyes y según la disponibilidad de recursos del Presupuesto de la Nación para este fin, y se deroga la Resolución 8-1412 del 27 de junio de 1996.

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA. En uso de sus facultades constitucionales y legales, en especial de las conferidas por el Artículo 67, numeral 67.4 de la Ley 142 de 1994, el artículo 3o., numeral 4, del Decreto 27 de 1995.

CONSIDERANDO:

Que la Constitución Política en su artículo 368 contempla la posibilidad de que la Nación y los entes territoriales concedan subsidios para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas del servicio de electricidad que cubran sus necesidades básicas.

Que, en desarrollo de la Constitución, las Leyes 143 de 1994, en su artículo 3° literal g. y 188 de 1995, artículo 20, numeral 4.1.3.5., establecen que las personas de menores ingresos beneficiarias del subsidio son los usuarios de los estratos I, II y III y los de menores ingresos del área rural en su consumo de subsistencia.

Que es deber del Ministro de Minas y Energía identificar el monto de las subvenciones que debe dar la Nación para el servicio público de electricidad, los criterios correspondientes de asignación y hacer las propuestas del caso durante la preparación del Presupuesto Nacional, según lo establece el artículo 67, numeral 67.4 de la Ley 142 de 1994.

Que las Leyes 142 y 143 de 1994 establecen, en sus artículos 89 y 47, respectivamente, que, además de los fondos de la Nación para el otorgamiento de subsidios en el servicio de electricidad, existen otras fuentes de recursos, como son los aportes de los usuarios residenciales de estratos altos y los usuarios no residenciales, los provenientes de los Fondos de Solidaridad y los aportes contemplados en el Decreto 1596 de 1995.

Que adicionalmente la Constitución Política, en su artículo 368, contempla que los Departamentos, Distritos, Municipios y las Entidades Descentralizadas podrán conceder subsidios en sus respectivos presupuestos.

Que la Ley 143 de 1994, en sus artículos 3°, 4° y 6°, ordena al Estado proveer una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector, que debe garantizar la prestación del servicio al menor costo económico, y asimismo debe promover la competencia, elementos éstos que deben tomarse en cuenta en la estimación de los parámetros requeridos para el cálculo de las subvenciones del presupuesto de la Nación, en particular los de costos.

Que el consumo de subsistencia, junto con los costos y tarifa constituyen elementos para el cálculo de las transferencias de la Nación destinadas al pago de subsidios de que trata el artículo 3°, literal g., de la Ley 143 de 1994.

Que las fórmulas que recoge la presente resolución son de carácter general y resultan aplicables cualquiera que sea el valor de los parámetros utilizados en ellas.

Que de acuerdo con lo establecido por el artículo 14, numeral 14.29 de la Ley 142 de 1994, el subsidio es la diferencia entre lo que se paga por un bien o servicio y el costo de éste, cuando tal costo es mayor al pago que se recibe.

Que si el costo de eficiencia de prestación del servicio a cargo del comercializador es igual a la tarifa media de venta completa al usuario final, el subsidio recibido por un consumidor está financiado por otro consumidor que paga una tarifa de venta superior al precio medio de venta al usuario final, caso en el cual la política tarifaria generaría transferencias dentro de la empresa y no se requerirían aportes distintos a los que se originan por este cruce, y que, en cambio, si el costo de prestación del servicio a cargo del comercializador o distribuidor excede la tarifa media de venta al usuario final, la empresa en cuestión como un todo, recibiría subsidios de fuentes externas a ella, caso en el cual sí hay lugar a los subsidios de que trata el artículo 368 de la Constitución Política.

Que, para el cálculo de los subsidios deben practicarse los ajustes necesarios para dar cumplimiento a lo dispuesto por el artículo 99 de la Ley 142 de 1994, el artículo 10. de la Ley 286 de 1996; los artículos 30., literal g y 47 de la Ley 143 de 1994; y, el artículo 20 numeral 4.1.3.5. de la Ley 188 de 1995, con el fin de que las transferencias sólo se apliquen a los estratos y rangos de consumo contempladas por estas leyes, y reconocidos por la autoridad competente.

Que el artículo 99 numeral 99.9 de la Ley 142 de 1994 establece que los subsidios que otorguen la Nación y los departamentos se asignen preferentemente a los usuarios que residan en aquellos municipios que tengan menor capacidad para otorgar subsidios con sus propios ingresos.

Que según lo establece la Constitución Política en su artículo 368, los subsidios provenientes de los presupuestos de la Nación y entes territoriales están dirigidos a que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos que cubran sus necesidades básicas y que, asimismo, la Ley 142 de 1994, en su artículo 89, en concordancia con el artículo 47 de la Ley 143 de 1994, contempla que quien preste el servicio público distinga en las facturas entre el valor que corresponde al servicio y el factor que se aplica para dar subsidio a los usuarios de los estratos I, II y III.

Que asimismo la Ley 142 de 1994 en su artículo 148, indica que entre otros elementos, la factura debe tener información de cómo se determinaron y valoraron los consumos.

Que como se desprende de lo anterior el legislador señala reiterativamente que el subsidio está asociado a la existencia de una factura y al pago de una tarifa, lo cual significa que los sujetos del subsidio son los usuarios que, además de tener en principio el derecho consagrado en la ley, reciban efectivamente una facturación y paguen una tarifa.

Que es preciso compatibilizar la obligación señalada por la ley a las empresas, en el sentido de facilitar a los usuarios de menores ingresos el acceso al subsidio, con el pago de una tarifa por los usuarios respectivos y con la inclusión del subsidio en las facturas; por ende se hace indispensable la legalización previa de usuarios y consumos como condición para dar lugar a los aportes de la Nación.

Por las consideraciones expuestas, el Ministro de Minas y Energía

RESUELVE:

ARTICULO 1o.- VARIABLES PARA EL CALCULO DE TRANSFERENCIAS DE LA NACION CON DESTINO A LOS SUBSIDIOS PREVISTOS EN LA LEY. Estas variables comprenden el costo unitario o por KWh real eficiente de prestación del servicio a cargo de la empresa distribuidora o comercializadora, el consumo a subsidiar por Kwh/mes o año según el caso, la tarifa media de venta al usuario final por KWh, un ajuste necesario para eliminar transferencias asociadas a subsidios extralegales las ventas totales de la empresa y el número de usuarios en los estratos I, II y III, incluidos los del sector rural, así como lo que estos usuarios pagan por la prestación del servicio.

ARTICULO 2o.- COSTO REAL EFICIENTE DE PRESTACION DEL SERVICIO A CARGO DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA O COMERCIALIZADORA DE ENERGIA. Se refiere al costo real de eficiencia por Kwh que cada empresa comercializadora tiene a su cargo para la prestación del servicio, y está integrado por los siguientes elementos:

a) El costo por Kwh estipulado en el contrato bilateral de largo plazo de compra de energía en bloque suscrito entre generadores y comercializadoras o distribuidoras, cuya información es de carácter confidencial; la restante información resulta de las resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y de las divulgaciones no resolutivas de las entidades oficiales del sector.

PARAGRAFO: Para la determinación del costo unitario de la energía en bloque no se toma en cuenta el precio de la Bolsa del Mercado Mayorista por la alta fluctuación de dicho precio, el cual ha sido en promedio más bajo que el precio de los contratos, situación que puede cambiar en el futuro, pues en el mediano y largo plazo estos dos precios deben ser similares. Las pérdidas en que pueda incurrir la empresa por su participación en la bolsa, al comparar el precio en dicha bolsa con el del contrato bilateral, son inherentes al riesgo de la actividad empresarial en el nuevo régimen de competencia; de la misma manera, los beneficios que obtenga de su participación en bolsa al comparar dichos precios son retribuciones de su gestión que pueden asignarse a inversiones u otras actividades prioritarias, a juicio de cada empresa.

b) Los cargos unitarios por concepto de uso y conexión del Sistema de Transmisión Nacional a los comercializadores o distribuidores, así como las pérdidas de eficiencia reconocidas por el regulador, vigentes en el momento de la preparación del presupuesto de la Nación, junio de cada año serán los correspondientes a las resoluciones específicas de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que rijan en ese momento la materia. Los cargos unitarios por concepto de uso y conexión de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, correspondientes a los niveles de tensión IV y II, aplicables a los comercializadores o distribuidores para efectos de la estimación de transferencias del presupuesto de la Nación, son los consignados en la resolución de la CREG específica aplicable, incluyendo las pérdidas de eficiencias reconocidas por el regulador.

c) Para el cálculo de los costos unitarios eficientes de distribución correspondientes al nivel de Tensión I, se toman las cifras contempladas en el cuadro 38 del Estudio sobre costos de distribución, CREG 1994, que sobre ese particular contrató la CREG ese año, o las actualizaciones o, preferiblemente, las normas aplicables que se dicten específicamente sobre este punto; para esta fase también se reconocen las pérdidas de eficiencia aceptadas por el regulador.

Deberá tenerse en cuenta que el costo unitario de distribución se refiere a un costo medio según el nivel de tensión donde se localicen los usuarios de la respectiva empresa.

d) Costos unitarios o por KWh adicionales eficientes de operación del sistema aplicables a los comercializadores o distribuidores y representados fundamentalmente por reconciliaciones o restricciones operativas. Estos costos parten de las resoluciones pertinentes de la CREG, y transitoriamente corresponden, a los montos de restricciones en que las distintas empresas incurrieron en el período comprendido entre el mes de Julio de 1995 y el mes de Mayo de 1996, según el Anexo 1, actualizados por el índice de precios al productor, nivel nacional. Se entiende que las cifras del Anexo 1 se revisarán cada vez que el mercado permita tener cifras más estables y confiables.

e) Costos por Kwh de clientela, el cual transitoriamente se aproxima a 2.4\$Kwh para todas las empresas en 1997, que corresponde al valor medio Nacional sin incluir las empresas de Medellín, Cali y Bogotá.

PARAGRAFO: El costo por Kwh de clientela se obtiene de las cifras contenidas en el cuadro 34 del estudio de costos de distribución de CREG/1994 y de las cifras de ventas físicas de las empresas. Para calcular el promedio Nacional por Kwh no se incluye a Bogotá por la razón indicada en el mencionado estudio de CREG, ni tampoco a Medellín y Cali con el fin de preservar el principio de equidad, pues al excluir estas empresas de los cálculos del costo medio de clientela, se eleva el valor medio de esta variable y se logra así que sea similar el número de empresas por debajo y por encima de dicho promedio.

ARTICULO 3o.- CONSUMO A SUBSIDIAR. Mientras una nueva ley no fije el consumo de subsistencia aplicable a los estratos I, II y III, se utiliza el establecido por la Ley 188 de 1995, artículo 20, numeral 4.1.3.5., que fija dicho consumo de subsistencia en 200 KWh/Mes con la excepción de los consumos a subsidiar inferiores, aplicados antes del 1° de Noviembre de 1994.

$$CST_{1-3} = \sum_{i=1}^3 CS * USU_i$$

El consumo total a subsidiar en estos tres estratos se define en la siguiente fórmula:

Donde:

CST_{1-3}	=	Consumo total a subsidiar en los estratos I, II y III aplicable a los usuarios de estos estratos y a los de menores ingresos del área rural que reciban una factura y paguen una tarifa.
CS	=	Consumo a subsidiar por usuario.
USU_i	=	Usuarios totales en los estratos I, II y III respectivamente.

PARAGRAFO: Para el período anterior al 1° de Noviembre de 1994, se emplean consumos a subsidiar de aproximadamente 130 KWh/Mes para la totalidad de los mercados subsidiados por el presupuesto de la Nación hasta ese momento. Para aquellos mercados marginales no contemplados para efectos de subsidios de la Nación antes de 1995, se toma un consumo a subsidiar de 200KWh/Mes, según el concepto 754 de la Sala de Consulta del Consejo de Estado.

ARTICULO 4o.- TARIFA MEDIA DE VENTA AL USUARIO FINAL APLICABLE PARA EL CALCULO DE TRANSFERENCIAS DE LA NACION. Esta tarifa por Kwh, corresponde a la relación entre el valor de la facturación y el consumo, valorando todos los consumos a los precios señalados por la Ley o por la autoridad competente. Esta es la variable a comparar con el costo de prestación de servicio a cargo del comercializador para el cálculo del subsidio legal, practicado el ajuste indicado en el artículo 5o. de esta resolución. También se toma para el cálculo de transferencias del presupuesto de la Nación, la tarifa aplicable a los estratos y rangos de consumo con subsidio por encima de los autorizados por la ley y por la autoridad competente, en la forma indicada en los artículos 5o. y 8o. de esta resolución.

ARTICULO 5o.- AJUSTE DE LA TARIFA DE VENTA AL USUARIO FINAL PARA ELIMINACION DE LOS SUBSIDIOS SUPERIORES A LOS AUTORIZADOS POR LA LEY Y RECONOCIDOS POR LA AUTORIDAD COMPETENTE. Estos subsidios que otorgan las empresas al usuario final no son objeto de compensación con cargo al presupuesto de la Nación, por lo cual se suprime de los cálculos de que trata ésta resolución. Al efecto, se ajusta la tarifa de los estratos y rangos de consumo con subsidio por encima de los autorizados por la ley y reconocidos por la autoridad competente al costo real de prestación del servicio a cargo de la empresa distribuidora o comercializadora. Este ajuste incide sobre la tarifa media de venta al usuario final en una magnitud igual a la proporción de las ventas de energía al estrato y rango de consumo con subsidio extralegal dentro de las ventas totales de la empresa respectiva, según la siguiente fórmula:

$$TV'_j = TV_j + a_j(C_j - t_j), \quad 0 < a_j < 1$$

$$t_j < C_j$$

Donde:

- TV'_j = Tarifa media ajustada de venta al usuario final por Kwh en la empresa j de subsistencias para el cálculo de transferencias.
- TV_j = Tarifa media de venta al usuario final por Kwh en la empresa j.
- a_j = Factor igual a la relación entre las ventas a estratos y rangos de consumo con subsidio superiores a los autorizados por la ley y reconocidos por la autoridad competente y las ventas totales de la empresa j.
- C_j = Costo por Kwh real y eficiente de energía de prestación del servicio a cargo de la empresa distribuidora j.
- t_j = Tarifa media por Kwh en los estratos y rango de consumo con subsidio superiores a los autorizados por la ley y reconocidos por la autoridad competente en la empresa j.

La forma en que el Ministerio practica estos ajustes se resume con un ejemplo que se presenta en el Anexo 2 de esta resolución.

ARTICULO 6o.- VENTAS DE LA EMPRESA PARA EL CALCULO DEL SUBSIDIO. Estas ventas comprenden el 90% de las ventas físicas totales facturadas de la empresa al usuario final, como tope fijado en la Ley 143 de 1994, artículo 47, y corresponden a la energía total entregada y facturada en los estratos I a VI residencial y en los sectores no residenciales. A las ventas facturadas se aplicará un factor marginal de ajuste que consiste en sustituir las ventas efectuadas a los estratos I, II y III por el consumo a subsidiar respectivo de estos tres estratos y los de menores ingresos del área rural, también facturados y calculados en la forma indicada en el artículo 3o de esta resolución.

ARTICULO 7o.- ACTUALIZACION DE VARIABLES. Todas las variables contempladas en la presente resolución se toman en los valores existentes al momento de preparar la propuesta de inclusión de subsidios en el presupuesto de la Nación según lo indicado en el Art. 2º de ésta resolución, ajustándolos por la proyección del índice de precios al productor, nivel nacional, y de ventas totales para cada empresa según sea el caso, de acuerdo con cifras del Departamento Nacional de Planeación, DNP o de las Unidades de Planeación o de Información del Ministerio de Minas y Energía.

ARTICULO 8o.- ESTIMACION DE LAS TRANSFERENCIAS DEL PRESUPUESTO DE LA NACION. La forma más fiable y directa de hacer este cálculo es comparando el costo real de eficiencia de prestación del servicio a cargo del comercializador o distribuidor definido en el artículo 2º en ésta resolución con la tarifa media de venta completa al usuario final ajustada según lo establecido en el artículo 5o. de esta resolución.

Estas transferencias se estiman para cada empresa según la siguiente fórmula:

$$T_j = (C_j - TV'_j) \cdot VTAS_j \cdot 0.9$$

Donde:

- T_j = Transferencia del Presupuesto de la Nación a la empresa j.
- C_j = Costo por Kwh real de eficiencia de prestación del servicio a cargo de la empresa distribuidora j, según se define en el artículo 2o. de la presente resolución.
- TV'_j = Tarifa media de venta al usuario final de la empresa j por KWh, según ella se define en los artículos 4o y 5o. de la presente resolución.
- $VTAS_j$ = Ventas totales físicas de la empresa j al usuario final, según se indicó en el artículo 6o. de la presente resolución.

PARAGRAFO: El procedimiento señalado en este artículo evita distorsiones en los cálculos al hacer proyecciones, cuando no es posible anticipar la coherencia entre las tarifas de venta en distintos estratos y rangos de consumo con la tarifa media de venta al usuario final, o tampoco se puedan anticipar en forma precisa las proporciones de ventas en cada estrato y rango de consumo dentro de las ventas totales de la empresa.

ARTICULO 9o.- APROPIACIONES PRESUPUESTALES Y AJUSTE EN LAS TRANSFERENCIAS. Para cumplir con el propósito previsto en el artículo 99 numeral 99.9 de la Ley 142 de 1994, el Ministerio de Minas y Energía toma como referencia los ingresos tributarios per cápita de los municipios que aproximadamente componen el mercado atendido por cada empresa, según información disponible procesada por el Banco de la República y del DANE. Esta información se reproduce en el Anexo 3 de esta resolución.

Establecida así la variable de ingresos tributarios per cápita, se da prioridad al 80% o 90% de las empresas comercializadoras o distribuidoras ubicadas en los subconjuntos de municipios con más bajo ingreso tributario per cápita, según la disponibilidad presupuestal y conforme a la información disponible.

ARTICULO 10o.- VIGENCIA. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PUBLIQUESE, COMUNIQUESE Y CUMPLASE

Dada en Santafé de Bogotá, D.C. a los 6 días del mes de agosto de 1996

RODRIGO VILLAMIZAR ALVARGONZALEZ
Ministro de Minas y Energía

ANEXO 1

RECONCILIACIONES O RESTRICCIONES OPERATIVOS PROMEDIO
(Julio 20 de 1995 a Mayo 31 de 1996)

EMPRESA COMERCIALIZADORA O DISTRIBUIDORA	COSTO \$/MWH
ELECTRIFICADORA DEL ATLANTICO	2834
ELECTRIFICADORA DE BOLIVAR	1033
EMPRESAS PUBLICAS DE CAUCASIA	656
CENTRALES ELECTRICAS DEL CAUCA S.A.	660
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A.	661
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A.	1161
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A.	648
ELECTRIFICADORA DEL CHOCO S.A.	659
CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE SANT. S.A. E.S.P.	690
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A.	672
ELECTRIFICADORA DE CORDOBA S.A. E.S.P.	1006
CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA	703
ELECTRIFICADORA DEL CESAR S.A.	693
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO	1119
EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA S.A. E.S.P.	656
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	690
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	828
EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA E.S.P.	938
EMPRESA DE ENERGIA DE CUNDINAMARCA S.A. E.S.P.	947
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI	1093
ELECTRIFICADORA DEL META S.A.	981
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL ARAUCA	673
MUNICIPIO DE ENTRERRIOS - ANTIOQUIA	656
EMPRESAS MUNICIPALES DE MEDELLIN	656
EMPRESAS PUBLICAS DE PEREIRA	854
EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	1109
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	851
ELECTRIFICADORA DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	699
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A.	678
ELECTRIFICADORA DEL MAGDALENA S.A.	702
ENERGIA ELECTRICA DE MAGANGUE S.A. E.S.P.	1023
ELECTRIFICADORA DE SUCRE S.A.	1023
MUNICIPIO DE SAN PEDRO DE LOS MILAGROS-ANTIOQ	656
ELECTRIFICADORA DEL TOLIMA S.A. E.S.P.	769
EMPRESAS PUBLICAS DE YARUMAL	656

Corresponden al promedio de los cargos definidos en las Resoluciones 35 y 49 de 1995 de la CREG. Las empresas que no aparezcan en la lista tienen el mismo cargo por sobre costo operativo unitario del mercado principal del departamento.

ANEXO 2

SUBSIDIO A LOS ESTRATOS I-III EN EL RANGO DE SUBSISTENCIA EN EL SECTOR RESIDENCIAL, SUBSIDIOS CRUZADOS Y TRANSFERENCIAS DEL PRESUPUESTO NACIONAL O FONDOS DE SOLIDARIDAD

AJUSTE EN LA TARIFA DE VENTA AL USUARIO FINAL PARA ELIMINAR TRANSFERENCIAS DE LA NACION POR POSIBLES SUBSIDIOS EXTRALEGALES

Este ejemplo se presenta para ilustrar la deducción de la fórmula del cálculo de subsidios netos a los estratos I-III del Sector Residencial, en el rango de subsistencia, 130 KWh/Mes. Asimismo, se muestra por qué, cuando se calcula la transferencia de la Nación excluyendo la contribución de los estratos residenciales altos y los no residenciales (industrial y comercial), se deben tomar las ventas totales de cada empresa, incluyendo el ajuste de los estratos I, II y III, indicado en el texto de la presente resolución (este ajuste no se detalla en el siguiente ejemplo en aras de la simplicidad). Por último, se indica el ajuste a la tarifa media de venta al usuario final para eliminar transferencias de la nación si existe algún subsidio extralegal.

Sea el siguiente ejemplo hipotético:

TV	=	Tarifa Promedio de Venta al usuario final para todos los sectores = \$9.4/KWH
TB	=	Tarifa de Compra en Bloque = \$6/KWH
CDA	=	Costo de Distribución Secundaria = \$4/KWH (En el ejemplo se supone que CDA incluye todos los costos a cargo de comercializador, diferentes al costo de distribución secundaria)
KWH	=	KWH totales vendidos = 15 KWH
KWH I-III	=	KWH vendidos en estratos I-III Residencial= 6 KWH.
KWH I-III <130	=	KWH vendidos en los estratos I - III <130 KWH = 3 KWH. (En la realidad este consumo a subsidiar resulta de multiplicar, para cada uno de los estratos I, II y III, hasta 130 KWH por el número de suscriptores totales del estrato respectivo y sumar el producto de las tres multiplicaciones).
KWH ALT	=	KWH vendidos a los estratos y sectores diferentes al I-III residencial = 9 KWH
TV ALT	=	Tarifa de Venta Promedio en estratos y sectores diferentes al I-III residencial \$13/KWH
TV I-III	=	Tarifa de Venta en los estratos I-III residencial = \$4/KWH
TV I-III <130	=	Tarifa de Venta en los estratos I - III residencial < 130KWH/M = \$3/KWH
TV I-III >130	=	Tarifa de Venta en los estratos I-III residencial, con consumos superiores a130 KWH/Mes y estrato IV = \$5/KWH

Según lo anterior, la tarifa media de venta al usuario final es igual a:

F. PONDERACION

9KW a \$13	=	\$ 7.8
3KW a \$ 3	=	\$ 0.6
3KW a \$ 5	=	\$ 1.0
<hr/>		
15 KW		\$ 9.4

Subsidios requeridos en los estratos I-III residenciales en todos los rangos:

Dado lo anterior, se tiene que el subsidio medio total requerido,

$$SBT = (6 + 4 - 9.4) * 15 \text{ KWH} = \$ 9 \quad (1)$$

El subsidio bruto requerido por los Estratos I-III, SB I-III será:

$$SB \text{ I-III} = (6 + 4 - 4) * 6 \text{ KWH} = \$ 36 \quad (2)$$

El aporte de los estratos y sectores distintos al I-III residencial o subsidio cruzado AP, será:

$$AP = (13 - (6 + 4)) * (15 \text{ KWH} - 6 \text{ KWH}) = \$ 27 \quad (3)$$

El subsidio neto total requerido, SBT será:

$$SBT = SB \text{ I-III}(\text{calculado en 2}) - AP(\text{calculado en 3}) = 36 - 27 = \$ 9$$

Esta cifra es igual a la obtenida en (1).

Cálculo de la transferencia requerida en los estratos I-III en rangos inferiores a 130 KWH/Mes

La diferencia con el ejemplo anterior consiste en que, como ya se indicó, los KWH con subsidio extralegal no se valoran, para el cálculo de transferencias de la Nación, a su tarifa de venta de \$5/KWH sino al costo o tarifa objetivo que es \$10/KWH.

Sea:

$$\text{KWHEXC} = \text{KW con tarifa de venta inferior al costo y excluidos de la transferencia} = 3 \text{ KW} = (6 \text{ KWH} - 3 \text{ KWH})$$

De este modo, la tarifa media de venta al usuario final promedio ponderada aplicable para calcular transferencias, es en este caso:

Tarifa media de venta al usuario final relevante:

9KW a \$13 = \$ 7.8	
3KW a \$ 3 = \$ 0.6	
3KW a \$10 = \$ 2.0	
15 KW	\$10.4

Según lo anterior, se tiene que para pasar de la primera tarifa de venta al usuario final promedio ponderada de \$9.4/KWH a la que se acaba de estimar, de \$10.4/KWH, se tiene la siguiente fórmula:

$$TV^* = TV + a(C - t) \quad 0 < a < 1 \quad (4)$$

$$t < c$$

Dónde:

TV*	=	Tarifa media de venta al usuario final por Kwh .
TV	=	Tarifa media de venta al usuario final, definida anteriormente
a	=	Es un factor igual a la relación entre los KWH vendidos a los estratos y rangos de consumo con subsidio extralegal y las ventas totales de la empresa
C	=	Costo por KWh de energía a cargo del distribuidor
t	=	Tarifa media por Kwh en los estratos y rangos de consumo con subsidio extralegal

Al aplicar la fórmula anterior se tiene una tarifa media al usuario final por Kwh relevante para el cálculo de transferencias netas en los estratos I-III en rango de subsistencia.

$$TV^* = 9.4 + 0.2(10 - 5) = \$9.4/\text{KWH} + \$1/\text{KWH} \quad (5)$$

Dadas las ecuaciones (1) y (4), el cálculo de la transferencia neta en los estratos I-III con rango inferior a 130 KWH y excluidos los aportes de los estratos residenciales altos, la industria y el comercio, es:

$$SBT^* = T = ((6 + 4 - (9.4 + 1)) * 15 \text{ KWH}) = \$ -6 \quad (6)$$

Este resultado es igual al subsidio bruto requerido en los estratos I-III con consumo inferior a 130 KWH/Mes, menos el aporte de los estratos residenciales altos, la industria y el comercio, como se indicó en las ecuaciones (2) y (3), las que se aplican de nuevo para este caso de rangos inferiores a 130KWH.

De otro lado, el subsidio bruto requerido por los estratos I - III con consumo inferior a 130 KWH/Mes, SB I-III < 130, será:

$$SB \text{ I-III} < 130 = (6 + 4 - 3) * 3 \text{ KWH} = \$ 21 \quad (2a)$$

Ahora bien, como se indicó, el aporte de los estratos residenciales altos, la industria y el comercio, es: \$27, según se calculó en (3).

El subsidio neto total requerido, así como la transferencia del Presupuesto Nacional, en estratos I - III con consumo inferior a 130 KWH/Mes, será:

$$\$ 21 (\text{según ecuación 2a}) - \$ 27 (\text{según ecuación 3}) = \$ -6 \quad (7)$$

El resultado anterior en (7) es igual al obtenido en (6).

ANEXO 3

MUNICIPIOS: INGRESOS CORRIENTES PERCAPITA, 1991
(Precios Corrientes)

DEPARTAMENTO	INGRESOS CORRIENTES TOTALES PERCAPITA	INGRESOS C/TES MUNIC CAPITAL PERCAPITA	INGRESOS CORRIENTES RESTO MUN PERCAPITA
AMAZONAS	10.610	15.119	3.284
ANTIOQUIA	31.708	36.575	29.016
ARAUCA	138.614	426.080	12.550
ATLANTICO	11.690	12.634	10.263
BOLIVAR	15.676	15.134	16.157
BOYACA	15.881	17.748	15.703
CALDAS	17.498	16.042	18.312
CAQUETA	14.539	16.679	13.396
CASANARE	17.820	25.181	15.596
CAUCA	13.401	11.948	13.798
CESAR	13.398	11.141	14.438
CORDOBA	8.748	9.561	8.492
CUNDINAMARCA	20.669		20.669
CHOCO	15.391	13.022	16.580
GUAJIRA	25.747	11.957	33.393
HUILA	15.414	16.247	15.060
MAGDALENA	10.473	9.301	10.949
META	17.535	18.300	16.997
NARIÑO	11.239	8.915	12.047
NORTE DE SANTANDER	12.174	8.722	14.938
PUTUMAYO	15.185	17.822	14.772
QUINDIO	17.646	15.547	19.835
RISARALDA	18.134	21.418	15.366
S. ANDRES Y PROV	23.567	26.000	
SANTANDER	14.560	20.667	12.887
SUCRE	5.769	7.508	5.122
TOLIMA	16.743	13.055	18.168
VALLE	19.988	20.576	19.433
BOGOTA	22.961	22.961	

FUENTE: Banco de la República, DANE

RESOLUCION NUMERO 655 DE 1996
(junio 21)

"Por la cual se establecen los requisitos y condiciones para la solicitud y obtención de la licencia ambiental establecida por el artículo 132 del Decreto-Ley 2150 de 1995 (1)".

El Ministro del Medio Ambiente, en ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por el artículo 132 del Decreto-Ley 2150 de diciembre 5 de 1995, y

CONSIDERANDO:

Que el artículo 132 del Decreto-Ley 2150 de diciembre 5 de 1995 establece: "la licencia ambiental llevará implícitos todos los permisos, autorizaciones y concesiones, de carácter ambiental, necesarios para la construcción, desarrollo y operación de la obra, industria o actividad. La vigencia de estos permisos será la misma de la licencia ambiental";

Que igualmente determina que: "el Ministerio del Medio Ambiente establecerá los requisitos y condiciones para la solicitud y obtención de la licencia ambiental";

Que en el parágrafo de este artículo se prevé que esta disposición comenzará a regir seis (6) meses después de la entrada en vigencia del decreto;

Que por su parte el Decreto 1753 del 3 de agosto de 1994 (2), reglamenta la Ley 99 de 1993 (3) en cuanto a licencias ambientales;

Que en razón a lo anterior, este ministerio haciendo uso de la facultad establecida por el Decreto-Ley en mención, procederá a determinar los requisitos y condiciones necesarios para solicitar y obtener la licencia ambiental;

En mérito de lo expuesto,

RESUELVE:

ARTICULO 1º. Contenido de la licencia ambiental. Además de lo establecido en el artículo 3º del Decreto 1753 de 1994, la licencia ambiental contendrá lo relativo al uso, aprovechamiento o afectación de los recursos naturales renovables que se concede, y los requisitos, condiciones y obligaciones que debe cumplir el beneficiario para tal efecto.

ARTICULO 2º. Unidad de acto administrativo. La licencia ambiental se otorgará mediante un solo acto administrativo que llevará implícitos los permisos, autorizaciones y concesiones de carácter ambiental que se requieran para la ejecución de una obra o actividad.

ARTICULO 3º. Uso, aprovechamiento o afectación de los recursos naturales renovables. No se podrán usar, aprovechar o afectar los recursos naturales renovables más allá de las necesidades del proyecto, obra o actividad y/o de lo determinado en el estudio de impacto ambiental.

En ningún caso se podrá usar, aprovechar o afectar un recurso natural renovable que no se encuentre contemplado en la licencia ambiental, o en condiciones diferentes a las establecidas en ella.

ARTICULO 4º. Requisitos de la solicitud. El interesado en obtener licencia ambiental, por sí o por intermedio de apoderado, formulará solicitud escrita ante la autoridad ambiental competente. Esta solicitud deberá contener:

1. Nombre o razón social del solicitante o interesado.
2. Poder debidamente otorgado, cuando se actúe mediante apoderado.
3. Certificado de existencia y representación legal cuando se trate de persona jurídica.
4. Domicilio y nacionalidad del interesado.
5. Descripción del proyecto, obra o actividad.
6. Plano a escala adecuada que determine la localización del proyecto.
7. Costo estimado del proyecto.
8. Descripción de las características ambientales generales del área de localización.
9. Indicación específica de los recursos naturales que van a ser usados, aprovechados o afectados en el proyecto, obra o actividad.
10. Información sobre la presencia de comunidades localizadas en el área de influencia del proyecto.

Cuando no se tenga certeza acerca de la presencia de comunidades indígenas o negras se deberán allegar copia de la solicitud elevada ante el Ministerio del Interior, consultando sobre el particular.

11. Indicar si el proyecto, obra o actividad afecta las áreas del sistema de parques naturales.

PARAGRAFO. La autoridad ambiental competente no podrá exigir el certificado de existencia y representación legal de la persona jurídica, ni de los poderes generales otorgados para actuar en todas las actuaciones administrativas que se surtan en la entidad, cuando éstos se acreditaron en un trámite o actuación anterior que ya se surtió en la institución. En tal caso este requisito se tendrá por cumplido.

ARTICULO 5º. Información y concepto de la autoridad ambiental con jurisdicción en la región. Cuando la licencia ambiental se tramite ante el Ministerio del Medio Ambiente, dentro del plazo establecido en el numeral 6º del artículo 30 del Decreto 1753 de 1994, éste deberá solicitar a la autoridad ambiental con jurisdicción en la región donde se pretende desarrollar el proyecto obra o actividad, la información técnica, jurídica y administrativa que se considere indispensable para decidir, así como su concepto sobre el particular, lo cual deberá ser allegado en el término máximo de sesenta (60) días establecido en dicho numeral. En todo caso, el concepto no es obligatorio para el Ministerio del Medio Ambiente.

ARTICULO 6º. Reunión previa. La autoridad ambiental competente de oficio o a solicitud del peticionario de la licencia ambiental o su apoderado, podrá realizar con éste una reunión con el fin de precisar, discutir y aclarar el alcance del proyecto y la información contenida en el estudio de impacto ambiental.

ARTICULO 7º. Exigencia del estudio de impacto ambiental. Por cada licencia ambiental sólo podrá exigirse un estudio de impacto ambiental.

ARTICULO 8º. Entrega del estudio de impacto ambiental. El peticionario de la licencia ambiental entregará el estudio de impacto ambiental en original y copia con destino a la(s) autoridad(es) ambiental(es) con jurisdicción en la región donde se pretende desarrollar el proyecto, obra o actividad. A opción del peticionario se podrá entregar una copia en archivo magnético.

ARTICULO 9º. Modificación de la licencia ambiental. Además de lo establecido en el artículo 35 del Decreto 1753 de 1994, se deberá tramitar la modificación, total o parcial, de la licencia ambiental, en los siguientes casos;

1. Cuando al otorgarse la licencia ambiental no contemple el uso, aprovechamiento o afectación de un recurso natural renovable, necesario para la construcción, ejecución u operación del proyecto, obra o actividad.
2. Cuando se pretendan variar las condiciones de uso, aprovechamiento afectación de un recurso natural renovable, consagradas en la licencia ambiental.

ARTICULO 10. Del principio de precaución. En aquellos casos en que los criterios de diseño contenidos en el estudio del impacto ambiental sólo puedan ser completados en la fase de ejecución u operación del proyecto, obra o actividad, la autoridad ambiental competente en la providencia que otorgue la licencia ambiental determinará, bajo el principio de precaución, parámetros, requisitos, restricciones, condiciones y obligaciones previas para la ejecución y entrada en operación del mismo.

ARTICULO 11. Pago de tasas ambientales. En aquellos casos en que la competencia para otorgar la licencia ambiental sea del Ministerio del Medio Ambiente, el pago de las tasas ambientales legalmente establecidas se hará a las corporaciones autónomas regionales o a los grandes centros urbanos, de acuerdo con su competencia. En todo caso, se fijarán en el acto que otorga la licencia ambiental.

ARTICULO 12. Aplicación de esta resolución. Esta resolución se aplica a las solicitudes de licencia ambiental presentadas a partir del 6 de junio de 1996.

Las demás solicitudes de licencia ambiental ordinaria que se encuentren en trámite, continuarán con el régimen establecido en el Decreto 1753 de 1994, salvo que se solicite expresamente la aplicación del artículo 132 del Decreto-Ley 2150 de 1995.

ARTICULO 13. Licencias ambientales expedidas con anterioridad a esta resolución. Las licencias ambientales otorgadas por las autoridades competentes en materia ambiental o por aquellas que cumplieran estas funciones por mandato de la ley continuarán vigentes por el término de su duración.

Una vez vencido éste, deberán someterse al régimen establecido en el Decreto-Ley 2150 de 1995.

ARTICULO 14. Normas sobre permisos, concesiones y autorizaciones. Los procedimientos y requisitos establecidos en las normas vigentes, que regulan la obtención de los permisos, concesiones y autorizaciones para el aprovechamiento de recursos naturales renovables, sólo serán aplicables para los proyectos, obras o actividades no sometidos al artículo 132 del Decreto-Ley 2150 de 1995 y a la presente resolución.

ARTICULO 15. La licencia ambiental no confiere derechos reales sobre los predios que se vayan a afectar con el proyecto, obra o actividad.

ARTICULO 16. **Vigencia.** La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., a 21 de junio de 1996.

RESOLUCION NUMERO 000426 DE 1996
(enero 30)

por la cual se modifica la Resolución SSPD Número 127 de 1995

El Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios en ejercicio de las facultades conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y por el Decreto 548 de 1995,

RESUELVE:

Artículo 1º. Adición al Artículo 1º de la Resolución 127 de 1995 acerca del carácter de la información que debe ser remitida por las entidades vigiladas. El artículo 1º de la Resolución 127 de 1995, tendrá un inciso segundo del siguiente tenor:

"Para el trámite del recurso de apelación, en forma subsidiaria, por parte de la SSPD, las entidades vigiladas deberán enviar la siguiente documentación:

- a. Oficio remisorio del recurso por parte de la entidad vigilada.
- b. Copia del acto objeto del recurso.
- c. Copia del acto administrativo que resuelve el recurso de reposición.
- d. Todos los antecedentes que reposen en la entidad vigilada, desde el reclamo, queja o petición que originó la actuación administrativa, pruebas que se practicaron, y demás trámites efectuados hasta la decisión final.
- e. Constancias y fechas de las notificaciones; en caso de haberse realizado por edicto, debe anexarse constancia de su fijación y desfijación.
- f. Escrito de presentación del recurso por parte del suscriptor o usuario, con fecha legible.

Parágrafo. En el evento en que las entidades vigiladas remitan recursos incompletos o insuficientes, la Superintendencia Delegada competente, mediante oficio, devolverá la documentación originalmente suministrada, caso en el cual, la SSPD no se hace responsable por la violación de términos o de derechos de los suscriptores o usuarios; sin perjuicio de que ésta

sancione cualquier vulneración de los mismos, como consecuencia de la actitud negligente de la entidad vigilada".

Artículo 2º. Modificación al Artículo 2º de la Resolución 127 de 1995, en lo relacionado con el procedimiento para el trámite del Recurso de Apelación. El Artículo 2º de la Resolución 127 de 1995, quedará de la siguiente forma:

"El procedimiento para el trámite del recurso de apelación será el siguiente:

1. La Oficina de Archivo y Correspondencia de la SSPD, remitirá directamente los recursos presentados con su documentación anexa, dentro de las ocho (8) horas siguientes a su recepción, al Despacho del Superintendente Delegado competente, o al funcionario en quien éste delegue, donde se realizará el reparto de forma inmediata.
2. El recurso de apelación se resolverá de plano, a menos que el funcionario encargado de resolverlo, decrete la práctica de pruebas.
3. El funcionario encargado de resolver el recurso de apelación contará con un término de quince (15) días hábiles, para desarrollar las siguientes actividades:
 - Realizar el estudio correspondiente,
 - Proyectar para la firma del Superintendente Delegado el proyecto de resolución por el cual se resuelve el recurso de apelación,
 - Remitir y obtener de la Oficina Jurídica de la SSPD para que ésta efectúe la revisión de que trata el Decreto 548 de 1995, y para
 - Remitir a la Secretaría General el proyecto de resolución aprobado, para efectos de la correspondiente notificación.
4. En el evento en que el funcionario asignado para resolver el recurso, encuentre mérito para iniciar una investigación, éste incluirá la orden pertinente dentro de la parte resolutive del acto administrativo.
5. Una vez se expida el correspondiente acto administrativo, la Secretaría General procederá a notificar al suscriptor o usuario, en la forma establecida en las disposiciones de esta Resolución, o en su defecto y de conformidad con las normas contenidas en la Ley 142 de 1994, y en el Código Contencioso Administrativo; indicándole que con esta decisión queda agotada la vía gubernativa. Copia de la resolución expedida, deberá ser remitida por la Secretaría General a la entidad vigilada, por el medio más expedito (correo o fax)".

Artículo 3º. Adición al Artículo 25º de la Resolución 127 de 1995. Adiciónase el Artículo 25º de la Resolución 127 de 1995, con un parágrafo del siguiente tenor:

"Parágrafo. Las investigaciones administrativas que adelante la Superintendencia se registrarán por el principio de la buena fe establecido en el Artículo 83 de la Constitución Política, así como por el principio de economía procesal enunciado en el Artículo 3º del Código Contencioso Administrativo.

A juicio del funcionario investigador, éste podrá solicitar que algunos de los documentos que se aporten a la investigación, sean auténticos, especialmente aquellos en relación con los cuales se

deba tener certeza en cuanto a la veracidad de los datos que soportan, y siempre que no sea posible aportar el original al expediente".

Artículo 4º. Adición al Artículo 32º de la Resolución 127 de 1995. Adiciónase el Artículo 32º de la Resolución 127 de 1995, con dos incisos del siguiente tenor:

"La práctica de la diligencia de notificación está a cargo de la Secretaría General, Despacho éste en quien se encuentra radicada la competencia para estos efectos, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 25, literal g, del Decreto 548 de 1995.

Una vez practicada la diligencia de notificación personal, o recibida la documentación necesaria que acredite que ésta se efectuó en los eventos que para su práctica se haya comisionado a otras Autoridades o a la desfijación del Edicto, según el procedimiento empleado, inmediatamente, la Secretaría General remitirá el expediente al funcionario que haga las veces de Jefe de Comisión, que esté a cargo de la investigación dentro de la Superintendencia Delegada correspondiente, para que se continúe con el trámite legal pertinente".

Artículo 5º. Modificación al Artículo 34º de la Resolución 127 de 1995. El Artículo 34º de la Resolución 127 de 1994, quedará así:

"**Artículo 34º.-** La persona a quien se le corra pliego de cargos, dispondrá de un término de ocho (8) días hábiles para presentar sus descargos y para solicitar y aportar pruebas, durante el cual el expediente permanecerá a su disposición en la Oficina del funcionario que hace las veces de Jefe de Comisión, que esté a cargo de la investigación dentro de la Superintendencia Delegada correspondiente.

En el evento de ser más de una las personas a quienes se les corre pliego de cargos, el término de los ocho (8) días será común para todas".

Artículo 6º. Modificación del inciso 2º del Artículo 17º de la Resolución 127 de 1995. El Inciso 2º del Artículo 17º de la Resolución 127 de 1995, quedará de la siguiente forma:

"En el Acto en el que se confiere una comisión, deberá designarse un Jefe de Comisión, quien será el único responsable y firmante de los documentos e informes que se produzcan como consecuencia de la comisión. En el evento de no existir mérito para expedir el requerimiento que desarrolla la investigación, el Jefe de Comisión rendirá informe evaluativo, en el que disponga el archivo de la investigación".

Artículo 7º. Vigencia. La presente Resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese y cúmplase.

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios,

José Fernando Castro Caycedo.

Superintendencia de Servicios Públicos

**CIRCULAR NUMERO 009 DE 1996
(junio 27)**

Informa a todos los gerentes de las empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía, gas combustible y telecomunicaciones que para la aplicación de la nueva estratificación socioeconómica, se debe tener en cuenta que,

1. A partir de la Ley 142 de 1994 (1), régimen de servicios públicos domiciliarios, se estipuló que la SSPD debe revisar y certificar que las estratificaciones socioeconómicas sean elaboradas, ejecutadas y adoptadas por los alcaldes distritales y municipales, ajustándose a la normatividad vigente.
2. La misma ley decidió la creación de los comités permanentes de estratificación, antes de iniciar los estudios conducentes a su adopción, con la función principal de verla por la adecuada aplicación de las metodologías suministradas por el Departamento Nacional de Planeación y de asesorar a los alcaldes a lo largo de todo el proceso de estratificación y resolver las quejas de los usuarios por asignación de estratos. En este comité deben tener voz y voto los directos actores de los servicios públicos domiciliarios: el alcalde o su delegado, el director de planeación municipal o distrital; el gerente -representante de cada una de las ESPD- o su delegado; dos representantes de la comunidad y el personero municipal o distrital. Así se asegura, señor gerente, su papel proactivo entre el alcalde, el comité y la empresa.
3. Le corresponde a las empresas de servicios públicos domiciliarios, acatar y aplicar la estratificación ejecutada y adoptada por los alcaldes, en consecuencia con el artículo 101.4 de la Ley 142 de 1994, el cual expresa: "en cada municipio existirá una sola estratificación de inmuebles residenciales, aplicable a cada uno de los servicios públicos".
4. Para el cumplimiento de esta labor, las empresas están obligadas a verificar el cumplimiento de los siguientes aspectos antes de iniciar la liquidación de tarifas y facturación con base en la nueva estratificación:
 - *Verificar que exista concepto positivo de parte del comité permanente de estratificación sobre la adopción de la estratificación, luego de revisar el proyecto en su conjunto (Res. 1354, art. 7.6, mayo 21/96).
 - *Verificar que el alcalde haya adoptado mediante decreto la estratificación socioeconómica de todo el municipio, zona urbana, rural y centros poblados, estipulando la fecha a partir de la cual deben aplicarse, por parte de las empresas, los estratos obtenidos en este proceso.
 - *Verificar que el acto de adopción de la estratificación haya sido publicado en legal forma, por tratarse de un acto administrativo de carácter general y difundido ampliamente. Así se manifiesta en la Ley 57 de 1985, artículo primero, "la Nación, los departamentos y los municipios incluirán en sus respectivos diarios, gacetas o boletines oficiales todos los actos gubernamentales y administrativos que la opinión debe conocer para informarse sobre el manejo de los asuntos públicos y para ejercer eficaz control sobre la conducta de las autoridades...".
 - *Solicitar al alcalde una copia del decreto debidamente publicado, junto con los listados que la integran, base de datos, cartografía estratificada y/o de localización, lo cual servirá de base para iniciar la liquidación tarifaria con los nuevos estratos.
5. El contexto de esta circular debe publicarse en la Gaceta del Ministerio de Desarrollo Económico. Concientes de nuestras responsabilidades, integradas en los usuarios, estamos seguros de superar a satisfacción este importante reto social.

RESOLUCION NUMERO 001 DE 1996
(Enero 16)

por la cual se fijan las reglas previas a la entrada en vigencia de un cargo por capacidad en el mercado mayorista de energía eléctrica.

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y los Decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

CONSIDERANDO:

Que la Comisión tiene la facultad legal de establecer los principios, criterios y procedimientos del mercado mayorista de energía eléctrica, de conformidad con lo señalado en las Leyes 142 y 143 de 1994;

Que se considera conveniente crear un cargo por capacidad en el mercado mayorista;

Que la Ley 143 en su artículo 23, literal i obliga a la Comisión a oír los conceptos previos que el Consejo Nacional de Operación exponga sobre el Reglamento de Operación del cual formaría parte este cargo;

Que el Consejo Nacional de Operación ha remitido un primer concepto en comunicación del 12 de los corrientes;

Que es conveniente esperar el nuevo concepto que haya de emitir el CNO sobre la aplicación del cargo;

Que para antes de la entrada en vigencia del cargo, la Comisión puede expedir unas reglas que preparen su aplicación en forma conducente a los propósitos buscados.

RESUELVE:

Artículo 1º. Objeto: Esta resolución crea un cargo por capacidad en el mercado mayorista de electricidad, defiriendo para una resolución futura las reglas aplicables para el cálculo, determinación de la capacidad remunerable, cobro y pago del mismo. Dicho cargo comenzará a regir el primero (1º) de enero de 1997.

Artículo 2º. Ambito de Aplicación: Esta resolución se aplica a todos los agentes económicos que generan o comercializan energía eléctrica en el mercado mayorista de electricidad.

Artículo 3º. Reglas preparatorias: Con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta resolución, deberá tomarse en cuenta el cargo por capacidad en los contratos que se suscriban o en las renovaciones que se pacten de los contratos actualmente vigentes. De no hacerlo, el cargo se entenderá incorporado en tales contratos y renovaciones.

Parágrafo. En todo caso el cargo por capacidad entrará a regir a partir del primero (1º) de enero de 1997.

Artículo 4º. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 16 de enero de 1996.

Ministro de Minas y Energía,

Rodrigo Villamizar A.

Director Ejecutivo (e),

Antonio Barberena S.

RESOLUCION NUMERO 003 DE 1996
(enero 16)

por la cual se modifica el artículo 6º de la Resolución 080 de 1995 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus facultades legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994,

RESUELVE:

Artículo 1º. El artículo 6º de la Resolución 080 de 1995, expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, quedará así:

TARIFAS RESIDENCIALES PARA LOS ESTRATOS 1,2,3 Y 4, PARA CONSUMOS ENTRE EL CONSUMO DE SUBSISTENCIA (CS) Y EL CONSUMO DE NIVELACION 2 (CN2). Para la liquidación de los consumos en los estratos Bajo-Bajo (1), Bajo (2), Medio-Bajo (3) y Medio (4), que sean mayores al Consumo de Subsistencia (CS) y hasta el Consumo de Nivelación 2 (CN2), definido para cada Período de Consumo, y consignados en el Anexo IV de la presente resolución, se aplicará la siguiente fórmula:

$$\text{Tarifa}_{ik}^{(CS-CN2)} = \text{Tarifa}_{(i-1)ik}^{(CS-CN2)} * (1 + \pi_a),$$

dónde CN2 > CS

Artículo 2°. La presente resolución rige a partir de su publicación en el Diario Oficial y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, el día 16 de enero de 1996

Presidente,

Rodrigo Villamizar A.
Ministro de Minas y Energía

Director Ejecutivo,

Antonio Barberena S.

RESOLUCION NUMERO 004 DE 1996
(enero 16)

por la cual se crean opciones tarifarias a los usuarios no residenciales del nivel de Tensión I, independientemente de su capacidad instalada.

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO:

Que en virtud del principio de neutralidad establecido por el artículo 44 y el artículo 46 de la Ley 143 de 1994, en concordancia con el artículo 90 de la Ley 142 de 1994, las empresas deben dar opciones tarifarias para que los usuarios escojan las que les convengan de acuerdo con sus necesidades.

RESUELVE:

Artículo 1°. Los usuarios no residenciales conectados en el Nivel de Tensión I deben tener la opción de escoger entre una tarifa binomia y una tarifa monomia en forma independiente de su capacidad instalada.

Parágrafo 1: Una vez el usuario haya escogido una opción, no podrá cambiarla hasta cuando haya transcurrido un (1) año de facturación.

Parágrafo 2: Si la opción escogida por el usuario obliga a colocar nuevos contadores, éstos deberán instalarlos a su cuenta.

Parágrafo 3: A partir de la facturación correspondiente a los consumos del mes de febrero, cuando la aplicación de una tarifa monomia a un usuario con facturación binomia le represente un ahorro en su factura equivalente al 10% o más de su consumo de energía (kwh), la empresa deberá informárselo.

Artículo 2°. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Comuníquese, publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 16 de enero de 1996.

Ministro de Minas y Energía,

Rodrigo Villamizar A.

Director Ejecutivo (e.),

Antonio Barberena S.

RESOLUCION NUMERO 005 DE 1996
(enero 16)

por la cual se definen los criterios, características, indicadores y modelos de carácter obligatorio que permiten evaluar la gestión y resultados de las empresas de servicios públicos.

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y los Decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

CONSIDERANDO:

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas debe definir los criterios, características, indicadores y modelos de carácter obligatorio que permitan evaluar la gestión y resultados de las empresas de servicios públicos, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994;

Que la misma Ley define el Control de Gestión y Resultados como un proceso que, dentro de directrices de planeación estratégica, busque que las metas de las empresas de servicios públicos en materia de gestión, sean congruentes con las previsiones;

Que de acuerdo con el Parágrafo del Artículo N° 52 la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, las empresas de servicios públicos de electricidad y gas natural, deben presentar ante la UPME, para su aprobación, un

plan de gestión y resultados de corto, mediano y largo plazo, que sirva de base para el control que deberán ejercer las autoridades externas;

Que de acuerdo con el Artículo N° 79 de la misma Ley, es función de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas de servicios públicos, de acuerdo con los indicadores definidos por la CREG e imponer sanciones por incumplimiento;

Que según los artículos N° 46 a N° 49 de la Ley 142 de 1994, las empresas de servicios públicos deben aplicar sistemas de control interno; y que los criterios, indicadores y modelos para realizarlo, deben ser definidos por la Comisión de Regulación respectiva;

Que según los Artículos N° 3 y N° 79 de la Ley 142, todos los prestadores de servicios públicos están sujetos a los que esa Ley dispone para las empresas y sus administradores, y en especial a las regulaciones de las Comisiones y al control, inspección y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios;

Que mediante la definición de los indicadores y criterios a que se refiere esta Resolución se da cumplimiento a lo dispuesto por los Artículos No. 48 y No. 52 de la Ley 142 de 1994;

RESUELVE:

Artículo 1°. **Definiciones.** Para efectos de la presente resolución, y de las demás reglamentaciones que desarrollen aspectos relacionados con el control de gestión y resultados de las empresas de servicios públicos de electricidad y gas natural, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

- **Plan Estratégico.** Se entiende como el conjunto de políticas y estrategias que define una empresa, para alcanzar sus objetivos de corto, mediano y largo plazo, partiendo de un diagnóstico inicial sobre la situación de la empresa.

- **Indicador de Gestión.** Se entiende como una medida cuantitativa que permite efectuar un diagnóstico sobre el comportamiento de una variable de gestión (simple o compuesta) y cuya definición permite establecer metas de gestión, congruentes con objetivos de desempeño derivados del Plan Estratégico.

- **Plan de Acción.** Se entiende como el conjunto de programas, subprogramas y proyectos que debe ejecutar una empresa, en el contexto de su Plan Estratégico, dirigidos a lograr sus objetivos de corto, mediano y largo plazo de manera eficiente y eficaz.

- **Plan Financiero.** Se entiende como una proyección financiera, que incorpora el Plan de Acción de una empresa y permite validar la viabilidad de los programas, subprogramas y proyectos que planea ejecutar, en el contexto de su Plan Estratégico. El Plan Financiero contendrá:

- a. P&G de Causación
- b. Flujo de Caja
- c. Balance de Causación

- **Plan de Gestión.** Se entiende como una propuesta de desempeño elaborada por una empresa y conformada por los siguientes elementos:

- a. Diagnóstico con relación a los Indicadores de Gestión

- b. Metas Indicadores de Gestión
- c. Plan de Acción
- d. Plan Financiero

Artículo 2°. **Indicadores de Gestión.** El control de gestión y resultados de las empresas de servicios públicos de electricidad y gas natural se realizará, evaluando el comportamiento de los Indicadores de Gestión que a continuación se establecen:

Indicadores Gestión de Ingresos:

1. Índice de Pérdidas
2. Recaudo Facturación Servicio
3. Rotación Cuentas por Cobrar Servicio

Indicadores Gestión de Egresos:

4. Rotación Cuentas por Pagar Servicio
5. Relación Gastos Funcionamiento
6. Avance Físico Plan de Inversión
7. Avance Presupuestal Plan de Inversión

Indicadores Gestión Usuarios:

8. Relación Suscriptores sin Medición
9. Reclamos Facturación
10. Atención Reclamos Servicio
11. Atención Solicitudes Conexión
12. Continuidad Servicio

Las fórmulas de los Indicadores de Gestión aquí establecidos se consignan en el Anexo 1 de la presente Resolución.

Artículo 3°. **Presentación de planes.** Las empresas deberán enviar a la UPME, a más tardar el primero (1°) de Marzo de cada año, un Plan de Gestión de corto, mediano y largo plazo, con una propuesta de metas para los doce (12) indicadores definidos en el Artículo anterior. El Plan de Gestión presentado debe cubrir un horizonte de cinco (5) años. Las metas de los Indicadores de Gestión deberán definirse para cada uno de los años del horizonte considerado. Las empresas que desarrollen más de una actividad en el respectivo sector, deberán presentar un Plan de Gestión por tipo de actividad.

Parágrafo 1°. Las actividades en el caso de electricidad, a las que hace referencia el presente Artículo son: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización.

Parágrafo 2°. Las actividades en el caso de gas natural, a las que hace referencia el presente Artículo son: Transporte, Distribución y Comercialización, entendida esta última, como la actividad relacionada con la prestación del servicio de suministro de gas natural a nivel de usuarios finales.

Artículo 4°. **Indicador planta de personal (PP).** Exclusivamente con fines de seguimiento, las empresas deberán enviar información en el contexto de sus Planes de Gestión, del indicador que a continuación se describe:

Generadoras

PP = (Nº Trabajadores Nómina + Nº Trabajadores Temporales)/MW instalados

Transmisores, Transportadores y Distribuidores

PP = (Nº Trabajadores Nómina + No. Trabajadores Temporales)/1.000 km Red

Comercializadores

PP = (Nº Trabajadores Nómina + Nº Trabajadores Temporales)/
(Nº Suscriptores/1.000)

A este indicador no se le asignarán metas de gestión.

Artículo 5º. Cronograma de revisión y aprobación de planes.

- A partir de la fecha de recepción de un Plan de Gestión por parte de la UPME, esta entidad tendrá un plazo máximo de diez (10) días hábiles para la revisión de dicho Plan. Antes del vencimiento de este plazo, la UPME podrá solicitar a la respectiva empresa, aclaraciones o modificaciones sobre el Plan originalmente presentado.

- A partir de la fecha de recepción de la solicitud de aclaración o modificación, efectuada por la UPME, la empresa tendrá un plazo máximo de diez (10) días hábiles para realizar las respectivas correcciones y remitir nuevamente el Plan de Gestión ajustado a la UPME.

- A partir de la recepción del Plan de Gestión ajustado por parte de la UPME, esta entidad tendrá un plazo máximo de quince (15) días hábiles para la aprobación o improbación del Plan enviado por la empresa. Durante este período podrá solicitar nuevas aclaraciones o modificaciones sobre el Plan de Gestión a la respectiva empresa.

- Terminados los plazos arriba mencionados, si a criterio de la UPME el Plan de Gestión presentado por una empresa no llena los requisitos exigidos, el Plan se considerará improbado, en cuyo caso, la SSPD aplicará las sanciones correspondientes. Una vez sancionada la empresa, el proceso se reiniciará de acuerdo con las disposiciones consignadas en la presente Resolución.

Artículo 6º. Seguimiento y evaluación de planes. En general, la SSPD realizará un seguimiento trimestral y una evaluación anual de los Planes de Gestión.

- **Seguimiento.** Las empresas deberán remitir a la SSPD, informes de ejecución durante los cinco (5) primeros días hábiles de los meses de Abril, Julio y Octubre de cada año, correspondientes al trimestre inmediatamente anterior. A criterio de la SSPD, ésta entidad podrá establecer seguimientos mensuales o semestrales para los Planes de Gestión presentados por algunas empresas.

- **Evaluación.** Las empresas deberán remitir a la SSPD, un informe final de ejecución anual, durante los cinco (5) primeros días hábiles del mes de Enero de cada año. La evaluación efectuada por la SSPD deberá hacerse oficial, a más tardar el quince (15) de febrero de cada año.

Artículo 7º. Ajuste o novación de planes. Los Planes de Gestión aprobados, se novarán anualmente. Sin embargo, durante el período de vigencia los Planes de Gestión podrán ser modificados a solicitud de la UPME, debido a los cambios en el entorno sectorial.

Artículo 8º. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 16 de enero de 1996

Presidente,

Rodrigo Villamizar A.
Ministro de Minas y Energía

Director Ejecutivo (E.),

Antonio Barberena S.

ANEXO Nº 1

FORMULACION DE INDICADORES DE GESTION

1. Índice de Pérdidas (%)

El índice de pérdidas de energía, representa el porcentaje de electricidad o gas natural que se pierde por causas técnicas o no técnicas, considerando como período básico de medición un año.

El índice es aplicable a las empresas transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras. En el caso de empresas del sector de gas natural, con integración vertical entre las actividades de distribución-comercialización, calcularán un Índice de Pérdidas conjunto para estos dos negocios. En el caso de empresas del sector de electricidad, con integración vertical entre las actividades de distribución-comercialización, se establece un período transitorio de tres (3) años, durante los cuales calcularán un Índice de Pérdidas conjunto para estos dos negocios. Una vez transcurrida la transición deberán establecer indicadores separados por tipo de actividad.

Índice de Pérdidas = $(\text{Energía}_{\text{entrada}} - \text{Energía}_{\text{salida}}) / \text{Energía}_{\text{entrada}} * 100$

Transmisión (Transporte)

En el caso de Transmisión, las pérdidas de los transformadores de conexión de los generadores hacen parte de los consumos propios de éstos. En el caso de las conexiones de los distribuidores, las pérdidas en los transformadores son asumidas por éstos últimos.

Distribución

En Distribución en el sector eléctrico, las pérdidas corresponden a las que se presentan en los niveles de tensión II, III y IV.

Comercialización

En el caso del sector eléctrico, la Energía _{entrada} se toma a la salida del nivel de tensión II. La Energía _{salida} corresponde a la facturada.

2. Recaudo Facturación Servicio (%)

Recaudo Facturación Servicio = $\text{Recaudo Servicio} / \text{Facturación Servicio} * 100$

El indicador es aplicable a las empresas generadoras, transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras.

El **Recaudo Servicio** corresponde al valor en pesos corrientes de los pagos realizados por los receptores de un servicio a la empresa prestataria del mismo, durante los últimos 12 meses. No incluye Subsidios ni Ajustes por Inflación (Caja).

La **Facturación Servicio** corresponde al valor en pesos corrientes de las facturas expedidas por una empresa por concepto de prestación de un servicio, durante los últimos 12 meses (Causación).

Las empresas con integración vertical deberán calcular tanto el **Recaudo Servicio**, como la **Facturación Servicio**, de manera desagregada.

El servicio prestado por tipo de actividad se presenta a continuación:

Generador:	Venta de Electricidad
Transmisor (Transportador):	Transporte Electricidad (Gas Natural)
Distribuidor:	Transporte Electricidad (Gas Natural)
Comercializador:	Comercialización Electricidad (Gas Natural)

Para las empresas comercializadoras de energía eléctrica el indicador debe desagregarse en sector oficial y sector privado.

3. Rotación Cuentas por Cobrar Servicio (Días)

Rotación Cuentas por Cobrar = $\text{Cartera Servicio} / \text{Facturación Servicio} * 365$

El indicador es aplicable a las empresas generadoras, transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras.

La **Cartera Servicio** corresponde al valor del saldo en pesos corrientes de las cuentas por cobrar por concepto de prestación de un servicio.

La **Facturación Servicio** corresponde al valor en pesos corrientes de las facturas expedidas por una empresa por concepto de prestación de un servicio, durante los últimos 12 meses (Causación).

Las empresas con integración vertical deberán calcular tanto la **Cartera Servicio**, como la **Facturación Servicio**, de manera desagregada.

El servicio prestado por tipo de actividad se presenta a continuación:

Generador:	Venta de Electricidad
Transmisor (Transportador):	Transporte Electricidad (Gas Natural)
Distribuidor:	Transporte Electricidad (Gas Natural)
Comercializador:	Comercialización Electricidad (Gas Natural).

4. Rotación Cuentas por Pagar Servicio (Días)

Rotación Cuentas por Pagar = $\text{Cartera Pagar Vencida} / \text{Facturación por Pagar} * 365$

El indicador es aplicable a las empresas comercializadoras.

La **Cartera Pagar Vencida** corresponde al valor del saldo en pesos corrientes de las cuentas vencidas por pagar por concepto de recibo de servicios.

La **Facturación por Pagar** corresponde al valor en pesos corrientes de las facturas recibidas por una empresa por concepto de servicios, durante los últimos 12 meses (Causación).

Las empresas comercializadoras deberán calcular un indicador por cada uno de los siguientes conceptos:

Compras de Electricidad (Gas Natural)
Peajes
Estampillas
Otros Conceptos (Relacionados con obligaciones asociadas a servicios)

5. Relación Gastos Funcionamiento (%)

Relación Gastos Funciona/ = $\text{Gastos Funciona/} / \text{Ingresos Operacionales} * 100$

El indicador es aplicable a las empresas generadoras, transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras.

Los **Gastos de Funcionamiento** corresponden a los egresos de funcionamiento en pesos corrientes realizados por la empresa durante los últimos 12 meses (Causación). Se entiende como gastos de Funcionamiento:

Gastos de Explotación - (Depreciación, Combustible, Seguros Activos, Materiales y Suministros para Mantenimiento, Impuestos, Arrendamiento Activos).

En el caso de las empresas Generadoras y Comercializadoras de Energía, se deben excluir las Compras de Electricidad.

Los **Ingresos Operacionales** corresponden al valor en pesos de las facturas expedidas por la empresa a otras empresas a las que presta servicios, o a los usuarios finales del servicio en el caso de las comercializadoras, durante los últimos 12 meses (Causación).

6. Avance Físico Plan de Inversión (%)

Desviación Física = $[1 - \sum \text{Cantidad Obra Ejecutada} / \sum \text{Cantidad Obra Prevista}] * 100$

El indicador es aplicable a las empresas generadoras, transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras.

Tanto la **Cantidad Obra Ejecutada**, como la **Cantidad Obra Prevista** se acumulan mensualmente, sobre la base de un programa anual de inversiones. La sumatoria se efectúa sobre la totalidad de la obra del plan de inversiones.

7. Avance Ejecución Presupuestal Plan de Inversión (%)

Avance Presupuesto = Ejecución Ppto Registrada / Ejecución Ppto Prevista * 100

El indicador es aplicable a las empresas generadoras, transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras.

Tanto la **Ejecución Presupuesto Registrada**, como la **Ejecución Presupuesto Prevista** se acumulan mensualmente, sobre la base de un programa anual de inversiones.

8. Relación Suscriptores Sin Medición (%)

El indicador es aplicable a las empresas comercializadoras.

% Suscriptores Sin Medición = N° Suscriptores Sin Medición / N° Suscriptores Totales

9. Reclamos facturación (%)

El indicador es aplicable a las empresas comercializadoras. Se contabilizan únicamente los Reclamos resueltos a favor del suscriptor.

Reclamos facturación = N° Reclamos Facturación / (Facturas Expedidas / 10.000) * 100

10. Atención Reclamos Servicio (Días)

El indicador es aplicable a las empresas comercializadoras.

Tiempo Recl. Serv. = \sum (Fecha Solución Reclamo_i - Fecha Reclamo_i) / N° Reclamos.

11. Atención Solicitudes Conexión (Días)

El indicador es aplicable a las empresas transmisoras (transportadoras), distribuidoras y comercializadoras.

Tiempo S. Conexión = \sum (Fecha Conexión Solicitud_i - Fecha Solicitud_i) / N° solicitudes.

12. Continuidad Servicio (%)

El indicador es aplicable a las empresas transmisoras (transportadoras) y a las empresas distribuidoras.

% Continuidad = \sum (N° Susc. Afectados * Tiempo Interrupción) / (8.760 * N° Total Susc.)

Dentro de las Interrupciones contabilizadas en horas, en el caso de empresas transmisoras (transportadoras), no se incluyen las originadas por los generadores (o en el caso del sector de gas natural, las Interrupciones asociadas con la producción). Dentro de las Interrupciones contabilizadas en horas, en el caso de empresas distribuidoras, no se incluyen las originadas por los generadores (o en el caso del sector de gas natural, las Interrupciones asociadas con la producción) y/o transmisoras (transportadoras). Las empresas comercializadoras calcularán el indicador, únicamente para confrontar la información que suministren las empresas transmisoras (transportadoras) y distribuidoras.

Presidente,

Rodrigo Villamizar A.
Ministro de Minas y Energía.

Director Ejecutivo (E.),

Antonio Barberena S.

RESOLUCION NUMERO 018 DE 1996 (febrero 27)

por la cual se dictan normas sobre cargos por el uso de la red de transmisión regional y distribución local.

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO:

Que la Comisión ha aprobado cargos máximos por el uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local, límite dentro del cual la empresa transportadora y la usuaria de la red regional pueden convenir el valor del peaje, lo cual debe definirse en un período razonable.

RESUELVE:

Artículo 1°. Cuando la Comisión establezca cargos máximos por el uso de redes regionales de transmisión regional y distribución local de energía eléctrica, transcurrido un plazo de treinta días comunes contados desde la fecha de su aprobación sin que se haya alcanzado un acuerdo entre la empresa propietaria de la red y la empresa usuaria de la misma, la Comisión fijará los cargos correspondientes.

Tratándose de cargos máximos aprobados por la Comisión con anterioridad a la fecha de esta resolución, respecto de los cuales aún no exista acuerdo, de no perfeccionarse éste dentro de los treinta días comunes siguientes la fecha de entrada en vigencia de esta decisión, la Comisión fijará los cargos respectivos.

Artículo 2°. Esta resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Publíquese y cúmplase,

Dado en Santafé de Bogotá, a 27 de febrero de 1996

Presidente,

Rodrigo Villamizar A.
Ministro de Minas y Energía.

Director Ejecutivo,

Antonio Barberena S.

RESOLUCION NUMERO 019 DE 1996
(febrero 27)

por la cual se modifica la resolución CREG-005/96

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y los Decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

CONSIDERANDO:

Que la SSPD conjuntamente con la UPME, en comunicado del pasado 12 de febrero, han solicitado la modificación de los plazos previstos para la presentación, seguimiento y evaluación de Planes de Gestión.

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha considerado conveniente aumentar los plazos para la presentación seguimiento y evaluación de planes de Gestión.

RESUELVE:

Artículo 1°. **Presentación de planes.** Se modifica el artículo 3° de la Resolución CREG-005/96 de la siguiente manera:

"Las empresas deberán enviar a la UPME, a más tardar el primero (1°) de abril de cada año, un Plan de Gestión de corto, mediano y largo plazo, con una propuesta de metas para los doce (12) indicadores definidos en el Artículo anterior. El Plan de Gestión presentado debe cubrir un horizonte de cinco (5) años. Las metas de los indicadores de Gestión deberán definirse para cada uno de los años del horizonte considerado. Las empresas que desarrollen más de una actividad en el respectivo sector, deberán presentar un Plan de Gestión por tipo de actividad".

Artículo 2°. **Seguimiento y evaluación de planes.** Se modifica el artículo 6° de la Resolución CREG-005/96 de la siguiente manera:

"En general, la SSPD realizará un seguimiento trimestral y una evaluación anual de los planes de Gestión.

- **Seguimiento.** Las empresas deberán remitir a la SSPD, a más tardar el día 30 de los meses de Abril, Julio y Octubre de cada año, los informes de ejecución correspondientes al trimestre inmediatamente

anterior. A criterio de la SSPD, esta entidad podrá establecer seguimientos mensuales para los Planes de Gestión presentados por algunas empresas.

- **Evaluación.** Las empresas deberán remitir a la SSPD, un informe final de ejecución anual, una vez cuente con sus estados financieros auditados, de acuerdo con la reglamentación que establezca la SSPD sobre sistemas uniformes de información y contabilidad. La evaluación efectuada por la SSPD deberá hacerse oficial a más tardar 35 días hábiles contados a partir de entrega de los estados financieros a la SSPD".

Artículo 10°. **Vigencia.** La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial, y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dado en Santafé de Bogotá, D.C., el día 27 de febrero de 1996

Presidente,

Rodrigo Villamizar A.
Ministro de Minas y Energía

Director Ejecutivo,

Antonio Barberena A.

RESOLUCION NUMERO 020 DE 1996
(febrero 27)

por la cual se dictan normas con el fin de promover la libre competencia en las compras de energía eléctrica en el mercado mayorista.

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO:

Que vista la experiencia de los primeros meses de funcionamiento del mercado mayorista de electricidad, la Comisión considera necesario precisar el alcance de algunas de las normas dictadas sobre la materia y establecer reglas adicionales que promuevan la competencia.

RESUELVE:

Artículo 1°. **Definiciones.** Para los efectos de esta resolución se adoptan las definiciones establecidas en otras normas del mercado mayorista y la siguiente: **Energía propia:** es la suma que resulta entre la

generación directa de una empresa y toda la energía que generan las empresas con las cuales tiene vinculación económica según la legislación comercial y tributaria. A su vez, se entiende por generación directa aquella que produce una empresa con activos de su propiedad o bajo su posesión, tenencia, uso, usufructo o cualquier otro título que le permita usar unos activos para generar energía sobre la cual tenga poder de disposición.

Siempre que una empresa se encuentre en cualquiera de los casos que constituyen vinculación económica según la legislación comercial tributaria, se entenderá que desarrolla en forma combinada la actividad de generación con la comercialización o distribución - comercialización.

Artículo 2º. Compras de energía por parte de usuarios no regulados. El usuario no regulado, cualquiera sea la cantidad de energía que demande, tiene libertad de comprarla a cualquier proveedor, sin estar sujeto a determinada clase de procedimientos.

Artículo 3º. Plazo de duración de los contratos. De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 42 de la Ley 143 de 1994, los plazos que las partes pueden convenir para la compraventa o suministro de energía eléctrica que se realice entre empresas generadoras, entre distribuidoras, entre aquellas y estas, entre todas ellas y las empresas comercializadoras y los usuarios no regulados, son libres, y no requieren autorización previa alguna de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, cualquiera sea la duración de los contratos.

Lo dicho en este artículo se entiende sin perjuicio de lo establecido por el inciso tercero del artículo 42 de la Ley 143 de 1994, respecto de las compras de electricidad de las empresas distribuidoras con destino a los usuarios regulados.

Artículo 4º. Condiciones para la compra de energía con destino al mercado regulado. Las empresas comercializadoras y distribuidoras - comercializadoras, realicen o no una de tales actividades en forma combinada con la de generación, cualquiera de ellas sea la actividad principal, deberán realizar todas las compras de electricidad destinadas a cubrir la demanda de su mercado regulado, mediante procedimientos que aseguren la libre competencia de oferentes.

Con el propósito de hacer efectiva la competencia deberán solicitar y dar oportunidad, en igualdad de condiciones, a las empresas comercializadoras y generadoras actuales y a otros agentes interesados en desarrollar nuevos proyectos de generación, para que presenten ofertas las cuales deberán ser evaluadas con base en el precio.

Artículo 5º. Condiciones para garantizar la competencia en el mercado regulado. Para cumplir los objetivos descritos en el artículo anterior, toda solicitud de ofertas de venta o suministro de electricidad destinadas a cubrir el mercado regulado, deberá:

a) Permitir la oferta de suministros parciales por distintos generadores, por cualquier cantidad de electricidad.

b) Señalar todas las condiciones que deben cumplir las ofertas.

c) La ubicación o clase de la planta, la antigüedad y el número de unidades de generación, el hecho de que la electricidad ofrecida se genere en plantas ya construidas o cuya puesta en operación esté prevista para una fecha posterior a la realización de la convocatoria, y en general factores distintos del precio, no podrán servir como base para seleccionar una oferta hasta tanto la Comisión establezca si es posible emplear otros criterios de calificación de ofertas de electricidad y las condiciones objetivas para ponderarlos.

d) Para que una empresa que desarrolle en forma combinada la actividad de generación con la de comercialización o distribución -comercialización, pueda atender la demanda con energía propia, previamente deberá hacer convocatoria pública mediante la cual solicite ofertas de las demás personas interesadas en ofrecerla. Tales convocatorias deberán efectuarse por toda la electricidad necesaria para atender su mercado regulado y no sólo para cubrir la diferencia entre la energía propia y la demanda de ese mercado.

e) Las ofertas que se presenten, incluyendo la de la empresa que abrió la convocatoria cuando esta desarrolle la actividad de generación en forma combinada con la de comercialización o distribución - comercialización, deberán presentarse en sobre cerrado y depositarse en una urna; su apertura deberá efectuarse simultáneamente y en acto público en el cual todos los proponentes tengan la posibilidad de estar presentes.

f) Para que una empresa de las indicadas en el literal d) pueda atender la demanda con energía propia, se requerirá que el precio propuesto por ella sea inferior al de la propuesta más económica recibida de terceros.

Si el precio más favorable propuesto por uno o más terceros es igual al ofrecido por tal empresa, ésta deberá comprarle al tercero o terceros una parte de la energía requerida en proporción a la cantidad ofrecida por cada uno.

g) Cuando la convocatoria la realice una empresa distinta de las indicadas en el literal d) de este artículo, si se presenta empate entre varias propuestas, la empresa que realizó la convocatoria deberá comprarle energía a tales proponentes en proporción a la cantidad ofrecida por cada uno.

h) La convocatoria deberá anunciarse por medio de periódicos de reconocida cobertura y amplia circulación nacional.

i) Cuando se trate de convocatorias para comprar energía por períodos superiores a dos años, la empresa que la realice deberá otorgar un plazo no inferior a tres meses para la preparación de las propuestas. Este plazo empezará a contarse a partir de la fecha en que se inicie la venta de los pliegos que contengan las condiciones de la convocatoria, fecha que deberá quedar señalada expresamente en la publicación a la que hace referencia el literal anterior.

j) Si después de haber conocido los precios ofrecidos por los demás oferentes, por cualquier circunstancia la empresa que realizó la convocatoria se abstiene de contratar, solo podrá comprar energía por fuera de bolsa luego de realizar una nueva convocatoria pública sujeta a las reglas establecidas para el mercado mayorista de energía, en la cual las empresas interesadas en ofrecerla puedan presentar ofertas. En tales casos los proponentes que hayan ofrecido en la primera vuelta no podrán ser excluidos de participar en las rondas siguientes.

Artículo 6º. Compras mínimas que deben realizar las empresas que desarrollen en forma combinada la actividad de generación con la comercialización o la de distribución - comercialización. Sin perjuicio de lo dispuesto en los artículos 4º y 5º de esta resolución, toda empresa que desarrolle en forma combinada la actividad de generación de energía con la de comercialización o la de distribución - comercialización, cuya demanda de energía represente el cinco por ciento (5%) o más del total de la demanda del sistema interconectado nacional, no podrá cubrir con energía propia más del 60% de la energía requerida para atender la demanda de su mercado regulado.

Artículo 7º. La diferencia entre los porcentajes mínimos de energía y potencia que deben adquirir las empresas comercializadoras según lo previsto en el artículo 1º de la resolución 16 de 1995 y la demanda

total proyectada, deberá comprarse mediante cualquiera de las formas de participación en el mercado mayorista establecidas en el artículo 4° de la resolución 054 de 1994. Si el porcentaje de la demanda, en exceso del mínimo cubierto mediante tales compras, se adquiere por fuera de bolsa, la selección del proveedor de energía deberá efectuarse a través de procedimientos que aseguren la libre concurrencia de oferentes.

Artículo 8°. Lo dispuesto en la presente resolución se aplicará a cualquier contrato de compraventa o suministro de electricidad que se celebre a partir de la fecha en que entre a regir esta resolución.

Artículo 9°. La presente resolución deroga las normas que le sean contrarias y rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, a 27 de febrero de 1996

Presidente,

Rodrigo Villamizar A.
Ministro de Minas y Energía.

Director Ejecutivo,

Antonio Barberena S.

RESOLUCION NUMERO 022 DE 1996
(marzo 12)

Por la cual se determinan las reglas aplicables al Cargo por Capacidad en el mercado mayorista de energía.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS, en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene la facultad legal de establecer los principios, criterios y procedimientos del mercado mayorista de energía eléctrica, de conformidad con lo señalado en las Leyes 142 y 143 de 1994;

Que es necesario definir las reglas aplicables al Cargo por Capacidad asociado a las transacciones de energía, creado por esta Comisión mediante Resolución CREG 001 de 1996, y que se ha solicitado y recibido la opinión del Concejo Nacional de Operación al respecto;

RESUELVE

ARTICULO 1°. Definiciones. Para efectos de la presente Resolución, y de las demás reglamentaciones que desarrollen aspectos relacionados con el mercado mayorista de energía eléctrica, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones generales:

Estación de Invierno: Período comprendido entre el 1 de Mayo y el 30 de noviembre de cada año.

Estacion de Verano: Período comprendido entre el 1 de Diciembre de cada año y el 30 de Abril del año siguiente.

Capacidad Remunerable Teórica - CRT. Es la capacidad de generación que cada planta hidráulica o unidad térmica aporta en un despacho ideal al abastecimiento de la demanda en condiciones hidrológicas críticas, determinada con la metodología descrita en los Artículos 4 y 5 de la presente Resolución.

Capacidad Remunerable Real -CRR. Es la parte de la Capacidad Remunerable Teórica que estuvo disponible para el abastecimiento de la demanda, determinada con la metodología descrita en el Anexo No. 2 de la presente Resolución.

ARTICULO 2°. Objeto. Esta Resolución establece las reglas aplicables para cálculo, remuneración, recaudo, conciliación, liquidación, facturación y vigencia de un Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de electricidad.

ARTICULO 3°. Ambito de Aplicación. Esta Resolución se aplica a todos los agentes económicos que generan o comercializan energía eléctrica en el Mercado Mayorista de electricidad.

ARTICULO 4°. Capacidad Remunerable Teórica en la Estación de Verano. Quince días antes de empezar la Estación de Verano de cada año para el cual se calcula la CRT, el Centro Nacional de Despacho (CND) correrá un modelo de largo plazo con los parámetros básicos descritos en el Anexo No. 1. Con base en sus resultados se obtendrán las siguientes capacidades teóricas:

La Capacidad Remunerable Teórica Individual (CRTI_h) de cada planta hidráulica será el promedio de su capacidad despachada en el segmento de punta por el modelo de largo plazo durante los cinco meses de la Estación de Verano.

La Capacidad Remunerable Teórica Hidráulica (CRTH) de la Estación de Verano será la suma de las capacidades remunerables teóricas individuales hidráulicas.

La Capacidad Remunerable Teórica Individual (CRTI_t) de cada unidad térmica será el promedio de su capacidad en el segmento de punta que fuere requerida por orden de merito por el modelo de largo plazo para cubrir hasta el nivel de la demanda máxima en cada mes de la Estación de Verano, después de fijada la Capacidad Remunerable Teórica Hidráulica.

Que es necesario definir las reglas aplicables al Cargo por Capacidad asociado a las transacciones de energía, creado por esta Comisión mediante Resolución CREG 001 de 1996, y que se ha solicitado y recibido la opinión del Concejo Nacional de Operación al respecto;

RESUELVE

ARTICULO 1º. Definiciones. Para efectos de la presente Resolución, y de las demás reglamentaciones que desarrollen aspectos relacionados con el mercado mayorista de energía eléctrica, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones generales:

Estación de Invierno: Período comprendido entre el 1 de Mayo y el 30 de noviembre de cada año.

Estación de Verano: Período comprendido entre el 1 de Diciembre de cada año y el 30 de Abril del año siguiente.

Capacidad Remunerable Teórica - CRT. Es la capacidad de generación que cada planta hidráulica o unidad térmica aporta en un despacho ideal al abastecimiento de la demanda en condiciones hidrológicas críticas, determinada con la metodología descrita en los Artículos 4 y 5 de la presente Resolución.

Capacidad Remunerable Real -CRR. Es la parte de la Capacidad Remunerable Teórica que estuvo disponible para el abastecimiento de la demanda, determinada con la metodología descrita en el Anexo No. 2 de la presente Resolución.

ARTICULO 2º. Objeto. Esta Resolución establece las reglas aplicables para cálculo, remuneración, recaudo, conciliación, liquidación, facturación y vigencia de un Cargo por Capacidad en el Mercado Mayorista de electricidad.

ARTICULO 3º. Ambito de Aplicación. Esta Resolución se aplica a todos los agentes económicos que generan o comercializan energía eléctrica en el Mercado Mayorista de electricidad.

ARTICULO 4º. Capacidad Remunerable Teórica en la Estación de Verano. Quince días antes de empezar la Estación de Verano de cada año para el cual se calcula la CRT, el Centro Nacional de Despacho (CND) correrá un modelo de largo plazo con los parámetros básicos descritos en el Anexo No. 1. Con base en sus resultados se obtendrán las siguientes capacidades teóricas:

La Capacidad Remunerable Teórica Individual (CRTIh) de cada planta hidráulica será el promedio de su capacidad despachada en el segmento de punta por el modelo de largo plazo durante los cinco meses de la Estación de Verano.

La Capacidad Remunerable Teórica Hidráulica (CRTH) de la Estación de Verano será la suma de las capacidades remunerables teóricas individuales hidráulicas.

La Capacidad Remunerable Teórica Individual (CRTIt) de cada unidad térmica será el promedio de su capacidad en el segmento de punta que fuere requerida por orden de merito por el modelo de largo plazo para cubrir hasta el nivel de la demanda máxima en cada mes de la Estación de Verano, después de fijada la Capacidad Remunerable Teórica Hidráulica.

La Capacidad Remunerable Teórica Térmica (CRTT) de la Estación de Verano será la suma de las Capacidades Remunerables Teóricas Individuales Térmicas.

La Capacidad Remunerable Teórica (CRT) de la Estación de Verano será la suma de las Capacidades Remunerables Teóricas Hidráulica y Térmica durante la Estación.

ARTICULO 5º. Capacidad Remunerable Teórica en la Estación de Invierno. La Capacidad Remunerable Teórica Individual de cada unidad térmica o planta hidráulica tomará durante la Estación de Invierno un valor igual al mínimo entre su Capacidad Remunerable Teórica Individual y su disponibilidad comercial promedio durante la Estación de Verano anterior. La Capacidad Remunerable Teórica (CRT) de la Estación de Invierno será la suma de las Capacidades Remunerables Individuales Térmicas e Hidráulicas.

ARTICULO 6º. Remuneración por Capacidad (VMC). Es el valor equivalente del costo fijo mensual de la tecnología eficiente de generación con menor costo capital. A partir del 1 de diciembre de 1996 este valor será de US\$5.257/KW-mes, correspondiente a una turbina de gas de ciclo abierto. El cargo se liquidará mensualmente en pesos, con base en la tasa de cambio representativa del mercado para el dólar americano correspondiente al último día del mes liquidado. La Comisión actualizará anualmente el valor a remunerar por Capacidad para incorporar cambios en la tecnología eficiente con menor costo de capital.

ARTICULO 7º. Costo Equivalente en Energía del Cargo por Capacidad. El Costo Equivalente en Energía del Cargo por Capacidad (CEE,\$/kWh) que será usado para efectos de cotización en la Bolsa, se calculará cada mes mediante la fórmula:

$$CEE = \frac{CRT \times VMC}{ETDP}$$

donde,

- * CRT (kW), Capacidad Remunerable Teórica.
- * ETDP (kWh), Energía Total Demandada Proyectada en el SIN para cada mes.
- * VMC (\$/kW-mes), Valor Mensual del Cargo por Capacidad.

ARTICULO 8º. Recaudo del Cargo por Capacidad. El Cargo por Capacidad se recaudará a través de los generadores con base en su energía despachada.

ARTICULO 9º. Conciliación, Liquidación y Facturación del Cargo por Capacidad. El Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) liquidará y distribuirá al final de cada mes los recaudos totales por concepto de Cargo por Capacidad entre los generadores de acuerdo con el procedimiento descrito en el Anexo No. 2 de la presente Resolución.

ARTICULO 10º. Verificación de la Disponibilidad. El CND verificará mediante mecanismos aprobados por la CREG las declaraciones de disponibilidad de los generadores. En caso de encontrarse

discrepancias entre la disponibilidad real y reportada, el CND informará del hecho a la Superintendencia de Servicios Públicos, entidad que podrá imponer las sanciones del caso.

ARTICULO 11°. Capacidad de Generación de Respaldo: La Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23, literal a), de la Ley 143 de 1994 se encuentra incorporada dentro de la Capacidad Remunerable definida en el artículo 4°. de la presente resolución y calculada con los parámetros básicos del Anexo 1.

ARTICULO 12. Los Artículos 4,5,6,7,8,9,12,13 y 14 de la Resolución 053 del 28 de Diciembre de 1994 quedarán derogados en la fecha en que el Cargo por Capacidad entre en vigencia.

ARTICULO 13. Vigencia. El Cargo por Capacidad entrará en vigencia a partir del 1 de Diciembre de 1996 y su permanencia será revisada por la CREG a los cinco años contados a partir de dicha fecha.

ARTICULO 14. Ofertas de precio en la bolsa de energía. Para efectos del precio de las ofertas a que se refiere el artículo sexto de la Resolución CREG.055 de 1994, el CEE debe incluirse como un costo variable del generador. EL CND fijará el CEE para las ofertas de cada nuevo mes con tres días de anticipación.

Parágrafo. Para el primer mes de la Estación de Invierno de cada año, la CRT a que se refiere el Artículo 5 se calculará con los datos de disponibilidad existentes hasta el día 25 de abril.

ARTICULO 15°. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

COMUNIQUESE, PUBLIQUESE Y CUMPLASE

dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día 12 de marzo de 1996

RODRIGO VILLAMIZAR A.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo

ANEXO No. 1

PARAMETROS BASICOS DEL MODELO DE LARGO PLAZO

El modelo de largo plazo del CND se correrá utilizando los siguientes parámetros básicos en las corridas que son objeto de la presente Resolución:

a.- Para el cálculo de la CRT de cada Estación de Verano, se partirá de los mínimos operativos superiores de los embalses al 30 de noviembre, o del nivel de reservas existentes en caso de que estas se encuentren por debajo de los anteriores y se usará para los doce meses siguientes una única serie hidrológica correspondiente a la del año 1992 o, en caso de presentarse durante la vigencia de la presente Resolución, la más crítica en promedio histórico. El resto del horizonte será corrido con las series hidrológicas corrientes del modelo.

b.- El modelo reflejará para los doce primeros meses del horizonte, los mantenimientos programados más los índices de indisponibilidad de corto plazo (ICP); el resto del horizonte usará el índice de indisponibilidad de largo plazo (IH).

c.- Los parámetros de crecimiento de la demanda, de vulnerabilidad, de confiabilidad de suministro, de costo de racionamiento y las fechas más probables de entrada de futuros proyectos de generación en el horizonte del modelo serán suministrados por la Unidad de Planeamiento Minero-Energético (UPME).

d.- Los costos de combustible serán los calculados por el CND de acuerdo a la información suministrada por la UPME.

La CREG actualizará con el CND el conjunto de parámetros técnicos y económicos del modelo y le dará su visto bueno antes de las corridas que son objeto de la presente Resolución.

RODRIGO VILLAMIZAR A.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo

.....

ANEXO No. 2.

PROCEDIMIENTO PARA LA CONCILIACION, LIQUIDACION Y FACTURACION DEL CARGO POR CAPACIDAD

Dentro de los límites establecidos por la Resolución CREG-024 de 1995, el SIC procederá a efectuar la conciliación, liquidación y facturación del Cargo por Capacidad del mes pasado. Para el efecto, seguirá el siguiente procedimiento:

1. Conciliación

- Determinación de la Capacidad Remunerable Real Individual (CRR) y Capacidad Remunerable Real Total (CRR).

La Capacidad remunerable real individual (CRR) de una unidad térmica o planta hidráulica será el mínimo entre su Capacidad Remunerable (calculada en los Artículos 4 y 5) y su disponibilidad comercial promedio durante el mes que se está facturando. Para el efecto de esta resolución, una planta hidráulica se considera disponible sin tener en cuenta su estado de intervención.

La CRR será la suma de las capacidades remunerables reales individuales en el SIN obtenidas durante cada mes de cualquier estación.

- Cálculo del Costo Equivalente Real en Energía del cargo por capacidad Real (CERE)

Para efectos de liquidación y facturación cada mes se usará el CERE, que será calculado mediante la fórmula:

$$\text{CERE} = \frac{\text{CRR} \times \text{VMC}}{\text{ETDR}}$$

donde ETDR es la Energía Total Demandada Real en el SIN para cada mes.

2. Liquidación y Facturación

- Cálculo del Valor a Recaudar (VR). Cada unidad térmica o planta hidráulica recaudará a través de sus ventas de energía la cantidad

$$\text{VR} = \text{CERE} \times \text{G}$$

donde G es su generación (kWh) durante el mes.

- Cálculo del valor a Distribuir (VD). Cada unidad térmica o planta hidráulica tiene derecho a recibir la cantidad

$$\text{VD} = \text{CRR} \times \text{VMC}$$

- Con la ayuda de los parámetros VD y VR se calculará mensualmente para cada unidad térmica o planta hidráulica el valor F

$$\text{F} = \text{VD} - \text{VR}$$

Cuando F sea positivo, se originará un saldo a favor del generador en el SIC. Cuando F sea negativo, se producirá por parte del SIC un cobro al dueño del activo de generación.

Para efectos de facturación se aplicarán los "Procedimientos de Liquidación de Cuentas" establecidos en el Anexo B de la Resolución CREG-024 de 1995.

RODRIGO VILLAMIZAR A.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo

RESOLUCION NUMERO 023 DE 1996
(marzo 12)

Por la cual se aclara y amplía el alcance de la Resolución CREG-005/96.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y los decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

CONSIDERANDO

Que la SSPD conjuntamente con la UPME, en comunicado del pasado 12 de febrero, solicitaron modificar y aclarar la metodología de cálculo de los indicadores de gestión definidos en la Resolución CREG-005/96.

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha considerado conveniente ampliar y clarificar el alcance de la metodología para el cálculo de los índices que permitan evaluar la gestión y resultados de las empresas de servicios públicos de electricidad y gas natural.

RESUELVE:

ARTÍCULO 1o. ÍNDICE DE PÉRDIDAS EN TRANSMISIÓN. Para efectos del cálculo del índice de pérdidas para la actividad de transmisión de energía eléctrica, definido en el Anexo 1 de la resolución CREG-005/96, se definen como puntos de Entrada de Energía, y Salida de Energía (y de acuerdo con el Anexo 1, Gráfico 1 de la presente resolución), los siguientes :

Los puntos de entrada al Sistema de Transmisión Nacional (STN), son :

- Lado de baja de un transformador de conexión de un generador, cuando el activo de conexión es propiedad del STN.
- Lado de alta de un transformador de conexión de un generador, cuando el activo de conexión es propiedad del generador, o el barraje de conexión al STN cuando el generador posee una línea de transmisión entre el transformador y el STN.

c. Lado de alta del transformador de conexión a una red de distribución, cuando el activo de conexión es propiedad del distribuidor.

Lado de baja del transformador de conexión a una red de distribución, cuando el activo de conexión es propiedad del STN.

Los puntos de salida del Sistema de Transmisión Nacional (STN), son :

a. Lado de alta del transformador de conexión a una red de distribución, cuando el activo de conexión es propiedad del distribuidor.

b. Lado de baja del transformador de conexión a una red de distribución, cuando el activo de conexión es propiedad del STN.

ARTÍCULO 2o. ÍNDICE DE PÉRDIDAS EN DISTRIBUCIÓN -COMERCIALIZACIÓN. Para efectos del cálculo del índice de pérdidas conjunto para las actividades de distribución-comercialización de energía eléctrica, definido en el Anexo 1 de la resolución CREG-005/96, se definen como puntos de Entrada de Energía, y Salida de Energía (y de acuerdo con el Anexo 1, Gráfico 2 de la presente resolución), los siguientes :

Los puntos de entrada de energía para el distribuidor-comercializador son :

a. Lado de alta del transformador de conexión de una red de distribución con el STN, cuando el activo de conexión es propiedad del distribuidor.

b. Lado de baja del transformador de conexión de una red de distribución con el STN, cuando el activo de conexión es propiedad del STN.

c. Lado de baja o de alta de los transformadores de conexión de plantas de generación dependiendo de la propiedad del activo de conexión, de acuerdo con lo establecido en los literales a. y b.

d. El punto de conexión entre dos distribuidores de acuerdo con las siguientes alternativas :

i) Antes del barraje del distribuidor al final de la línea de propiedad del agente exportador.

ii) A la salida del transformador de conexión cuando este es propiedad del agente exportador.

iii) A la entrada del transformador de conexión cuando este es propiedad del agente importador.

Los puntos de salida de energía para el distribuidor-comercializador serán :

a. Puntos de medición de la energía a facturar a usuarios finales propios.

b. Puntos de medición de la energía a facturar a usuarios finales atendidos por otras comercializadoras.

c. El punto de conexión entre dos distribuidores de acuerdo con las siguientes alternativas:

i) Después del barraje del distribuidor al inicio de la línea de propiedad del agente importador.

ii) A la salida del transformador de conexión cuando este es propiedad del agente exportador.

iii) A la entrada del transformador de conexión cuando este es propiedad del agente importador.

ARTÍCULO 3o. DEFINICIONES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN. Se derogan del Anexo 1, numeral 1(*Índice de Pérdidas*) de la Resolución CREG-005/96, las definiciones sobre pérdidas de energía para las actividades de Distribución y Comercialización, que están bajo los subtítulos **Distribución y Comercialización**.

ARTÍCULO 4o. ROTACIÓN CUENTAS POR COBRAR SERVICIO (Días) Modifíquese la fórmula del indicador *Rotación Cuentas por Cobrar Servicio (Días)*, establecida en el numeral 3 del Anexo 1 de la resolución CREG-005/96, de la siguiente manera :

$$\text{Rotación Cuentas por Cobrar} = (\text{Cartera Servicio Vencida} / \text{Facturación Servicio}) * 365$$

Donde **Cartera Servicio Vencida** se define como el valor del saldo en pesos corrientes de las cuentas por cobrar vencidas por concepto de prestación de un servicio.

ARTÍCULO 5o. RELACIÓN GASTOS DE FUNCIONAMIENTO. Para efectos de la relación de gastos de funcionamiento, de que habla el numeral 5, del Anexo 1 de la resolución CREG-005/96, se considerará como **Arrendamiento de Activos** el arriendo de activos productivos, tales como centrales de generación eléctrica, líneas, subestaciones, gasoductos y estaciones reguladoras.

ARTÍCULO 6o. AVANCE PLAN DE INVERSIÓN. Para efectos del cálculo de los indicadores de gestión de los numerales 6. *Avance Físico Plan de Inversión* y 7. *Avance Ejecución Presupuestal Plan de Inversión*, del Anexo 1 de la resolución CREG-005/96, se entiende por inversiones aquellas erogaciones destinadas directamente a expandir y a mantener la infraestructura necesaria para la prestación del servicio.

ARTÍCULO 7o. RELACIÓN SUSCRIPTORES SIN MEDICIÓN (%). Modifíquese la fórmula para el cálculo del indicador *Relación Suscriptores Sin Medición (%)*, establecida en el numeral 8 del Anexo 1 de la resolución CREG-005/96, de la siguiente manera :

$$\% \text{ Suscriptores Sin Medición} = (\# \text{ Suscriptores Sin Medición} / \# \text{ Suscriptores Totales}) * 100$$

Se entiende como **Suscriptores sin Medición** aquellos usuarios que se hallan conectados al servicio y se les está facturando el consumo sin el equipo de medición correspondiente.

ARTÍCULO 8o. RECLAMOS DE FACTURACIÓN. Modifíquese la fórmula para el cálculo del indicador *Reclamos de Facturación (%)*, establecida en el numeral 9 del Anexo 1 de la resolución CREG-005/96, de la siguiente manera :

$$\text{Reclamos Facturación} = (\# \text{ Reclamos Facturación} / \# \text{ Facturas Expedidas}) * 10.000$$

El índice resultante dejará de ser porcentual (%), e indicará el número de reclamos por facturación recibidos en una empresa, por cada 10.000 facturas expedidas por esa empresa.

ARTÍCULO 9o. ATENCIÓN RECLAMOS SERVICIO. Para efectos del cálculo del indicador *Atención Reclamos Servicio* establecido en el numeral 10 del Anexo 1 de la resolución CREG-005/96, se tendrán en cuenta únicamente los reclamos resueltos a favor del suscriptor.

ARTÍCULO 10o. CONTINUIDAD DEL SERVICIO. Modifíquese la fórmula para el cálculo del indicador *Continuidad del Servicio (%)*, establecida en el numeral 12 del Anexo 1 de la resolución CREG-005/96, de la siguiente manera :

$$\% \text{ Continuidad} = [1 - \sum (\# \text{ Susc. Afectados} * \text{Tiempo Interrupción}) / (8.760 * \# \text{ Total Susc.})] * 100$$

ARTÍCULO 11o. TRANSITORIEDAD PLANES DE GESTIÓN. Las empresas que desarrollen varias actividades relacionadas con un mismo servicio público de energía eléctrica o de gas, están obligadas a presentar a la UPME su plan e indicadores de gestión en el año de 1996 en las condiciones dadas por la presente resolución y las consignadas en las resoluciones CREG-005/96 y CREG-019/96.

Esta obligación podrán cumplirla presentando su Plan de Gestión y los indicadores correspondientes separados por actividad o de manera integrada para toda la empresa. A partir del año 1997, todas las empresas que desarrollen más de una actividad en el respectivo sector de energía eléctrica o de gas, deberán presentar un Plan de Gestión por tipo de actividad.

PARÁGRAFO. Sin perjuicio de lo establecido en el presente artículo, las empresas de energía eléctrica deberán presentar en sus Planes de Gestión un índice de pérdidas separado por actividad, y transitoriamente calcularán un índice de pérdidas conjunto para distribución-comercialización aquellas con integración vertical en estas dos actividades, de acuerdo con lo establecido en la presente resolución y en el numeral 1, Anexo 1 de la resolución CREG-005/96.

ARTÍCULO 12o. HORIZONTE. El Plan de Gestión debe cubrir un horizonte de corto, mediano y largo plazo. Las actividades de corto plazo corresponden a aquellas que deben realizarse en un periodo hasta de un (1) año, las de mediano plazo, en un lapso hasta de tres (3) años y las de largo plazo, en un periodo mayor o igual a cinco (5) años.

PARÁGRAFO. A partir de 1997, el Plan de Gestión debe incluir el valor histórico de los indicadores referidos a un periodo mínimo de un (1) año acompañado de la información histórica correspondiente.

ARTÍCULO 13o. MESES INCLUIDOS EN EL CÁLCULO. Se define el número de meses a incluir en el cálculo de los indicadores del Anexo 1 de la resolución CREG-005/96, y complementados o modificados en la presente resolución, así:

- a. Los últimos 12 meses, para los siguientes indicadores:
 - i) Índice de pérdidas.
 - ii) Recaudo Facturación Servicio.
 - iii) Rotación Cuentas por Cobrar Servicio.
 - iv) Rotación Cuentas por Pagar Servicio.
 - v) Relación Gastos Funcionamiento.
 - vi) Reclamos Facturación.
 - vii) Atención Reclamos Servicio.
 - viii) Atención Solicitudes Conexión.
 - ix) Continuidad Servicio.
- b. El acumulado desde el mes de enero de la vigencia correspondiente, para los siguientes indicadores:
 - i) Avance Físico Plan de Inversión.
 - ii) Avance Ejecución Presupuestal Plan de Inversión.
- c. A la fecha de reporte:
 - i) Relación Suscriptores Sin Medición.

ARTÍCULO 14o. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE, COMUNÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día

RODRIGO VILLAMIZAR A.
Ministro de Minas y Energía
Presidente

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo

ANEXO 1

Gráfico 1
Puntos de Entrada y Salida de Energía al STN

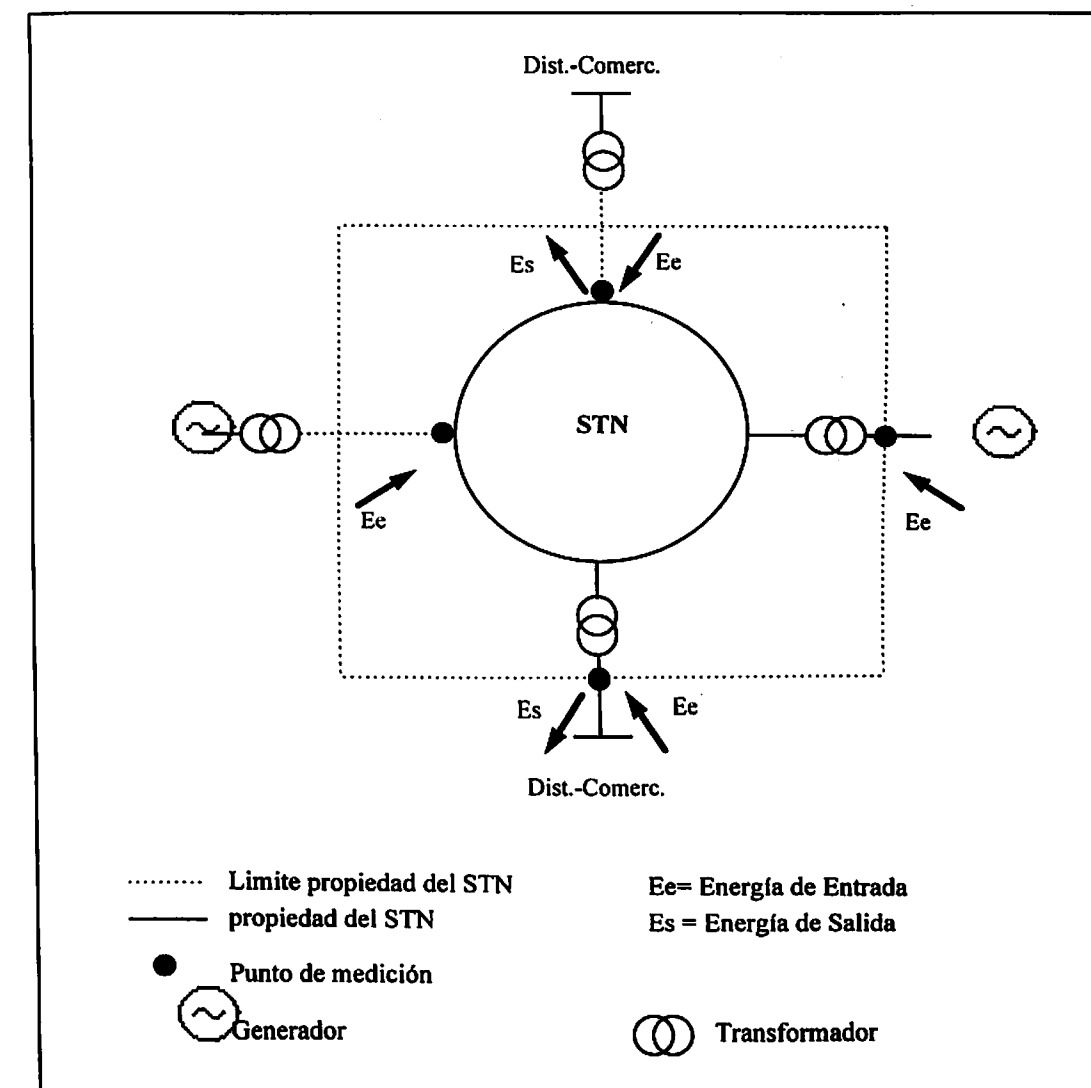
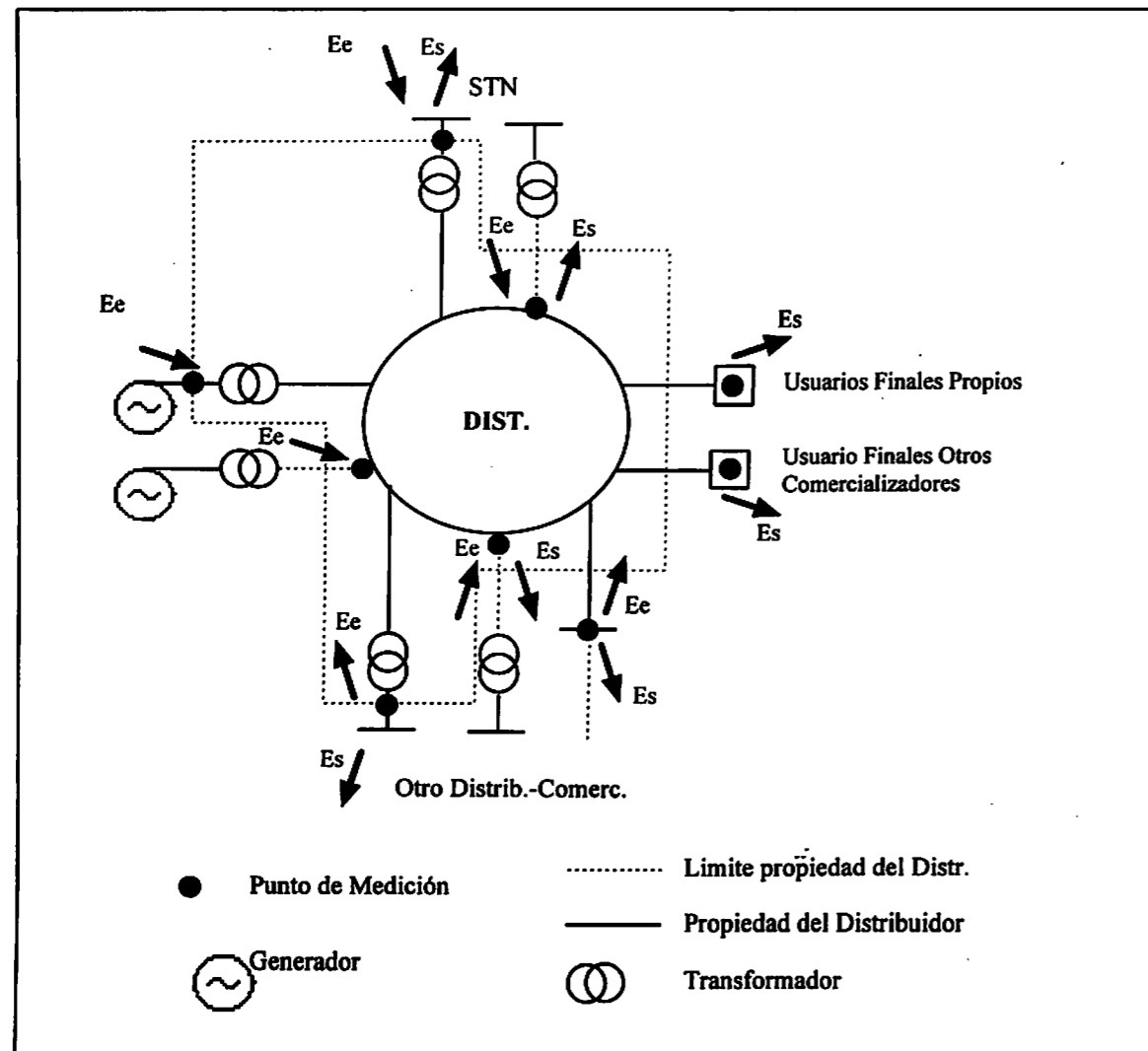


GRÁFICO 2
Puntos de Entrada y Salida de Energía al Distribuidor



RESOLUCION NUMERO 030 DE 1996
(marzo 27)

por la cual se complementan los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión a los Sistemas de Transmisión Nacional, Sistemas de Transmisión Regional o Sistemas de Distribución Local.

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO:

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, mediante las Resoluciones CREG-001 y CREG-004 de 1994 estableció los principios que orientan el acceso a los Sistemas de Transmisión Nacional (STN), Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Sistemas de Distribución Local (SDL).

Que la CREG, mediante la Resolución CREG-002 y CREG-004 de 1994 estableció la metodología y cálculo de los cargos por uso y conexión a las redes de transporte.

Que la CREG, mediante Resolución 025 de 1995 estableció el Código de Redes el cual define, entre otros, los criterios de Planeamiento del STN y los requisitos técnicos mínimos para el diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo Usuario debe cumplir por o para su conexión al mismo.

Que es conveniente establecer un procedimiento de conexión cuando hay falta de capacidad en las redes de transmisión que permita ofrecer técnica y objetivamente los puntos con la correspondiente asignación de capacidad de transporte disponible en el transcurso del tiempo.

RESUELVE:

Artículo 1º. Procedimiento. Los generadores que proyecten conectarse al Sistema de Transmisión Nacional (STN), a un Sistema de Transmisión Regional (STR) o un Sistema de Distribución Local (SDL) deberán ceñirse al procedimiento de conexión establecido en el Anexo de esta Resolución y suscribir el correspondiente Contrato de Conexión y cumplir con los requisitos estipulados en la Resolución CREG-025 DE 1995 - Código de Redes.

El procedimiento del Anexo se aplica también a toda modificación de una conexión existente si ésta implica un cambio en la capacidad de transporte asignada en el Contrato de Conexión.

Artículo 2º. Depósito para el Derecho de Acceso al STN, STR o SDL. Todo generador que tenga la intención de conectarse al STN, STR o SDL, depositará a favor del transportador o distribuidor que le ofrezca el punto de conexión un derecho de acceso a la red (o derecho de interconexión) la suma de un dólar (1 USD) de los Estados Unidos de América por cada kilovatio de potencia que proyecte instalar. Este depósito se deberá liquidar y pagar a la tasa representativa del mercado a la fecha de la firma del contrato de conexión. La suma depositada en pesos colombianos le será reembolsada al interesado en los diez (10) días hábiles siguientes a la fecha de entrada en operación comercial del proyecto de generación. Si el

generador desiste en la ejecución de su proyecto de conexión al STN, STR o SDL perderá el valor depositado por derecho de acceso.

Artículo 3°. **Derecho a la capacidad de transmisión asignada por el transportador.** El derecho a la capacidad de transmisión asignada por el transportador se adquiere para el proyecto específico que calificó para este fin. Por lo tanto, es intransferible a otro proyecto de generación.

Artículo 4°. **Pago de Cargos por Uso y Conexión.** Todo generador que se conecte al STN, STR o SDL pagará cargos por uso al STN, con base en la capacidad de transporte que le ha sido asignada, y conexión al STN, STR o SDL a partir de la fecha de puesta en servicio del proyecto de conexión pactada en el Contrato. Si el proyecto de generación entra en operación antes de lo pactado, los cargos regirán a partir de la puesta en operación del proyecto del generador.

Artículo 5°. **Registro de Potencia ante el Sistema de Intercambios Comerciales.** A partir de la fecha de puesta en servicio de la conexión, todo generador que se conecte al STN, STR o SDL sólo podrá registrar ante el Sistema de Intercambios Comerciales - SIC - una capacidad efectiva de generación igual o menor a la capacidad de potencia de transporte asignada por el transportador o distribuidor en el Contrato de Conexión.

Para este efecto, el transportador o el distribuidor deberá informar al SIC la capacidad de transporte en megavatios asignada al generador en el Contrato de Conexión.

Artículo 6°. **Obligaciones e indemnizaciones a cargo del transportador por incumplimiento en el plazo de entrega de la conexión.** Las obligaciones y las sanciones que debe pagar el transportador al generador, como estimación anticipada de todo perjuicio por incumplimiento en la fecha de puesta en servicio de la conexión, se deberán acordar en las cláusulas del contrato. Sin embargo, la indemnización diaria por concepto de todo perjuicio que el transportador deberá pagar al generador se debe calcular con la siguiente expresión:

Indemnización diaria = $C * 0.20 * 24 \text{ horas} * \text{CMgb} (\$)$

0.20 = Porcentaje de expectativa de despacho de una planta nueva.

C = Capacidad de la planta del generador (MW)

CMgb = Precio marginal promedio de la bolsa de energía (\$/kwh) el día del retraso definido como:

$$\text{CMGB} = \frac{\sum_{i=1}^{24} D_i * P_{mi}}{\sum_{i=1}^{24} D_i}$$

donde:

D_i = Es la demanda total del sistema en la hora i

P_{mi} = Es el precio marginal de la energía en la Bolsa en la hora i.

Artículo 7°. **Garantía de cumplimiento.** Como requisito de ejecución del Contrato de Conexión, todo generador deberá constituir una garantía de cumplimiento de las obligaciones del contrato a favor del transportador y a satisfacción de éste, dentro de los diez (10) días hábiles siguientes a la fecha de suscripción del mismo. El monto de la garantía no podrá ser inferior al 30% del valor de la inversión que debe hacer el transportador para ofrecer la conexión y su vigencia será hasta los treinta (30) días hábiles siguientes a la fecha pactada de puesta en servicio del proyecto de generación.

Artículo 8°. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Publíquese y cúmplase.

Dada en Santafé de Bogotá, a 27 de marzo de 1996

Presidente,

Rodrigo Villamizar A.
Ministro de Minas y Energía

Director Ejecutivo,

Antonio Barberena S.

ANEXO

PROCEDIMIENTO DE ASIGNACION DE PUNTOS DE CONEXION AL STN, STR O SDL

A continuación se establece el procedimiento para la asignación de puntos de conexión y capacidad de transmisión disponible en el STN, STR o SDL

1. Los interesados que deseen conectarse al STN, STR o SDL deberán presentar una solicitud al transportador o distribuidor en los términos establecidos en el Código de Conexión.

El estudio podrá ser elaborado por él, o por el Transportador a solicitud del interesado. En éste último caso, el Transportador acordará con el solicitante el costo del estudio.

En el caso de que el interesado haya realizado por su cuenta el estudio de factibilidad técnica de la conexión, el Transportador, revisará dicho estudio adecuándolo, si es necesario, para que cumpla con los criterios estipulados en el Código de Redes. Para lo anterior, el Transportador acordará con el interesado el costo de este trabajo y dispondrá de un plazo de dos (2) meses para dar un concepto sobre la viabilidad técnica y financiera de la conexión.

2. Los interesados deberán presentar la solicitud de conexión al Transportador de acuerdo con los requisitos del Código de Redes.

3. Los interesados deberán informar a la Unidad de Planeamiento Minero Energético -UPME- de su intención de conectarse o modificar su conexión al STN.

4. El Transportador enviará a la UPME copia del estudio, y el correspondiente concepto sobre la viabilidad técnica y financiera de la conexión.

5. La UPME realizará el análisis de la conexión al STN y, si el interesado y el Transportador han cumplido con todos los pasos para llevar a cabo el proyecto, la UPME lo remitirá al transportador para que ofrezca el Punto de Conexión, y suscriba el contrato de conexión correspondiente.

6. Si la conexión es viable técnicamente, pero el Transportador no posee los recursos financieros para ofrecer el Punto de Conexión, el interesado podrá, si así lo desea, acometer con sus propios recursos la construcción del mismo, pero cumpliendo con los requisitos del Código de Conexión y el Contrato de Conexión.

7. El transportador asignará la capacidad de transmisión máxima disponible respetando el estricto orden cronológico en que la UPME se los haya remitido conforme a lo previsto en el numeral 5 de este Anexo.

En el evento en que la UPME haya remitido en la misma fecha dos (2) o más solicitudes de conexión a un mismo transportador, el trámite de suscripción del contrato de conexión, se hará en el estricto orden cronológico de presentación y registro en las oficinas de archivo del Transportador de las solicitudes de conexión.

Si la solicitud remitida por la UPME excede la capacidad máxima disponible en el punto de conexión, el Transportador podrá condicionar la asignación de la potencia solicitada, a las fechas de entrada de nuevos refuerzos de transmisión o distribución de las redes, siempre y cuando sean técnica, económica y financieramente viables.

8. La capacidad de transmisión asignada estará disponible y tendrá plenos efectos a partir de la fecha de puesta en servicio del proyecto de conexión.

9. Una vez la UPME haya remitido la solicitud de conexión al STN, STR o SDL, el interesado deberá entregar un cronograma de actividades del proyecto de generación.

10. Con el trámite señalado en el numeral 5 de este Anexo por parte de la UPME y con base en el cronograma de actividades del proyecto de generación, el transportador y el interesado firmarán, a más tardar dentro de los treinta (30) días hábiles siguientes a la fecha de la remisión, el correspondiente contrato de conexión.

El no cumplimiento del plazo para firmar el contrato de conexión, por parte del interesado, no obligará al transportador a asignar la capacidad de transporte y ésta podrá ponerse a disposición de otro solicitante que haya cumplido con todos los requisitos exigidos.

Cuando la UPME haya tramitado solicitudes para alguna empresa con fecha anterior a esta Resolución, se entenderá que el término de treinta (30) días hábiles empezará a contarse a partir de la vigencia de esta resolución.

Presidente,

Rodrigo Villamizar A.

Director Ejecutivo,

Antonio Barberena S.

RESOLUCION 034 DE 1996

(abril 23)

por medio de la cual se define el concepto de red pública

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS, en ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y los Decretos 1523 (sic), y 2253 de 1994 y 30 de 1995

RESUELVE:

Artículo 1°. Para efectos de la Resolución CREG-024 de 1996 se adopta la siguiente definición: **Red Pública:** aquella que utilizan dos o más personas naturales o jurídicas, independientemente de la propiedad de la red.

Artículo 2°. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Publíquese y cúmplase,

Presidente,

Rodrigo Villamizar A.
Ministro de Minas y Energía

Director Ejecutivo,

Antonio Barberena S.

RESOLUCION NUMERO 038 DE 1996

Por la cual se establecen las bases para el estudio de viabilidad empresarial que deben realizar las empresas de servicios públicos de energía eléctrica.

LA COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS, En ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 y los decretos 1524 y 2253 de 1994 y,

CONSIDERANDO

Que la Ley 142 de 1994, en el artículo 181, ordena a todas las empresas de servicios públicos, o quienes al entrar en vigencia esa ley estuvieran prestando servicios públicos domiciliarios, llevar a cabo durante el

período de transición de dos años, una evaluación de su viabilidad empresarial a mediano y largo plazo, de acuerdo con las metodologías que aprueben las respectivas Comisiones de Regulación.

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas debe reglamentar la metodología a utilizar en la evaluación de la viabilidad empresarial para las empresas de energía eléctrica.

Que en las Leyes 142 y 143 de 1994 se establece la separación de los servicios de energía eléctrica en cuatro actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización.

Que el plazo para la realización del análisis de viabilidad empresarial se vence el 11 de julio de 1996.

RESUELVE

ARTÍCULO 1o: Definiciones: Para efectos de esta resolución, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

Actividades involucradas en la prestación del servicio de energía eléctrica: Se entienden las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

Viabilidad empresarial: Se entiende por viabilidad empresarial la capacidad que tiene una empresa para cumplir con sus obligaciones actuales y para generar los recursos que permitan realizar las inversiones que se necesitan para garantizar un nivel adecuado de servicio a los usuarios finales, al mismo tiempo que se genera la rentabilidad adecuada para remunerar las inversiones realizadas.

Viabilidad de una actividad: Para cada una de las actividades involucradas en la prestación del servicio de energía eléctrica, se entiende por viabilidad empresarial la capacidad que tiene dicha actividad para cumplir con sus obligaciones actuales esto es, aquellas que le han sido asignadas en el proceso de separación por actividad según lo indicado en esta resolución, y para generar los recursos que permitan realizar las inversiones que se necesitan para garantizar un nivel adecuado de servicio a los clientes de dicha actividad, al mismo tiempo que se genera la rentabilidad adecuada para remunerar las inversiones realizadas.

Criterios de viabilidad empresarial: Conjunto de criterios e indicadores que permiten concluir sobre la viabilidad empresarial de una entidad o de una actividad integrada.

Flujo de caja libre descontado: Uno de los criterios utilizados para evaluar la viabilidad empresarial de una entidad o de una actividad, cuya definición exacta, cálculo y utilización respectiva se presenta en el anexo 1 de esta resolución.

Valor patrimonial a precios de mercado: El resultado de evaluar a precios de mercado el valor que tiene el patrimonio de una empresa o el que se le haya asignado a una actividad, medido a través del valor presente del flujo de caja libre descontado, tal y como se presenta en el anexo 1 de esta resolución.

Apalancamiento operacional: El apalancamiento operacional está relacionado con la participación de los costos fijos en la estructura de costos de la empresa.

Apalancamiento financiero: El apalancamiento financiero está relacionado con la utilización de la deuda en la estructura de financiamiento de la empresa.

ARTÍCULO 2o: Separación de actividades: La información financiera y las proyecciones financieras que sean necesarias realizar para determinar la viabilidad empresarial de las empresas que prestan el servicio de energía eléctrica se deben discriminar por las diferentes actividades integradas en la prestación del servicio, cuando en una misma empresa se realicen más de una de esas actividades. Las actividades a que se hace referencia son: generación, transmisión, distribución y comercialización.

ARTÍCULO 3o: Bases metodológicas para la separación por actividades: Mientras las empresas realizan la separación contable obligatoria a partir del 1o. de enero de 1997 y para propósitos de la realización del trabajo de viabilidad empresarial, discriminado por actividad, realizarán una separación no contable en las actividades básicas de generación, transmisión, distribución y comercialización. Las bases metodológicas para la separación por actividades se presentan en el anexo 2 de esta resolución a manera indicativa, e incluye la separación de activos, pasivos, patrimonio, ingresos operacionales y no operacionales, egresos operacionales y no operacionales. Las bases metodológicas que se presentan en el anexo 2 tienen un carácter de orientación indicativa; sin embargo, las empresas podrán desviarse de esas reglas cuando lo consideren conveniente o más adecuado a la estructura de su negocio.

ARTÍCULO 4o: Análisis por actividad: La evaluación de la viabilidad empresarial para las actividades integradas en la prestación del servicio de energía eléctrica se hará teniendo en cuenta lo siguiente:

- 4.1 Por separado para la actividad de generación.
- 4.2 Integrado para las actividades de distribución y comercialización.
- 4.3 Por separado para la actividad de transmisión.

ARTÍCULO 5o: Presentación de los estudios de viabilidad empresarial: Los estudios de viabilidad empresarial en las condiciones establecidas en esta resolución se deberán presentar antes del 11 de julio de 1996 a la CREG, de acuerdo a los requerimientos de la Ley 142 de 1994.

ARTÍCULO 6o: Criterios para la viabilidad empresarial: Los criterios principales que se utilizarán para analizar la viabilidad empresarial de las empresas y de las actividades que se integran en las mismas, de acuerdo a lo establecido en el artículo 4 de esta resolución son los siguientes:

- 6.1 Valor del negocio o valor del patrimonio en el mercado.
- 6.2 Cobertura de gastos financieros.
- 6.3 Generación interna de fondos frente al servicio de la deuda y a los requerimientos del programa de inversiones.
- 6.4 Valor neto agregado al negocio.
- 6.5 Contribución de cada actividad al valor total de mercado de la empresa o del servicio.
- 6.6 Apalancamiento operacional.
- 6.7 Apalancamiento financiero

Las empresas deberán enviar a la CREG el detalle del cálculo y los resultados de su análisis para cada uno de los criterios que se acaban de mencionar, y las conclusiones que en su entender se obtienen sobre la viabilidad empresarial del servicio y de cada actividad.

La descripción y la metodología para la utilización de estos criterios y para el cálculo de los indicadores relacionados se presenta en el anexo 3 de esta resolución.

ARTÍCULO 7o: Modelo de proyecciones: Las empresas de energía eléctrica deberán utilizar para la realización del análisis de su viabilidad empresarial el modelo de proyecciones conocido como MPSE-FEN, haciendo las adaptaciones que se requieran para cumplir con lo establecido en esta resolución. Cuando prefieran utilizar un modelo propio de proyecciones, harán la justificación correspondiente a la

CREG, dentro del estudio que presenten. Cualquiera que sea el caso, el modelo de proyecciones a utilizar deberá cumplir con los criterios mínimos que se mencionan en el anexo 4.

ARTICULO 8o: Información adicional sobre cuentas por cobrar: Las empresas que prestan el servicio de energía eléctrica deberán hacer una evaluación de la calidad de las cuentas por cobrar o de las que se han asignado a las diferentes actividades involucradas en el servicio, utilizando para ello criterios que tengan en cuenta la probabilidad de recuperar dicha cartera. En su informe a la CREG, las empresas deberán proveer la información que se especifica en el anexo 5 de esta resolución.

ARTICULO 9o: Información adicional sobre pensiones de jubilación: Las empresas deberán hacer una evaluación del pasivo por pensiones de jubilación, incluyendo como mínimo la información a que se hace referencia en el anexo 6 de esta resolución.

ARTICULO 10o: Información adicional sobre pasivos contingentes: Las empresas deberán hacer una presentación de todas aquellas contingencias que aunque no se encuentran reflejadas actualmente dentro de los estados de resultados de la Entidad, sí pueden afectar el desempeño futuro de la organización en la medida en que las mismas se vuelvan obligaciones reales. Entre otras deberán incluir:

- * Pleitos laborales pendientes de fallo.
- * Pleitos civiles pendientes de fallo.
- * Pleitos comerciales pendientes de fallo.
- * Avales o garantías que hayan otorgado.
- * Glosas tributarias, cuando sea aplicable

En la información que envíen a la CREG deberán establecer el monto probable de la contingencia si la misma se llegara a convertir en un pasivo real y la apreciación de la empresa sobre la probabilidad de que ello pudiera ocurrir.

ARTICULO 11o: Aprobación por parte de la Junta Directiva: El análisis de viabilidad empresarial global y para cada una de las actividades que integran el servicio de energía eléctrica, según lo especificado en el artículo 4 de esta resolución y en los términos a que se hace referencia en esta resolución, deberá ser aprobado por la Junta Directiva de cada una de las empresas que prestan alguna de las actividades integradas en el servicio de energía eléctrica.

ARTICULO 12o: Concepto de la empresa sobre su análisis de viabilidad empresarial: Con base en los resultados obtenidos al aplicar la metodología que se establece en esta resolución, las empresas deberán enviar a la CREG, conjuntamente con la demás información que aquí se solicita, las conclusiones principales que en su concepto se obtienen sobre el análisis de viabilidad empresarial a que se hace referencia en esta resolución. Dichas conclusiones deberán haber sido aprobados por la Junta Directiva de la Entidad.

ARTICULO 13o: Envío de información: Las empresas deberán enviar a la CREG el informe sobre el análisis de viabilidad empresarial antes de la fecha límite especificada en el artículo 5o. de esta resolución, acompañado de un diskette que contenga las proyecciones utilizadas, en forma tal que se pueda hacer un análisis de las mismas.

ARTICULO 14o: Escenarios a utilizar: El análisis de viabilidad empresarial se deberá hacer utilizando como escenario normativo el Escenario de Referencia de Demanda definido por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, del Ministerio de Minas y Energía. El escenario normativo deberá incluir el promedio de los indicadores de gestión que a manera de metas se establecieron en los planes de gestión enviados al Ministerio de Minas y de Energía. Sin embargo, las empresas deberán realizar un análisis de

sensibilidad bajo dos escenarios, uno pesimista y otro optimista, que cada una de las empresas construirá teniendo en cuenta los posibles desarrollos que se pueden dar en el mercado y la forma como los mismos van a afectar la operación y el desempeño de cada una de las actividades integradas en la prestación del servicio.

En la construcción de los escenarios optimista y pesimista se deberá tener en cuenta lo establecido en el Escenario de Referencia de Demanda de la UPME del Ministerio de Minas y Energía y los extremos de los rangos de los indicadores de gestión, contenidos en los planes de gestión presentados al Ministerio de Minas y Energía.

ARTICULO 15o: Ingresos por ventas, contribuciones y subsidios: Las empresas que realicen conjuntamente las actividades de distribución y comercialización de energía, valorarán sus ventas de energía al usuario final regulado siguiendo lo estipulado en la resolución CREG-080 de 1995. Para el efecto se deberán tener en cuenta los siguientes criterios adicionales.

a) El desmonte de subsidios extralegales en los estratos 1, 2 y 3 se hará de acuerdo con lo indicado en la siguiente tabla para el rango de subsistencia.

DESMONTE EN TERMINOS DE kWh

Estrato\Año	II stre 1996	1997	1998	1999	2000
1	15	45	45	45	50
2	15	45	45	45	50
3	15	45	45	45	50

b) Las empresas con deficit de ingresos por concepto de tarifas y contribuciones para alcanzar los costos de referencia fijados en la Resolución CREG-080 de 1995, deben asumir que serán cubiertos con subsidios.

c) Las Empresas con superavit de contribuciones de solidaridad, una vez cubiertos los subsidios de su propio mercado, deben asumir que es transferido a los Fondos de Solidaridad.

ARTICULO 16o: Normatividad a emplear: Para todos los efectos previstos en esta resolución, las empresas utilizarán como marco de referencia toda la normatividad que ha expedido la CREG sobre la prestación del servicio en las diferentes actividades, especialmente lo relacionado con las nuevas condiciones de competencia, con las compras de energía hacia el mercado regulado, con las ventas de energía en el mercado mayorista y con los costos de referencia para la definición de tarifas, definidos en la resolución CREG-080 de 1995.

ARTICULO 17o: Consideraciones especiales: Para todos los efectos previstos en esta resolución, las empresas deberán establecer en detalle, los supuestos que se utilizaron para la proyección de los ingresos operacionales presentados, teniendo en cuenta como mínimo lo siguiente:

17.1 En el caso de generadores se debe justificar plénamente el factor de planta utilizado y las proyecciones de demanda según mercado, especificando:

- * Contratos bilaterales de venta de energía a largo plazo.
- * Venta de energía a través de bolsa.

17.2 En el caso de comercializadores se deben establecer las bases utilizadas para la proyección de la demanda por sectores y estratos en el sector residencial, al mismo tiempo que se deberá analizar el impacto que sobre dicha proyección de demanda puede tener el nuevo escenario de competencia que enfrentan los comercializadores.

ARTICULO 18: Evaluación de los análisis de viabilidad empresarial: La CREG hará una evaluación del análisis de viabilidad empresarial, agregado y para cada una de las actividades que integran el servicio de energía eléctrica, enviado por cada una de las empresas en los términos establecidos en esta resolución, dentro de los 60 días hábiles siguientes a la fecha límite estipulada en el artículo 5 de esta resolución, para la presentación del respectivo análisis de viabilidad empresarial. La CREG comunicará a cada entidad los resultados de la evaluación que realice de los estudios de viabilidad empresarial que hayan presentado las empresas que prestan una o varias de las actividades integradas en el servicio de energía eléctrica.

ARTICULO 19: Planes de reestructuración: Según los resultados de la evaluación a que se hace referencia en el artículo 18, la CREG definirá las empresas que requieren presentar un plan de reestructuración financiero y operativo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 181 de la ley 142 del 11 de julio de 1994.

Artículo 20: Fecha límite para la presentación de los planes de reestructuración: Las empresas a que hace referencia el artículo 19 de esta resolución deberán presentar los planes de reestructuración mencionados en ese artículo, antes del 28 de diciembre de 1996.

ARTICULO 21: La presente resolución rige a partir de su fecha de publicación en el Diario Oficial.

PUBLIQUESE, COMUNIQUESE Y CUMPLASE

Dada en Santafé de Bogotá, D.C., el día

LEOPOLDO MONTAÑEZ CRUZ
Ministro de Minas y Energía (e)

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo

.....

ANEXO 1

VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA LIBRE DESCONTADO.

El procedimiento para el cálculo del Flujo de caja libre descontado es el siguiente:

- 1.1.- Se proyectan los principales estados de resultados a un horizonte de 10 años, teniendo en cuenta los criterios mínimos de proyección a que se hace referencia en el anexo 4, y las observaciones que se hacen en los anexos 5 y 6 sobre el tratamiento de las cuentas por cobrar y el pasivo por pensiones de jubilación respectivamente. En síntesis, se proyectan a 10 años los balances, estados de P y G y flujos de caja, tanto de la empresa como de cada una de las actividades que componen el servicio.
- 1.2.- Estructura sobre la cual se define el flujo de caja libre descontado. Se parte a manera de ejemplo, de la siguiente estructura del estado de pérdidas y ganancias:

	Estado de pérdidas y ganancias
+	Ingresos
-	Costos operacionales
-	Gastos operacionales
	Utilidad operacional
+	Ingresos no operacionales
-	Egresos no operacionales
-	Gastos Financieros
+	Corrección monetaria
	Utilidad antes de impuestos
-	Impuestos
	Utilidad neta

- 1.3.- Se parte de la utilidad operacional para el servicio respectivo y/o para una actividad específica:

$(UTO)_t$: Utilidad operacional en el año t

- 1.4 Se hacen las correcciones necesarias para calcular el flujo de caja libre para cada año t en la proyección; t=1 (1996), 2(1997),....., 10(2005)

$(FCL)_t$: Flujo de caja libre en el año t, sin tener en cuenta el servicio de la deuda ni nuevos financiamientos.

$(FCL)_t = (UTO)_t - (Impuestos)_t + (Depreciación)_t +$
 $+(Amortizaciones)_t + (Gastos no efectivos)_t$

$$\begin{aligned}
 & +(\text{Ingresos no operacionales})_t \\
 & -(\text{Egresos no operacionales})_t \\
 & -(\text{Ajustes x inflac. ingresos})_t + (\text{Ajustes x inflac. egresos})_t \\
 & -(\text{Inversiones en activos fijos})_t \\
 & -(\text{Inversión en capital de trabajo})_t
 \end{aligned}$$

(Gastos no efectivos)_t = Diferencia neta entre causaciones que afectan al P y G y no generan un desembolso efectivo y aquellos desembolsos que afectan la caja pero no afectan el P y G en el periodo t, diferentes a depreciaciones y amortizaciones.

La inversión en capital de trabajo en la fecha t, se calcula de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\begin{aligned}
 (\text{Inversión en capital de trabajo})_t = & (\text{Aumento de inventarios})_t \\
 & +(\text{Aumento ctas x cobrar})_t \\
 & -(\text{Aumento ctas x pagar})_t
 \end{aligned}$$

El aumento de los inventarios, cuentas por cobrar y cuentas por pagar en la expresión anterior se mide como el aumento en valores absolutos entre los años (t-1) y t, que requiere la operación normal del negocio o de la actividad dentro de su giro ordinario, según los planes de gestión.

- 1.5.- Se calcula el valor presente del flujo de caja libre para el periodo comprendido entre el año 1996 y 2005, sin tener en cuenta el servicio de la deuda ni nuevos financiamientos.

(VPFCL)₀: Valor presente del flujo de caja libre en la fecha (diciembre 31 de 1995)

$$(\text{VPFCL})_0 = \sum_{t=1}^{t=10} \frac{(\text{FCL})_t}{(1 + \text{TD})^t}$$

TD: Tasa de descuento para el periodo en nominales, equivalente a una tasa en reales después de impuestos del 10% para todas las actividades, excepto la actividad de generación en la cual se utilizará una tasa en reales después de impuestos del 12%.

Análisis de sensibilidad sobre la tasa de descuento para un rango de valores de la tasa de interés en reales entre el 9% y el 12% para todas las actividades, excepto generación donde la sensibilidad se hará para un rango de valores de la tasa de interés en reales entre el 10 y el 15%.

- 1.6.- Cálculo del valor residual

La empresa continúa operando después del año 2005, lo cual requiere considerar en el cálculo del valor total de la misma el valor presente del flujo de caja libre que pueda generar la empresa o la actividad después del año 2005. Para el cálculo del valor del flujo de caja libre después del año 2005 se sigue el siguiente procedimiento simplificado:

- 1.6.1. Determinación del valor a proyectar

Para la determinación del valor residual se toma como flujo de caja a proyectar después del año 2005, el flujo de caja del año 2005, incrementado en la inflación más una tasa de crecimiento en reales después del año 2005

$$(\text{FCL})_{2006} = (\text{FCL})_{2005} * (1 + \text{inflación}) * (1 + g)$$

Donde, "g", factor de crecimiento esperado en reales, igual al crecimiento esperado de la economía para ese periodo; un valor sugerido igual al 3%.

- 1.6.2 Determinación del valor presente del flujo de caja libre generado con posterioridad al año 2005, a la fecha de 31 de diciembre del año 2005, esto es el valor residual al finalizar el año 2005.

A.- Suponiendo un número infinito de años, el valor residual al finalizar el año 2005, sería igual a:

$$(\text{VR})_{2005} = ((\text{FCL})_{2006}) / (\text{TDR} - g)$$

TDR: tasa de descuento en reales.

$$\text{TDR} = ((1 + \text{TD}) / (1 + \text{inflación})) - 1$$

B.- Suponiendo un número finito de años, por ejemplo 25, el valor residual al finalizar el año 2005, se puede calcular en cualquier hoja de cálculo, proyectando para cada uno de los años, el flujo de caja, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$(\text{FCL})_t = ((\text{FCL})_{2005}) * (1 + \text{inflación})^{(t-2005)} * (1 + g)^{(t-2005)}$$

donde t = 2006, 2007, 2008, 2030

y calculando el valor presente de la suma de los 25 flujos, utilizando como tasa de descuento una tasa igual a TD, para obtener finalmente el (VR)₂₀₀₅, o valor residual al finalizar el año 2005.

Para propósitos de la evaluación a que se hace referencia en esta resolución, se deberá utilizar la estimación derivada del procedimiento B, en este numeral.

- 1.6.3 Determinación del valor residual en términos de valor presente al finalizar el año de 1995.

El valor residual calculado en 1.6, (VR)₂₀₀₅, se trae a valor presente a la fecha de análisis (diciembre 31 de 1995), a través de la conocida expresión:

$$(\text{VR})_{1995} = (\text{VR})_0 = (\text{VR})_{2005} / ((1 + \text{TD})^{10})$$

- 1.7.- Valor de mercado o valor del patrimonio a precios de mercado

Se calcula el valor de mercado de la empresa o de la actividad, o más precisamente el valor del patrimonio a precios de mercado (VPm), a través de la siguiente relación:

$$(VPm)_0 = (VPFCL)_0 + (VR)_0 - (\text{Valor de la deuda})_0$$

$(\text{Valor de la deuda})_0$: Valor de mercado de la deuda actual en la fecha 0 (31 de diciembre de 1995).

El valor de mercado de la deuda actual en la fecha 0 se calcula como el valor presente del flujo de caja correspondiente a la amortización de la deuda más los intereses que genera la deuda existente en la fecha 0 (31 de diciembre de 1995), utilizando como tasa de descuento la tasa TD, especificada previamente.

LEOPOLDO MONTAÑEZ CRUZ
Ministro de Minas y Energía (e)

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo

ANEXO 2

BASES METODOLOGICAS PARA LA SEPARACION POR ACTIVIDADES

A continuación se presentan las bases metodológicas para la separación del servicio de energía eléctrica en sus actividades básicas, partiendo del supuesto de que en aquellas empresas donde ya existe más de un servicio existe una separación entre los diferentes servicios tal y como lo ordena la ley, con una asignación adecuada de aquellos costos administrativos que necesariamente son comunes a toda la empresa.

SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las actividades a considerar en el caso del servicio de energía eléctrica son las siguientes: generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

La mayoría de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica no disponen de una contabilidad por centros de costos que permita hacer una separación contable aceptable para las diferentes actividades que pueden estar integradas en la prestación del servicio de energía eléctrica.

No obstante lo anterior y complementariamente a la evaluación de la viabilidad empresarial del servicio de energía eléctrica como un todo, se requiere una evaluación de la viabilidad de cada uno de los negocios utilizando para ello una metodología relativamente simple, aunque no

contable, para la escisión de cada servicio en las diferentes actividades que lo componen cuando ese sea el caso.

Las principales bases para una separación contable en el caso de aquellas empresas en las cuales se encuentren integradas más de una actividad de las cuatro básicas (generación, transmisión, distribución y comercialización) son las siguientes:

2.1 Escisión de los activos

Los activos se asignan a cada una de las actividades de acuerdo a su funcionalidad; en general no se esperan mayores dificultades para la asignación de la mayoría de los activos productivos (equipos de generación, instalaciones locativas para la generación, líneas de transmisión, redes de distribución, transformadores, etc) relacionados directamente con la prestación del servicio. La asignación a que se hace referencia se facilita en la medida que se precisen claramente las fronteras entre las diferentes actividades.

Tampoco se espera que existan mayores dificultades en la identificación de los activos utilizados para la comercialización: equipos de medición, equipos de cómputo para liquidación y facturación, instalaciones para atención al cliente

2.2 Escisión de otros activos diferentes a los activos fijos

A manera de ejemplo se consideran 5 categorías diferentes de activos:

a.- **Inventarios:** La asignación de los inventarios se hará con base en la funcionalidad de los mismos; esto es especialmente fácil en el caso de inventarios de equipos, repuestos y combustibles. Otros inventarios que no se puedan asignar según su funcionalidad, serán asignados en forma proporcional a la asignación de activos fijos

b.- **Cuentas por cobrar:** Las cuentas por cobrar se asignan a cada actividad dependiendo de la asignación que se haya hecho del ingreso que las generó

c.- **Gastos pagados por anticipado:** Aquellos que se puedan relacionar con una actividad específica (por ejemplo, algunos pagos de seguros), se asignan a dicha actividad; cuando ese no sea el caso se asignan en proporciones similares a la asignación total de activos fijos.

d.- **Activos diferidos:** Aquellos que se puedan relacionar con una actividad específica (por ejemplo, reparaciones, mejoras, etc), se asignan a dicha actividad; cuando ese no sea el caso se asignan en proporciones similares a la asignación total de activos fijos

e.- **Valorizaciones:** Las valorizaciones de activos fijos y de inversiones permanentes se asignan a cada actividad dependiendo de la asignación que se haya hecho de los activos que las originaron.

2.3 Escisión del patrimonio

El patrimonio total, excluyendo valorizaciones, de la empresa se asignaría a cada una de las actividades que se encuentren integradas en una proporción similar a la asignación que se ha hecho de todos los activos de la empresa a las mismas actividades.

Las valorizaciones se asignarán según lo expuesto en el literal e, del numeral 2.2.

2.4 Escisión de los pasivos

Con relación a los pasivos, se sugiere el tratamiento para tres grandes categorías:

a.- Obligaciones financieras: Las obligaciones financieras se pueden asignar a cada actividad dependiendo de su origen o razón para la cual se contrató el empréstito.

En el caso de obligaciones adquiridas principalmente para financiamiento de capital de trabajo, se asignarán a cada actividad dependiendo de las proporciones en que fue asignado el total representado por inventarios y cuentas por cobrar a cada una de las actividades.

Otras obligaciones que no se puedan asignar a una actividad específica en forma directa, a partir de su origen, se asignarán a cada actividad en forma proporcional a la distribución de los activos por tipo de actividad.

b.- Cuentas por pagar: Cuando las cuentas por pagar se pueden identificar con un pago derivado de una operación relacionada con una actividad específica se procede a su correspondiente asignación (Por ejemplo, compras de energía, compras de combustible, pagos de peajes, etc). Cuando ese no sea el caso se procederá a asignar el monto sin asignar en forma proporcional a los costos de operación y mantenimiento asignados a cada actividad.

c.- Obligaciones laborales: Obligaciones laborales, excepto pensiones de jubilación, se asignarán en forma proporcional a la asignación que se haya hecho de los costos de personal.

En el caso de pensiones de jubilación se seguirá un criterio similar al especificado en el literal f del numeral 2.6 de este anexo.

2.5 Separación de los ingresos por tipo de actividad

2.5.1 Ingresos operacionales: La separación de los ingresos por tipo de actividad no encierra mayor complejidad en la medida que los ingresos operativos se pueden identificar precisamente y asignar a una actividad específica. A manera de ilustración en la siguiente tabla se muestra una clasificación posible de los diferentes tipos de ingresos operacionales que están presentes en una empresa que tiene integradas las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización:

Actividad	Gen	Trans	Dist	Comer
Venta de energía, contratos a L.P.	x			
Venta de energía en bolsa	x			
Venta de energía usuario residencial				x
Venta de energía usuario comercial				x
Venta de energía sector oficial				x
Participación ingresos uso SIN		x		
Peajes por uso de las líneas		x		
Peajes por uso de redes			x	
Ingresos conexiones usuario final		x	x	x
Multas y reconexiones				x
Transferencias por subsidios				x

2.5.2 Otros ingresos no operacionales: Para otros ingresos diferentes a los ingresos operacionales se seguiría la siguiente orientación metodológica:

* Ingresos que se pueden asignar a una actividad específica.

Se procede a su asignación (Por ejemplo, ingresos no operacionales provenientes de la venta de activos).

* Ingresos financieros.

Se asignan a cada una de las actividades en proporción directa a los ingresos operacionales.

* Otros ingresos, diferentes a los financieros, que no se pueden asignar directamente a una actividad específica

Se procede a una asignación proporcional a la resultante de la asignación de activos

2.6 Separación de los costos y gastos relacionados con inversión (depreciaciones, amortizaciones), operación y mantenimiento, que a manera de costos directos se puedan asignar a cada una de las diferentes actividades

Corresponde a la labor más compleja de todo el ejercicio, ya que como se mencionó previamente, la mayoría de las entidades no dispone de un sistema de contabilidad de costos que permita hacer una separación en forma confiable.

A manera de ejemplos indicativos se analizan 6 casos:

a.- Mano de obra y otras prestaciones sociales, excepto pensiones de jubilación:

Con las aproximaciones que sea necesario hay que asignar el personal operativo y aún administrativo hasta donde sea posible a alguna de las 4 actividades básicas. En la resolución 005 de 1996, se solicita con fines de seguimiento la construcción de un conjunto de indicadores de planta de personal, para las actividades básicas, lo cual implica que a la fecha de realizar este trabajo, ya se ha hecho la asignación a que se hace referencia en este párrafo.

Por ello se da por descontado que la gran mayoría de los costos de nómina se pueden asignar a cada una de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización cuando las mismas se encuentren integradas.

Lo anterior implica que se pueden discriminar la gran mayoría de los costos de personal, incluyendo prestaciones, aportes y contribuciones que se generen por el personal actualmente vinculado. Caso aparte es el de pensiones de jubilación sobre el cual se vuelve más adelante.

b.- Depreciación de activos fijos

Los cargos por depreciación se asignan a las diferentes actividades según la asignación que se haya hecho de los activos que generan el correspondiente cargo por depreciación.

c.- Gastos de mantenimiento.

En los gastos de mantenimiento se pueden señalar 2 categorías:

- * Aquellos que se pueden relacionar directamente con una actividad específica y que por lo tanto se asignarían a dicha actividad.
- * Aquellos que no se pueden relacionar directamente con una actividad específica, que se asignarían en forma proporcional a la asignación de los activos a las diferentes actividades.

d.- Compras de energía y de combustible.

Las compras de energía se asignan a los comercializadores mientras que las compras de combustible (carbón, gas), se asignan a los generadores

e.- Amortización de diferidos

La amortización de diferidos se asigna a cada actividad según la asignación del activo diferido que la generó

f.- Pensiones de jubilación.

Aunque involucra personal que ya no trabaja en la empresa, lo cual haría en la práctica imposible una asignación precisa, se recomienda por razones de simplicidad hacer una asignación de los dos cargos (amortización para incrementar la reserva y pago a los jubilados actuales) según la asignación de gastos de personal a que se hace referencia en el punto a, anterior.

2.7 Gastos financieros

Los gastos financieros se asignarán a cada actividad según la asignación que se haya hecho de las obligaciones financieras que los generan.

2.8 Asignación de gastos comunes (administrativos)

Aquellos gastos que son comunes, principalmente de esencia administrativa, y que por lo tanto no se puedan asignar específicamente a una actividad, se asignarán a cada una de ellas en forma proporcional a la asignación de los ingresos operativos a cada una de las actividades que se integran en el servicio de energía eléctrica. A manera de ejemplo se señalan algunos de estos gastos:

- * Servicios de vigilancia.
- * Publicidad (principalmente aquella de carácter institucional)
- * Gastos de personal a nivel de la Dirección general.
- * Servicios públicos.
- * Contribuciones (CREG, Superintendencia, etc).

2.9 Impuestos

Como consecuencia de las diferencias existentes en el tratamiento fiscal de las utilidades que se generan en los diferentes negocios, se requiere una estimación independiente del impuesto a pagar en cada una de las actividades, para lo cual se tiene que hacer un conjunto razonable de supuestos que permitan simplificar el cálculo de los mismos.

2.10 Ajustes para el cuadro contable a nivel agregado

Una vez que se ha hecho la asignación de activos, pasivos, patrimonio, ingresos, costos y gastos, siguiendo las orientaciones metodológicas que se acaban de describir, hay que realizar un conjunto adicional de ajustes para lograr el cuadro contable a nivel agregado, específicamente activos igual a pasivos más patrimonio para cada una de las actividades, ya que las reglas de asignación que se acaban de esbozar a manera de orientación no llevan necesariamente a dicho cuadro.

Las empresas realizarán el ajuste a que se hace referencia en este numeral, utilizando el criterio que crean más conveniente, siempre y cuando el mismo sea razonable. A manera de ejemplo se presenta uno utilizado en el caso de la escisión de ISA, que aplicado al objeto de esta resolución significaría:

- a.- Mantener en cada una de las actividades una estructura financiera similar a la de la empresa como un todo. En particular se mantiene la relación existente entre el pasivo total y el activo total.

- b.- Las cuentas del activo corriente y del pasivo corriente, que no tienen relación directa con alguna de las actividades, se asignan de manera tal que se alcance la estructura financiera a que se hace referencia en a.

2.11 Chequeo de consistencia

Para chequear la consistencia de las asignaciones a que se ha hecho referencia en este anexo, se procede a la fusión de las diferentes actividades, cuyo resultado final deberá ser nuevamente el balance y el estado de P Y G, original del servicio como un todo, teniendo en cuenta que se deben eliminar las duplicaciones que se generan como consecuencia de los precios de transferencia entre servicios.

LEOPOLDO MONTAÑEZ CRUZ
Ministro de Minas y Energía (e)

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo

ANEXO 3

CRITERIOS PARA EL ANALISIS DE LA VIABILIDAD EMPRESARIAL.

La viabilidad empresarial de cada una de las empresas del sector de energía y de las actividades que se encuentren integradas en el mismo, se establecerá en términos estrictamente financieros derivados tanto del valor de mercado de la empresa como de la capacidad que tiene la entidad y/o la actividad para generar el flujo de caja que le permita servir la deuda actual, realizar las inversiones que se necesitan para garantizar un nivel adecuado de servicio a los usuarios finales utilizando el apalancamiento financiero y cumplir con las obligaciones que sea necesario contratar en el futuro para realizar dichas inversiones, al mismo tiempo que se genera la rentabilidad adecuada para remunerar las inversiones realizadas.

La viabilidad financiera de cada una de las empresas de los servicios de energía eléctrica y de las actividades que los integran, se deberá establecer a través de un conjunto de siete criterios a saber:

3.1.- Valor del negocio

El valor del negocio se establece en términos del valor del patrimonio en el mercado medido a través del valor presente del flujo de caja libre descontado, cuya metodología se describe en detalle en el anexo 1.

Para la determinación del valor presente del flujo de caja libre descontado hay necesidad de proyectar el flujo de caja que puede generar la empresa dentro de un horizonte de tiempo igual a 10 años, período mayor al estipulado en los planes de gestión de acuerdo con las resoluciones

005/96 y 023/96 de la CREG. La razón para escoger un período de 10 años tiene que ver con el período necesario para establecer plenamente las consecuencias de la reforma tributaria y la amortización total del pasivo actuarial. Para la determinación del flujo de caja libre descontado de la empresa como un todo se pueden utilizar como insumo, las mismas proyecciones financieras que resultaron como consecuencia de la formulación de los planes de gestión que se enviaron a la UPME el 1 de abril del año en curso.

Adicionalmente a la viabilidad empresarial de cada una de las empresas como un todo, se requiere el análisis de viabilidad financiera de cada una de las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica: generación, transmisión, distribución y comercialización, en la medida que ello sea aplicable, según lo establecido en el artículo 4 de esta resolución.

El análisis de la viabilidad empresarial de cada una de las actividades puede partir de la misma información sobre las proyecciones a que se hizo referencia previamente resultantes de los planes de gestión enviados, utilizando los lineamientos presentado en el anexo 2 para la separación de las actividades.

El criterio principal en este caso, tal y como se establece en el artículo 181 de la ley 142, se relaciona con la verificación de si la empresa tiene o no un valor patrimonial positivo, a precios del mercado, utilizando la metodología presentada en el anexo 1. Lo mismo se aplicaría a cada uno de las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica.

3.2.- Cobertura de gastos financieros

La cobertura actual de los gastos financieros por la operación de la empresa, medida por la relación entre el flujo de caja operativo y los gastos financieros totales del negocio, ya sea que estos se estén llevando directamente al P y G o llevando a un mayor valor de los activos (obras en construcción).

Flujo de caja operativo frente a los gastos financieros (FCOGF), calculado como el cociente entre el flujo de caja operativo y el total de pagos por intereses:

$$FCOGF_t = (\text{Flujo de caja operativo})_t / (\text{Pago efectivo de intereses})_t$$

FCOGF_t: valor de la relación en el año t

$$(\text{Flujo de caja operativo})_t = (\text{Utilidad operacional})_t + (\text{Depreciación})_t + (\text{Amortizaciones})_t - (\text{Ajustes inflación ingresos operativos})_t + (\text{Ajustes inflación egresos operativos})_t$$

Así mismo, se deberá establecer el resultado neto en términos de valor presente, teniendo en cuenta los resultados parciales para cada año.

$$\text{Valor presente flujo de caja operativo} = \sum_{t=1}^{t=10} \frac{(\text{Flujo caja oper})_t}{(1+TD)^t}$$

$$\text{Valor presente pago intereses} = \sum_{t=1}^{t=10} \frac{(\text{Pago efectivo intereses})_t}{(1+TD)^t}$$

$$(\text{VPFCOGF}) = \frac{(\text{Valor presente flujo de caja operativo})}{(\text{Valor presente del pago de intereses})}$$

3.3.- Generación interna de fondos frente al servicio de la deuda y a los requerimientos del programa de inversiones

$$(\text{FCOSDI})_t = (\text{Flujocaja operativo})_t / ((\text{Servicio deuda})_t + 0.4 * (\text{Inversión})_t)$$

$(\text{FCOSDI})_t$: valor de la relación en el año t.

$(\text{Flujo de caja operativo})_t$: definido previamente.

$(\text{Servicio deuda})_t$: Servicio total de la deuda en el año t =
Pago total de intereses en el año t +
Amortizaciones totales de deuda en el año t.

$(\text{Inversiones})_t$: Inversión total en el año t =
Inversión en activos fijos en el año t +
Inversión en capital de trabajo en el año t.

$$(\text{Inversión en capital de trabajo})_t = (\text{Aumento de inventarios})_t + (\text{Aumento en ctas x cobrar})_t - (\text{Aumento en ctas x pagar})_t$$

Tal y como se especificó en el caso anterior, cobertura de gastos financieros, se deberá establecer el resultado neto en términos de valor presente, teniendo en cuenta los resultados parciales para cada año.

$$(\text{VPFCOSDI}) = \frac{(\text{Valor presente flujo de caja operativo})}{(\text{Valor presente serv. deuda}) + 0.4 * (\text{Valor presente invers.})}$$

3.4.- Valor neto agregado al negocio

El hecho de que la empresa resulte con un valor patrimonial positivo a precios de mercado, no implica que la misma haya sido un negocio viable o lo sea hacia el futuro. Por ello, la evaluación realizada en el punto 3.1 de este anexo se debe complementar con el análisis siguiente, que solo se debe realizar si el valor patrimonial de la empresa a precios de mercado (VPm) resulta positivo.

3.4.1 Valor creado o agregado frente al capital inicial actualizado.

Se toma el valor de los aportes hechos a la empresa (Gobiernos Central, Departamental, Municipal, particulares, otros) a manera de capital en los diferentes momentos en que los mismos se realizaron y se traen a valor presente (Diciembre 31 de 1995) los montos de dichos aportes, utilizando como factores de actualización indicadores de inflación que permitan hacer la actualización a pesos de diciembre de 1995.

Se compara el valor patrimonial calculado a precios de mercado según el flujo de caja libre descontado con el valor actualizado a la misma fecha (diciembre 31 de 1995), para determinar si ha habido un proceso de creación o pérdida de valor.

3.4.2 Valor adicional o valor agregado frente al valor patrimonial actual.

Se compara el valor patrimonial calculado a precios de mercado según el flujo de caja libre descontado con el valor patrimonial a diciembre de 1995, para determinar la prima que sobre el patrimonio se debería reconocer por el hecho de tener una empresa en marcha, con una organización establecida frente a un mercado.

3.5.- Contribución de cada actividad al valor total de mercado de la empresa.

Para cada una de las actividades involucradas en un servicio, según lo planteado en el literal A de este numeral, se calcula su valor patrimonial a precios de mercado (VPm)_j.

$$(\text{VPm}) = (\text{VPm})_1 + (\text{VPm})_2 + (\text{VPm})_3 + (\text{VPm})_4$$

$$(\text{ConA})_j = (\text{VPm})_j / \text{VPm}$$

Donde $(\text{ConA})_j$: contribución de la actividad j al valor de mercado de la empresa.

3.6 Apalancamiento operacional

El grado de apalancamiento operacional permite evaluar el riesgo que enfrenta la empresa como consecuencia de su estructura de costos operacionales frente a fluctuaciones en los niveles de ventas (en unidades), medido ese riesgo por fluctuaciones en la utilidad operacional. El análisis de este tipo de riesgo se torna especialmente importante en el nuevo ambiente de competencia que enfrentan las empresas.

A menudo se hace una simplificación para el cálculo del grado de apalancamiento operacional, suponiendo relaciones lineales en la estructura de costos. Cuando ese es el caso, el grado de apalancamiento operacional se calcula por la siguiente expresión:

$$\text{G.A.O} = \frac{Q * (\text{Precio KWh} - V)}{Q * (\text{Precio KWh} - V) - \text{Costos fijos}}$$

Donde Q es la cantidad demandada en KW-h y V, el costo variable unitario del KW-h.

A su vez, el grado de apalancamiento operacional, se puede expresar como:

$$\text{G.A.O} = \frac{\text{Cambio proporcional en la utilidad operacional}}{\text{Cambio proporcional en la demanda (ventas)}}$$

Teniendo en cuenta la ausencia de un sistema de contabilidad de costos en varias empresas, se sugiere calcular el grado de apalancamiento operacional de la empresa y de cada actividad, utilizando la segunda expresión y el modelo de proyecciones financieras, para realizar un análisis de sensibilidad alrededor de la cantidad demandada en el escenario normativo y mirando el cambio que se presenta en la utilidad operacional.

3.7 Apalancamiento total: operacional y financiero

El grado de apalancamiento total de la empresa combina ambos: apalancamiento financiero y apalancamiento operacional. El mismo permite evaluar el riesgo que enfrenta la empresa como consecuencia de su estructura de costos operacionales y gastos financieros frente a fluctuaciones en los niveles de ventas (en unidades), medido ese riesgo por fluctuaciones en la utilidad neta. El análisis de este tipo de riesgo se torna especialmente importante en el nuevo ambiente de competencia que enfrentan las empresas.

Bajo el supuesto de relaciones lineales en la estructura de costos, el grado de apalancamiento total se mediría a través de la siguiente relación:

$$\text{G.A.T} = \frac{Q^* (\text{Precio KWh} - V)}{Q^* (\text{Precio KWh} - V) - \text{Costos fijos} - \text{Gastos financieros}}$$

Así mismo,

$$\text{G.A.T} = \frac{\text{Cambio proporcional en la utilidad neta por acción}}{\text{Cambio proporcional en la demanda (ventas)}}$$

Tal y como se mencionó en el caso del apalancamiento operacional, teniendo en cuenta la ausencia de un sistema de contabilidad de costos en varias empresas, se sugiere calcular el grado de apalancamiento total de la empresa y de cada actividad utilizando la segunda expresión y el modelo de proyecciones financieras, para realizar un análisis de sensibilidad alrededor de la cantidad demandada en el escenario normativo y mirando el cambio que se presenta en la utilidad neta por acción, o simplemente en la utilidad neta, si ese es el caso.

Finalmente:

$$\text{G.A.T} = \text{G.A.O} * \text{G.A.F}$$

Donde G.A.F, corresponde al grado de apalancamiento financiero.

LEOPOLDO MONTAÑEZ CRUZ
Ministro de Minas y Energía (e)

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo

ANEXO 4

CRITERIOS QUE DEBE CUMPLIR Y/O CAPACIDADES MINIMAS DEL MODELO DE PROYECCIONES FINANCIERAS.

El modelo que se utilice para la realización de las proyecciones financieras debe cumplir como mínimo con los siguientes criterios y/o tener las siguientes capacidades:

4.1.- Generación de los principales estados de resultados

Los estados financieros que se requiere proyectar como mínimo son los siguientes:

- * Balance
- * Estado de pérdidas y ganancias.
- * Flujo de caja

4.2.- Horizonte de análisis o de proyecciones

El horizonte de análisis o de proyecciones será de 10 años, arrancando en el año de 1996 y llevando las proyecciones hasta el año 2005. Se toma este período para tener en cuenta el desmonte total de la exención de impuestos que existe para las empresas generadoras de energía eléctrica y las de los servicios públicos domiciliarios de gas (artículo 97, ley 223), así como para tener en cuenta la amortización total del pasivo actuarial.

4.3.- Capacidad para la realización de un análisis de sensibilidad bajo escenarios

El modelo debe permitir la realización de un análisis de sensibilidad bajo diferentes escenarios; en este sentido, el modelo debe ser uno parametrizado para permitir el análisis de sensibilidad a un conjunto de variables tanto internas como externas.

En el caso de las variables externas como mínimo debe permitir la sensibilidad a tasas de cambio, inflación interna y externa, tarifas, cantidad demandada (o ventas), cantidad comprada y costo del KW-h para comercializadoras de energía eléctrica, cantidad comprada y costo del m3 para el caso de empresas de gas combustible, costo del combustible requerido, tasa de interés para aquellos préstamos a tasa variable, tanto en moneda local como en moneda extranjera. En el caso de variables internas como mínimo debe permitir la sensibilidad a porcentaje de pérdidas, tasa de crecimiento de los costos de personal, tasa de crecimiento de los costos operacionales distintos a energía y combustible, montos de provisiones de cuentas por cobrar, etc.

4.4.- Módulo para el balance de energía y de potencia en el caso del servicio de energía eléctrica

Se requiere de un módulo que permita hacer el balance de energía y de potencia similar al que utiliza el modelo MPSE-FEN.

4.5.- Módulo de ingresos operacionales

El módulo de ingresos operacionales debe establecer en detalle, los supuestos que se utilizaron para la proyección de los ingresos operacionales presentados.

En el caso de generadores se debe justificar plénamente el factor de planta utilizado y las proyecciones de demanda según mercado:

- * Contratos de venta de energía de largo plazo (bilaterales)
- * Venta de energía a través de bolsa.

En el caso de comercializadores se deben establecer las bases utilizadas para la proyección de la demanda por sectores y estratos en el sector residencial, al mismo tiempo que se deberá analizar el impacto que sobre dicha proyección de demanda puede tener el nuevo escenario de competencia que enfrentan los comercializadores.

En la proyección de ingresos se deberá tener en cuenta toda la normatividad que ha expedido la CREG sobre la operación del mercado regulado y en especial lo relacionado con la definición de tarifas.

4.6.- Egresos por compra de energía

En el caso de comercializadores se deben discriminar las fuentes que se van a utilizar para cumplir con la demanda de los usuarios finales. En este sentido se debe discriminar:

- * Contratos bilaterales de largo plazo.
- * Compras de energía a través de bolsa.
- * Compras al generador relacionado, cuando ese sea el caso (empresas en las cuales se encuentran integradas las actividades de generación y comercialización).

En la proyección de egresos por compra de energía se deberá tener en cuenta toda la normatividad que ha expedido la CREG sobre la operación del mercado mayorista y las restricciones que tienen los comercializadores para la obtención de la energía que van a proveer a los usuarios finales, especialmente al mercado regulado.

4.7.- Módulo de inversiones

Este módulo debe permitir las proyecciones que requiere realizar la empresa en el corto, mediano y largo plazo para cumplir con los objetivos que se han formulado en los planes de gestión presentados a la UPME. Las proyecciones de las inversiones se deben discriminar teniendo en cuenta la componente en moneda local y la componente en moneda extranjera.

4.8.- Módulo para la estimación del servicio de la deuda (intereses y amortización)

El módulo para la estimación del servicio de la deuda debe permitir:

- * Determinación del flujo de intereses, en la moneda original del préstamo, para los préstamos principales que existen actualmente.
- * Determinación de las amortizaciones a capital, en la moneda original del préstamo, para los préstamos principales que existen actualmente.
- * Determinación del flujo de intereses, en la moneda original del préstamo, para los préstamos contratados y/o comprometidos no desembolsados.
- * Determinación de las amortizaciones a capital, en la moneda original del préstamo, para los préstamos contratados y/o comprometidos no desembolsados.

- * Determinación del flujo de intereses, en la moneda original del préstamo, para los préstamos que sean necesarios para balancear el flujo de caja.

- * Determinación de las amortizaciones a capital, en la moneda original del préstamo, para los préstamos que sean necesarios para balancear el flujo de caja.

4.9.- Módulo de financiamiento

El módulo de financiamiento debe estar relacionado con los módulos de servicio de la deuda y de inversiones y debe discriminar en su moneda original:

- * Ingresos provenientes de créditos contratados y/o comprometidos no desembolsados.
- * Ingresos provenientes de los créditos que son necesarios para balancear el flujo de caja

La conexión entre el módulo de financiamiento y el módulo de inversiones se hace sobre la base de que para las nuevas inversiones se usará una mezcla de financiamiento que utiliza como mínimo un 40% de recursos generados internamente por la operación de la empresa.

4.10.- Módulo para la estimación del monto de los impuestos a pagar

Un módulo aparte debe permitir la estimación de los impuestos a pagar, teniendo en cuenta el tratamiento fiscal de las diferentes componentes de los costos y gastos contables. Este módulo puede hacerse extremadamente complejo si se tienen en cuenta exactamente todos los aspectos de la contabilidad fiscal; sin embargo y por razones de simplicidad, se recomienda hacer las suposiciones necesarias que simplifiquen la estimación de los impuestos a pagar.

4.11.- Especificación de la variable que se está utilizando para el cierre del modelo

Se debe hacer una especificación y una justificación de la variable que se está utilizando para el cierre del modelo, precisando el impacto que la escogencia de la misma tiene sobre la calidad y/o precisión de las proyecciones financieras.

LEOPOLDO MONTAÑEZ CRUZ
Ministro de Minas y Energía (e)

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo

ANEXO 5

INFORMACION ADICIONAL SOBRE CUENTAS POR COBRAR

Se requiere una calificación de la calidad de la cartera de cada una de las empresas, teniendo en cuenta su mayor o menor probabilidad de recuperación, para determinar un régimen uniforme de provisiones que permita establecer el valor real de este activo.

La evaluación de la viabilidad empresarial que las empresas van a realizar este año, se debe acompañar de:

- a.- Discriminación por tipos de deudor (residencial, industrial, oficial, empresas del mismo sector, otros deudores).
- b.- Cartera normal y cartera vencida (mayor o igual a 2 meses).
- c.- La cartera vencida se debe discriminar según el plazo que lleve de vencida, de acuerdo a su discriminación según el siguiente conjunto de rangos:
 - * Entre 2 y 3 meses.
 - * Entre 3 y 6 meses.
 - * Entre 6 meses y un año.
 - * Entre un año y dos años.
 - * Más de dos años.
- d.- Una discriminación de la cartera en una tabla de dos entradas, por tipo de deudor y por plazo, según las definiciones hechas en a y c.
- e.- Los supuestos y su justificación, sobre los índices de recaudo de la cartera (normal y vencida), utilizados en las proyecciones financieras.
- f.- Las provisiones que se incluyeron en las proyecciones, para tener en cuenta lo expuesto en d y en e.

LEOPOLDO MONTAÑEZ CRUZ
Ministro de Minas y Energía (e)

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo

ANEXO 6

INFORMACION SOBRE PENSIONES DE JUBILACION

En relación con las pensiones de jubilación las empresas deben atenerse a la reglamentación específica que existe sobre esa materia para el cálculo del pasivo actuarial de acuerdo con las normas legales e instrucciones vigentes de la Superintendencia de Sociedades, según las cuales todo el pasivo actuarial debe estar provisionado al finalizar el año 2005. A este respecto en el estudio de viabilidad se debe hacer mención específica de:

- * Cálculo del pasivo actuarial (sin incluir el detalle del estudio).
- * Crecimiento del pasivo actuarial durante el período de análisis.

- * Valor amortizado (saldo acumulado para cada año del periodo de análisis)
- * Pasivo diferido o valor por amortizar (saldo acumulado para cada año del periodo de análisis)
- * Provisión anual hasta el año 2005.
- * Estimación del pago real realizado cada año a los jubilados.

LEOPOLDO MONTAÑEZ CRUZ
Ministro de Minas y Energía (e)

ANTONIO BARBERENA S.
Director Ejecutivo

RESOLUCION NUMERO 041 DE 1996 (mayo 21)

por la cual se establece un plazo máximo para el reporte de modificaciones, en la información correspondiente a las mediciones que se efectúen en las fronteras comerciales del mercado mayorista.

La COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los Decretos 1524 y 2253 de 1994.

CONSIDERANDO:

Que aún no se cuenta con telemetria en la totalidad de fronteras comerciales del mercado mayorista de electricidad;

Que debe existir una fecha límite para modificar la información de las mediciones que se efectúan en las fronteras comerciales del mercado mayorista de electricidad y que es reportada por los agentes;

Que la reglamentación vigente no establece una fecha límite para el reporte de modificaciones en dichas mediciones, dificultando la expedición oportuna de notas de ajuste en la facturación por parte del SIC, sobre las transacciones efectuadas en la Bolsa de Energía;

Resoluciones

Que el Subcomité de Revisión y Vigilancia en su reunión del 22 de marzo de 1996 (Acta No. 7), recomendó establecer un límite de tiempo para el reporte por parte de los agentes del mercado mayorista, de modificaciones en las mediciones;

Que el SIC, mediante comunicación 14110567 del 28 de marzo de 1996, solicitó a la Comisión el establecimiento de este límite;

Que el Consejo Nacional de Operación (CNO) en su reunión del 17 de abril de 1996 (Acta No. 23), acogió la recomendación efectuada por el Subcomité de Revisión y Vigilancia;

RESUELVE:

Artículo 1º. Establecer un plazo máximo para que los agentes del mercado mayorista reporten ante el SIC, modificaciones en las lecturas de los contadores ubicados en las fronteras comerciales.

Artículo 2º. Los agentes del mercado mayorista podrán reportar ante SIC, modificaciones en las lecturas de los contadores ubicados en las fronteras comerciales del sistema, hasta el día 15 hábil del mes siguiente al del período a facturar, cumpliendo con los plazos de facturación previstos en el Anexo B de la Resolución CREG-024 de 1995.

Artículo 3º. Los agentes del mercado mayorista que reporten modificaciones en las lecturas de los contadores ubicados en las fronteras comerciales del sistema, en los términos dispuestos en el Artículo anterior, deberán justificar ante el SIC el origen de las modificaciones solicitadas.

Artículo 4º. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

Comuníquese, publíquese y cúmplase

Dada en Santafé, D.C., el día 21 de mayo de 1996

El Viceministro de Minas y Energía encargado de las funciones del Despacho del Ministro de Minas y Energía,

Leopoldo Montañez Cruz.

El Director Ejecutivo,

Antonio Barberena S.

Normatividad del sector electrico/Ministerio de
Minas y Energía

333.79 C718n Ej.2

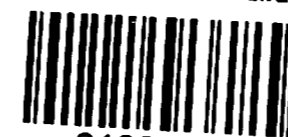
CATALOGADO POR: HELF FILE LTDA

FECHA
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01004372
BIBLIOTECA