MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

CARACTERIZACION DE 23 EMPRESAS ELECTRICAS PARA IDENTIFICAR POLITICAS DE PARTICIPACION PRIVADA

1997

REPUBLICA DE COLOMBIA

MINISTERIO DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION

BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO

CARACTERIZACION DE 23 EMPRESAS ELECTRICAS PARA IDENTIFICAR POLITICAS DE PARTICIPACION PRIVADA

Informe Técnico

Presentado por:
JOSE IGNACIO CORAL MARTINEZ
Consultor

Santafé de Bogotá, 11 de noviembre de1997

JOSE IGNACIO CORAL MARTINEZ
Ingeniero Eléctrico
Magister en Economía
Universidad de los Andes

Santafé de Bogotá, 11 de noviembre de 1997

Señor:
ROBERTO MANRIQUE
Operational - Project Specialist
Finance and Basic infrastructure Division 3
INTER - AMERICAN DEVELOPMENT BANK

Señor:
GERMAN CORREDOR AVELLA
Presidente del Comité Directivo del
PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE LAS
EMPRESAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA

Apreciados Señores:

Adjunto para la consideración del *Banco Interamericano de Desarrollo* y del *Comité Directivo del Programa de Racionalización de las Empresas de Distribución Eléctrica*, el informe técnico denominado **Caracterización de 23 Empresas Eléctricas para Identificar Políticas de Participación Privada**, efectuado en ejecución del contrato RE3/RE3-268/97 suscrito con el Banco Interamericano de Desarrollo BID, con objeto de apoyar al Gobierno de Colombia en la estructuración de un programa para la racionalización de las empresas de distribución eléctrica en el país.

Aprovecho la ocasión para agradecer el valioso aporte del **Ingeniero Alvaro Rebolledo Muñoz**, quien tuvo a su cargo las labores de recolección de la información básica.

Sin otro particular, suscribo el presente oficio muy atentamente:

JOSE IGNACIO CORAL MARTINEZ
Consultor

Anexo: 2 copias del informe, entregadas al BID
5 copias del informe, entregadas a la UPME, para los miembros del Comité Directivo

CONTENIDO

I. RESUMEN EJECUTIVO
- A. Objetivo del estudio y términos de referencia 1
- B. Empresas incluidas en el estudio 1
- C. Información básica 2
- D. Caracterización según Integración vertical de las empresas 2
- E. Caracterización de los mercados 3
- F. Caracterización según economías de escala 3
- G. Caracterización según la eficiencia empresarial 4

II. INFORMACION BASICA
- A. Resumen 6
- B. Fuentes de información 6
- C. Presentación de la información 7
  - 1. Infraestructura eléctrica de las empresas 7
  - 2. Inversiones 8
    - a. Ejecución y proyección de inversiones 8
    - b. Proyectos de inversión 8
  - 3. Mantenimiento 8
  - 4. Empleados y costo de personal 9
  - 5. Balances de energía y potencia 9
  - 6. Número de usuarios 9
  - 7. Consumos 10
  - 8. Tarifas 10
  - 9. Facturación 11

III. CARACTERIZACION SEGUN INTEGRACION VERTICAL
- A. Resumen 37
- B. Razones para incluir la caracterización 37
- C. Restricciones legales a la integración vertical 38
- D. Resultados de la caracterización 39
  - 1. Integración vertical entre generación y distribución 39
    - a. Empresas con alta capacidad instalada 39
    - b. Empresas con pequeñas capacidades 40
  - 2. Integración entre transmisión y distribución 40
    - a. Capacidad instalada en subestaciones de nivel IV 40
    - b. Clasificación según longitud de líneas de nivel IV 41
  - 3. Subestaciones de nivel III 42
    - a. Empresas con subestaciones de más de 200 MVA 42
    - b. Empresas con subestaciones entre 100 y 200 MVA 42
    - c. Empresas con menos de 100 MVA 43

4. Líneas de nivel III 43
a. Empresas con más de 500 km 43
b. Empresas que poseen entre 200 y 500 km 43
c. Empresas con menos de 200 km 44
5. Líneas y transformadores de niveles II y I 44

IV. CARACTERIZACION DE LOS MERCADOS
A. Resumen 45
B. Caracterización según inversiones 45
C. Caracterización según costos de distribución y comercialización 45
D. Caracterización según eficiencia del programa de mantenimiento 46
E. Caracterización de los mercados según usuarios, consumos y facturaciones 46
F. Caracterización de los mercados según el margen de intermediación 46
G. Caracterización de los mercados según la cobertura del costo 46

V. CARACTERIZACION SEGUN ECONOMIAS DE ESCALA
A. Resumen 60
B. Marco teórico de la caracterización 60
1. Razones para la existencia de economías de escala 60
2. Acciones que interesan al Gobierno 62
a. El caso de las empresas que presentan economías de escala 62
b. El caso de las empresas que presentan rendimientos constantes a escala 64
c. El caso de las empresas que presentan deseconomías de escala 64
3. El interés de los agentes privados 65
C. Presentación y aplicación del modelo 66
1. Antecedentes 66
2. Datos para la aplicación del modelo 67
3. Presentación del modelo econométrico 68
4. Variables explicatorias de los costos de inversión y O&M 68
D. Resultados 69
E. Estimación de los costos de distribución 69

VI. CARACTERIZACION SEGUN EFICIENCIA
A. Resumen 73
B. Marco teórico de la caracterización 74
1. Razones para incluir la caracterización según la eficiencia empresarial 74
2. Aproximaciones equivocadas al concepto de eficiencia 74
3. Planteamiento general de la metodología propuesta 75

a. Definición de la eficiencia empresarial 75
b. Interpretación de los ponderadores 76
c. Formulación del modelo 77
d. Precios sombra, empresas modelos y empresa virtual eficiente 78
e. El modelo y las economías de escala 79
f. Productos e insumos modificables e invariables 79
g. Poder discriminatorio del modelo 79
h. Ventajas del modelo 80
i. Desventajas del modelo 80
j. Referencias 81
C. Aplicación del modelo 81
1. Presentación de productos e insumos 81
2. Presentación del ejemplo analizado 81
3. Límites impuestos a los ponderadores 82
4. Depuración de los datos 82
5. Resultados obtenidos 83
D. Bibliografía 84

ANEXOS 89

ADENDOS 104
Términos de Referencia 105
Propuesta Técnica 109
Ejemplo de Cálculo de Eficiencia 112

I

RESUMEN EJECUTIVO

A. Objetivo del estudio y términos de referencia

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID), por solicitud del Gobierno de Colombia, presta apoyo técnico, institucional y financiero en la estructuración de un *programa para la racionalización de las empresas de distribución eléctrica* en el país (CO - 0202). Para continuar la estructuración del programa, el BID contrató dos consultores individuales, uno en aspectos institucionales - financieros y otro en los aspectos técnicos.

Las actividades que inicialmente debía desarrollar el consultor técnico están descritas en los Términos de Referencia (TdR) que aparecen en el Adendo No. I - 1, situado al final del presente informe. Distintas consideraciones, especialmente asociadas a limitaciones de tiempo y de otros recursos, condujeron a precisar el alcance del los TdR, el cual quedó finalmente aprobado de acuerdo con la propuesta técnica presentada por el consultor técnico, propuesta que aparece como Adendo No. I - 2 y que fue aprobada por el Comité Directivo del programa.

Este *informe del consultor técnico* está destinado a presentar la recopilación de la información de que tratan los TdR a él aplicables, y a analizar dicha información técnica hasta caracterizar las empresas estudiadas en forma tal que se resalten sus similitudes, o sus diferencias según sea el caso, para que el Gobierno de Colombia las tome en cuenta al diseñar y poner en marcha las medidas de racionalización destinadas alcanzar, armónicamente, el desarrollo institucional planeado para el sector eléctrico y el cumplimiento de sus objetivos y de su misión.

B. Empresas incluidas en el estudio

El Comité Directivo seleccionó como objeto del presente estudio a las siguientes 23 empresas que están vinculadas al Sistema de Transmisión Nacional y en las cuales la Nación posee una participación importante en su propiedad, lo que le da capacidad de liderar el cambio. Por razones de brevedad, se designan con el nombre del departamento donde están sus sistemas de distribución. Todas son sociedades anónimas y empresas de servicios públicos:

Antioquia	Empresa Antioqueña de Energía	EADE
Arauca	Empresa de Energía de Arauca	ENELAR
Atlántico	Electrificadora del Atlántico	ELECTRANTA
Bolívar	Electrificadora de Bolívar	ELECTRIBOL
Boyacá	Electrificadora de Boyacá	EBSA
Caldas	Central Hidroeléctrica de Caldas	CHEC
Caquetá	Electrificadora del Caquetá	ELECTROCAQUETA
Cauca	Centrales Eléctricas del Cauca	CEDELCA
Cesar	Electrificadora del Cesar	ELECTROCESAR
Chocó	Electrificadora del Chocó	ELECTROCHOCO

Córdoba	Electrificadora de Córdoba	ELECTROCORDOBA
Cundinamarca	Empresa de Energía Cundinamarca	EEC
Guajira	Electrificadora de la Guajira	ELECTROGUAJIRA
Huila	Electrificadora del Huila	ELECTROHUILA
Magdalena	Electrificadora del Magdalena	ELECTROMAGDALENA
Meta	Electrificadora del Meta	EMSA
Nariño	Centrales Eléctricas de Nariño	CEDENAR
Quindío	Electrificadora del Quindío	EDEQ
N. Santander	C.E. de Norte de Santander	CENS
Santander	Electrificadora de Santander	ESSA
Sucre	Electrificadora de Sucre	ELECTROSUCRE
Tolima	Electrificadora del Tolima	ELECTROLIMA
Valle	Empresa de Energía del Pacífico	EPSA

C. Información básica

Parte importante del estudio consiste en la recolección y presentación de *la información básica de carácter técnico*. De acuerdo con la propuesta para desarrollar los términos de referencia, "el consultor *consignará en* informes y *formatos* las descripciones de los sistemas eléctricos y sus evaluaciones; para este efecto seleccionará la información que, a su criterio, considere que es mínima pero suficiente para ilustrar en forma adecuada el objetivo del Estudio y, por consiguiente, eliminará la información que estime irrelevante o de poca confiabilidad. Se destaca que el criterio predominante para seleccionar la información a recolectar y a analizar, es el de que coadyuve efectivamente al cumplimiento de los propósitos del Estudio, puesto que *no se trata* de conformar bancos de datos ni de constituir inventarios".

El Capítulo II contiene la totalidad de la *información básica* recolectada y la presenta organizada en formatos que se ha tratado de que sean autoexplicativos, motivo por el cual solo se comentan cuando requieren interpretación o aclaraciones.

Los análisis efectuados de la información básica tienen por objeto caracterizar las empresas desde el punto de vista técnico y se presentan a partir del tercer capítulo. Estos análisis, en ningún caso requieren información adicional a la presentada en el Capítulo II.

D. Caracterización según integración vertical de las empresas

El Capítulo III está destinado a mostrar la caracterización de las empresas según presenten o no integración vertical entre los servicios que prestan.

La *desvinculación total* de los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización constituye uno de los *principios básicos* para que el modelo organizacional adoptado para el sector eléctrico colombiano funcione eficientemente, promueva la competencia y permita el adecuado control de posibles acciones monopolísticas. El consultor considera que la eventual vinculación de agentes privados constituye ocasión propicia para lograr la desverticalización total, incluso a nivel de

propietarios, de aquellas empresas que poseen importante capacidad generadora y actividades de distribución.

Se *caracterizan* como empresas *con fuerte integración vertical entre los servicios de generación y distribución* a las empresas *de Atlántico, Boyacá, Caldas, Norte de Santander, Santander, Tolima y Valle*. Es mucho menos importante el caso de aquellas empresas que poseen pequeñas plantas de generación, que son las de *Bolívar, Cauca, Córdoba, Cundinamarca, Huila, Quindío y Nariño*. Las demás empresas no poseen esta clase de integración vertical.

También existe en algunas empresas integración vertical entre los servicios de transmisión y de distribución pero, a juicio del consultor, esta clase de integración es mucho menos importante que la anteriormente comentada, porque en Colombia el servicio de transporte está regulado y las empresas perciben por él un ingreso también regulado y predeterminado. Las consideraciones para eliminar esta clase de integración vertical no tienen que ver con la eficiencia económica de las empresas y, en caso de adelantarse acciones en esta dirección, deberían soportarse en otra clase de justificaciones.

E. Caracterización de los mercados

El Capítulo IV presenta la caracterización de las empresas según sus requerimientos de inversión, sus costos de distribución y comercialización, la eficiencia de sus programas internos de mantenimiento, la composición de sus mercados en cuanto a usuarios, consumos, tarifas y facturaciones, el margen de intermediación y la cobertura del costo.

Todas las caracterizaciones presentadas en el Capítulo IV hacen parte de aquellas denominadas de *tendencia central* que poseen la ventaja de tener indicadores estadísticos asociados para los cuales es viable definir y comprobar hipótesis de significancia estadística.

F. Caracterización según economías de escala

El Capítulo V está destinado a analizar la presencia de economías de escala. Fue adicionado al alcance de los términos de referencia por iniciativa del consultor, debido a su propio convencimiento de que, con ocasión del diseño de un nuevo escenario que busque incorporar diferentes modalidades de participación privada, resulta oportuno e imprescindible tomar en cuenta las diferencias existentes entre las empresas distribuidoras y comercializadoras de electricidad en cuanto a su caracterización por economías de escala y, dentro de lo posible, corregir mediante reconformación institucional las deseconomías y las economías de escala presentes, puesto que ellas, por una parte, tienen claras implicaciones en las tarifas de la electricidad que fácilmente se enmascaran como ineficiencias empresariales sin que lo sean realmente y, por otro lado, desequilibran la participación igualitaria de los comercializadores en los procesos de contratación de energía.

El Capítulo V inicialmente presenta un resumen de las causas que originan economías o deseconomías de escala en las empresas de distribución eléctrica y, basado en dicho resumen, destaca las acciones o puntos de interés tanto para el Gobierno como para el Sector Privado asociados a estas características. Luego presenta el modelo econométrico utilizado para estimar los costos medios y marginales de largo plazo correspondientes a cada una de las 23 empresas estudiadas y, finalmente, realiza la caracterización de las empresas según economías de escala.

El Cuadro No. V - 1 destaca que presentan *problemas estructurales de economías de escala las empresas de Arauca, Caquetá y Chocó y problemas de deseconomías de escala las empresas de Antioquia, Atlántico, Bolívar, Santander y Valle.* El caso de Caldas puede considerarse como un caso incipiente donde sus deseconomías aún son mínimas.

G. Caracterización según la eficiencia empresarial

El convencimiento de que existe ineficiencia empresarial es uno de los principales impulsores de la vinculación de la iniciativa privada, sin embargo, con frecuencia este convencimiento no está soportado en estudios de medición de la eficiencia de las empresas sino que, por el contrario, muchas veces se basa en aproximaciones equivocadas al concepto de eficiencia.

El Capítulo VI también fue adicionado al alcance de los términos de referencia por iniciativa del consultor, por cuanto considera que es necesario proponer una metodología que permita efectivamente *caracterizar técnicamente* las empresas de acuerdo a su *eficiencia empresarial,* ya que en todos los casos interesa corregir las ineficiencias que puedan existir, tanto desde el punto de vista del Gobierno, como desde el punto de vista de un eventual actor privado, sin importar que su participación ocurra en carácter de propietario o solo en el control o en la operación de las empresas.

Como criterio general para desarrollar el análisis de eficiencia se considera que las empresas deben buscar atender sus mercados al menor costo posible, lo cual conduce a minimizar el uso de recursos para lograr determinados productos. El método presentado es una de las herramientas de análisis que más popularidad ha alcanzado recientemente y que está en continuo desarrollo e investigación. Es conocido como el método DEA por sus siglas en inglés de *Data Enveiopment Analysis.* Se presentan las ventajas y desventajas del modelo y algunas referencias bibliográficas.

Luego de presentar el modelo se lo aplica a un ejemplo mediante el cual se busca ilustrar, en forma concreta, la utilización de la metodología propuesta. En el ejemplo se seleccionan como *productos* el *número de usuarios*, discriminado entre *urbanos y rurales* y como *insumos*, el *número total de empleados*, *las pérdidas de electricidad* y *el costo total de operación y mantenimiento.* Mediante la solución del ejemplo se presenta una *caracterización de las empresas* de acuerdo a su eficiencia, la cual debe interpretarse con ciertas salvedades, debido a que no fue posible depurar ciertos datos. En esta caracterización, restringida al ejemplo mencionado, resultan ineficientes las empresas de *Antioquia, Bolívar, Caldas, Cauca, Cesar, Chocó, Guajira y Magdalena.*

En el Capítulo VI se presentan algunas conclusiones cualitativas entre las que se destaca la de que ciertas empresas, frecuentemente consideradas como ineficientes sin un estudio de respaldo que soporte tal clasificación, por razón de las caracteristicas propias de sus mercados, bien pueden ser empresas *objetivamente eficientes* tales como, en el ejemplo desarrollado, resultan ser las empresas de Boyacá y Nariño. Se concluye que no es fácil, directo ni inmediato caracterizar empresas de acuerdo a sus eficiencias relativas y que, el método propuesto, puede constituir una buena herramienta para tal propósito.

II

INFORMACION BASICA

A. Resumen

De acuerdo con la propuesta para desarrollar los términos de referencia[1], "el consultor *consignará en* informes y *formatos* las descripciones de los sistemas eléctricos y sus evaluaciones; para este efecto seleccionará la información que, a su criterio, considere que es mínima pero suficiente para ilustrar en forma adecuada el objetivo del Estudio y, por consiguiente, eliminará la información que estime irrelevante o de poca confiabilidad. Se destaca que el criterio predominante para seleccionar la información a recolectar y a analizar, es el de que coadyuve efectivamente al cumplimiento de los propósitos del Estudio, puesto que *no se trata* de conformar bancos de datos ni de constituir inventarios".

El presente capítulo contiene la totalidad de la *información básica* recolectada y la presenta organizada en los formatos comentados. Los análisis soportados en la información básica aparecen en los capítulos siguientes y su desarrollo no requiere de información adicional a la presentada en este capítulo.

Se ha tratado de presentar todos los cuadros con *información básica* de tal forma que resulten autoexplicativos; por consiguiente, no se presentan en este informe descripciones y comentarios detallados sobre todos los cuadros, sino únicamente sobre aquellos cuyo contenido requiere interpretación o aclaraciones.

B. Fuentes de información

Como primera etapa en el desarrollo del estudio y luego del análisis integrado de los términos de referencia con la propuesta técnica, los objetivos y resultados esperados del estudio, los comentarios recibidos y las conclusiones alcanzadas en las reuniones con el Comité Directivo, se hizo un listado de la información mínima necesaria para la ejecución del estudio, su posible ubicación en los institutos y agencias del Estado con sede en Santafé de Bogotá y una programación preliminar para su recolección.

Las instituciones seleccionadas para la búsqueda de la información requerida fueron las siguientes:

- Unidad de Planeación Minero Energética, UPME.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.
- Unidad de Información Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía, UIME
- Departamento Nacional de Planeación, DNP.
- Financiera Energética Nacional, FEN.
- Interconexión Eléctrica Nacional S.A., ISA.

[1] Adendo I - 2

- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD.
- Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, ICEL.

El doctor Germán Corredor Avella, Director General de la UPME, cursó comunicaciones a varias de las instituciones nombradas, anunciándoles el objeto del estudio y solicitando colaboración para el suministro de la información requerida por parte de los Consultores.

La respuesta de las instituciones y de los funcionarios a los cuales se recurrió fue positiva en sumo grado y, gracias a ellos, se puede presentar un resumen altamente confiable de información sobre los diferentes temas asignados, en los términos de referencia, al Consultor Técnico. A todos ellos, justo es dejar constancia de nuestro reconocimiento y sinceros agradecimientos.

En algunos temas específicos, tales como estadísticas sobre mercados, existe la misma clase de información en diferentes entidades. Al analizarla detalladamente se encuentran inconsistencias, unas de las cuales son importantes y otras que constituyen diferencias menores. En general, la información básica seleccionada es la suministrada por la UPME, complementada con la de la SSPD en los casos de ausencia o de error claramente identificado en la primera. En los cuadros que presentan la información recolectada aparece, como nota de pie de página, la referencia sobre las fuentes de información consultadas.

C. Presentación de la información

1. Infraestructura eléctrica de las empresas

El Cuadro No. II - 1 contiene un *resumen de la infraesctructura eléctrica de las empresas.* Al respecto se presentan los siguientes comentarios:

- La sección sobre generación contiene la información más importante en que se basan los análisis sobre *integración vertical de las empresas* que se presentan en el próximo capítulo.

- Las secciones sobre redes y equipos con niveles de voltaje iguales o menores al nivel IV contienen la información más actualizada hasta el momento de su recolección. La CREG dispuso que las empresas le suministraran la información a que hace referencia el Cuadro No. IV - 1, a más tardar dentro del mes de julio de 1997. La información fue solicitada con objeto de aprobar los cargos por estampillas, cargos que dependen del equipamiento de las empresas. Sin embargo, solamente 12 de las 23 empresas incluidas en este estudio, entregaron cumplidamente la información solicitada, la cual está en proceso de verificación por parte de la CREG.

- Debido a que la información sobre infraestructura eléctrica de las empresas es indispensable para que la CREG apruebe las estampillas de distribución, se espera que será completada en el próximo futuro. Cabe anotar sin embargo que la infraestructura de niveles I y II puede corresponder a estimaciones estadísticas y no necesariamente a inventarios.

2. Inversiones

a. Ejecución y proyección de inversiones

La información básica referente a *inversiones* está consignada en los Cuadros No. II - 2 hasta el No. II - 6. Se presentan los siguientes comentarios:

- La evolución de la inversión histórica en cada una de las empresas del estudio, a partir del año de 1991, corresponde a investigaciones efectuadas por la Financiera Energética Nacional que fueron publicadas en *la Evaluación de Convenios de Desempeño*. Sus estudios se han complementado, para el año de 1996, con información procedente de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

- La *proyección de inversiones*, que aparece en el Cuadro No. II - 5, se basa en el *catálogo de inversiones* de la FEN para el período 1997 - 2001. El Cuadro No. II - 6 la muestra distribuida entre los sectores de distribución propiamente dicha, subtransmisión, pequeña generación y otros proyectos.

b. Proyectos de inversión

Con base en visitas a las diferentes electrificadoras del país, realizadas en 1996 por funcionarios de la FEN, esta institución publicó en mayo de 1997 el denominado *Catálogo de Inversiones de Subtransmisión y Distribución de las Empresas del Sector Eléctrico Colombiano, 1997-2001.*

En el catálogo se registran cerca de 450 proyectos de los cuales 156 corresponden a distribución, 236 a subtransmisión, 17 a pequeña generación y 35 a otros. Incorpora además, cerca de 50 proyectos del Plan de Inversiones Prioritarias de la Costa Atlántica, PLANIEP, cuyo costo estimado asciende a US$260 millones, de los cuales el ejecutor del proyecto a la fecha del informe había contratado US$ 150 millones. En un "Anexo" al catálogo se encuentra el listado de los proyectos incluidos, con identificación de la empresa, el nombre del proyecto, su costo y su clasificación según se trate de subtransmisión, pequeña generación, distribución y otros.

Las inversiones en subtransmisión corresponden exclusivamente a proyectos de voltajes de 115 kV e inferiores. El rubro de "Otros" que aparece en el Cuadro No. II - 6, contempla inversiones orientadas a estudios de inversión, adquisición de vehículos, sistemas de comunicaciones y sistemas de información, construcción y remodelación de edificios y sedes de las empresas.

3. Mantenimiento

El Cuadro No. II - 7 contiene la *ejecución del presupuesto de mantenimiento* y se basa en los Convenios de Desempeño suscritos con la FEN en cuanto al período 1993 - 1995, y en información suministrada por la SSPD para 1996.

4. Empleados y costo de personal

El Cuadro No. II - 8 contiene la información sobre número de empleados y costo de personal que fue suministrada por la SSPD. Resultaron infructuosos los esfuerzos para desagregar adecuadamente esta información entre sus componentes asociadas a las diferentes actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

5. Balances de energía y potencia

Estos balances aparecen en los Cuadros No. II - 9 a No. II - 12. Se presentan los siguientes comentarios:

- El balance de *energía* correspondiente a 1996 está completo, sin embargo, los datos correspondientes a la *potencia* debieron ser *estimados*, basándose para tal efecto en el supuesto de que se había mantenido constante el mismo factor de carga promedio observado durante 1995.

- La evolución histórica del *índice de pérdidas* se muestra en el Cuadro No. II - 12 y se refiere a las *pérdidas totales de energía* calculadas como porcentaje del total de la energía disponible por parte de cada empresa. No fue posible *discriminar* las pérdidas totales entre sus componentes de *pérdidas técnicas y de comercialización*.

6. Número de usuarios

Las estadísticas sobre el *número de usuarios por empresa* aparecen en los Cuadros No. II - 13 al No. II - 18, son bastante completas y se consideran autoexplicativas. Sin embargo, por su importancia para fines del presente estudio, se presentan los siguientes comentarios:

- El Cuadro No. II - 16 contiene la distribución del número de usuarios no regulados por empresa durante 1996 con sus correspondientes consumos y facturaciones. Como cabe esperar, la dispersión entre empresas es absoluta. Adicionalmente, esta distribución ha permanecido relativamente estable durante los dos años pasados, probablemente como consecuencia de que dichos usuarios no conocían bien sus posibilidades de contratación directa de electricidad, por tratarse de usuarios libres. Hacia el futuro se espera, por una parte, que el número de usuarios no regulados aumente en forma significativa debido a la disminución de la potencia instalada mínima requerida para ser considerados como tales y, por otra parte, que los mayores usuarios pasen a contratar directamente su demanda de electricidad con los generadores, y que mantengan únicamente su relación con las empresas estudiadas originada en el servicio de distribución.

- El Cuadro No. II - 17 muestra la participación relativa del número de usuarios sin medidor de energía para los años de 1995 y 1996. Si bien se observa una mejora

significativa, se destacan los casos *de Atlántico, Cesar, Chocó, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre* por poseer niveles inaceptables de clientes con conexión directa.

7. Consumos

La información básica sobre *consumos por clase de servicios* y del *consumo residencial por estratos* aparece en los Cuadros No. II - 19 y No. II -20. Las *evoluciones históricas y previstas del consumo total y del residencial* aparecen en los Cuadros No. II - 21 y No. II - 22.

8. Tarifas

El Cuadro No. II - 23 contiene las tarifas medias por clase de servicio. El Cuadro No. II - 24 muestra las tarifas medias para el servicio residencial discriminadas por estratos. Ambos se refieren a las tarifas medias anuales observadas durante 1996.

9. Facturación

La *facturación por clase de servicio* aparece en el Cuadro No. II - 25. La *facturación residencial* aparece discriminada por estratos en el Cuadro No. II - 26. Ambos cuadros se refieren a 1996 y sus valores están expresados en millones de pesos corrientes.

Cuadro No. II - 1

RESUMEN DE LA INFRAESTRUCTURA ELECTRICA DE LAS EMPRESAS

EMPRESA	GENERACION				SUBTRANSMISION						DISTRIBUCION	
	HIDROELECTRICAS		TERMOELECTRICAS		TRANSFORMADORES				LINEAS		LINEAS	
					NIVEL IV		NIVEL III					
	Número de Plantas	Capacidad Efectiva en MW	Número de Plantas	Capacidad Efectiva en MW	Número de Transf.	Capacidad Total MVA	Número de Transf.	Capacidad Total MVA	Nivel IV km	Nivel III km	Nivel II km	Nivel I km
Antioquia					10.0	268.0	70.0	452.9	479	1,527	19,910	22,909
Arauca					1.0	5.0	7.0	44.5	63	289		
Atlántico			3.0	78.0	8.0	375.0	15.0	515.0	80	229	2,673	3,322
Bolivar			1.0	36.0	24.0	560.8	5.0	13.8	94	37	1,021	1,072
Boyacá			1.0	178.0	13.0	252.5	75.0	104.2	642	1,216	4,445	10,839
Caldas	7.0	188.9			11.0	425.0	69.0	298.9	451	784	6,118	10,925
Caquetá							5.0	6.4		177		
Cauca	8.0	30.0			7.0	142.4	28.0	106.7	295	677	1,496	2,176
Cesar							35.0	84.5		582		
Chocó					6.0	50.9	1.0	10.0	200	52		
Córdoba			1.0	11.0	2.0	58.0	33.0	99.9	199	589	3,135	2,145
Cundinamarca	1.0	9.5			4.0	135.0	35.0	118.1	236	466		
Guajira							9.0	57.3		124		
Huila	2.0	4.3			4.0	117.5	26.0	129.3	354	719	1,394	5,781
Magdalena					1.0	12.0	16.0	71.5		168		
Meta					3.0	75.0	13.0	58.4	80	178		
Nariño	5.0	28.8			7.0	190.5	28.0	108.6	654	401	1,505	2,843
Quindío	5.0	3.3			4.0	100.0	15.0	117.2		92		
N. de Sant.			2.0	165.0	20.0	243.7	18.0	107.0	336	448	4,297	8,960
Santander	1.0	18.0	3.0	166.0	11.0	348.5	59.0	307.5	508	620	8,290	27,419
Sucre					2.0	8.0	16.0	65.0	40	347		
Tolima	5.0	52.6			9.0	225.0	55.0	210.1	367	673		
Valle	3.0	735.0			23.0	590.4	53.0	299.7	659	709	6,518	7,500

Transformadores: NIVEL IV: 115/34.5/13.2 kV
NIVEL III: 34.5/13.2 kV

Fuentes: ISA, Informes de Operación
CREG, Informes de Empresas

Líneas: La longitud de las líneas de Antioquia, Atlántico, Bolivar, Boyacá, Caldas, Cauca, Córdoba, Huila, Nariño, Norte de Santander, Santander, y Valle son las informadas por las Empresas a la CREG en Julio de 1997.

Cuadro No. II - 2

PRESUPUESTO Y EJECUCION DE INVERSIONES EN LOS ULTIMOS AÑOS

Valores expresados en millones de pesos corrientes

	1994			1995			1996		
EMPRESA	PRESUPUESTO INVERSION	EJECUCION	% EJECUCION	PRESUPUESTO INVERSION	EJECUCION	% EJECUCION	PRESUPUESTO INVERSION	EJECUCION	% EJECUCION
Antioquia	10,150.0	5,640.3	55.57%	15,359.0	9,970.0	64.91%	26,961:3	17,506.0	64.93%
Arauca							4,114.4	4,003.1	97.29%
Atlántico	9,381.2	4,074.4	43.43%	8,312.0	7,077.0	85.14%	15,807.0	6,018.2	38.07%
Bolívar	4,224.1	2,312.0	54.73%	5,522.0	3,517.0	63.69%	7,890.2	3,827.7	48.51%
Boyacá	14,628.0	7,732.0	52.86%	17,886.0	9,433.0	52.74%	25,875.7	18,625.7	71.98%
Caldas	31,571.1	16,607.2	52.60%	45,217.0	37,769.0	83.53%	44,623.4	41,850.0	93.78%
Caquetá	2,043.6	754.1	36.90%	2,439.0	1,244.0	51.00%	1,399.4	894.6	63.93%
Cauca	8,710.0	3,976.7	45.66%	6,943.0	3,666.0	52.80%	5,303.5	3,381.9	63.77%
Cesar	1,883.3	910.9	48.37%	1,272.0	603.0	47.41%	3,409.0	1,240.7	36.39%
Chocó	4,027.5	1,031.1	25.60%	1,973.0	1,631.0	82.67%	4,662.9	3,030.5	64.99%
Córdoba	2,421.0	1,827.2	75.47%	3,540.0	1,699.0	47.99%	6,002.7	4,843.9	80.70%
Cundinamarca	2,436.5	1,341.5	55.06%	N.D.	N.D.	N.D.	4,683.1	2,492.5	53.22%
Guajira	643.6	228.2	35.46%	455.0	449.0	98.68%	2,545.0	1,490.0	58.55%
Huila	3,530.8	2,246.7	63.63%	2,183.0	1,857.0	85.07%	3,274.3	1,087.0	33.20%
Magdalena	1,902.0	547.0	28.76%	1,430.0	798.0	55.80%	630.0	582.0	92.38%
Meta	4,589.6	2,745.9	59.83%	7,524.0	6,580.0	87.45%	5,088.1	2,416.9	47.50%
Nariño	4,506.5	3,172.7	70.40%	2,274.0	1,687.0	74.19%	2,980.1	1,958.0	65.70%
Quindío	2,799.7	2,287.7	81.71%	2,648.0	2,485.0	93.84%	6,537.3	4,384.1	67.06%
N. de Sant.	19,943.0	12,878.0	64.57%	17,612.0	14,351.0	81.48%	21,721.4	21,721.4	100.00%
Santander	36,820.0	28,773.0	78.15%	38,414.0	35,188.0	91.60%	42,515.8	41,256.8	97.04%
Sucre	2,010.7	1,872.5	93.13%	3,621.0	2,881.0	79.56%	6,300.8	3,758.0	59.64%
Tolima	3,588.0	1,992.0	55.52%	5,859.0	2,903.0	49.55%	10,275.1	6,187.1	60.21%
Valle	27,298.0	7,052.0	25.83%	33,611:0	15,422.0	45.88%	50,143.8	21,817.9	43.51%
TOTALES	199,108.2	110,003.1	55.25%	224,094.0	161,210.0	71.94%	302,744.3	214,374.0	70.81%

Fuentes: FEN, Convenios de Desempeño
SSPD, Presupuestos año 1996

Cuadro No. II - 4

EVOLUCION DE LA INVERSION

Valores expresados en miles de dólares norteamericanos de 1996

EMPRESA	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Antioquia				8,188	12,163	17,506
Arauca						4,003
Atlántico	635	481	6,892	5,916	8,634	6,018
Bolívar	11,998	9,370	5,399	3,357	4,291	3,828
Boyacá	18,482	11,845	15,783	11,225	11,508	18,626
Caldas	8,366	3,701	11,316	24,110	46,078	41,850
Caquetá	1,356	1,481	710	1,095	1,518	895
Cauca	2,854	3,536	6,031	5,774	4,473	3,382
Cesar	1,604	1,322	1,272	1,323	736	1,241
Chocó	907	532	1,840	1,497	1,990	3,031
Córdoba	0	1,078	1,119	2,652	2,073	4,844
Cundinamarca	6,133	2,967	2,981	1,947	N.D.	2,493
Guajira	1,547	388	1,481	332	548	1,490
Huila	3,916	2,987	3,720	3,262	2,266	1,087
Magdalena	452	96	136	794	974	582
Meta	2,821	993	1,869	3,987	8,028	2,417
Nariño	3,091	1,521	4,249	4,607	2,058	1,958
Quindío	447	688	4,504	3,322	3,032	4,384
N.de Sant.	5,351	4,200	8,176	18,696	17,508	21,721
Santander	21,922	20,472	30,433	41,773	42,929	41,257
Sucre	1,046	508	1,883	2,719	3,515	3,758
Tolima	3,262	2,024	1,630	2,092	3,542	6,187
Valle	46,017	35,659	40,171	42,732	18,815	21,818
TOTALES	142,206	105,850	151,593	192,199	196,676	214,374

FUENTES: FEN, Convenios de Desempeño.
SSPD, Presupuestos año 1996.

Cuadro No. II - 5

PROYECCION DE INVERSIONES

Valores expresados en miles de dólares norteamericanos de 1996

EMPRESA	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Antioquia	10,628	10,628	10,628	10,628	10,628	10,024	9,325	9,117	8,563	9,304
Arauca										
Atlántico	32,925	32,925	19,665	19,665	19,665	6,635	6,322	6,203	5,645	6,018
Bolívar	26,869	26,869	13,620	13,620	13,620	4,326	4,017	3,844	3,609	3,777
Boyacá	17,980	17,980	17,980	17,980	17,980	5,872	5,262	5,527	5,204	5,173
Caldas	26,720	26,720	26,720	26,720	26,720	2,768	3,658	2,924	3,571	4,061
Caquetá	2,670	2,670	2,670	2,670	2,670	414	385	372	347	372
Cauca	3,776	3,776	3,776	3,776	3,776	1,636	1,660	1,757	1,645	1,874
Cesar	19,222	19,222	4,069	4,069	4,069	2,195	2,124	2,064	1,870	2,077
Chocó	454	454	454	454	454	849	810	792	736	788
Córdoba	29,180	29,180	5,552	5,552	5,552	2,914	2,742	2,630	2,399	2,617
Cundinamarca	7,065	7,065	7,065	7,065	7,065	1,792	1,818	1,728	1,608	1,701
Guajira	18,460	18,460	6,642	6,642	6,642	705	613	589	486	534
Huila	5,913	5,913	5,913	5,913	5,913	2,328	2,142	2,192	1,915	2,073
Magdalena	18,763	18,763	467	487	487	3,289	3,047	2,990	2,723	3,016
Meta	1,879	1,879	1,879	1,879	1,879	1,638	1,648	1,628	1,469	1,539
Nariño	3,652	3,652	3,652	3,652	3,652	2,557	2,417	2,439	2,219	2,473
Quindío	6,482	6,482	6,482	6,482	6,482	586	694	550	649	789
N. de Sant.	4,279	4,279	4,279	4,279	4,279	1,693	1,706	1,948	1,861	2,134
Santander	8,119	8,119	8,119	8,119	8,119	5,967	5,393	5,430	4,827	5,219
Sucre	28,404	27,180	3,017	4,027	4,027	2,384	2,273	2,223	2,031	2,217
Tolima	1,868	1,868	1,868	1,868	1,868	5,025	4,645	4,588	4,106	4,291
Valle	21,164	21,164	21,164	21,164	21,164	6,800	6,007	6,050	6,069	6,401
TOTALES	296,472	295,248	175,701	176,711	176,711	72,397	68,708	67,585	63,552	68,448

Fuente: FEN, Catalogo de Inversiones 1997 - 2001

Cuadro No. II - 6

INVERSION PREVISTA EN EL PERIODO 1997 - 2001

Valores expresados en miles de dólares norteamericanos de 1996

EMPRESA	DISTRIBUCION	SUBTRANSMISION	PEQUEÑA GENERACION	OTROS	TOTAL
Antioquia	12,113	26,570	2,867	11,589	53,139
Arauca					0
Atlántico	80,406	42,820	0	1,620	124,846
Bolívar	60,955	33,645	0	0	94,600
Boyacá	20,045	67,990	0	1,864	89,899
Caldas	54,435	56,837	22,326	0	133,598
Caquetá	9,076	4,035	0	238	13,349
Cauca	1,404	14,484	1,447	1,544	18,879
Cesar	20,052	30,599	0	0	50,651
Chocó	1,619	652	0	0	2,271
Córdoba	40,345	34,671	0	0	75,016
Cundinamarca	11,929	23,394	0	0	35,323
Guajira	45,028	11,818	0	0	56,846
Huila	5,852	22,276	0	1,435	29,563
Magdalena	20,711	18,276	0	0	38,987
Meta	482	8,690	0	223	9,395
Nariño	9,480	5,822	2,957	0	18,259
Quindío	12,265	19,534	0	611	32,410
N. de Sant.	3,781	13,892	712	3,011	21,396
Santander	0	40,596	0	0	40,596
Sucre	42,668	23,988	0	0	66,656
Tolima	0	6,707	2,631	0	9,338
Valle	7,843	88,130	4,774	5,072	105,819
TOTALES	448,376	568,856	34,847	15,618	1,067,697

Nota: Incluye inversiones del PLANIEP (Costa Atlántica)

Fuente: FEN, Catálogo de Inversiones 1997 - 2001

Cuadro No. II - 7

EJECUCION DEL PRESUPUESTO DE MANTENIMIENTO

Valores expresados en millones de pesos corrientes

EMPRESA	1993	1994	1995	1996
Antioquia			1,693.0	6,802.5
Arauca				59.7
Atlántico	1,075.0	1,489.0	2,046.0	2,741.2
Bolívar	3,076.0	4,084.0	4,041.0	1,793.5
Boyacá	2,537.0	2,894.0	2,778.0	4,090.4
Caldas	684.0	877.0	1,908.0	N.D.
Caquetá	214.0	259.0	524.0	797.6
Cauca	911.0	1,352.0	884.0	1,280.6
Cesar	388.0	847.0	699.0	773.6
Chocó	189.0	231.0	447.0	N.D.
Córdoba	239.0	370.0	392.0	407.4
Cundinamarca	440.0	695.0	N.D.	813.9
Guajira	106.0	557.0	273.0	366.0
Huila	840.0	1,132.0	2,115.0	1,878.0
Magdalena	261.0	887.0	746.0	953.2
Meta	166.0	199.0	194.0	335.2
Nariño	284.0	100.0	339.0	771.1
Quindío	242.0	269.0	274.0	670.6
N. de Sant.	767.0	942.0	1,641.0	2,640.6
Santander	1,331.0	1,875.0	2,772.0	4,153.9
Sucre	731.0	1,224.0	2,087.0	512.1
Tolima	291.0	718.0	1,082.0	1,103.3
Valle			8,748.0	8,833.2

Fuentes: Convenios de desempeño de la FEN para los años 1993, 1994 y 1995
SSPD para el año 1996

Cuadro No. II - 8

EMPLEADOS Y COSTOS DE PERSONAL

EMPRESA	Número de Empleados	Millones de pesos de 1996 pagados a empleados				JUBILADOS		TEMPORALES	
		Salario Básico	Prestaciones Legales	Prestaciones Extralegales	TOTAL	Número de Jubilados	Total Pagado Millones $	Número de Personas	Total Pagado Millones $
Antioquia	1,500	706.2	748.5	1,845.5	3,300.2	210	153.8	31	52.7
Arauca	271	97.6	58.2	0.0	155.8	6	1.5	36	6.0
Atlántico	1,249	3,531.3		1,194.1	4,725.4	766	2,490.9	51	36.6
Bolívar	826	6,648.1	1,654.1	2,226.8	10,529.0	448	3,629.9	0	0.0
Boyacá	974	4,459.5	8,300.6	2,484.2	15,244.3	367	1,394.5	0	0.0
Caldas	1,179	4,834.4	349.6	2,154.4	7,338.4			10	36.7
Caquetá	78	248.4	87.7	84.7	420.8	1	2.4	53	346.3
Cauca	511	2,281.7	442.3	834.4	3,558.4	232	711.1	300	89.4
Cesar	326	139.3	42.9	34.8	217.0	94	38.9	121	40.6
Chocó	104	284.8	0.0	503.7	788.5	17	45.8	0	0.0
Córdoba	536	2,119.1	269.0	877.7	3,265.8	346	3,003.4	39	126.0
Cundinamarca	482	2,385.2	0.0	2,149.3	4,534.5	217	1,463.7	0	0.0
Guajira	245	1,176.8	8.7	861.9	2,047.4	26	152.6	47	250.9
Huila	364	1,557.1	3,546.8	750.7	5,854.6	217	1,227.3	22	114.3
Magdalena	478	N.D.				217			
Meta	219	99.7	1,712.3	0.0	1,812.0			37	98.6
Nariño	479	2,158.7	749.6	1,021.7	3,930.0	283	1,231.6	70	314.5
Quindío	268	1,296.7	367.9	324.2	1,988.8	96	281.2	129	298.6
N. de Sant.	448	2,704.1	1,704.6	2,691.3	7,100.0	221	2,432.6	48	
Santander	1,072	5,528.3	3,432.0	2,525.9	11,486.2	351	1,803.0	1	11.7
Sucre	414	1,520.4	540.3	1,356.8	3,417.5	93	819.5	82	112.5
Tolima	378	3,238.9	5,448.2	1,275.8	9,962.9	432	3,992.1	112	556.4
Valle	1,173	8,203.4	839.4	1,762.6	10,805.4	0	0.0	211	1,807.0

Fuente: SSPD

Cuadro No. II - 9

BALANCE HISTORICO DE ENERGIA ELECTRICA, GWh
ENERO - DICIEMBRE 1996

EMPRESA	GENERACION			DEMANDA	CONSUMO	CONSUMO	PERDIDAS	INDICE
	HIDRAULICA	TERMICA	TOTAL	ENERGIA	TOTAL	PROPIO	PROPIAS	PERDIDAS (%)
Antioquia	115.1	0.0	115.1	1,585.6	1,203.2	0.2	382.2	24.1
Arauca	0.0	0.0	0.0	94.7	74.4	0.0	20.3	21.4
Atlàntico	0.0	224.6	224.6	2,774.1	2,044.5	5.7	724.0	26.1
Bolívar	0.0	85.8	85.8	1,253.1	980.6	7.5	265.1	21.2
Boyacá	0.0	262.9	262.9	1,067.5	903.9	28.3	135.3	12.7
Caldas	662.0	0.0	662.0	1,329.6	1,031.9	2.1	295.7	22.2
Caquetá	0.0	0.0	0.0	95.3	74.8	0.0	20.5	21.5
Cauca	130.0	0.0	130.0	464.4	323.9	0.2	140.4	30.2
Cesar	0.0	0.0	0.0	432.6	298.0	0.0	134.6	31.1
Chocó	0.0	0.0	0.0	144.4	89.0	0.0	55.3	38.3
Córdoba	0.0	20.1	20.1	697.6	446.7	0.8	250.1	35.8
Cundinamarca	19.4	0.0	19.4	519.2	439.7	0.1	79.4	15.3
Guajira	0.0	0.0	0.0	292.2	220.2	0.0	72.0	24.6
Huila	32.8	0.0	32.8	511.2	367.4	0.1	143.7	28.1
Magdalena	0.0	0.0	0.0	837.8	561.5	0.0	276.4	33.0
Meta	0.0	0.0	0.0	381.4	302.8	0.0	78.6	20.6
Nariño	150.1	0.0	150.1	642.1	429.3	0.3	212.5	33.1
Quindío	0.0	0.0	0.0	367.1	301.0	0.0	66.2	18.0
N. de Sant.	0.0	2.2	2.2	914.1	710.5	1.5	202.1	22.1
Santander	128.1	159.5	287.6	1,273.7	1,071.0	17.4	185.4	14.6
Sucre	0.0	0.0	0.0	451.8	320.2	0.0	131.6	29.1
Tolima	255.2	0.0	255.2	1,001.2	773.1	0.6	227.5	22.7
Valle	3,387.0	16.8	3,403.8	1,637.7	1,218.0	22.6	397.1	24.2

Fuente: UPME

Cuadro No. II -10

ENERGIA Y POTENCIA, AÑO 1995

EMPRESA	ENERGIA MWh	DEMANDA MAXIMA MW	FACTOR DE CARGA
Antioquia	1,638,600	323.6	0.58
Arauca	89,800	18.0	0.57
Atlántico	2,629,300	429.2	0.70
Bolívar	1,245,000	236.0	0.60
Boyacá	1,138,500	214.0	0.61
Caldas	1,347,700	279.6	0.55
Caquetá	88,000	21.0	0.48
Cauca	456,100	97.7	0.53
Cesar	407,800	78.8	0.59
Chocó	130,700	27.3	0.55
Córdoba	632,200	118.6	0.61
Cundinamarca	572,700	N.D.	N.D.
Guajira	287,000	46.5	0.70
Huila	486,800	85.0	0.65
Magdalena	765,400	125.0	0.70
Meta	371,700	73.0	0.58
Nariño	629,500	138.7	0.52
Quindío	371,300	77.9	0.54
N. de Sant.	900,200	175.0	0.59
Santander	1,314,200	263.0	0.57
Sucre	430,500	89.6	0.55
Tolima	952,900	186.0	0.58
Valle	1,706,100	329.3	0.59

Fuente: UPME.

Cuadro No. II - 11

ENERGIA Y POTENCIA, AÑO 1996

EMPRESA	ENERGIA MWh	DEMANDA MAXIMA MW	FACTOR DE CARGA
Antioquia	1,585,600	313.1	0.58
Arauca	94,700	19.0	0.57
Atlántico	2,774,100	452.8	0.70
Bolívar	1,253,100	237.5	0.60
Boyacá	1,067,500	200.7	0.61
Caldas	1,329,600	275.8	0.55
Caquetá	95,300	22.7	0.48
Cauca	464,400	99.5	0.53
Cesar	432,600	83.6	0.59
Chocó	144,400	30.2	0.55
Córdoba	697,600	130.9	0.61
Cundinamarca	524,400	92.1	0.65
Guajira	292,200	47.3	0.70
Huila	511,200	89.3	0.65
Magdalena	837,800	136.8	0.70
Meta	381,400	74.9	0.58
Nariño	642,100	141.5	0.52
Quindío	367,100	77.0	0.54
N. de Sant.	914,100	177.7	0.59
Santander	1,273,700	254.9	0.57
Sucre	451,800	94.0	0.55
Tolima	1,001,200	195.4	0.58
Valle	1,637,700	316.1	0.59

Por no disponer del dato de demanda máxima, se adopta el factor de carga correspondiente a 1995 con el cual se calcula la demanda máxima de 1996. Como factor de carga de Cundinamarca se tomó el mismo del Huila.

Fuente: UPME

Cuadro No. II - 12

EVOLUCION DEL INDICE DE PERDIDAS

Valores expresados como porcentajes de la energía anual disponible

EMPRESA	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Antioquia	20.0	20.7	24.3	24.5	23.9	24.1
Arauca					22.5	21.4
Atlántico	22.4	21.1	22.6	24.8	21.5	26.1
Bolívar	12.9	12.5	18.0	19.1	21.3	21.2
Boyacá	11.5	11.3	13.2	13.3	12.4	13.9
Caldas	23.2	19.1	23.6	22.0	22.0	22.2
Caquetá	13.9	13.6	16.5	18.6	19.8	21.5
Cauca	23.5	23.0	21.3	23.7	25.7	30.2
Cesar	27.6	25.1	23.9	24.6	30.9	31.1
Chocó	16.1	20.3	30.7	34.2	34.4	38.3
Córdoba	24.0	24.7	28.7	27.8	32.5	35.8
Cundinamarca	17.2	16.1	17.2	17.8	17.1	15.1
Guajira	24.8	26.9	29.7	25.4	27.0	24.6
Huila	20.7	17.6	17.8	20.2	26.9	28.1
Magdalena	27.9	25.9	27.5	28.6	29.0	33.0
Meta	19.1	19.6	21.5	21.0	22.1	20.6
Nariño	32.7	31.0	31.9	30.2	29.8	33.1
Quindío	21.9	18.2	21.8	22.3	20.0	18.0
N. de Sant.	15.1	16.3	19.2	21.8	21.7	22.1
Santander	16.9	14.1	15.7	15.0	14.2	14.6
Sucre	19.3	21.6	25.5	26.0	27.7	29.1
Tolima	20.1	14.6	18.4	20.8	23.2	22.7
Valle	22.8	22.4	22.3	21.7	22.3	24.2

Fuentes: FEN, Años 1991 a 1995
UPME,Año 1996

Cuadro No. II - 13

NUMERO DE USUARIOS POR CLASE DE SERVICIO, AÑO 1996

	NUMERO DE USUARIOS						
EMPRESA	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	A. PUBLICO	OTROS	TOTAL
Antioquia	363,702	25,462	4,144	5,859	101	689	399,957
Arauca	23,406	2,568	69	307	7	1	26,358
Atlántico	290,279	16,881	1,177	947	67	343	309,694
Bolívar	168,388	8,341	443	1,252	0	7	178,431
Boyacá	239,250	9,898	1,376	3,348	175	73	254,120
Caldas	274,229	17,377	726	2,328	102	871	295,633
Caquetá	30,088	2,895	66	407	0	0	33,456
Cauca	126,211	3,266	725	1,289	169	75	131,735
Cesar	91,373	4,388	532	816	48	0	97,157
Chocó	25,254	1,374	154	395	0	0	27,177
Córdoba	145,432	7,018	467	1,172	43	0	154,132
Cundinamarca	132,380	8,670	1,654	2,005	97	342	145,148
Guajira	55,397	3,317	228	641	11	24	59,618
Huila	152,692	7,840	545	2,380	37	92	163,586
Magdalena	123,200	6,451	936	1,082	27	227	131,923
Meta	89,838	8,091	167	741	0	25	98,862
Nariño	172,387	5,495	1,257	1,338	88	20	180,585
Quindío	95,233	7,611	1,986	802	0	1,211	106,843
N. de Sant.	192,996	12,862	1,010	1,553	73	1,099	209,589
Santander	329,581	21,630	4,102	3,909	106	543	359,871
Sucre	91,788	3,225	252	883	24	5	96,177
Tolima	206,580	13,174	627	1,847	113	105	222,446
Valle	241,224	10,940	2,759	1,818	53	206	257,000
TOTALES	3,660,908	208,774	25,402	37,119	1,341	5,958	3,939,498

Fuentes: SSPD para Arauca, Caquetá, Córdoba y Guajira
UPME para las demás empresas

Cuadro No. II - 14

NUMERO DE USUARIOS RESIDENCIALES POR ESTRATOS SOCIO ECONOMICOS, AÑO 1996

	NUMERO DE USUARIOS						
EMPRESA	ESTRATO I	ESTRATO II	ESTRATO III	ESTRATO IV	ESTRATO V	ESTRATO VI	TOTAL
Antioquia	43,482	148,686	147,423	17,027	5,880	1,204	363,702
Arauca	ND	ND	ND	ND	ND	ND	23,406
Atlántico	84,305	109,790	49,411	18,262	12,147	16,569	290,484
Bolívar	64,468	47,967	31,884	10,216	8,412	6,541	169,488
Boyacá	1,999	205,450	23,820	7,393	578	10	239,250
Caldas	22,000	144,000	85,000	14,000	4,000	5,000	274,000
Caquetá	ND	ND	ND	ND	ND	ND	30,088
Cauca	66,576	42,790	11,122	5,091	628	2	126,209
Cesar	8,558	63,095	12,879	4,356	1,818	667	91,373
Chocó	11,310	9,600	4,560	0	0	0	25,470
Córdoba	ND	ND	ND	ND	ND	ND	145,432
Cundinamarca	10,356	68,618	35,474	14,613	2,327	992	132,380
Guajira	ND	ND	ND	ND	ND	ND	55,397
Huila	5,969	76,894	40,087	24,385	3,693	2,164	153,192
Magdalena	43,650	34,700	25,707	10,380	1,970	6,520	122,927
Meta	3,653	30,942	47,629	5,453	2,161	0	89,838
Nariño	43,243	90,514	26,643	9,495	1,670	13	171,578
Quindío	13,673	26,324	34,951	11,570	4,142	2,881	93,541
N. de Sant.	14,400	108,244	46,964	19,512	3,488	388	192,996
Santander	21,818	131,799	112,189	53,755	3,428	6,592	329,581
Sucre	8,095	69,220	8,887	4,065	916	605	91,788
Tolima	20,459	109,415	56,716	15,311	2,632	2,047	206,580
Valle	9,094	130,888	80,207	14,739	3,739	796	239,463
TOTALES	497,108	1,648,936	881,553	259,623	63,629	52,991	3,658,163

Fuentes: UPME, SSPD.

Cuadro No. II - 15

USUARIOS URBANOS Y RURALES, AÑO 1996

EMPRESA	URBANOS No	RURALES No	TOTALES No
Antioquia	231,666	168,291	399,957
Arauca			26,358
Atlántico	299,608	10,086	309,694
Bolívar	123,882	54,549	178,431
Boyacá	141,391	112,729	254,120
Caldas	209,208	86,425	295,633
Caquetá			33,456
Cauca	75,773	55,962	131,735
Cesar	80,641	16,516	97,157
Chocó	20,961	6,216	27,177
Córdoba			154,132
Cundinamarca	111,226	33,922	145,148
Guajira			59,618
Huila	112,708	50,878	163,586
Magdalena	110,877	21,046	131,923
Meta	89,097	9,765	98,862
Nariño	108,291	72,294	180,585
Quindío	93,838	13,005	106,843
N. de Sant.	195,215	14,374	209,589
Santander	277,560	82,311	359,871
Sucre	32,847	63,330	96,177
Tolima	166,740	55,706	222,446
Valle	184,410	72,590	257,000
TOTALES	2,665,939	999,995	3,939,498

Fuentes: UPME, SSPD.

Cuadro No. II - 16

USUARIOS NO REGULADOS, AÑO 1996

EMPRESA	Número	Consumo GWH	Facturación Millones $
Antioquia	0	0.0	0.0
Arauca	0	0.0	0.0
Atlántico	5	113.6	7,726.1
Bolívar	4	67.0	3,666.0
Boyacá	6	377.0	20,362.7
Caldas	6	N.D.	N.D.
Caquetá	0	0.0	0.0
Cauca	1	29.0	1,667.0
Cesar	0	0.0	0.0
Chocó	0	0.0	0.0
Córdoba	0	0.0	0.0
Cundinamarca	0	0.0	0.0
Guajira	0	0.0	0.0
Huila	0	0.0	0.0
Magdalena	0	0.0	0.0
Meta	0	0.0	0.0
Nariño	1	0.7	63.7
Quindío	0	0.0	0.0
N. de Sant.	2	36.0	1,989.0
Santander	0	0.0	0.0
Sucre	1	31.8	1,971.4
Tolima	1	174.4	10,853.5
Valle	7	51.2	2,283.0

Fuentes: UPME, SSPD.

Cuadro No. II - 17

NUMERO DE USUARIOS SIN MEDIDOR

EMPRESA	1995			1996		
	USUARIOS	USUARIOS SIN MEDIDOR	%	USUARIOS	USUARIOS SIN MEDIDOR	%
Antioquia	383,657	N.D.		399,957	20,342	5.09%
Arauca				26,358	2,193	8.32%
Atlántico	298,720	109,623	36.70%	309,694	93,469	30.18%
Bolívar	165,262	N.D.		178,431	28,061	15.73%
Boyacá	245,749	2,000	0.81%	254,120	618	0.24%
Caldas	286,650	3,765	1.31%	295,633	7,074	2.39%
Caquetá	30,773	4,838	15.72%	33,456	4,924	14.72%
Cauca	124,441	11,573	9.30%	131,735	11,136	8.45%
Cesar	92,589	40,731	43.99%	97,157	43,434	44.70%
Chocó	25,578	22,739	88.90%	27,177	24,524	90.24%
Córdoba	143,395	47,320	33.00%	154,132	55,382	35.93%
Cundinamarca	138,385	N.D.		145,148	2,630	1.81%
Guajira	56,704	22,970	40.51%	59,618	23,251	39.00%
Huila	158,126	N.D.		163,586	5,149	3.15%
Magdalena	127,289	50,491	39.67%	131,923	51,698	39.19%
Meta	92,040	1,180	1.28%	98,862	1,216	1.23%
Nariño	173,219	11,240	6.49%	180,585	10,008	5.54%
Quindío	103,324	6,406	6.20%	106,843	6,317	5.91%
N. de Sant.	199,681	6,055	3.03%	209,593	5,719	2.73%
Santander	348,753	5,545	1.59%	359,871	5,213	1.45%
Sucre	93,209	39,055	41.90%	96,177	35,956	37.39%
Tolima	211,988	5,724	2.70%	222,446	6,877	3.09%
Valle	270,463	4,580	1.69%	257,000	1,410	0.55%

Fuentes: UPME,SSPD

Cuadro No. II - 18

EVOLUCION HISTORICA Y PROYECCION DEL NUMERO DE USUARIOS RESIDENCIALES

EMPRESA	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	% Cto.Medio
Antioquia			363,702	379,388	394,129	406,749	421,790	428,372	3.33%
Arauca			23,406						
Atlántico	272,091	280,232	290,279	298,876	307,842	317,076	326,592	336,389	2.99%
Bolívar	N.D.	155,814	168,388	171,180	172,892	174,623	176,370	178,133	1.13%
Boyacá	217,419	227,474	239,250	245,566	252,049	258,703	265,533	272,543	2.64%
Caldas	255,000	264,000	274,229	278,000	287,000	296,000	304,000	312,000	2.61%
Caquetá			30,088						
Cauca	105,368	117,167	126,211	135,703	145,954	156,924	168,980	181,898	7.58%
Cesar	81,656	87,019	91,373	95,485	99,683	104,266	109,164	114,074	4.54%
Chocó	22,000	22,830	25,254	26,630	27,820	29,080	30,390	31,750	4.68%
Córdoba			145,432						
Cundinamarca	119,758	126,831	132,380	136,908	141,512	146,825	152,232	157,826	3.58%
Guajira			55,397						
Huila	139,402	147,215	152,692	163,471	175,914	183,215	193,766	202,804	5.84%
Magdalena	114,667	118,834	123,200	127,355	131,940	136,690	141,611	146,709	3.55%
Meta	77,987	82,927	89,838	92,874	97,959	103,046	108,132	113,218	4.73%
Nariño	159,336	165,590	172,387	178,663	185,382	192,099	198,812	205,528	3.58%
Quindío	76,377	89,850	95,233	96,777	100,141	103,638	107,274	111,056	3.12%
N. de Sant.	175,259	183,372	192,996	208,494	223,927	240,963	259,812	280,706	7.78%
Santander	298,406	317,960	329,581	346,226	363,709	382,076	401,371	421,641	5.05%
Sucre	84,232	88,944	91,788	94,949	98,499	101,190	103,226	104,664	2.66%
Tolima	186,335	196,497	206,580						
Valle		233,656	241,224	249,037	257,103	265,431	274,028	282,904	3.24%
TOTALES	2,385,293	2,906,212	3,660,908	3,325,582	3,463,455	3,598,594	3,743,083	3,882,215	

Fuente: UPME

Cuadro No. II - 19

CONSUMOS POR CLASE DE SERVICIO, AÑO 1996

	CONSUMO, GWh						
EMPRESA	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	A. PUBLICO	OTROS	TOTAL
Antioquia	873.7	93.0	128.3	59.6	37.8	10.8	1,203.2
Arauca	41.1	13.5	1.0	9.7	8.3	0.8	74.4
Atlántico	868.5	318.3	501.2	208.1	76.0	72.4	2,044.5
Bolívar	467.6	137.9	185.1	139.0	40.4	10.6	980.6
Boyacá	314.0	41.0	468.0	34.0	33.0	1.0	891.0
Caldas	568.1	96.6	300.2	31.5	32.9	2.6	1,031.9
Caquetà	41.8	12.7	4.7	6.0	9.3	0.3	74.8
Cauca	215.0	17.2	58.1	16.2	14.1	3.3	323.9
Cesar	179.3	30.2	44.5	22.4	17.4	4.2	298.0
Chocó	70.3	4.8	4.7	3.8	5.4	0.0	89.0
Córdoba	249.4	42.3	44.4	70.1	26.2	14.3	446.7
Cundinamarca	249.1	41.9	109.9	24.9	17.8	1.3	444.9
Guajira	146.2	22.6	15.0	21.3	13.3	1.8	220.2
Huila	212.4	46.7	60.5	15.7	19.0	13.1	367.4
Magdalena	288.1	64.6	102.6	61.8	33.1	11.3	561.5
Meta	162.8	46.8	43.1	31.2	17.8	1.1	302.8
Nariño	288.8	30.3	30.5	34.1	21.9	23.7	429.3
Quindío	181.2	36.8	34.5	20.2	22.1	6.2	301.0
N. de Sant.	373.8	85.0	160.1	50.3	33.5	7.8	710.5
Santander	498.7	146.2	237.9	104.1	77.6	6.5	1,071.0
Sucre	161.5	20.8	82.3	37.2	17.7	0.7	320.2
Tolima	337.3	66.3	306.4	40.4	20.9	1.8	773.1
Valle	580.9	72.5	458.4	48.4	51.4	6.4	1,218.0
TOTALES	7,369.6	1,488.0	3,381.4	1,090.0	646.9	202.0	14,177.9

Fuentes: UPME, SSPD.

Cuadro No. II - 20

CONSUMO RESIDENCIAL POR ESTRATOS SOCIO ECONOMICOS, AÑO 1996

	CONSUMO, GWh						
EMPRESA	ESTRATO I	ESTRATO II	ESTRATO III	ESTRATO IV	ESTRATO V	ESTRATO VI	TOTAL
Antioquia	55.7	289.0	425.0	68.0	28.0	8.0	873.7
Arauca	29.3	5.1	4.9	1.6	0.0	0.0	40.9
Atlántico	182.1	265.2	154.1	67.8	59.6	128.4	857.2
Bolívar	97.0	110.0	124.0	39.0	42.0	58.0	470.0
Boyacá	0.6	226.8	59.1	25.5	1.9	0.1	314.0
Caldas	32.2	247.0	206.6	43.2	14.7	21.4	565.1
Caquetá	9.2	11.2	18.9	2.2	3.8	0.0	45.3
Cauca	79.6	84.9	30.7	17.0	2.7	0.0	214.9
Cesar	13.2	104.6	30.3	18.3	6.9	5.6	178.9
Chocó	25.3	29.0	16.0	0.0	0.0	0.0	70.3
Córdoba	73.4	92.6	53.3	14.3	6.6	9.3	249.5
Cundinamarca							249.1
Guajira	12.3	65.2	42.5	26.5	0.0	0.0	146.5
Huila	6.4	89.0	56.1	46.8	8.8	7.1	214.2
Magdalena	70.5	79.6	60.3	41.4	7.8	28.6	288.2
Meta	4.6	46.5	89.4	14.7	7.5	0.0	162.7
Nariño	52.1	143.7	57.0	28.0	7.0	0.0	287.8
Quindío	17.9	43.6	70.4	27.8	10.8	10.7	181.2
N. de Sant.	17.2	174.4	100.3	64.6	16.5	2.0	375.0
Santander	23.3	137.4	184.5	119.0	9.8	24.7	498.7
Sucre	10.1	116.8	20.1	12.0	2.4	3.3	164.7
Tolima	27.4	151.4	85.9	43.9	13.1	14.4	336.1
Valle	29.2	274.9	168.4	29.8	8.0	4.4	514.7
TOTALES	868.6	2,787.9	2,057.8	751.4	257.9	326.0	7,298.7

Fuentes: UPME,SSPD

Cuadro No. II - 21

EVOLUCION HISTORICA Y PREVISTA DEL CONSUMO TOTAL

GWh

EMPRESA	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	% Cto. Medio
Antioquia	1,227.9	1,246.6	1,203.2	1,208.1	1,208.3	1,224.7	1,214.7	1,225.5	0.37%
Arauca		68.7	74.4	77.4	79.7	82.1	84.6	87.1	3.20%
Atlántico	1,867.4	2,050.7	2,044.5	2,187.7	2,348.5	2,434.6	2,526.1	2,622.0	5.10%
Bolívar		1,247.0	980.6	1,130.8	1,200.8	1,273.5	1,348.8	1,426.8	7.79%
Boyacá	857.4	895.9	891.0	998.6	1,043.6	1,081.7	1,141.6	1,191.0	5.98%
Caldas	1,030.9	1,048.2	1,031.9	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Caquetá	N.D.		74.8	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Cauca	316.9	333.6	323.9	371.0	389.0	406.0	425.0	445.0	6.56%
Cesar	285.3	288.3	298.0	284.9	289.7	306.0	323.6	341.9	2.79%
Chocó	84.9	85.7	89.0	93.2	97.6	102.3	107.2	112.4	4.78%
Córdoba	381.0	417.4	446.7	487.7	511.4	546.3	587.2	622.3	6.86%
Cundinamarca	444.4	468.6	444.9	473.8	500.4	528.5	558.1	589.5	5.79%
Guajira	195.0	209.5	220.2	230.2	247.3	265.8	285.5	306.7	6.85%
Huila	356.2	366.1	367.4	401.9	419.9	432.4	450.7	468.2	4.97%
Magdalena	512.1	542.2	561.5	612.4	666.6	710.0	756.2	805.3	7.48%
Meta	264.9	289.3	302.8	314.1	326.9	340.2	354.0	368.4	4.00%
Nariño	432.9	448.5	429.3	422.9	416.0	425.8	432.1	438.5	0.42%
Quindío	308.6	296.9	301.0	309.8	318.6	322.3	325.4	328.2	1.75%
N. de Sant.	678.6	703.2	710.5	739.3	766.8	794.3	821.8	849.4	3.64%
Santander	1,020.2	1,113.2	1,071.0	1,124.2	1,180.1	1,238.8	1,300.4	1,365.1	4.97%
Sucre	286.8	308.9	320.2	346.2	369.6	391.5	414.3	435.6	6.35%
Tolima	702.4	759.1	773.1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Valle			1,218.0	1,143.3	1,190.2	1,227.6	1,273.0	1,425.8	3.20%
TOTALES	11,253.8	13,187.6	14,177.9	12,957.5	13,571.0	14,134.4	14,730.3	15,454.7	N.D.

Fuente: UPME

Cuadro No. II - 22

EVOLUCION HISTORICA Y PREVISTA DEL CONSUMO RESIDENCIAL
GWh

EMPRESA	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	% Cto. Medio
Antioquia	909.3	918.6	873.7	880.1	873.8	883.0	867.4	871.1	-0.06%
Arauca		37.5	41.1	43.3	44.6	45.9	47.3	48.7	3.47%
Atlántico	805.7	887.4	868.5	937.4	1,025.5	1,056.3	1,088.7	1,121.3	5.24%
Bolívar		440.0	467.6	491.0	523.0	555.0	591.0	626.0	6.01%
Boyacá	270.4	314.1	314.0	315.4	329.6	344.5	359.9	376.1	3.68%
Caldas	582.5	581.3	568.1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Caquetá			41.8	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Cauca	202.7	210.7	215.0	246.0	257.0	268.0	281.0	294.0	6.46%
Cesar	160.6	170.1	179.3	189.8	199.2	209.7	221.4	233.8	5.45%
Chocó	65.1	66.8	70.3	74.3	78.5	83.0	87.7	92.7	5.69%
Córdoba			249.4	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Cundinamarca	227.1	225.1	249.1	269.0	285.2	302.3	320.4	339.6	6.39%
Guajira	129.1	138.6	146.2	152.4	165.5	177.7	190.8	203.5	6.84%
Huila	219.2	219.2	212.4	256.0	275.0	286.0	302.0	316.0	8.27%
Magdalena			288.1	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Meta	144.5	156.0	162.8	169.9	176.8	184.0	191.5	199.2	4.12%
Nariño	300.2	302.3	288.8	295.7	301.6	309.4	314.1	318.8	2.00%
Quindío	202.5	179.3	181.2	184.3	186.5	187.9	189.0	190.0	0.95%
N. de Sant.	365.3	386.3	373.8	388.4	401.9	415.4	428.8	442.3	3.42%
Santander	465.1	479.5	498.7	523.6	549.8	577.3	606.2	636.5	5.00%
Sucre	147.6	157.5	161.5	176.3	191.5	204.8	218.3	230.3	7.36%
Tolima	285.2	322.6	337.3	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Valle			580.9	558.1	580.8	599.0	621.0	695.1	3.65%
TOTALES	5,482.0	6,192.9	7,369.6	6,151.1	6,445.8	6,689.2	6,926.4	7,235.0	N.D.

Fuente: UPME, SSPD.

Cuadro No. II - 23

TARIFAS MEDIAS DE ENERGIA ELECTRICA POR CLASE DE SERVICIO, AÑO 1996

Valores expresados en pesos de 1996 por kWh

EMPRESA	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	A. PUBLICO	OTROS
Antioquia	56.4	143.2	128.5	101.2	113.8	110.9
Arauca						
Atlántico	62.9	117.4	90.3	95.5	89.2	0.0
Bolívar	69.3	122.5	88.8	87.8	120.7	54.5
Boyacá	45.4	141.0	65.5	115.0	117.9	107.7
Caldas	53.5	135.0	75.5	110.0	111.3	123.6
Caquetá						
Cauca	55.1	157.3	96.0	159.8	119.4	140.2
Cesar	60.1	134.4	120.1	140.4	112.8	
Chocó	49.6	155.0	130.7	161.2	56.8	
Córdoba	51.3	138.5	126.8	108.2	119.0	
Cundinamarca	56.9	140.9	139.8	119.7	119.7	
Guajira	56.5	124.4	121.1	114.1	116.0	0.0
Huila	95.4	148.9	148.4	134.7	124.0	0.0
Magdalena						
Meta	53.3	142.3	126.7	168.1	91.6	125.9
Narino	42.8	138.6	121.4	99.3	112.8	56.2
Quindío	62.7	130.0	100.1	93.9	95.9	93.9
N. de Sant.	61.0	130.8	87.2	97.8	134.5	
Santander	63.8	131.1	112.0	68.6	83.4	101.5
Sucre	54.1	136.1	87.4	102.2	118.8	131.8
Tolima	62.8	152.0	80.1	126.0	115.5	
Valle	55.9	151.2	128.5	110.3	120.8	120.7

Fuentes: UPME, SSPD

Cuadro No. II - 24

TARIFAS MEDIAS DE ENERGIA ELECTRICA RESIDENCIAL POR ESTRATOS, AÑO 1996

Valores expresados en pesos de 1996 por kWh

EMPRESA	ESTRATO I	ESTRATO II	ESTRATO III	ESTRATO IV	ESTRATO V	ESTRATO VI
Antioquia	37.0	43.9	54.7	90.7	136.8	146.7
Arauca	38.8	46.9	58.6	73.1	90.1	
Atlántico	22.7	43.0	51.3	88.2	133.3	129.9
Bolívar	41.5	49.1	62.0	88.7	111.7	126.4
Boyacá	48.5	43.5	48.2	80.6	144.4	151.1
Caldas	35.0	41.6	50.2	84.3	121.9	133.3
Caquetá	37.9	40.3	45.1	94.9	139.2	
Cauca	38.7	46.1	56.4	102.8	144.3	144.0
Cesar	40.6	50.8	60.4	87.8	118.7	117.5
Chocó	41.3	48.1	65.3			
Córdoba	37.8	44.6	59.5	69.6	107.7	110.3
Cundinamarca	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Guajira	41.1	42.2	60.8	91.7		
Huila	64.4	65.5	69.9	107.8	148.6	148.6
Magdalena	45.3	68.5	49.0	71.0	93.4	96.4
Meta	32.3	37.3	48.6	90.5	127.6	
Nariño	30.9	37.0	27.8	105.5	132.6	131.9
Quindío	33.2	41.9	52.3	90.3	119.6	135.4
N. de Sant.	38.4	43.8	55.8	96.2	133.2	133.8
Santander	57.2	52.2	56.1	69.2	129.7	159.2
Sucre	45.1	46.2	59.6	94.3	130.7	125.9
Tolima	42.6	47.1	59.5	83.3	133.1	169.1
Valle	46.9	47.9	51.3	110.4	143.5	141.9

Fuentes: UPME, SSPD

Cuadro No. II - 25

FACTURACION POR CLASE DE SERVICIO, AÑO 1996

	FACTURACION, Millones $							
EMPRESA	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	A. PUBLICO	U. NO REG	OTROS	TOTAL
Antioquia	49,478.0	13,375.7	16,527.0	5,575.6	4,206.1	0.0	531.0	89,693.4
Arauca	1,887.0	1,656.0	136.0	1,130.0	964.0	0.0	8.0	5,781.0
Atlántico	51,889.9	37,572.1	42,853.6	15,542.3	7,021.2	7,726.1	3,297.0	165,902.2
Bolívar	32,582.0	16,987.0	13,378.0	11,243.0	4,864.0	3,666.0	285.0	83,005.0
Boyacá	14,267.4	5,833.6	9,784.2	3,897.8	1,630.7	20,362.7	46.4	55,822.8
Caldas	30,410.0	13,053.0	22,666.0	3,365.0	3,663.0	0.0	508.0	73,665.0
Caquetá	2,246.8	1,805.5	453.9	654.0	637.4	0.0	33.3	5,830.9
Cauca	11,789.0	1,379.0	4,681.0	2,620.0	2,103.0	1,667.0	372.0	24,611.0
Cesar	12,958.0	4,794.0	5,965.0	4,043.0	2,325.0	0.0	0.0	30,085.0
Chocó	3,485.0	725.0	611.0	604.0	306.0	0.0	0.0	5,731.0
Córdoba	12,799.0	7,107.0	5,717.0	7,660.0	3,075.0	0.0	12,141.0	48,499.0
Cundinamarca	14,180.7	5,808.5	8,221.3	3,149.5	2,107.5	0.0	8,755.7	42,223.2
Guajira	10,319.0	3,240.0	1,998.0	3,173.0	2,326.0	0.0	0.0	21,056.0
Huila	14,269.8	7,115.0	5,690.4	3,242.6	2,296.4	0.0	2,161.0	34,775.2
Magdalena	18,024.9	7,625.0	12,717.0	6,584.1	3,594.0	0.0	20.8	48,565.8
Meta	8,684.0	6,664.7	5,467.0	5,157.7	1,628.3	0.0	25.6	27,627.3
Nariño	14,016.2	4,211.8	3,672.0	2,496.2	2,126.0	63.7	1,100.0	27,685.9
Quindío	10,420.7	4,778.3	3,535.2	1,614.0	2,102.6			22,450.8
N. de Sant.	22,914.0	11,116.0	11,970.0	4,748.0	4,508.0	1,989.0	47.0	57,292.0
Santander	31,824.0	19,177.0	26,654.0	7,144.0	6,476.0	0.0	1,063.0	92,338.0
Sucre	8,908.9	2,904.4	5,719.7	8,097.1	1,930.9	1,971.4	288.3	29,820.7
Tolima	21,106.9	9,897.2	23,571.3	4,649.5	224.2	10,845.9	14.8	70,309.8
Valle	24,876.0	7,927.0	46,590.0	3,552.0	4,992.0	2,283.0	54,392.0	144,612.0
TOTALES	423,337.2	194,752.8	278,578.6	109,942.4	65,107.3	50,574.8	85,089.9	1,207,383.0

Fuentes: UPME
SSPD

Cuadro No. II - 26

FACTURACION RESIDENCIAL POR ESTRATOS SOCIOECONOMICOS, AÑO 1996

	FACTURACION, Millones de pesos corrientes						
EMPRESA	ESTRATO I	ESTRATO II	ESTRATO III	ESTRATO IV	ESTRATO V	ESTRATO VI	TOTAL
Antioquia	2,062.6	12,685.5	23,395.6	6,178.3	3,903.8	1,252.2	49,478.0
Arauca	1,135.5	236.4	286.4	122.0	0.5	0.0	1,780.8
Atlántico	4,238.1	10,601.4	8,457.2	5,652.6	7,024.6	15,915.9	51,889.8
Bolívar	1,768.5	1,037.4	631.0	3.5	4.7	7.3	3,452.4
Boyacá	33.0	8,915.1	2,976.7	2,054.1	278.8	9.7	14,267.4
Caldas	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	30,410.0
Caquetá	348.9	449.8	853.9	204.9	0.5	0.0	1,858.0
Cauca	3,060.3	3,934.3	1,652.4	1,841.9	408.6	2.2	10,899.7
Cesar	607.9	6,001.4	2,068.0	1,815.3	923.0	744.8	12,160.4
Chocó	5.1	3.5	3.0	0.0	0.0	0.0	11.6
Córdoba	2,771.9	4,129.1	3,171.0	995.3	709.4	1,022.8	12,799.5
Cundinamarca	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	14,180.7
Guajira	774.7	2,601.2	2,308.1	1,746.0	0.0	0.0	7,430.0
Huila	374.6	3,415.9	3,751.0	4,220.9	1,334.4	1,172.9	14,269.7
Magdalena	3,194.8	5,453.4	2,954.9	2,939.6	724.2	2,753.2	18,020.1
Meta	148.4	1,745.9	4,362.2	1,361.7	966.5	0.0	8,584.7
Nariño	1,628.6	5,348.8	1,657.2	2,918.8	889.1	2.4	12,444.9
Quindío	281.6	970.1	1,886.4	1,356.8	686.2	728.2	5,909.3
N. de Sant.	778.5	8,070.3	5,695.2	5,973.5	2,088.1	308.3	22,913.9
Santander	716.9	5,522.6	9,281.8	11,476.0	1,876.0	2,950.7	31,824.0
Sucre	454.1	5,397.8	1,196.5	1,229.8	313.7	418.0	9,009.9
Tolima	1,141.0	7,377.7	5,224.0	4,112.7	1,543.3	1,744.2	21,142.9
Valle	1,394.7	14,125.5	9,639.3	3,131.1	1,150.4	627.1	30,068.1
TOTALES	26,919.7	108,023.1	91,451.8	59,334.8	24,825.8	29,659.9	384,805.8

Fuente: SSPD

III

CARACTERIZACION SEGUN INTEGRACION VERTICAL

A. Resumen

La *desvinculación total* de los servicios de generación, transmisión, distribución y comercialización constituye uno de los *principios básicos* para que el sistema organizacional adoptado para el sector eléctrico colombiano funcione eficientemente, promueva la competencia y permita el adecuado control de posibles acciones monopolísticas. El consultor considera que la eventual vinculación de agentes privados constituye ocasión propicia para lograr la desverticalización total, incluso a nivel de propietarios, de aquellas empresas que poseen importante capacidad generadora y actividades de distribución.

Se *caracterizan* como empresas *con fuerte integración vertical* entre los servicios de generación y distribución a las empresas *de Atlántico, Boyacá, Caldas, Norte de Santander, Santander, Tolima y Valle*. Es mucho menos importante el caso de aquellas empresas que poseen pequeñas plantas de generación que *son Bolívar, Cauca, Córdoba, Cundinamarca, Huila, Quindío y Nariño*. Las demás empresas no poseen esta clase de integración vertical.

También existe integración vertical entre los servicios de transmisión y de distribución pero, a juicio del consultor, esta clase de integración es mucho menos importante que la anteriormente comentada porque el servicio de transporte está regulado y las empresas perciben por él un ingreso también regulado y predeterminado. Las consideraciones para eliminar esta clase de integración vertical no tienen que ver con la eficiencia económica de las empresas y, en caso de adelantarse, deberían soportarse en otra clase de justificaciones.

B. Razones para incluir la caracterización

La organización del sector eléctrico colombiano puesta en marcha a partir de 1994 cuando se aprobaron las leyes de *Servicios Públicos Domiciliarios y Eléctrica,* busca lograr objetivos generales de eficiencia empresarial mediante la eliminación de los papeles múltiples del Estado como propietario, operador y regulador y la redefinición de sus responsabilidades. Dentro de esta nueva organización existen elementos que son esenciales: la consideración del Gobierno como diseñador de políticas, el establecimiento de autoridades regulatorias técnicas e independientes, el libre acceso a las redes de transmisión, la promoción de los principios de asignación de precios guiada por los correspondientes costos económicos marginales, la introducción de principio comerciales en la operación, la introducción de la propiedad y de la operación privada, etc.

La noción de *desintegración vertical de las empresas,* consistente en permitir que las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización operen como

funciones separadas, constituye otro requisito *esencial* al nuevo marco organizacional del sector eléctrico.

Los cambios estructurales están soportados en la existencia de un marco regulatorio destinado a proteger la competencia donde ella sea posible, y a salvaguardar a los usuarios de eventuales poderes monopólisticos ejercidos por los agentes. Por estos motivos se busca mejorar las condiciones que fortalezcan la competencia y controlar aquellas otras que la puedan disminuir.

La razón principal para presentar la *caracterización de las empresas según presenten o no integración vertical de actividades* reside en que la posible vinculación de privados a las mismas constituye una ocasión propicia para rescatar los sanos principios de *desvinculación total* de actividades, incluso a nivel de *propiedad*, alcanzando metas superiores a las de carácter laxo impuestas por la *Ley Eléctrica*, de acuerdo a los comentarios que se presentan en el siguiente literal.

C. Restricciones legales a la integración vertical

La Ley 143 de 1994, conocida como la *Ley Eléctrica,* fue expedida en una época en que prácticamente la totalidad de las empresas que prestaban el servicio de distribución de electricidad, también contaban con el de generación. Las pocas que carecían de generación era debido a que, por alguna razón, no habían logrado construirla y, por lo general, desarrollaban su planeamiento empresarial con la expectativa de llegar a disponer de generación propia, puesto que suponían que éste era el servicio realmente rentable y que, adicionalmente, constituía una forma expedita de bajar los costos de la empresa verticalmente integrada.

Expedida la Ley en el marco generalizado de integración vertical de la gran mayoría de las empresas, no resultaba viable ni prudente incluir prohibiciones fuertes en cuanto a mantener la organización vertical hacia el futuro. Es por esta razón de simple oportunidad que la Ley impone algunas prohibiciones a la integración vertical de las empresas, las cuales pueden ser consideradas como laxas.

En el Artículo 74 se dispone que "las empresas que se constituyan con posterioridad a la vigencia de esta ley [1] con el objeto de prestar el servicio público de electricidad [2] no podrán tener mas de una de las actividades relacionadas con el mismo, con excepción del de la comercialización que puede realizarse en forma combinada con una de las actividades de generación y distribución".

En el Parágrafo 3 del Artículo 32 dispone que "La empresa encargada del servicio de interconexión nacional no podrá participar en actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad".

Se destaca de lo anterior que las empresas que existían con anterioridad a la vigencia de la *Ley Eléctrica pueden* mantener su estructuración vertical y que las *nuevas empresas*

---

[1] Julio de 1994

[2] Y que hagan parte del Sistema Interconectado Nacional

pueden ser *simultáneamente* generadoras y comercializadoras o distribuidoras y comercializadoras.

Por otra parte, la Ley no incluye prohibición alguna para que existan *accionistas cruzados*, o sea accionistas que lo sean simultáneamente en empresas generadoras y distribuidoras. En teoría, los *propietarios* pueden ser los mismos siempre y cuando las *empresas* sean diferentes, lo cual no toma en cuenta que el comportamiento de las empresas obedece a los intereses reales de sus propietarios y no a la mera apariencia que está definida formalmente en la constitución de las empresas.

La CREG, mediante la Resolución 128 de 1996, incluyó *limitaciones al tamaño relativo* en el mercado, tanto en generación, como en distribución y comercialización. Por esta resolución, a una empresa holding le está prohibido tener una participación superior al 25% del mercado, ya sea de generación, distribución o comercialización y, para calcular dicha participación, se toma en consideración la propiedad directa mas la que tenga indirectamente a través de sus filiales. Cabe comentar que la resolución comentada se encuentra demandada y, su permanencia, será definida por el Consejo de Estado.

La reciente vinculación de capital privado a las empresas de generación y de distribución de Bogotá ilustran suficientemente, tanto la legalidad como la conveniencia, de que la desintegración efectivamente ocurra y que tome en cuenta cuales son sus propietarios.

D. Resultados de la caracterización

El Cuadro No. II - 1, situado en el capítulo anterior, contiene un resumen de la infraestructura eléctrica de cada una de las empresas incluidas en el Estudio en cuanto a sus activos de generación y de transporte. Basado en dicha información se efectúa la siguiente caracterización de las empresas en cuanto a si presentan o no integración vertical.

1. Integración vertical entre generación y distribución

Con respecto a la capacidad instalada efectiva en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, las empresas *pueden catalogarse en tres grupos*, según que posean *plantas de alta capacidad, de pequeña capacidad o microcentrales* o que *carezcan* definitivamente de ellas.

a. Empresas con alta capacidad instalada

- Valle — 735 MW en Anchicayá, Calima y Salvajina.
- Caldas — 189 MW en Esmeralda, Insula, San Francisco y 4 microcentrales.
- Santander — 166 MW térmicos a gas en Barranca y Palenque y 18 MW hidroeléctricos en Palmas.
- Boyacá — 178 MW térmicos a carbón en Paipa.
- N.Santander — 150 MW térmicos a carbón en Tasajero y 15 MW a gas en Tibú.

- Atlántico — 78 MW térmicos a gas en 8 unidades de El Río, 4 en La Unión y 1 en Río Mar.
- Tolima — 53 MW hidroeléctricos en Prado (49 MW) y 7 microcentrales.

b. Empresas con pequeñas capacidades

- Bolívar — 36 MW en 5 unidades a gas en Conspique.
- Cauca — 30 MW hidroeléctricos en Florida(22 MW) y 7 microcentrales.
- Nariño — 29 MW hidroeléctricos en Río Mayo(21 MW) y 4 microcentrales.
- Córdoba — 11 MW en Chinú, térmicos a gas.
- Cundinamarca — 9.5 MW hidroeléctricos en la microcentral de Rionegro.
- Huila — 4.3 MW en 3 microcentrales hidroeléctricas.
- Quindío — 3.3 MW en 5 microcentrales hidroeléctricas.

c. Empresas sin capacidad instalada en generación.

Carecen de capacidad instalada en generación las empresas de *Antioquia, Arauca, Caquetá, Cesar, Chocó, Guajira, Magdalena, Meta y Sucre.*

2. Integración entre transmisión y distribución

La siguiente *clasificación* de las *empresas según tengan o no equipos de conexión o de transporte a nivel de transmisión* tiene como principal objeto tratar de ser exhaustivo en el tratamiento de la integración vertical de las empresas pero, a juicio del consultor, esta clase de integración no introduce por si misma efectos nocivos graves a la organización institucional del sector eléctrico porque, en Colombia, la actividad del transporte es regulada y las empresas dueñas de esta clase de activos *deben* permitir su acceso libre y, en caso de que ellos sean usados por otros agentes, perciben por tal uso un ingreso regulado.

a. Capacidad instalada en subestaciones de nivel IV

Se trata de subestaciones en la mayoría de los casos de relación 115/13.2 kV o 115/34.5/13.2 kV y algunas de 110/66 kV y 110/44 kV. Las capacidades instaladas especialmente en las electrificadoras de la Costa Atlántica, son bajas porque muchos de los transformadores que utilizan son propiedad de CORELCA o de ISA.

Considerando la capacidad promedio de transformación de propiedad de las empresas, que asciende a 182 MVA, se pueden conformar tres grupos de empresas según que ella sea mayor de 200 MVA, comprendida entre 100 y 200 MVA o menor de 100 MVA así:

i. Empresas con más de 200 MVA

- Antioquia — 268 MVA

- Atlántico 375 MVA
- Bolívar 561 MVA
- Boyacá 252 MVA
- Caldas 425 MVA
- Norte de Santander 244 MVA
- Santander 348 MVA
- Tolima 225 MVA
- Valle 590 MVA

ii. **Empresas con capacidad entre 100 y 200 MVA**

- Cauca 142 MVA
- Cundinamarca 135 MVA
- Huila 117 MVA
- Nariño 190 MVA
- Quindío 100 MVA

iii. **Empresas con menos de 100 MVA**

- Arauca 5 MVA
- Caquetá 0 MVA
- Cesar 0 MVA
- Chocó 51 MVA
- Córdoba 58 MVA
- Guajira 0 MVA
- Magdalena 12 MVA
- Meta 75 MVA
- Sucre 8 MVA

b. **Clasificación según longitud de líneas de nivel IV**

De manera análoga al caso anterior, la longitud de las líneas de 110 y 66 kV, conducen a formar los siguientes tres grupos de empresas:

i. **Empresas con más de 300 km**

- Antioquia 479 km
- Boyacá 642 km
- Caldas 451 km
- Huila 354 km
- Nariño 654 km
- N. de Santander 336 km
- Santander 508 km
- Tolima 367 km
- Valle. 659 km

ii. **Empresas que poseen entre 100 y 300 km**

- Cauca 295 km
- Chocó 200 km
- Córdoba 199 km
- Cundinamarca 235 km

iii. **Empresas que poseen menos de 100 km**

- Arauca 63 km
- Atlántico 80 km
- Bolívar 94 km
- Caquetá 0 km
- Cesar 0 km
- Guajira 0 km
- Magdalena 0 km
- Meta 80 km
- Quindío 0 km
- Sucre 40 km

3. Subestaciones de nivel III

A continuación se agrupan las empresas según su capacidad instalada en subestaciones de nivel III. Esta clasificación tiene como *único objetivo* dar una *idea del tamaño relativo* de las empresas y nada tiene que ver con el tema central de integración vertical que se desarrolla en el presente capítulo, puesto que el nivel III es un nivel de voltaje típico de distribución.

a. **Empresas con subestaciones de más de 200 MVA**

- Antioquia 453 MVA
- Atlántico 515 MVA
- Caldas 299 MVA
- Santander 307 MVA
- Tolima 210 MVA
- Valle 300 MVA

b. **Empresas con subestaciones entre 100 y 200 MVA**

- Boyacá 104 MVA
- Cauca 107 MVA
- Córdoba 100 MVA

- Cundinamarca 118 MVA
- Huila 129 MVA
- Nariño 109 MVA
- Quindío 117 MVA
- N. de Santander 107 MVA

c. Empresas con menos de 100 MVA

- Arauca 45 MVA
- Bolívar 14 MVA
- Caquetá 6 MVA
- Cesar 85 MVA
- Chocó 10 MVA
- Guajira 57 MVA
- Magdalena 72 MVA
- Meta 58 MVA
- Sucre 65 MVA

4. Líneas de Nivel III

La siguiente clasificación según el número de kilómetros de líneas de nivel III, que es típico de distribución, también se presenta con el *único propósito* de dar *una visión del tamaño de las empresas*, tanto en demanda como en cobertura geográfica.

a. Empresas con más de 500 km

- Antioquia 1527 km
- Boyacá 1216 km
- Caldas 784 km
- Cauca 677 km
- Cesar 582 km
- Córdoba 589 km
- Huila 719 km
- Santander 20 km
- Tolima 673 km
- Valle 709 km

b. Empresas que poseen entre 200 y 500 km.

- Arauca 289 km
- Atlántico 229 km
- Cundinamarca 466 km
- Nariño 401 km
- N. de Santander 448 km

- Sucre 347 km

c. **Empresas con menos de 200 km**

- Bolívar 37 km
- Caquetá 177 km
- Chocó 52 km
- Guajira 124 km
- Magdalena 168 km
- Meta 178 km
- Quindío 92 km

5. Líneas y transformadores de niveles II y I

Del sistema de distribución primaria o nivel II y del sistema de distribución secundaria no fue posible obtener datos sobre transformadores y la información sobre longitud de las líneas de niveles II y I es parcial.

IV

CARACTERIZACION DE LOS MERCADOS

A. Resumen

El presente capítulo presenta la caracterización de las empresas según sus requerimientos de inversión, sus costos de distribución y comercialización, la eficiencia de sus programas internos de mantenimiento, la composición de sus mercados en cuanto a usuarios, consumos, tarifas y facturaciones, el margen de intermediación y la cobertura del costo.

Todas las caracterizaciones presentadas en este capítulo hacen parte de aquellas denominadas de *tendencia central* que poseen la ventaja de tener indicadores estadísticos asociados para los cuales es viable definir y comprobar hipótesis de significancia estadística.

B. Caracterización según inversiones

El Cuadro No. IV - 1 contiene la *proyección de inversiones* requeridas por cada empresa y distribuida por quinquenios. Su información *permite caracterizar las empresas según sus requerimientos de inversión.* Debido a que el cuadro está construido a partir de inversiones *efectivamente identificadas*, se obtiene un programa de inversiones para el segundo quinquenio que es inferior al del primero, por poseer menos información

El Cuadro No. IV - 2 muestra los *índices de inversión promedio a largo plazo* calculados por la FEN para el quinquenio histórico de 19991 a 1995 y para la década entre 1997 y el 2006. Estos índices están calculados como el *costo incremental promedio de largo plazo de inversiones* y permiten *dos clases de caracterizaciones.* En primer lugar, permiten identificar las empresas donde se ha subinvertido, que son aquellas para las cuales el índice histórico es significativamente inferior al proyectado. En segundo lugar, permiten caracterizar las empresas según el valor absoluto del índice.

C. Caracterización según costos de distribución y comercialización

El Cuadro No. IV - 3 presenta la *caracterización de las empresas según sus niveles de costos de distribución y de comercialización.* La caracterización correspondiente a los costos de distribución se basa en el *costo marginal de distribución de largo plazo, ya sea para redes primarias y secundarias,* cuya estimación se presenta detalladamente en el aparte V - E. La caracterización según el *costo de comercialización* se basa en el correspondiente valor aprobado durante 1997 por la CREG para cada empresa. Los niveles absolutos de los costos marginales de distribución y de los costos de comercialización están consignados en el Cuadro A: V - 14. En todos los casos, se caracteriza a una empresa como de costos medios cuando su indicador cae dentro del correspondiente intervalo de confianza del 50%; como de costos altos si cae por arriba y, como de costos bajos, si es menor al límite inferior de dicho intervalo.

D. Caracterización según la eficiencia del programa de mantenimiento

La FEN ha estimado dos indicadores destinados a analizar la eficiencia del programa de mantenimiento de las distribuidoras. El primero es la reducción porcentual del número de transformadores que fallan de un año al siguiente. El segundo es el índice de continuidad de servicio que está estimado como el porcentaje de la demanda servida sin fallas. Ambos indicadores aparecen en el Cuadro No. IV - 4. El primero es altamente confiable debido a la facilidad de recoger sus datos básicos; el segundo, en cambio, solo constituye un intento de cuantificar mediciones de la calidad del servicio en función de su confiabilidad las cuales, hasta ahora, incluyen importantes errores de medición.

E. Caracterización de los mercados según usuarios, consumos y facturaciones

Los Cuadros No. IV - 5 y No. IV - 6 muestran las *distribuciones porcentuales de usuarios por clase de servicios y de usuarios residenciales por estrato socioeconómico.* Las correspondientes distribuciones referentes a los *consumos*, aparecen en los Cuadros No. IV - 7 y No. IV - 8. De igual manera, las distribuciones referentes a la facturación, aparecen en los Cuadros No. IV - 11 y No. IV - 12.

F. Caracterización de los mercados según el margen de intermediación

El *margen de intermediación* está definido como la utilidad por unidad de energía (tarifa de venta menos tarifa de compra) expresada como porcentaje de la tarifa de compra. El Cuadro No. IV - 9 muestra este margen y, simultáneamente, las tarifas de compra y de venta. Su análisis detallado permite observar grandes disparidades entre las tarifas de compra y de venta de las distintas empresas.

Las diferencias entre las tarifas de compra se originan, probablemente, en el mayor o menor poder de negociación que poseen las distintas empresas cuando contratan su energía a largo plazo. También pueden reflejar su mayor o menor acierto en la clase de portafolio que hayan seleccionado en cuanto a definir el porcentaje de energía a precio conocido por ser contratada y, por otra parte, el porcentaje de energía de precio variable definido por la bolsa.

Las diferencias en las tarifas de venta se originan en múltiples razones. Por una parte, dependen sensiblemente de la composición de los mercados, o sea, de los consumos según clase de servicio y, dentro del servicio residencial, de los consumos por estrato socioeconómico. Por otra parte, dependen del mayor o menor avance logrado por cada empresa en el desmonte de los subsidios extralegales.

G. Caracterización de los mercados según la cobertura del costo.

Los subsidios legales, o sea aquellos definidos en la Ley Eléctrica, determinan que las tarifas por servicios y por estratos socioeconómicos del servicio residencial estén un

porcentaje, por encima o por debajo, del correspondiente costo de la electricidad. Una empresa será deficitaria si el conjunto de sus usuarios no alcanza a pagar sus costos y, por el contrario, será autosuficiente, si los pagos superan los costos.

El Cuadro No. IV - 10 muestra el *índice de cobertura del costo* y la correspondiente *caracterización de las empresas* entre deficitarias o autosuficientes. Para la construcción de este cuadro se ha considerado que una empresa es autosuficiente cuando recupera más del 99% de su costo.

El índice anterior posee *importancia principalmente financiera* puesto que, las empresas deficitarias reciben finalmente y de acuerdo con la Ley, una transferencia exactamente igual al monto de su déficit, transferencia que proviene de las empresas que resultan autosuficientes a través del Fondo de Solidaridad o de arcas del Estado. Las empresas autosuficientes deben, por su parte, girar al Fondo los excesos recibidos. Por consiguiente, una vez efectuadas las transferencias, todos los subsidios quedan cubiertos sin desmedro del capital de las empresas. Esto, sin embargo, ha funcionado con rezagos temporales importantes que han producido costos financieros sigfnificativos a las empresas deficitarias.

Cuadro No. IV - 1

PROYECCION DE INVERSIONES POR PERIODOS

Valores expresados en miles de dólares norteamericanos de 1996

EMPRESA	QUINQUENIO 1997 - 2001	QUINQUENIO 2002 - 2006	DECADA 1997 - 2006
Antioquia	53,139	46,333	99,472
Arauca	N.D.	N.D.	N.D.
Atlántico	124,846	30,823	155,669
Bolívar	94,599	19,573	114,172
Boyacá	89,899	27,037	116,936
Caldas	133,598	16,981	150,579
Caquetá	13,349	1,890	15,239
Cauca	18,880	8,571	27,451
Cesar	50,650	10,331	60,981
Chocó	2,271	3,974	6,245
Córdoba	75,015	13,303	88,318
Cundinamarca	35,323	8,647	43,970
Guajira	56,846	2,928	59,774
Huila	29,563	10,651	40,214
Magdalena	38,987	15,063	54,050
Meta	9,396	7,923	17,319
Nariño	18,259	12,106	30,365
Quindío	32,410	3,269	35,679
N. de Sant.	21,396	9,343	30,739
Santander	40,596	26,836	67,432
Sucre	66,656	11,128	77,784
Tolima	9,338	22,656	31,994
Valle	*105,819*	*31,326*	*137,145*
TOTALES	1,120,835	340,692	1,461,527

Fuente: FEN, Catálogo de Inversiones, 1997 - 2001

Cuadro No. IV - 2

INDICES DE INVERSION PROMEDIO A LARGO PLAZO

Valores expresados en milésimas de dólar de 1996 por kWh

EMPRESA	HISTORICA 1991-1995	DE LARGO PLAZO 1997-2006
Antioquia	7.2	4.1
Arauca		
Atlántico	2.8	9.0
Bolívar	3.4	6.9
Boyacá	16.7	11.6
Caldas	39.1	17.6
Caquetá	12.8	20.5
Cauca	13.4	10.9
Cesar	3.5	15.3
Chocó	10.6	3.4
Córdoba	1.8	13.5
Cundinamarca		12.3
Guajira	3.0	35.4
Huila	7.8	9.9
Magdalena	0.7	7.1
Meta	8.3	3.7
Nariño	13.8	7.8
Quindío	13.0	24.9
N. de Sant.	16.1	12.0
Santander	26.9	5.8
Sucre	4.0	20.2
Tolima	2.7	3.5
Valle	53.6	10.3

Fuente: FEN, Catálogo de Inversiones 1997-2000

Cuadro No. IV - 3

CARACTERIZACION DE LAS EMPRESAS DEPENDIENDO DE SUS COSTOS MARGINALES DE DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD Y SU COSTO DE COMERCIALIZACION

EMPRESA	Según sus Costos Marginales de Distribución		Según su Costo de Comercialización
	Primaria	Secundaria	
Antioquia	MEDIOS	MEDIOS	ALTOS
Arauca	MEDIOS	MEDIOS	MEDIOS
Atlántico	MEDIOS	BAJOS	MEDIOS
Bolivar	BAJOS	BAJOS	ALTOS
Boyacá	BAJOS	MEDIOS	ALTOS
Caldas	MEDIOS	ALTOS	MEDIOS
Caquetá	MEDIOS	MEDIOS	MEDIOS
Cauca	MEDIOS	MEDIOS	BAJOS
Cesar	ALTOS	MEDIOS	MEDIOS
Chocó	BAJOS	MEDIOS	MEDIOS
Córdoba	ALTOS	MEDIOS	BAJOS
Cundinamarca	ALTOS	MEDIOS	ALTOS
Guajira	ALTOS	MEDIOS	MEDIOS
Huila	ALTOS	ALTOS	MEDIOS
Magdalena	ALTOS	MEDIOS	BAJOS
Meta	MEDIOS	BAJOS	MEDIOS
Nariño	ALTOS	MEDIOS	ALTOS
Quindio	BAJOS	BAJOS	BAJOS
N. de Sant.	BAJOS	MEDIOS	MEDIOS
Santander	BAJOS	MEDIOS	BAJOS
Sucre	ALTOS	ALTOS	MEDIOS
Tolima	MEDIOS	ALTOS	BAJOS
Valle	ALTOS	ALTOS	MEDIOS

1. Se caracteriza una empresa como de "Costos Marginales de Distribucion Primaria Medios" (MEDIOS) cuando su estimador de esta categoria de costos esta dentro del intervalo de confianza del 50% construido con el promedio y la desviacion estandard calculadas para el conjunto de empresas. Si esta por debajo, se caracteriza como de costos BAJOS y esta por arriba, como de costos ALTOS
2. Con el mismo criterio anterior se caracterizan las empresas respecto a sus "Costos Marginales de Distribucion Secundaria" y a sus "Costos de Comercializacion".

Cuadro No. IV - 4

INDICADORES DE EFICIENCIA DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

EMPRESA	Número de Transformadores fallados durante 1994	Número de Transformadores fallados durante 1995	Porcentaje de Reducción del número de transformadores fallados	INDICE DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO	
				1994 - 1995	1996
Antioquia	1,070	1,628	52.2	99.9	99.3
Arauca					
Atlántico	549	669	21.9	99.4	93.4
Bolívar	276	197	-28.4	99.9	98.8
Boyacá	1,063	1,279	20.3	98.0	99.0
Caldas	683	812	18.9	N.D.	N.D.
Caquetá	54	96	77.8	98.8	86.9
Cauca	633	540	-14.7	99.9	N.D.
Cesar	93	194	108.6	N.D.	N.D.
Chocó	N.D.	180	N.D.	N.D.	N.D.
Córdoba	169	270	59.8	N.D.	36.8
Cundinamarca	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	99.8
Guajira	124	142	14.5	99.9	99.5
Huila	312	N.D.	N.D.	N.D.	99.2
Magdalena	175	191	9.1	98.6	N.D.
Meta	146	139	-4.8	97.3	68.3
Nariño	209	230	10.1	N.D.	N.D.
Quindío	185	165	-10.8	99.9	N.D.
N. de Sant.	83	71	-14.5	98.0	N.D.
Santander	1,088	1,156	6.3	99.1	N.D.
Sucre	139	71	-48.9	99.3	99.1
Tolima	55	41	-25.5	N.D.	N.D.
Valle	571	646	13.1	99.6	N.D.

Fuentes: UPME , SSPD

Cuadro No. IV - 5

DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL NUMERO DE USUARIOS POR CLASE DE SERVICIO, AÑO 1996

	PORCENTAJE DE USUARIOS POR CLASE DE SERVICIO						
EMPRESA	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	A. PUBLICO	OTROS	TOTAL
Antioquia	90.94%	6.37%	1.04%	1.46%	0.03%	0.17%	100.00%
Arauca	88.80%	9.74%	0.26%	1.16%	0.03%	0.00%	100.00%
Atlántico	93.73%	5.45%	0.38%	0.31%	0.02%	0.11%	100.00%
Bolívar	94.37%	4.67%	0.25%	0.70%	0.00%	0.00%	100.00%
Boyacá	94.15%	3.90%	0.54%	1.32%	0.07%	0.03%	100.00%
Caldas	92.76%	5.88%	0.25%	0.79%	0.03%	0.29%	100.00%
Caquetá	89.93%	8.65%	0.20%	1.22%	0.00%	0.00%	100.00%
Cauca	95.81%	2.48%	0.55%	0.98%	0.13%	0.06%	100.00%
Cesar	94.05%	4.52%	0.55%	0.84%	0.05%	0.00%	100.00%
Chocó	92.92%	5.06%	0.57%	1.45%	0.00%	0.00%	100.00%
Córdoba	94.36%	4.55%	0.30%	0.76%	0.03%	0.00%	100.00%
Cundinamarca	91.20%	5.97%	1.14%	1.38%	0.07%	0.24%	100.00%
Guajira	92.92%	5.56%	0.38%	1.08%	0.02%	0.04%	100.00%
Huila	93.34%	4.79%	0.33%	1.45%	0.02%	0.06%	100.00%
Magdalena	93.39%	4.89%	0.71%	0.82%	0.02%	0.17%	100.00%
Meta	90.87%	8.18%	0.17%	0.75%	0.00%	0.03%	100.00%
Nariño	95.46%	3.04%	0.70%	0.74%	0.05%	0.01%	100.00%
Quindío	89.13%	7.12%	1.86%	0.75%	0.00%	1.13%	100.00%
N. de Sant.	92.08%	6.14%	0.48%	0.74%	0.03%	0.52%	100.00%
Santander	91.58%	6.01%	1.14%	1.09%	0.03%	0.15%	100.00%
Sucre	95.44%	3.35%	0.26%	0.92%	0.02%	0.01%	100.00%
Tolima	92.87%	5.92%	0.28%	0.83%	0.05%	0.05%	100.00%
Valle	93.86%	4.26%	1.07%	0.71%	0.02%	0.08%	100.00%
TOTALES	92.93%	5.30%	0.64%	0.94%	0.03%	0.15%	100.00%

Cuadro No. IV - 6

DISTRIBUCION PORCENTUAL DE USUARIOS RESIDENCIALES POR ESTRATOS SOCIOECONOMICOS, AÑO 1996

	PORCENTAJE DEL NUMERO DE USUARIOS						
EMPRESA	ESTRATO I	ESTRATO II	ESTRATO III	ESTRATO IV	ESTRATO V	ESTRATO VI	TOTAL
Antioquia	11.96%	40.88%	40.53%	4.68%	1.62%	0.33%	100.00%
Arauca	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Atlántico	29.02%	37.80%	17.01%	6.29%	4.18%	5.70%	100.00%
Bolívar	38.04%	28.30%	18.81%	6.03%	4.96%	3.86%	100.00%
Boyacá	0.84%	85.87%	9.96%	3.09%	0.24%	0.00%	100.00%
Caldas	8.03%	52.55%	31.02%	5.11%	1.46%	1.82%	100.00%
Caquetá	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Cauca	52.75%	33.90%	8.81%	4.03%	0.50%	0.00%	100.00%
Cesar	9.37%	69.05%	14.09%	4.77%	1.99%	0.73%	100.00%
Chocó	44.41%	37.69%	17.90%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
Córdoba	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Cundinamarca	7.82%	51.83%	26.80%	11.04%	1.76%	0.75%	100.00%
Guajira	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Huila	3.90%	50.19%	26.17%	15.92%	2.41%	1.41%	100.00%
Magdalena	35.51%	28.23%	20.91%	8.44%	1.60%	5.30%	100.00%
Meta	4.07%	34.44%	53.02%	6.07%	2.41%	0.00%	100.00%
Nariño	25.20%	52.75%	15.53%	5.53%	0.97%	0.01%	100.00%
Quindío	14.62%	28.14%	37.36%	12.37%	4.43%	3.08%	100.00%
N. de Sant.	7.46%	56.09%	24.33%	10.11%	1.81%	0.20%	100.00%
Santander	6.62%	39.99%	34.04%	16.31%	1.04%	2.00%	100.00%
Sucre	8.82%	75.41%	9.68%	4.43%	1.00%	0.66%	100.00%
Tolima	9.90%	52.96%	27.45%	7.41%	1.27%	0.99%	100.00%
Valle	3.80%	54.66%	33.49%	6.16%	1.56%	0.33%	100.00%
TOTALES	13.59%	45.08%	24.10%	7.10%	1.74%	1.45%	100.00%

Cuadro No. IV - 7

DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL CONSUMO POR CLASE DE SERVICIO, AÑO 1996

	PORCENTAJE DEL CONSUMO						
EMPRESA	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	A. PUBLICO	OTROS	TOTAL
Antioquia	72.61%	7.73%	10.66%	4.95%	3.14%	0.90%	100.00%
Arauca	55.24%	18.15%	1.34%	13.04%	11.16%	1.08%	100.00%
Atlántico	42.48%	15.57%	24.51%	10.18%	3.72%	3.54%	100.00%
Bolívar	47.69%	14.06%	18.88%	14.17%	4.12%	1.08%	100.00%
Boyacá	35.24%	4.60%	52.53%	3.82%	3.70%	0.11%	100.00%
Caldas	55.05%	9.36%	29.09%	3.05%	3.19%	0.25%	100.00%
Caquetá	55.88%	16.98%	6.28%	8.02%	12.43%	0.40%	100.00%
Cauca	66.38%	5.31%	17.94%	5.00%	4.35%	1.02%	100.00%
Cesar	60.17%	10.13%	14.93%	7.52%	5.84%	1.41%	100.00%
Chocó	78.99%	5.39%	5.28%	4.27%	6.07%	0.00%	100.00%
Córdoba	55.83%	9.47%	9.94%	15.69%	5.87%	3.20%	100.00%
Cundinamarca	55.99%	9.42%	24.70%	5.60%	4.00%	0.29%	100.00%
Guajira	66.39%	10.26%	6.81%	9.67%	6.04%	0.82%	100.00%
Huila	57.81%	12.71%	16.47%	4.27%	5.17%	3.57%	100.00%
Magdalena	51.31%	11.50%	18.27%	11.01%	5.89%	2.01%	100.00%
Meta	53.76%	15.46%	14.23%	10.30%	5.88%	0.36%	100.00%
Nariño	67.27%	7.06%	7.10%	7.94%	5.10%	5.52%	100.00%
Quindío	60.20%	12.23%	11.46%	6.71%	7.34%	2.06%	100.00%
N. de Sant.	52.61%	11.96%	22.53%	7.08%	4.71%	1.10%	100.00%
Santander	46.56%	13.65%	22.21%	9.72%	7.25%	0.61%	100.00%
Sucre	50.44%	6.50%	25.70%	11.62%	5.53%	0.22%	100.00%
Tolima	43.63%	8.58%	39.63%	5.23%	2.70%	0.23%	100.00%
Valle	47.69%	5.95%	37.64%	3.97%	4.22%	0.53%	100.00%
TOTALES	51.98%	10.50%	23.85%	7.69%	4.56%	1.42%	100.00%

Cuadro No. IV - 8

DISTRIBUCION PORCENTUAL DEL CONSUMO RESIDENCIAL POR ESTRATOS SOCIO ECONOMICOS, AÑO 1996

	CONSUMO, %						
EMPRESA	ESTRATO I	ESTRATO II	ESTRATO III	ESTRATO IV	ESTRATO V	ESTRATO VI	TOTAL
Antioquia	6.38%	33.08%	48.64%	7.78%	3.20%	0.92%	100.00%
Arauca	71.64%	12.47%	11.98%	3.91%	0.00%	0.00%	100.00%
Atlántico	21.24%	30.94%	17.98%	7.91%	6.95%	14.98%	100.00%
Bolívar	20.64%	23.40%	26.38%	8.30%	8.94%	12.34%	100.00%
Boyacá	0.19%	72.23%	18.82%	8.12%	0.61%	0.03%	100.00%
Caldas	5.70%	43.71%	36.56%	7.64%	2.60%	3.79%	100.00%
Caquetá	20.31%	24.72%	41.72%	4.86%	8.39%	0.00%	100.00%
Cauca	37.04%	39.51%	14.29%	7.91%	1.26%	0.00%	100.00%
Cesar	7.38%	58.47%	16.94%	10.23%	3.86%	3.13%	100.00%
Chocó	35.99%	41.25%	22.76%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
Córdoba	29.42%	37.11%	21.36%	5.73%	2.65%	3.73%	100.00%
Cundinamarca	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	100.00%
Guajira	8.40%	44.51%	29.01%	18.09%	0.00%	0.00%	100.00%
Huila	2.99%	41.55%	26.19%	21.85%	4.11%	3.31%	100.00%
Magdalena	24.46%	27.62%	20.92%	14.37%	2.71%	9.92%	100.00%
Meta	2.83%	28.58%	54.95%	9.04%	4.61%	0.00%	100.00%
Nariño	18.10%	49.93%	19.81%	9.73%	2.43%	0.00%	100.00%
Quindío	9.88%	24.06%	38.85%	15.34%	5.96%	5.91%	100.00%
N. de Sant.	4.59%	46.51%	26.75%	17.23%	4.40%	0.53%	100.00%
Santander	4.67%	27.55%	37.00%	23.86%	1.97%	4.95%	100.00%
Sucre	6.13%	70.92%	12.20%	7.29%	1.46%	2.00%	100.00%
Tolima	8.15%	45.05%	25.56%	13.06%	3.90%	4.28%	100.00%
Valle	5.67%	53.41%	32.72%	5.79%	1.55%	0.85%	100.00%
TOTALES	11.90%	38.20%	28.19%	10.29%	3.53%	4.47%	100.00%

Cuadro No. IV - 9

MARGEN DE INTERMEDIACION, AÑO 1996

EMPRESA	TARIFA PROMEDIO DE VENTA DE ENERGIA	TARIFA PROMEDIO DE COMPRA DE ENERGIA	MARGEN DE INTERMEDIACION (1) %
Antioquia	74.9	34.3	118.4
Arauca	79.4	44.6	78.0
Atlántico	83.0	42.0	97.5
Bolívar	85.3	42.1	102.4
Boyacá	64.0	33.7	90.3
Caldas	71.0	36.0	97.2
Caquetá	79.3	46.3	71.1
Cauca	77.6	41.3	87.8
Cesar	98.0	45.3	116.3
Chocó	64.4	34.8	85.1
Córdoba	108.4	42.5	155.3
Cundinamarca	95.2	45.7	108.1
Guajira	85.1	49.4	72.1
Huila	93.5	47.1	98.5
Magdalena	92.4	43.1	114.5
Meta	91.7	41.3	121.8
Nariño	66.5	49.9	33.2
Quindío	81.1	37.9	113.9
N. de Sant.	80.5	34.5	133.3
Santander	85.7	35.7	140.1
Sucre	77.1	47.0	64.1
Tolima	84.8	40.7	108.4
Valle	86.5	48.1	79.8

Nota 1: (VENTA - COMPRA) / COMPRA

Fuentes: UPME, SSPD

Las tarifas de compra para Cauca, Quindio y Valle se recalcularon con base en información de la SSPD.
Las tarifas de compra de Chocó y Santander son las suministradas por la SSPD.
Las tarifas para las demás empresas están tomadas de información suministrada porr la UPME.

Cuadro No. IV - 11

DISTRIBUCION PORCENTUAL DE LA FACTURACION POR CLASE DE SERVICIO, AÑO 1996

	FACTURACION, %							
EMPRESA	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	A. PUBLICO	U. NO REG	OTROS	TOTAL
Antioquia	55.16%	14.91%	18.43%	6.22%	4.69%	0.00%	0.59%	100.00%
Arauca	32.64%	28.65%	2.35%	19.55%	16.68%	0.00%	0.14%	100.00%
Atlántico	31.28%	22.65%	25.83%	9.37%	4.23%	4.66%	1.99%	100.00%
Bolívar	39.25%	20.47%	16.12%	13.54%	5.86%	4.42%	0.34%	100.00%
Boyacá	25.56%	10.45%	17.53%	6.98%	2.92%	36.48%	0.08%	100.00%
Caldas	41.28%	17.72%	30.77%	4.57%	4.97%	0.00%	0.69%	100.00%
Caquetá	38.53%	30.96%	7.78%	11.22%	10.93%	0.00%	0.57%	100.00%
Cauca	47.90%	5.60%	19.02%	10.65%	8.54%	6.77%	1.51%	100.00%
Cesar	43.07%	15.93%	19.83%	13.44%	7.73%	0.00%	0.00%	100.00%
Chocó	60.81%	12.65%	10.66%	10.54%	5.34%	0.00%	0.00%	100.00%
Córdoba	26.39%	14.65%	11.79%	15.79%	6.34%	0.00%	25.03%	100.00%
Cundinamarca	33.59%	13.76%	19.47%	7.46%	4.99%	0.00%	20.74%	100.00%
Guajira	49.01%	15.39%	9.49%	15.07%	11.05%	0.00%	0.00%	100.00%
Huila	41.03%	20.46%	16.36%	9.32%	6.60%	0.00%	6.21%	100.00%
Magdalena	37.11%	15.70%	26.19%	13.56%	7.40%	0.00%	0.04%	100.00%
Meta	31.43%	24.12%	19.79%	18.67%	5.89%	0.00%	0.09%	100.00%
Nariño	50.63%	15.21%	13.26%	9.02%	7.68%	0.23%	3.97%	100.00%
Quindío	46.42%	21.28%	15.75%	7.19%	9.37%	0.00%	0.00%	100.00%
N. de Sant.	40.00%	19.40%	20.89%	8.29%	7.87%	3.47%	0.08%	100.00%
Santander	34.46%	20.77%	28.87%	7.74%	7.01%	0.00%	1.15%	100.00%
Sucre	29.87%	9.74%	19.18%	27.15%	6.48%	6.61%	0.97%	100.00%
Tolima	30.02%	14.08%	33.52%	6.61%	0.32%	15.43%	0.02%	100.00%
Valle	17.20%	5.48%	32.22%	2.46%	3.45%	1.58%	37.61%	100.00%
TOTALES	35.06%	16.13%	23.07%	9.11%	5.39%	4.19%	7.05%	100.00%

Cuadro No. IV - 12

DISTRIBUCION PORCENTUAL DE LA FACTURACION RESIDENCIAL POR ESTRATOS SOCIOECONOMICOS, AÑO 1996

	PORCENTAJE DE LA FACTURACION FACTURACION						
EMPRESA	ESTRATO I	ESTRATO II	ESTRATO III	ESTRATO IV	ESTRATO V	ESTRATO VI	TOTAL
Antioquia	4.17%	25.64%	47.28%	12.49%	7.89%	2.53%	100.00%
Arauca	63.76%	13.27%	16.08%	6.85%	0.03%	0.00%	100.00%
Atlántico	8.17%	20.43%	16.30%	10.89%	13.54%	30.67%	100.00%
Bolívar	51.23%	30.05%	18.28%	0.10%	0.14%	0.21%	100.00%
Boyacá	0.23%	62.49%	20.86%	14.40%	1.95%	0.07%	100.00%
Caldas	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Caquetá	18.78%	24.21%	45.96%	11.03%	0.03%	0.00%	100.00%
Cauca	28.08%	36.10%	15.16%	16.90%	3.75%	0.02%	100.00%
Cesar	5.00%	49.35%	17.01%	14.93%	7.59%	6.12%	100.00%
Chocó	43.97%	30.17%	25.86%	0.00%	0.00%	0.00%	100.00%
Córdoba	21.66%	32.26%	24.77%	7.78%	5.54%	7.99%	100.00%
Cundinamarca	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Guajira	10.43%	35.01%	31.06%	23.50%	0.00%	0.00%	100.00%
Huila	2.63%	23.94%	26.29%	29.58%	9.35%	8.22%	100.00%
Magdalena	17.73%	30.26%	16.40%	16.31%	4.02%	15.28%	100.00%
Meta	1.73%	20.34%	50.81%	15.86%	11.26%	0.00%	100.00%
Nariño	13.09%	42.98%	13.32%	23.45%	7.14%	0.02%	100.00%
Quindío	4.77%	16.42%	31.92%	22.96%	11.61%	12.32%	100.00%
N. de Sant.	3.40%	35.22%	24.85%	26.07%	9.11%	1.35%	100.00%
Santander	2.25%	17.35%	29.17%	36.06%	5.89%	9.27%	100.00%
Sucre	5.04%	59.91%	13.28%	13.65%	3.48%	4.64%	100.00%
Tolima	5.40%	34.89%	24.71%	19.45%	7.30%	8.25%	100.00%
Valle	4.64%	46.98%	32.06%	10.41%	3.83%	2.09%	100.00%
TOTALES	7.00%	28.07%	23.77%	15.42%	6.45%	7.71%	100.00%

V

CARACTERIZACION SEGUN ECONOMIAS DE ESCALA

A. Resumen

El presente capítulo fue adicionado, por iniciativa del consultor, al alcance de los términos de referencia debido a su propio convencimiento de que, con ocasión del diseño de un nuevo escenario que busque incorporar diferentes modalidades de participación privada, resulta oportuno e imprescindible tomar en cuenta las diferencias existentes entre las empresas distribuidoras y comercializadoras de electricidad en cuanto a su caracterización por economías de escala y, dentro de lo posible, corregir mediante reconformación institucional las deseconomías y las economías de escala presentes, puesto que ellas, por una parte, tienen claras implicaciones en las tarifas de la electricidad que fácilmente se enmascaran como ineficiencias empresariales sin que lo sean realmente y, por otro lado, desequilibran la participación igualitaria de los comercializadores en los procesos de contratación de energía. En este sentido, el consultor deplora que esta clase de información, que estuvo disponible desde 1994, no fue considerada en forma alguna para orientar de mejor manera la participación privada que recientemente se vinculó a la Empresa de Energía de Bogotá.

Este capítulo inicialmente presenta un resumen de las causas que originan economías o deseconomías de escala en las empresas de distribución eléctrica y, basado en dicho resumen, destaca las acciones o puntos de interés tanto del Gobierno como del Sector Privado asociados a estas características. Luego presenta el modelo y las estimaciones de los costos medios y marginales de largo plazo para cada una de las 23 empresas estudiadas y, finalmente, realiza la caracterización de las empresas según economías de escala, caracterización que aparece en el Cuadro No. V - 1.

A manera de *resumen*, el Cuadro No. V - 1 sustenta que presentan *problemas estructurales de economías de escala las empresas de Arauca, Caquetá y Chocó y problemas de deseconomías de escala las empresas de Antioquia, Atlántico, Bolívar, Santander y Valle.* El caso de Caldas puede considerarse como un caso incipiente donde sus deseconomías aún son mínimas.

B. Marco teórico de la caracterización

1. Razones para la existencia de economías de escala

A lo largo del desarrollo de las empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica, ellas normal y naturalmente migran en el largo plazo desde una situación de economías de escala hacia una de rendimientos constantes de escala y, finalmente, llegan a presentar deseconomías de escala.

Cuando las zonas de prestación de los servicios son pequeñas y la empresa está operando, esto es, se encuentra dentro del corto plazo, posee un tamaño de planta

determinado. En la medida en que el mercado crece con el transcurrir del tiempo, la empresa puede ajustar su tamaño de planta, esto es, la combinación de todos los insumos que requiere para prestar sus servicios y, por consiguiente, se encuentra en un estado de planeación, o sea en el largo plazo. En estas circunstancias busca seleccionar la escala que mas le conviene que es aquella que minimiza su costo total, o sea su costo medio correspondiente a la producción esperada y, al adoptar la nueva planta, vuelve a situarse dentro del corto plazo el cual está definido como el intervalo de tiempo en el cual, al menos uno de los insumos es invariable.

En cada ocasión en que la empresa puede cambiar su escala, los criterios de eficiencia económica determinan que el desarrollo de la empresa se realice a lo largo de la ruta de expansión que es aquella que le permite incurrir en el menor costo unitario de producción. Como los mercados normalmente crecen, en cada ajuste de largo plazo, la empresa eficiente combina óptimamente los insumos y logra así *reducir* los costos unitarios de producción *aumentando* el tamaño de la planta: se encuentra por consiguiente en una situación de *economías de escala*.

Las siguientes son las *principales razones* que dan lugar a la existencia de *economías de escala:*

a. La *especialización y la división del trabajo.* Con plantas mas pequeñas que las requeridas, las mismas personas deben realizar diferentes tareas: una planta mayor puede permitir que los trabajadores se especialicen en determinadas ocupaciones y aumenten su eficiencia.

b. Los *factores tecnológicos cuantitativos.* La eficiente utilización de equipos que poseen diferentes capacidades de producción se logra cuando el tamaño de planta adoptado conduce a que ninguno de ellos sea subutilizado. Por otra parte, la instalación de equipos de mayor tamaño requiere incurrir en costos que son proporcionalmente menores que aquellos que se requerirían si se instalaran varios equipos de tamaño menor, pero con igual capacidad agregada de producción. Esta clase de economías de escala es muy frecuente e importante en la construcción de subestaciones y de redes de distribución.

c. Los *factores tecnológicos cualitativos.* Con frecuencia, a medida que aumenta la escala, se producen cambios cualitativos, a la vez que cuantitativos, en los equipos disponibles. Por lo general, a medida que aumenta la escala pueden cumplirse los objetivos de la empresa en forma *mejor y mas barata*: la caída del costo medio está acompañada de una mejora en calidad.

Las fuerzas mencionadas - la especialización y división del trabajo y los factores tecnológicos- unidas a algunas otras como las mejores posibilidades de financiación, permiten a la empresa que posee *economías de escala* reducir sus costos unitarios de largo plazo a medida que incrementa su producción: su curva de *costo medio de largo* plazo es descendente y su *costo marginal de largo plazo es inferior* al correspondiente costo medio.

Cuando existen *monopolios naturales* las fuerzas que producen economías de escala permanecen presentes hasta alcanzar producciones muy grandes respecto al tamaño

del mercado que abastece la empresa. Este caso es típico del servicio de *transmisión de electricidad* pero, equivocadamente y con frecuencia se supone que también existe a nivel de los servicios de *distribución y de comercialización* de electricidad.

Normalmente las empresas distribuidoras y comercializadoras de electricidad alcanzan un cierto tamaño en el cual ya no se presentan con suficiente intensidad las fuerzas que ocasionan las economías de escala como para inducir la disminución del costo medio de largo plazo al crecer la producción. Al incrementarse el mercado lo hace simultáneamente con su cobertura zonal lo cual conduce a que la empresa ya no pueda acceder a mayor especialización por división del trabajo ni a mejores factores tecnológicos sino que, simplemente, se replica a si misma en las nuevas áreas. En esta situación el costo medio de largo plazo *permanece constante* y la empresa alcanza una situación de *rendimientos constantes a escala*.

Al continuar su proceso de desarrollo las empresas *finalmente* entran en una etapa de *costos medios de largo plazo crecientes*, situación en que se dice que están en presencia de *deseconomías de escala* o *rendimientos decrecientes* a escala. El tamaño de la empresa ha llegado a ser tal que desborda su capacidad de *gerenciamiento eficaz*.

En la teoría moderna se da mínima importancia a la "posible" existencia de deseconomías de escala porque se considera que si ellas dependen de la presencia de una gerencia ineficiente, siempre es posible acceder a nuevas formas de gerenciamiento que eviten el crecimiento del costo medio de largo plazo o, como alternativa, dividir convenientemente la empresa en otras que no presenten el problema. Cabe resaltar que *esta misma razón* por la cual se decide no estudiar a mayor profundidad la existencia de deseconomías de escala *es lo que motiva su identificación* ante un eventual cambio institucional ya que, si tales deseconomías efectivamente existen, resulta imperioso adoptar modificaciones, ya sea en la clase de gerencia que poseen, o en el tamaño que han alcanzado las empresas.

2. Acciones que interesan al Gobierno

Desde luego que la simple caracterización de economías de escala en sus tres categorías comentadas, por si sola, no permite diagnosticar exactamente las acciones que el Gobierno debe realizar para enmendar los problemas a ellas asociados. Sin embargo, frente a un escenario de modificación empresarial, dicha caracterización sí permite tomar en cuenta que *existen diferencias reales* entre las distintas empresas en cuanto a la adecuación de su tamaño respecto al de su mercado y que *debe darse un tratamiento adecuado* a estas diferencias con el objeto de propiciar el mejor ajuste posible dentro del nuevo escenario empresarial previsto. Este ajuste deberá ser aquel que induzca una reconformación empresarial que *minimice el costo medio de largo plazo eficiente* en cada una de las empresas.

a. El caso de las empresas que presentan economías de escala

Las empresas con economías de escala por lo general coinciden con aquellas de tamaño relativo pequeño respecto al conjunto de empresas analizadas. Desde luego, ello no siempre es así, pues la identificación de esta característica puede tener razones

diferentes, tales como sobredimensionamiento de su capacidad gerencial y administrativa respecto al mercado que atienden. Interesa mencionar que el sobredimensionamiento mencionado *no es necesariamente ineficiente* puesto que puede ser *obligado o requerido* en razón de la escala empresarial por motivo de las indivisibilidades naturales que existen dentro de un cuerpo administrativo que debe funcionar autónomamente.

El *principal interés* del Gobierno para dar un tratamiento adecuado a las empresas que muestran economías de escala reside en que estas *presentan elevados costos medios de largo plazo* que ocasionan tarifas elevadas. Es el criterio de defensa del consumidor el que debe, en estos casos, motivar al Gobierno a su reconformación empresarial: aquí prácticamente carecen de interés criterios tales como la obtención de recursos por venta de activos o la liberación de recursos en el futuro por no tener que programar inversiones puesto que, como ya se señaló, se trata por lo general de empresas pequeñas cuyo valor de mercado y cuyos requerimientos de inversión para su expansión son bajos.

Un tratamiento adecuado a estas empresas requiere analizar:

i. Si dentro de la natural migración de dichas empresas se prevé razonablemente que, dentro de un lapso aceptable, tenderán "naturalmente" a presentar rendimientos constantes a escala. Si este es el caso, sobre ellas no urge tomar medidas diferentes a las que se tomaría en el caso en que desde ya presentaran rendimientos constantes.

ii. En caso de que no se prevea el cambio natural comentado, interesa analizar si es posible inducir una reconformación empresarial mediante la fusión con otra u otras empresas para que así, la nueva empresa tenga un tamaño aceptable que le permita adoptar una planta, especialmente la administrativa y gerencial, que sea económicamente eficiente. Como resultado del proceso de fusión se obtendría un menor costo medio de largo plazo asociado a la empresa distribuidora y una menor tarifa puesto que el comercializador traspasa al usuario el costo de distribución.

iii. Los menores costos medios y tarifas que enfrentarían las empresas con economías de escala que resulten fusionadas - ya sea entre sí o con otras empresas que presenten rendimientos constantes a escala o con partes de empresas que presenten deseconomías de escala - si bien resultan indispensables para obtener un marco institucional que minimice el costo total de la electricidad, no constituyen la única razón que induce a proponer su fusión. Recordando que las empresas con economías de escala son, por lo general, pequeñas en relación a las restantes, un comercializador que atienda aisladamente el mercado de cada una de ellas se encuentra en situación desventajosa cuando trata de contratar su energía pues, para los generadores, no constituye un mercado apetecible, sino un mercado marginal. Por razón de su tamaño, este comercializador se comportará como un *tomador de precios* y no inducirá institucionalmente mejoras en la competencia entre oferentes de electricidad. En esta situación probablemente adquirirá electricidad costosa y transpasará al usuario los sobrecostos incurridos en la compra de energía reforzando de esta manera los elevados costos de distribución y generando elevadas tarifas.

iv. Los dos párrafos anteriores destacan problemas de mercado solucionables institucionalmente mediante fusiones de empresas que, en caso de no hacerlo, conducirían inexorablemente a mayores costos medios de largo plazo de los que existirían si se tomaran las medidas correctivas mencionadas. Interesa destacar que estos mayores costos *no corresponden a ineficiencias económicas de las empresas* sino a causas estructurales que su propia administración empresarial tiene pleno derecho a considerar como *externalidades*. También interesa destacar que el fenómeno comentado es *independiente de que exista o nó participación privada*, ya que ella solo tiene competencia para disminuir las ineficiencias *internas* a la empresa y no las externalidades: la existencia de ineficiencias empresariales simplemente empeora los costos.

b. El caso de las empresas que presentan rendimientos constantes a escala

Refiriéndose únicamente el punto de economías de escala, es en aquellas empresas que muestran rendimientos constantes a escala en las que el Gobierno posee, en principio, menos interés en su reconformación institucional. No por este motivo su identificación carece de interés, puesto que ellas son *candidatas naturales* a fusionarse con aquellas empresas aledañas que presentan economías de escala, o con parte del mercado que poseen las empresas que presentan deseconomías de escala, con el fin de posibilitar de esta manera una *reconformación del conjunto total de empresas* en forma tal que dentro del nuevo conjunto, la *totalidad* de sus componentes presente rendimientos constantes a escala.

c. El caso de las empresas que presentan deseconomías de escala

En el caso de empresas con deseconomías de escala el Gobierno puede suponer que, dentro del esquema institucional vigente, su capacidad gerencial ha sido desbordada y ellas se encuentran en un estado de *costos medios de largo plazo crecientes y costos marginales de largo plazo superiores a sus correspondientes costos medios.*

Solo con el objetivo de alcanzar mayor claridad se enfatiza en que *no se asegura aquí* que se trate de empresas que presenten los *mayores* costos medios de largo plazo, puesto que esto depende de otras consideraciones, tales como el costo de adquisición de la energía y el nivel de pérdidas de electricidad: el *nivel de costos* da lugar a *otra clase de caracterización* que no se trata en esta sección.

Un tratamiento adecuado de las empresas que presentan deseconomías de escala requiere analizar:

i. Si es o no altamente probable que una nueva capacidad gerencial, gestada mediante la incorporación de la iniciativa privada, pueda conducir a que la nueva empresa presente rendimientos constantes a escala. Si este fuera el caso, el interés del Gobierno se debería enfocar en la mejor forma de vincular dicha iniciativa privada. Sin embargo, en el caso de que en su análisis el Gobierno concluyera que, por razones del tamaño relativo del mercado en consideración, resultase preferible su escisión, su interés debería enfocarse en el estudio del comportamiento de las

nuevas empresas escindidas, con objeto de observar si todas ellas cuentan con mercados suficientes como para que presenten rendimientos constantes a escala.

ii. El análisis de escisión de cada empresa que presente deseconomías de escala, no puede realizarse mirando con exclusividad su capacidad gerencial actual o la simple partición de la empresa, sino que adicionalmente se deben estudiar las modificaciones convenientes de introducir en los mercados aledaños. Vale recordar que muchas de estas empresas se gestaron como electrificadoras departamentales, con jurisdicciones también departamentales y, por consiguiente, con zonas de acción relacionadas con la división territorial de la República que poco tienen que ver con la adecuada regionalización eléctrica. Se dan casos donde unos mercados atendidos institucionalmente por una empresa están servidos eléctricamente por otra, dando lugar a intermediaciones en la distribución que, sin importar el hecho de que están adecuadamente incorporadas en la regulación vigente, en la práctica carecen de sentido. El arreglo de estos problemas es oportuno en todos los casos, con independencia de la existencia de deseconomías de escala, pero obviamente es *mas fácil y conveniente de realizar* cuando se trata, simultáneamente, de resolver problemas de deseconomías de escala.

iii. Finalmente, existe una razón diferente para limitar el tamaño de los grandes comercializadores, razón que es la contraparte de la que pone en relieve la conveniencia de evitar la existencia de comercializadores muy pequeños: en los procesos de contratación de energía, estos grandes comercializadores podrían llegar a ejercer *poder de mercado* lo cual, como cualquier otra condición que aleje el funcionamiento del esquema institucional de las reglas que propician la competencia, *debe ser evitado por principio*.

3. El interés de los agentes privados

Un primer punto que interesa destacar es el de que el *grupo objetivo de agentes privados* es *diferente* según se trate de vincularlo a empresas que presentan economías de escala o a empresas que presentan rendimientos constantes o deseconomías de escala. Los agentes que pueden estar interesados en participar de alguna manera dentro de las primeras empresas poseen diferente capacidad de acción, de gestión, de financiamiento y de inversión que los que pueden estar interesados en el segundo grupo.

De acuerdo a el comentario anterior, en opinión del consultor no parece conveniente propiciar la vinculación privada dentro de un mismo "paquete de condiciones" para una mezcla de empresas donde existan deseconomías de escala y rendimientos constantes, tal como sería el caso de juntar a Chocó con Nariño y Cauca. Esto contradice la especialización y el interés de los participantes.

Cuando se trata de la participación privada en empresas que presentan economías de escala, su interés se enfoca en las posibilidades reales de ajustar la planta a las escalas realmente requeridas por la empresa. Ajustes de este tipo eventualmente se pueden conseguir cuando han sido las limitaciones inherentes al sector público las que han determinado la existencia de plantas mayores que las necesarias. Sin embargo, es posible que por razón de indivisibilidades, en algunos casos no se logren los ajustes

ideales y que, de todas formas, incluso cumpliendo los requisitos de eficiencia económica, permanezcan las economías de escala.

Cuando se trata de vincular la participación privada en empresas que presentan deseconomías de escala, su interés se enfoca en fortalecer la gestión gerencial lo cual es alcanzable con elevada probabilidad. Esto conduce a pensar que las deseconomías de escala no presentan por si mismas problemas insolubles y que la vinculación de la iniciativa privada constituye efectivamente un mecanismo expedito para ellas. Sin embargo, se reitera lo expresado en el anterior numeral en el sentido de que, cuando existen deseconomías, están dadas las condiciones para enmendar *otra clase de distorsiones* diferentes de los problemas de escala, tales como lograr zonas eléctricamente conexas, eliminar empresas aledañas que presenten economías de escala y evitar la participación de agentes con poder de mercado en la contratación de su demanda de energía.

C. Presentación y aplicación del modelo

1. Antecedentes

Durante 1993 la Junta Nacional de Tarifas, adscrita al Departamento Nacional de Planeación, decidió adelantar el *Estudio de Costos de Distribución de Electricidad* (ECDE) que fue realizado simultáneamente por dos consorcios, el compuesto por las firmas Eduardo Barrera Quintero con Consultoría Colombiana S.A. y el conformado entre las firmas Consultores Regionales Asociados Ltda (CRA) y Econometría Ltda (ECO). Como uno de los resultados de dicho estudio se seleccionó la metodología propuesta por el último consorcio mencionado, con objeto de estimar los *costos medios y marginales de largo plazo de distribución.* También se resolvió utilizar la metodología propuesta por el primer consorcio como herramienta para estimar algunas de las variables explicatorias requeridas por el modelo de Econometría - CRA para las cuales no se disponía de datos soportados mediante inventarios físicos de las redes.

En 1994 la Comisión de Regulación Energética (CRE) adelantó la aplicación del estudio arriba mencionado ([1]) a la totalidad de las empresas distribuidoras de electricidad del país. Mediante los resultados de este estudio y actualizaciones realizadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), se definieron las tarifas reguladas que estuvieron vigentes hasta 1996, límite de duración de la vigencia de la Resolución 80 del 27 de diciembre 1995. Posteriormente fueron modificados los criterios de reconocimiento de costos a las comercializadoras, mediante la Resolución 031 de marzo de 1997 y, a las distribuidoras, según la Resolución 99 de junio de 1997. Como criterio general se adoptó el reconocimiento de los costos medios de reposición a nuevo de los activos de distribución, mas márgenes de utilidad para las empresas distribuidoras o comercializadoras.

---

[1] Coral M., José I.: "*Costos de Distribuir y Comercializar Electricidad*" (CDyCE), Comisión de Regulación Energética, Santafé de Bogotá, marzo de 1994.

El ECDE constituyó una investigación pionera en la determinación de costos medios y marginales de largo plazo, incluyó *consideraciones de eficiencia económica* y es el *único modelo disponible* que permite estimar los costos medios y marginales de largo plazo y, por consiguiente, *identificar la existencia de economías de escala*. El hecho de que sus resultados numéricos ya no estén en vigencia tiene implicaciones cuantitativas sobre la determinación de tarifas reguladas pero carece de interés para los fines analíticos que pretende este estudio.

Con objeto de identificar las economías de escala, el presente estudio utiliza el modelo estimado por el consorcio ECO - CRA dentro del ECDE , los procedimientos utilizados en el CDyCE y los mejores estimadores actualmente disponibles de las variables explicatorias que requiere el modelo.

2. Datos para la aplicación del modelo

A continuación se comentan los datos requeridos para la aplicación del modelo los cuales se presentan en cuadros que aparecen como *anexos* al presente informe que están situados después de los capítulos.

- El Cuadro No. A: V - 1 contiene la *facturación total y porcentual por nivel de voltaje* correspondiente a 1996. Para aquellas empresas para las cuales aún no se dispone de los porcentajes de facturación por nivel de tensión se han supuesto los mismos valores que se utilizaron en el EDyCE.

- El Cuadro No. A: V - 2 contiene los *porcentajes de pérdidas técnicas* por nivel de voltaje referidos al nivel de ingreso en alto voltaje y los *porcentajes de pérdidas no técnicas.* Los supuestos efectuados, por carencia de información actualizada, están escritos como nota de pié de página en el mismo cuadro. Este mismo procedimiento se ha utilizado en todos los cuadros con el objeto de volver mas sencilla su lectura.

- Los Cuadros No. A: V - 3 hasta el V - 6 contienen los *flujos de energía por nivel de voltaje.* El flujo que ingresa al nivel de alto voltaje es un dato para cada empresa. La construcción de los cuadros procede así: (a) Las pérdidas técnicas por nivel de voltaje están calculadas como el porcentaje de dichas pérdidas multiplicado por la energía total de entrada, que es la base del porcentaje; (b) Las pérdidas no técnicas por nivel de tensión se calculan repartiendo las pérdidas no técnicas totales en proporción a la facturación de la energía por nivel de voltaje. Las pérdidas no técnicas totales se estiman como el porcentaje de pérdidas no técnicas multiplicado por el total de la energía de ingreso al nivel de alto voltaje, que es la base de dicho porcentaje; (c) La energía que egresa de cada nivel de voltaje es igual a la energía que ingresa menos las pérdidas técnicas en el nivel; (d) El consumo facturado en el nivel de voltaje es igual al porcentaje de facturación del nivel multiplicado por la facturación total; (e) El suministro por nivel es la suma del consumo por nivel mas las pérdidas no técnicas del mismo nivel de voltaje.

3. Presentación del modelo econométrico

El Cuadro No. A: V - 7 contiene los *coeficientes del modelo de regresión que explica el costo de inversión, operación y mantenimiento* (CIOM) en función de las variables explicatorias que son: (a) El flujo de energía que egresa del correspondiente nivel de voltaje primario (FP) o secundario (FS; (b) El nivel salarial de la empresa (S), expresado en millones de pesos de 1991; y (c) La densidad expresada como número de usuarios por kilómetro de red primaria (DP) o secundaria (DS).

La relación funcional del modelo econométrico es lineal en logaritmos. La variable dependiente es el logaritmo natural del CIOM primario o secundario. Las variables independientes son las mostradas en el Cuadro No. A: V -7.

4. Variables explicatorias de los costos de inversión y O&M

El Cuadro No. A: V - 8 presenta el conjunto de variables explicatorias de los costos de inversión, operación y mantenimiento. Se presentan los siguientes comentarios:

- Los *flujos de energía útil* son las energías que egresan de los niveles de voltaje primario (FP) o secundario (FS) y sus valores están tomados de los Cuadros No. A: V - 5 y 6.

- Las *densidades de usuarios por kilómetro de red* primaria (DP) o secundaria (DS) provienen de dos fuentes de información así: (a) Para aquellas empresas que hasta julio de 1997 suministraron a la CREG la información exigida por la Comisión para aprobar los cargos de distribución, se usa dicha información; (b) Para el resto de las empresas se supone que no han cambiado las densidades que fueron estimadas en el estudio EDyCE efectuado para la CREG durante 1994.

- El *número de usuarios* está tomado de las estadísticas de cada empresa que fueron revisadas dentro del presente estudio.

- Como salario se ha adoptado un valor único para todas las empresas que está calculado como el salario promedio investigado en el EDyCE. Esta aproximación se debe a la falta de información confiable, depurada y actualizada para la gran mayoría de las empresas. La información contable disponible, si bien es completa, requiere para su correcta interpretación una labor exhaustiva de análisis adelantado en cada fuente, puesto que existen muchas formas de pagos que representan salarios y muchas formas de vinculación de personal que significan empleados pero que, por diferentes motivos, aparecen registrados de diversas maneras. Por otra parte, la adopción de un salario único tiene la gran ventaja de impedir la identificación de economías de escala originadas en el salario promedio realmente pagado en cada empresa ya que, con la incorporación de la iniciativa privada, este valor pronto carecerá de vigencia ya que será modificado y, con elevada posibilidad, tenderá a reflejar productividades marginales similares.

D. Resultados

El Cuadro No. A: V - 9 contiene la *elasticidad de la función de costos de inversión, operación y mantenimiento*. Sobre él se presentan los siguientes comentarios:

- Como la elasticidad mencionada es igual al cociente entre el costo marginal y el costo medio de largo plazo, permite identificar economías de escala en aquellas empresas cuya elasticidad posee valores inferiores a la unidad y, deseconomías de escala, cuando posee valores superiores a la unidad.

- Debido a la natural migración de las empresas desde economías de escala hacia deseconomías de escala, interesa *proyectar* las elasticidades de la función de costos de inversión, operación y mantenimiento. Esta proyección se ha efectuado basándola en la proyección de las variables explicatorias. Los flujos de energía (FP y FS) se han proyectado de acuerdo al crecimiento esperado de la demanda de energía en cada empresa estimado por la UPME. Con el mismo criterio se ha proyectado el crecimiento del número de usuarios (N). Además, se han supuesto invariables tanto las densidades (DP, PS) como el salario real (S) que se supone único y constante para todas las empresas.

El Cuadro No. V - 1, situado al final del presente capítulo, contiene la *caracterización de las empresas según la existencia de economías de escala,* que es el resultado buscado. Se basa en el Cuadro No. A: V - 9 donde se ha supuesto un intervalo del 3% centrado en la elasticidad con valor igual a uno de la función de costos directos de inversión, operación y mantenimiento y, por consiguiente, donde se han caracterizado como empresas con *economías de escala (ECONOM)* a aquellas que poseen elasticidad inferior a 0.97 y como empresas don *deseconomías de escala (DESECONOM)* a las que poseen elasticidad superior a 1.03. Las demás se han caracterizado como empresas con *rendimientos constantes a escala (REND.CONST.).*

D. Estimación de los costos de distribución

Una caracterización interesante de las empresas, que pertenece a la clase de caracterizaciones de *tendencia central,* consiste en clasificarlas según su *nivel de costos, alto, medio o bajo.* Esta caracterización se presenta en el Capítulo IV, sin embargo, como para llegar a ella se requiere continuar utilizando del modelo descrito en el presente capítulo, por razones de claridad en la presentación, se procede a mostrar a continuación la *estimación de los costos de distribución* del conjunto de empresas.

El Cuadro No. A: V - 10 contiene *los costos de inversión, operación y mantenimiento* calculados mediante el modelo econométrico estimado por ECO - CRA y descrito en el literal anterior. Se considera que este es un cuadro *altamente ilustrativo* sobre los requerimientos esperados de inversión, operación y mantenimiento en cada una de las empresas: puede dar lugar a comparaciones válidas a nivel de cada empresa respecto a sub o sobreinversión realmente efectuadas en sus sistemas de distribución. Además, pone de relieve mediante un indicador absoluto, la magnitud de cada empresa.

El Cuadro No. A: V - 11 contiene la estimación de *costos medios de largo plazo correspondientes exclusivamente a las redes de distribución*. Su cálculo parte de incrementar el costo de inversión, operación y mantenimiento en un 8% como margen de distribución para la empresa y dividir este resultado por el flujo útil de energía, ya sea primaria (FP) o secundaria (FS).

El Cuadro No. A: V - 12 contiene los *costos marginales de largo plazo para el servicio de distribución* y está calculado multiplicando los costos medios que aparecen en el Cuadro No. A: V - 11 por las correspondientes elasticidades que se muestran en el Cuadro No. A: V - 9.

El Cuadro No. A: V - 13 contiene los *costos de la energía al ingreso del nivel II* o sea al ingreso de la distribución primaria. Aquí aparecen como un dato. Como se observa en el cuadro la fuente de información, que es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), carece de la información completa pues para unas empresas no posee el indicador y, para otras, posee el indicador pero referido a otro nivel de voltaje. Por este motivo se ha tenido que realizar una aproximación consistente en considerar como costo de la energía en el nivel II el cociente entre los pagos totales por compra de energía mas peajes y estampillas entre la compra total de energía. Esta aproximación incluye como inconsistencia la posibilidad de que entre las estampillas existan valores que corresponden a los niveles II y I y que, adicionalmente, excluya valores de peajes que deberían pertenecer a los niveles III y IV, pero que se desconocen porque no se registran contablemente cuando las redes de transmisión pertenecen a la misma empresa. A pesar de lo anterior, el consultor considera que la aproximación es aceptable para los fines de caracterización buscados.

El Cuadro No. A: V - 14 contiene los *costos de la electricidad* discriminados entre *costos marginales de distribución de electricidad* - que están asociados exclusivamente a las redes de distribución - y los *costos de comercialización* que están asociados a los costos de clientela. Se presentan los siguientes comentarios:

- Los *costos marginales de distribución primaria* están calculados como la suma del costo de la electricidad al ingreso de la red, mas el costo marginal de distribución primaria incrementada dicha suma en el porcentaje de pérdidas técnicas marginales de distribución primaria referido al ingreso de la distribución primaria. Las pérdidas técnicas marginales de distribución primaria están calculadas como el doble de las correspondientes pérdidas técnicas medias, que son las que realmente se miden: esta fórmula de cálculo supone que solo existen pérdidas de carácter resistivo.

- Los *costos marginales de distribución secundaria* están calculados como los costos marginales de distribución primaria, mas el costo marginal de distribución secundaria incrementada dicha suma por las pérdidas marginales de distribución secundaria, las cuales se suponen iguales al doble de las pérdidas medias de distribución secundaria.

- Los *costos de comercialización* son aquellos en que incurre la empresa para atender al cliente. Los valores que aparecen en el cuadro aquí comentado, son los *costos base de comercialización* aprobados por la CREG mediante sendas resoluciones expedidas por empresa y están calculados según lo dispone la Resolución 31 de

marzo de 1997, mas algunas consideraciones de eficiencia introducidas por la Comisión en uso de su capacidad reguladora y convertidos en pesos de 1996 indexándolos mediante el IPC. La indexación tiene por objeto únicamente expresar los costos de comercialización en el mismo nivel general de precios en que aparecen los costos marginales de distribución y carece de importancia para la caracterización presentada en el Capítulo IV.

Cuadro No. V - 1

CARACTERIZACION DE LAS EMPRESAS SEGÚN EXISTENCIA DE ECONOMIAS DE ESCALA

EMPRESA	Para redes de distribución primarias			Para redes de distribución secundarias		
	1996	**2001**	**2006**	**1996**	**2001**	**2006**
Antioquia	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM
Arauca	ECONOM	ECONOM	ECONOM	ECONOM	ECONOM	ECONOM
Atlántico	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM
Bolivar	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM
Boyacá	REND.CONST.	REND.CONST.	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM
Caldas	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM
Caquetá	ECONOM	ECONOM	ECONOM	ECONOM	ECONOM	ECONOM
Cauca	ECONOM	REND.CONST.	REND.CONST.	REND.CONST.	REND.CONST.	DESECONOM
Cesar	ECONOM	ECONOM	REND.CONST.	REND.CONST.	REND.CONST.	REND.CONST.
Chocó	ECONOM	ECONOM	ECONOM	ECONOM	ECONOM	ECONOM
Córdoba	REND.CONST.	REND.CONST.	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM
Cundinamarca	ECONOM	REND.CONST.	REND.CONST.	ECONOM	REND.CONST.	REND.CONST.
Guajira	ECONOM	ECONOM	REND.CONST.	ECONOM	REND.CONST.	DESECONOM
Huila	REND.CONST.	REND.CONST.	REND.CONST.	REND.CONST.	REND.CONST.	REND.CONST.
Magdalena	REND.CONST.	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM
Meta	ECONOM	ECONOM	REND.CONST.	ECONOM	REND.CONST.	REND.CONST.
Nariño	REND.CONST.	REND.CONST.	REND.CONST.	REND.CONST.	REND.CONST.	REND.CONST.
Quindio	ECONOM	ECONOM	ECONOM	REND.CONST.	REND.CONST.	REND.CONST.
N. de Sant.	REND.CONST.	REND.CONST.	DESECONOM	REND.CONST.	DESECONOM	DESECONOM
Santander	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM
Sucre	ECONOM	ECONOM	REND.CONST.	ECONOM	REND.CONST.	REND.CONST.
Tolima	REND.CONST.	REND.CONST.	DESECONOM	REND.CONST.	DESECONOM	DESECONOM
Valle	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM	DESECONOM

Se han caracterizado como empresas que presentan "Rendimientos Constantes a Escala" (REND.CONST) a aquellas que poseen elasticidad de la función de costos directos de IOyM mayor a 0.97 y menor a 1.03; como empresas con "Deseconomias de Escala" DESECOM" cuando dicha elasticidad supera 1.03 y como empresas con "Economias de Escala" (ECONOM) cuando dicha elasticidad es inferior a 0.97.

VI

CARACTERIZACION SEGUN LA EFICIENCIA EMPRESARIAL

A. Resumen

El convencimiento de que existe ineficiencia empresarial es uno de los principales impulsores de la vinculación de la iniciativa privada, sin embargo, con frecuencia este convencimiento no está soportado en estudios de medición de la eficiencia de las empresas sino que, por el contrario, muchas veces se basa en aproximaciones equivocadas al concepto de eficiencia.

De la misma manera que el capítulo anterior, el presente fue adicionado por iniciativa del consultor al alcance de los términos de referencia por cuanto considera que es necesario proponer una metodología que permita efectivamente *caracterizar técnicamente* las empresas de acuerdo a su *eficiencia empresarial,* ya que siempre interesa corregir las ineficiencias, tanto desde el punto de vista del Gobierno, como desde el punto de vista de un eventual actor privado, con independencia de que su participación ocurra en la propiedad, en el control o en la operación de las empresas.

Como criterio general para el análisis de eficiencia se considera que las empresas deben buscar atender sus mercados al menor costo posible, lo cual conduce a minimizar el uso de recursos para lograr determinados productos. El método presentado es una de las herramientas de análisis que mas popularidad ha alcanzado recientemente y que está en desarrollo e investigación. Es conocido como el método DEA por sus siglas en inglés de *Data Envelopment Analysis.* Se presentan las ventajas y desventajas del modelo y algunas referencias bibliográficas.

Luego de presentar el modelo se lo aplica a un ejemplo mediante el cual se busca ilustrar en forma concreta la utilización de la metodología propuesta. En el ejemplo se seleccionan como *productos* el *número de usuarios*, discriminado entre *urbanos y rurales* y como *insumos*, el *número total de empleados*, *las pérdidas de electricidad* y *el costo total de operación y mantenimiento.* Mediante la solución del ejemplo se presenta una *caracterización de las empresas* de acuerdo a su eficiencia, la cual debe interpretarse con ciertas salvedades, debido a que ciertos datos no están depurados. En esta caracterización, restringida al ejemplo mencionado, resultan ineficientes las empresas de *Antioquia, Bolívar, Caldas, Cauca, Cesar, Chocó, Guajira y Magdalena.*

A título ilustrativo se presenta una empresa virtual eficiente correspondiente a Bolívar, construida a partir de sus empresas modelos que son Boyacá, Cundinamarca, Nariño y Tolima.

Finalmente se presentan algunas conclusiones cualitativas entre las que se destaca la de que ciertas empresas, frecuentemente consideradas como ineficientes sin un estudio que soporte tal clasificación, debido a características propias de sus mercados, bien pueden ser empresas *objetivamente eficientes* tales como, en el ejemplo mencionado, resultan ser las empresas de Boyacá y Nariño.

Se concluye que no es fácil, directo ni inmediato caracterizar empresas de acuerdo a sus eficiencias relativas y que, el método propuesto, puede constituir una buena herramienta para tal propósito.

B. Marco teórico de la caracterización

1. Razones para incluir la caracterización según la eficiencia empresarial

Probablemente es el convencimiento de que existe ineficiencia empresarial uno de los principales impulsores de la vinculación de la participación privada en las empresas. Incluso, se destaca con frecuencia que otros posibles beneficios que el Gobierno podría obtener al vincular dicha participación privada - tales como la obtención de recursos por la enajenación de activos o la liberación de compromisos de inversión en las empresas - poseen importancia secundaria frente a los logros esperados en mejoras de la eficiencia empresarial, eficiencia que se considera que está deteriorada por las nocivas influencias de la participación mayoritariamente estatal en la propiedad y en el control de las empresas.

Dada la gran importancia que se atribuye a la posible existencia de ineficiencia empresarial, interesa sobremanera dilucidar si ella efectivamente existe y, por consiguiente, caracterizar técnicamente el conjunto de empresas en análisis, según su nivel de eficiencia.

2. Aproximaciones equivocadas al concepto de eficiencia

Se desea destacar aquí que existen algunas aproximaciones que, en concepto del consultor, son equivocadas y mediante las cuales, incluso con frecuencia, se busca calificar la eficiencia de las empresas. Por lo general, estas aproximaciones se basan en la *observación de un único indicador* que se supone que es aceptablemente bueno para calificar la eficiencia empresarial. A continuación se comentan algunos de estos casos:

- Empresas con *pérdidas elevadas.* Se ha supuesto, incluso dentro del marco regulatorio vigente, que existe un *único nivel de pérdidas eficiente,* lo cual conduce a no reconocer, mediante tarifas, niveles mayores que este "nivel eficiente de pérdidas". El supuesto implícito que invalida la consideración de pérdidas elevadas como indicador de eficiencia es el de que las empresas distribuidoras son homogéneas entre sí. El *nivel de pérdidas eficiente* podría definirse como aquel para el cual el valor presente del costo de reducirlas resulta igual al valor presente esperado de dichas pérdidas. El problema para adoptar la metodología que sugiere la definición reside en su difícil implementación, a diferencia de lo que ocurre en proyectos específicos de inversión, donde se lo usa precisamente para dimensionar eléctricamente los proyectos.

- La *baja confiabilidad del servicio.* Este indicador, igual que el anterior, supone una homogeneidad entre las empresas pero agravado en el sentido de que la homogeneidad supuesta para que fuese válida, debería existir no solamente a nivel

de la oferta, o sea del sistema de distribución, sino también a nivel de la demanda: todos los mercados deberían tener la misma composición de usuarios e iguales disponibilidades a pagar para evitar los cortes. Adicionalmente, en Colombia aún no existen buenas mediciones y estadísticas sobre confiabilidad.

- Los elevados *costos de prestación del servicio*. Esta clase de indicador ya es un poco mas completa que los dos anteriores, pues implícitamente los contiene. Sin embargo, tampoco puede considerarse como buen indicador de la eficiencia de las empresas por cuanto el costo de prestación del servicio, de acuerdo con los comentarios presentados en el capítulo anterior, puede obedecer a *externalidades* a la empresa. Por ejemplo, una empresa con economías de escala, puede ser eficiente y sin embargo poseer elevados costos de prestación del servicio. En el otro extremo, una empresa con deseconomías de escala que por si mismas suponen una clase de ineficiencia gerencial, puede enmascarar su ineficiencia gracias a las ventajas que obtiene de su tamaño, unas de las cuales son lícitas y económicas y otras, que eventualmente pueden existir, obedecen al "poder de mercado" que puede ejercer en la contratación de su energía a largo plazo. Por evidentes, no se comentan a profundidad otros motivos que pueden dar lugar a bajos costos de prestación del servicio cuando lo que se hace es ocultar costos, caso frecuente cuando existe integración vertical en las empresas.

- Adicionalmente se usan otra clase de indicadores de eficiencia relacionados con los *costos operativos de las empresas,* y con *otras características financieras, contables, de manejo de cartera*, etc. No se comentan específicamente estos indicadores por estar excluidos de los términos de referencia del consultor técnico del presente estudio.

A pesar de que se ha argumentado en contra del uso de los indicadores mencionados como indicadores de eficiencia empresarial, forzoso es reconocer que cada uno puede contener algo de verdad. Solamente se argumenta contra su uso inflexible y aislado, sin tomar en cuenta las reales heterogeneidades existentes entre empresas. A continuación, se propone una medida diferente de la eficiencia de las empresas, la cual *también tiene limitaciones* que se comentan explícitamente al tratar las debilidades y fortalezas de la metodología propuesta.

3. Planteamiento general de la metodología propuesta

a. Definición de la eficiencia empresarial

Todas las empresas en consideración deben buscar atender sus mercados al menor costo total posible. Para este efecto requieren utilizar un conjunto de insumos y producir un conjunto de productos.

Suponga que existen **N** empresas, cada una de las cuales produce **J** productos en cantidades **Y** y consume **K** insumos en cantidades **X**. Por tanto, cada empresa **i=1,2,...,N** produce: $Y_{i,j}$ unidades del producto **j= 1,2, ...,J** y consume $X_{i,k}$ unidades del insumo **k=1,2, ...,K**.

Para la empresa **i** puede *definirse* su eficiencia E_i como:

$$E_i = \frac{u_1 Y_{i,1} + \ldots + u_j Y_{i,j} + \ldots + u_J Y_{i,J}}{v_1 X_{i,1} + \ldots + v_k X_{i,k} + \ldots + v_K X_{i,K}}$$

Donde los u_j son ponderadores de los **J** productos y los v_k son ponderadores de los **K** insumos que permiten realizar las sumas que aparecen en el numerador y en el denominador de la anterior expresión.

b. Interpretación de los ponderadores

En la *definición* de la eficiencia, si los ponderadores fueran los respectivos precios, la expresión representaría el cociente entre el valor de todos los productos y el valor de todos los insumos. Si se deseara, de acuerdo a la costumbre, normalizar el valor de la eficiencia entre 0 y 1, bastaría con redefinirla como el cociente entre la E_i arriba definido y el máximo E_i observado en el conjunto de empresas.

Existen sin embargo problemas para considerar que los u_j y los v_k puedan estar representados *adecuadamente* por los precios vigentes de los respectivos productos e insumos debido a las siguientes razones:

- En primer lugar, es posible que dichos precios no estén claramente definidos por el mercado. Este sería, por ejemplo, el caso en que un producto consista en una determinada calidad de electricidad. También sería el caso en donde uno de los insumos esté definido como el "número de kilómetros de redes de nivel II" puesto que puede no existir una valoración establecida para esta clase de agregado.

- En segundo lugar, aunque algunos de los precios pueden estar definidos, es probable que no representen "realmente" el valor de determinado producto. Por ejemplo, pueden considerarse como productos diferentes el número de usuarios atendidos, discriminado entre rurales y urbanos. Cabe suponer que es mas costoso atender a los primeros que a los usuarios urbanos, dada su dispersión geográfica. Sin embargo, las correspondientes tarifas promedio rurales y urbanas no reflejan la consideración de costo mencionada y, antes por el contrario, por razones políticas que tienen que ver con aspectos tales como la distribución del ingreso, se determinan estratos, que alejan significativamente las tarifas de los costos.

Los problemas mencionados impiden definir *a priori* los ponderadores: cualquier cuantificación que de ellos se haga podría resultar aceptable para unas empresas e inaceptable, *justamente*, para otras. Una forma, por cierto laxa, de resolver el impase consiste en dejar que cada empresa los defina libremente. En esta situación, cada empresa seleccionaría su propio conjunto de ponderadores en forma tal que *maximice su indicador de eficiencia empresarial.*

Si se deja total libertad a las empresas para asignar sus respectivos ponderadores se tiene una indiscutible ventaja consistente en que los resultados que se obtengan *no pueden ser controvertidos* por ninguna de ellas. Este beneficio conlleva aparejado el

costo de que las empresas podrían asignar máxima ponderación a sus mayores productos y mínima ponderación a los insumos que emplean en mayores cantidades, dando como resultado un conjunto de eficiencias relativamente altas. Por consiguiente, interesa limitar, tanto por arriba como por abajo, la libertad de cada empresa para seleccionar los ponderadores que maximizan su eficiencia. Si esta limitación se llevara al extremo, se estaría nuevamente en el caso en que los ponderadores fueran asignados a priori y los resultados no serían aceptables para el conjunto total de empresas.

Existen distintas manera de limitar convenientemente los ponderadores, siempre y cuando no sean arbitrarias. Por ejemplo, si se efectúa una buena selección de los productos y de los insumos a considerar, es perfectamente viable asignar límites superior e inferior a los ponderadores en forma tal que ninguno de los productos ni de los insumos pueda pesar menos de determinado porcentaje dentro del cómputo de la eficiencia de cada empresa. Otro enfoque es el de usar la interpretación de precios que poseen los ponderadores y, de acuerdo a ella, definir rangos de los ponderadores que resulten aceptables para todas las empresas.

c. Formulación del modelo

Lo expresado anteriormente en palabras se formula matemáticamente de la siguiente manera. La *eficiencia* E_i de la empresa **i** se obtiene resolviendo el siguiente problema:

$$Maximizar: E_i = \frac{u_1 Y_{i,1} + \ldots + u_j Y_{i,j} + \ldots + u_J Y_{i,J}}{v_1 X_{i,1} + \ldots + v_k X_{i,k} + \ldots + v_K X_{i,K}}; i = i^*$$

Sujeto a las siguientes condiciones:

$$\frac{u_1 Y_{i,1} + \ldots + u_j Y_{i,j} + \ldots + u_J Y_{i,J}}{v_1 X_{i,1} + \ldots + v_k X_{i,k} + \ldots + v_K X_{i,K}} \leq 1, \forall i = 1, \ldots, N$$

$$0 < a_j \leq u_j \leq b_j$$

$$0 < c_k \leq v_k \leq d_k$$

La solución del modelo anterior mediante los procedimientos del álgebra lineal es directa si se considera que maximizar un cociente es equivalente a maximizar su numerador prefijando el valor del denominador. El modelo puede entonces reformularse así:

$$Maximizar: E_i = u_1 Y_{i,1} + \ldots + u_j Y_{i,j} + \ldots + u_J Y_{i,J}; i = i^*$$

Sujeto a las siguientes condiciones:

$$v_1 X_{i,1} + \ldots + v_k X_{i,k} + \ldots + v_K X_{i,K} = 100; i = i^*$$

$$u_1 Y_{i,1} + \ldots + u_j Y_{i,j} + \ldots + u_J Y_{i,J} - v_1 X_{i,1} - v_k X_{i,k} - \ldots - v_K X_{i,K} \leq 1, \forall i = 1, \ldots, N$$

$$0 < a_j \leq u_j \leq b_j; \forall j = 1, \ldots, J$$

$$0 < c_k \leq v_k \leq d_k; \forall k = 1, \ldots, K$$

Debido a que en la anterior formulación del modelo se ha igualado (arbitrariamente) el valor del denominador a 100, la eficiencia E_i resulta directamente expresada como porcentaje.

d. Precios sombra, empresas modelos y empresa virtual eficiente

El modelo se encuentra formulado como N problemas de optimización. La solución de cada uno de dichos problemas produce la *eficiencia de la* **i**-*ésima empresa* y, adicionalmente, entrega los dos conjuntos siguientes de resultados:

- En primer lugar, el conjunto de los u_j y los v_k que son los ponderadores de los productos y de los insumos que vuelven máxima la eficiencia de la empresa $i=i^*$, ponderadores que pueden interpretarse como los *precios sombra* que dichos productos e insumos poseen para la **i** - ésima empresa.

- Las *eficiencias que tendrían las demás empresas* con los u_j y los v_k correspondientes a la **i** - ésima empresa. Si la eficiencia de la **i** - ésima empresa, E_i, resulta inferior a la unidad es porque existen una o mas empresas con eficiencias exactamente iguales a la unidad: a estas empresas se las llama *modelos* de la empresa E_i.

Si la **i** - ésima empresa resulta ineficiente, esto es si $E_i < 1$, es posible incrementar todos sus productos por un factor de $(1/E_i)$ manteniendo constante la misma cantidad de todos sus insumos o, alternativamente, producir su mismo vector de productos pero utilizando su vector de insumos disminuido en E_i veces. Dentro de estos dos extremos existen múltiples combinaciones de producción y consumo de recursos que producirían eficiencia unitaria aumentando los productos por un factor entre 1 y $(1/E_i)$ y, simultáneamente, reduciendo el uso de recursos en un multiplicador situado entre E_i y 1.

Es posible demostrar que existe al menos una *empresa virtual eficiente* cuyo vector de productos sea igual a $(1/E_i)$ veces el vector de productos de la **i** - ésima empresa, que tenga el mismo vector de insumos y que esté formada por una combinación lineal de los vectores de productos y de uso de insumos asociados a cada una de las *empresas modelos* para la cual los multiplicadores de dicha combinación sumen 1. También puede encontrarse la *empresa virtual eficiente* para el otro extremo en que la **i** - ésima empresa modifica su esquema de producción y se vuelve eficiente manteniendo su vector de

productos y disminuyendo su vector de insumos en E_i veces, o para cualquier otra combinación de producción e insumos que pueda alcanzar.

La *empresa virtual eficiente* puede interpretarse como aquella empresa que tendría un vector de producción e insumos obtenido a partir del supuesto de que la **i** - ésima empresa se comportara parte del tiempo como cada una de las *empresas modelos* . Es esta interpretación la que da lugar al nombre de *empresas modelos* para aquellas empresas que muestran eficiencia unitaria con los u_j y los v_k que maximizan la eficiencia de la empresa **i**.

e. El modelo y las economías de escala

El modelo presentado *supone que existen rendimientos constantes a escala*: esto es lo que permite suponer que cada empresa puede cambiar su vector de productos por el mismo factor en que cambie su vector de insumos y que puede, por consiguiente, ser representada por el conjunto de *empresas modelos* como si se comportara como cada una de ellas parte del tiempo.

El supuesto de *rendimientos constantes a escala* es *esencial* al modelo presentado. Su aplicación requiere el análisis previo de que no existen economías o deseconomías de escala, análisis que fue presentado en el capítulo anterior.

f. Productos o insumos modificables e invariables

Si la **i** - ésima empresa posee E_i <1, para mejorar su eficiencia debería incrementar su vector de productos o disminuir su vector de insumos o sea, debería cambiar su función de producción. Para determinar la meta a conseguir es importante notar que algunos de los productos o de los insumos pueden ser imposibles de modificar, al menos en el corto plazo, gracias a la acción autónoma de la empresa. Este sería el caso, por ejemplo, en que uno de los productos se definiera como el *número de usuarios servidos,* puesto que la empresa no podría, autónomamente, incrementarlo o disminuirlo, ya que podría estar fijado tanto por el mercado existente, como por los compromisos adquiridos por la empresa con sus clientes.

g. Poder discriminatorio del modelo

Para que el modelo sea realmente útil se requiere que sea capaz de discriminar empresas eficientes e ineficentes. La posibilidad que tiene la empresa **i** de seleccionar sus u_j y v_k que maximizan su propia eficiencia conduce a pensar que el modelo puede tener poco poder discriminatorio pues muchas empresas pueden resultar con eficiencias unitarias.

Cuando se consideran **J** productos y **K** insumos, un número mínimo de **L=J*K-1** empresas debe resultar eficiente. Por lo tanto, para que exista suficiente poder discriminatorio del modelo, interesa limitar el número de productos e insumos a considerar en forma tal que el número de empresas **N** sea mucho mayor que **L**.

h. Ventajas del modelo

El modelo presentado posee un conjunto de importantes características que lo han convertido en un modelo de amplia, aunque reciente, aplicación. Entre estas ventajas se destacan las siguientes:

- Puede manejar múltiples insumos y múltiples productos. Desde el punto de vista práctico, la única limitación en este aspecto es la de mantener un elevado poder discriminatorio del modelo (N >> L).

- No requiere suponer ninguna *relación funcional* entre insumos y productos; por consiguiente, no requiere investigar la función de producción de cada empresa.

- Permite comparar a cada empresa contra cada una de sus empresas modelos o contra una combinación lineal de sus empresas modelos. Esta es una ventaja práctica importante porque resalta condiciones de las empresas que son muy difíciles de detectar mediante la observación directa de sus estadísticas de producción y de consumo de recursos.

- Permite considerar insumos y productos que tengan unidades en extremo diferentes sin que requiera predeterminar una tasa marginal de sustitución - precios relativos - entre ellos.

- Si se logra un consenso al predeterminar los insumos y los productos a considerarse, los resultados obtenidos *deben* ser admitidos por todas las empresas. Lo mismo debe ocurrir si se logra un consenso al predeterminar rangos para los *precios sombra* cuando esto sea aplicable.

i. Desventajas del modelo

Las mismas ventajas que posee el modelo pueden generar algunas desventajas que se deben considerar antes de usarlo. Entre estas se destacan las siguientes:

- Por constituir el modelo una *técnica de puntos extremos*, a diferencia de los modelos de *tendencia central*, los *errores de medición* pueden inducir conclusiones equivocadas, sin importar que el error de medición tenga media nula.

- Constituye una medida de la *eficiencia relativa* de las empresas y *no de su eficiencia absoluta*. El modelo puede detectar qué tan buena es una empresa al compararla con otras, especialmente con sus modelos, pero no puede identificar un vector de producción y de consumos que represente un máximo teórico de eficiencia.

- Por tratarse de una *técnica no paramétrica* es difícil realizar *pruebas de hipótesis estadísticas*: en este aspecto está enfocado el desarrollo de la investigación teórica actual.

- Debido a que la formulación del modelo supone la solución de un problema de programación lineal para cada una de las empresas, cuando existen muchas empresas pueden ser intensos los escollos de carácter computacional.

j. Referencias

El modelo presentado constituye una de las herramientas de análisis que se han vuelto mas populares en el reciente pasado y que está en continuo desarrollo e investigación. Es conocido como DEA por sus siglas en inglés de *Data Envelopment Analysis*. Por este motivo se presenta una bibliografía al final del capítulo.

C. Aplicación del modelo

1. Presentación de productos e insumos

En los Cuadros No. VI - 1 y VI - 2 - situados al final del capítulo - se presentan algunos de los posibles productos e insumos para el conjunto de empresas en consideración. Los valores han sido tomados de la Información Básica de las empresas, presentada en el Capítulo II. Desde luego, se puede seleccionar otros productos e insumos o, se puede definirlos de otra manera, por ejemplo como combinaciones de los anteriores.

2. Presentación del ejemplo analizado

A continuación se presenta un *ejemplo* para el cual se ha efectuado la aplicación del modelo propuesto. Los productos y los insumos seleccionados son los siguientes:

- Productos: El *número de usuarios urbanos* ($Y_{i,1}$) y el *número de usuarios rurales* ($Y_{i,2}$) Se han seleccionado estos dos productos porque la atención de los clientes constituye uno de los objetivos de las empresas y también porque existen estudios que demuestran que es mucho más costoso atender un usuario rural que uno urbano, con independencia de su consumo específico de energía. Esta selección de productos permite observar si el modelo identifica o no a alguna de las empresas que poseen elevada participación de usuarios rurales, como empresa eficiente.

- Insumos: El *número total de empleados* ($X_{i,1}$), las *pérdidas de electricidad* ($X_{i,2}$) y el *costo total de operación y mantenimiento* ($X_{i,3}$). La consideración del *número de empleados* como uno de los insumos permite analizar la burocratización de las empresas; otro ejemplo que incluyese en lugar de este insumo el correspondiente *costo de empleados* permitiría analizar si las posibles ineficiencias están en la cantidad del insumo o en su precio promedio. Las *pérdidas de electricidad* están calculadas como el total de la energía disponible, que aparece como un insumo en el Cuadro No. VI - 2, menos el consumo total, que aparece como uno de los productos en el Cuadro No. VI - 1: su consideración de esta forma evita que se asigne un ponderador diferente a un kWh de energía disponible que a uno consumido.

En el ejemplo anterior, ambos productos pueden considerarse como *inmodificables* en el corto plazo, puesto que el incremento o la disminución del número de clientes constituye un ajuste posible, pero que no depende exclusivamente de cada empresa. Al contrario de lo anterior, puede suponerse que todos los insumos considerados son modificables mediante la acción unilateral de cada empresa. Por haber incluido 2 productos y 3 insumos, en la solución del modelo aparecerá un número mínimo de 5 empresas eficientes.

3. Límites impuestos a los ponderadores

Con el ánimo de aumentar el poder discriminatorio del modelo, en la solución del ejemplo que se presenta a continuación se han impuesto *límites mínimos a los ponderadores*, los cuales están calculados de tal manera que ninguno de los insumos ni de los productos posea una participación en la eficiencia de cada empresa inferior al 10% de la misma. Como las eficiencias están calculadas como porcentajes, esta limitación significa que para cada empresa **i=i*** en análisis:

$$u_j \geq \frac{10}{Y_{i^*,j}}; \forall j = 1,2; i = i^*$$

$$v_k \geq \frac{10}{X_{I^*,k}}; \forall k = 1,2,3; i = i^*$$

4. Depuración de los datos

En el conjunto de las 23 empresas analizadas existen algunas que están integradas verticalmente y que poseen un componente importante de generación; otras, por el contrario, solamente desarrollan actividades de distribución y comercialización. El análisis de eficiencia mediante la metodología propuesta requiere que el conjunto de empresas sea relativamente homogéneo, en el sentido de que todas ellas posean la misma clase de productos y la misma clase de insumos. Si una empresa incluyera productos que no poseen las otras, necesariamente destinaría insumos a su producción y, por consiguiente, en caso de no efectuar las correcciones requeridas, el análisis la identificaría como empresa ineficiente, cuando en realidad podría no serlo. Se requiere, por consiguiente, depurar los datos presentados en el Capítulo II, con objeto de incluir solo el número de empleados y el costo de operación y mantenimiento asociados únicamente a las actividades de distribución y comercialización de electricidad.

Con la información disponible y presentada en el Capítulo II no fue posible efectuar la depuración de datos aquí mencionada y, por consiguiente, los resultados obtenidos deben interpretarse tomando en cuenta esta limitación. Al respecto, se presentan los siguientes comentarios:

- La presencia de *transmisión* en algunas de las empresas conduce a un desvío menor en la homogeneidad mencionada porque el desarrollo de esta actividad requiere un número de empleados y costos de operación y mantenimiento, relativamente bajos

respecto a los demandados por las actividades de distribución y comercialización. A diferencia del caso anterior, la presencia de generación sí produce un gran desvío.

- En cuanto al número de empleados, es posible eliminar únicamente aquellos que están asignados totalmente a la generación pero no resulta viable eliminar el número empleados que están compartidos con otras actividades, tales como los que desarrollan labores generales de administración.

- En lo referente a los costos de operación y mantenimiento, la información disponible e incluso la que se puede obtener sin efectuar visitas a las empresas generadoras, no permite eliminar la parte de estos costos destinada a generación.

Como conclusión de las limitaciones mencionadas, se considera que los resultados obtenidos del análisis *no son aplicables* en especial *a dos empresas: Valle y Atlántico*. La primera, porque es principalmente generadora ya que produce 3404 GWh/Año y destina a su mercado solamente 1636 GWh/Año. La segunda, porque posee importante generación térmica que supone elevados costos de operación y mantenimiento.

5. Resultados obtenidos

Los resultados que se presentan a continuación, buscan principalmente *ilustrar* en forma concreta *la utilización de la metodología* propuesta. No se pretende mediante ellos *caracterizar drásticamente* a determinadas empresas como eficientes o ineficientes, en atención, por una parte, a que se pueden definir los productos e insumos de forma distinta a la consignada en el ejemplo y, por otra parte, a los comentarios arriba presentados sobre depuración requerida en los datos. Sin embargo, es posible alcanzar otras conclusiones, sobre todo algunas cualitativas, sobre la eficiencia de las empresas.

El Cuadro No. VI - 3 contiene los resultados obtenidos. La solución de cada uno de los 23 problemas de maximización que supone el modelo, aparece en los adendos que están situados al final del informe. Para cada empresa analizada se muestra su *eficiencia relativa*, los nombres de sus correspondientes *empresas modelos* y, en las últimas 5 columnas, se indica si la restricción impuesta a cada ponderador está o no activa. Los valores que adoptan los ponderadores u_j y v_k aparecen en los adendos mencionados. Interesa destacar que la *caracterización* presentada se refiere *únicamente al ejemplo* analizado y que, probablemente, sería diferente si se analizaran otros esquemas de producción e insumos. También se reitera que debe tomarse en cuenta su posible imprecisión originada en la ausencia de la depuración de datos comentada.

Con las salvedades mencionadas se *caracterizan*, para el esquema de producción del ejemplo analizado, como *empresas ineficientes* a las de *Antioquia, Bolívar, Caldas, Cauca, Cesar, Chocó, Guajira y Magdalena*.

A título ilustrativo se presenta en la siguiente tabla la construcción de una *empresa virtual eficiente* correspondiente a Bolívar. Sus modelos son Boyacá, Cundinamarca, Nariño y Tolima. Se observa que la mezcla mostrada de los patrones de producción de estas empresas produce una empresa virtual correspondiente a Bolívar que tendría productos débilmente mayores que los de la empresa real estudiada pero que, a cambio,

emplearía mucho menos insumos. En especial, la empresa Bolívar observada, para ser eficiente, tendría que producir los mismos productos que efectivamente produce, pero debería disminuir de 826 a 487 el número de empleados, de 273 a 161 GWh la energía perdida y de 1794 a 1091 millones de pesos sus costos de operación y mantenimiento.

EMPRESA VIRTUAL EFICIENTE CORRESPONDIENTE A BOLIVAR					
Empresa	PRODUCTOS		INSUMOS		
	Usuarios Urbanos	Usuarios Rurales	Número de Empleados	Pérdidas GWh	O&M Millones
Empresa inefic.: Bolívar	123882	54549	826	273	1794
Modelo: Boyacá	141391	112729	974	177	4090
Modelo: Cundinamarca	111226	33922	482	80	814
Modelo: Nariño	108291	72294	479	213	771
Modelo: Tolima	166740	55706	378	228	1103
Actuando 6.8% Boyacá	9615	7666	66	12	278
Act. 40%Cundinamarca	44490	13569	193	32	326
Actuando 30% Nariño	32487	21688	144	64	231
Actuando 23.2% Tolima	38684	12924	88	53	256
Empresa virtual eficiente	125276	55846	490	161	1091
Meta:	123882	54549	487	161	1058

Dentro de las conclusiones cualitativas que pueden alcanzarse se destaca la de que ciertas empresas, frecuentemente consideradas como ineficientes sin un estudio efectivo que soporte tal clasificación, debido al patrón de su producción, esto es, debido a las características propias de sus mercados, bien pueden ser empresas objetivamente eficientes. En el ejemplo estudiado, se destacan como tales las empresas de Boyacá y Nariño. Un corolario de esta aseveración quizá sea el de que, en ausencia de un estudio específico, no es fácil, directo ni inmediato caracterizar empresas de acuerdo a sus eficiencias relativas y que, adicionalmente, el método propuesto puede constituir una buena herramienta para tal propósito.

D. Bibliografía

1. Thanassoulis E., Dyson,R.G. y Foster, M.J.:"*Relative efficiency assessments using data envelopment analysis: an application to data on rates departments*", J. Opl.Res.Soc. 38, pp 397 - 412, 1987.

2. Banker R.D. y Morey R.C.: "*Efficiency analysis for exogenously fixed inputs and outputs*", Ops. Res. 34, pp 513 - 521, 1986.

3. Thanassoulis E. y Dyson R.G.: "*Setting target input ouput levels for relative efficiency under different priorities over individual input output improvements*", Warwick Papers in Management, No. 25, University of Warwick, 1988.

4. Seiford L. M.: "*A bibliography of data envelopment anaysis*", Working paper, Dept of Industrial Engineering and Operations Research, University of Amherst, MA 01003, USA,1989.

Cuadro No. VI - 1

RESUMEN DE ALGUNOS PRODUCTOS								
	NUMERO DE USUARIOS			CONSUMOS, GWh				
EMPRESA	Totales	Urbanos	Rurales	Total	Residencial	No Residencial	Industrial	No Residen. Ni Industrial
Antioquia	399957	231666	168291	1203	874	330	128	201
Arauca	26358	18451	7907	74	41	33	1	32
Atlántico	309694	299608	10086	2045	869	1176	501	675
Bolívar	178431	123882	54549	981	468	513	185	328
Boyacá	254120	141391	112729	891	314	577	468	109
Caldas	295633	209208	86425	1032	568	464	300	164
Caquetá	33456	23419	10037	75	42	33	5	28
Cauca	131735	75773	55962	324	215	109	58	51
Cesar	97157	80641	16516	298	179	119	45	74
Chocó	27177	20961	6216	89	70	19	5	14
Córdoba	154132	123306	30826	447	249	197	44	153
Cundinamarca	145148	111226	33922	445	249	196	110	86
Guajira	59618	47694	11924	220	146	74	15	59
Huila	163586	112708	50878	367	212	155	61	95
Magdalena	131923	110877	21046	562	288	273	103	171
Meta	98862	89097	9765	303	163	140	43	97
Nariño	180585	108291	72294	429	289	141	31	110
Quindío	106843	93838	13005	301	181	120	35	85
N. de Sant.	209593	195215	14378	711	374	337	160	177
Santander	359871	277560	82311	1071	499	572	238	334
Sucre	96177	32847	63330	320	162	159	82	76
Tolima	222446	166740	55706	773	337	436	306	129
Valle	257000	184410	72590	1218	581	637	458	179
TOTALES	3939502	2878809	1060693	14191	7370	6821	3384	3438

Cuadro No. VI - 2

RESUMEN DE ALGUNOS INSUMOS								
	LABORAL		ENERGIA,GWh			COSTO EN:		REDES:
EMPRESA	No. de Empleados	Costo de Empleados	Total Disponible	Comprada	Generada	Inversión Millones	OyM Millones	km de Nivel III
Antioquia	1500	3300	1586	1471	115	17506	6803	1527
Arauca	271	1870	95	95	0	4003	60	289
Atlántico	1249	4725	2774	2550	225	6018	2741	229
Bolívar	826	10529	1253	1167	86	3828	1794	37
Boyacá	974	15244	1068	805	263	18626	4090	1216
Caldas	1179	7338	1330	668	662	41850	2290	784
Caquetá	78	421	95	95	0	895	798	177
Cauca	511	3558	464	334	130	3382	1281	677
Cesar	326	2604	433	433	0	1241	774	582
Chocó	104	789	144	144	0	3031	536	52
Córdoba	536	3266	698	678	20	4844	407	589
Cundinamarca	482	4535	524	505	19	2493	814	466
Guajira	245	2047	292	292	0	1490	366	124
Huila	364	5855	511	478	33	1087	1878	719
Magdalena	478	2912	838	838	0	582	953	168
Meta	219	1812	381	381	0	2417	335	178
Nariño	479	3930	642	492	150	1958	771	401
Quindío	268	1989	367	367	0	4384	671	92
N. de Sant.	448	7100	914	912	2	21721	2641	448
Santander	1072	11486	1274	986	288	41257	4154	620
Sucre	414	3418	452	452	0	3758	512	347
Tolima	378	9963	1001	746	255	6187	1103	673
Valle	973	10805	1638	0	1638	21818	8833	709
TOTALES	13374	119496	18774	14888	3886	214374	44604	11103

Cuadro VI - 3

EFICIENCIAS RELATIVAS DE LAS EMPRESAS EN EL EJEMPLO

Caracterización de las empresas según su eficiencia relativa en el ejemplo

EMPRESA	Eficiencia Relativa %	CARACTE-RIZACION	Empresas Modelos				Ponderadores Restrictivos				
							U1	U2	V1	V2	V3
Antioquia	89	Ineficiente	Boyacá	Huila	Sucre						SI
Arauca	100	Eficiente									
Atlántico	54	No Aplica	Meta	Tolima				SI		SI	
Bolivar	59	Ineficiente	Boyacá	Cundinamarca	Nariño	Tolima					
Boyacá	100	Eficiente									
Caldas	78	Ineficiente	Boyacá	Cundinamarca	Nariño	Tolima					
Caquetá	100	Eficiente									
Cauca	89	Ineficiente	Boyacá	Cundinamarca	Sucre	Tolima					
Cesar	62	Ineficiente	Meta	Quindío	Tolima						SI
Chocó	47	Ineficiente	Meta	Tolima							SI
Córdoba	100	Eficiente									
Cundinamarca	100	Eficiente									
Guajira	68	Ineficiente	Arauca	Cundinamarca	Meta	Nariño					
Huila	100	Eficiente									
Magdalena	56	Ineficiente	Meta	Nariño	Tolima					SI	
Meta	100	Eficiente									
Nariño	100	Eficiente									
Quindío	100	Eficiente									
N. de Sant.	100	Eficiente									
Santander	100	Eficiente									
Sucre	100	Eficiente									
Tolima	100	Eficiente									
Valle	53	No Aplica	Huila	Santander	Tolima						SI
TOTALES	87	No Aplica	Boyacá	Nariño	Santander	Tolima					

U1 Ponderador del Número de Usuarios Urbanos
U2 Ponderador del Número de Usuarios Rurales
V1 Ponderador del Número Total de Empleados
V2 Ponderador de las Pérdidas de Electricidad
V3 Ponderador del Costo de Operación y Mantenimiento

ANEXOS

Cuadro No. A: V-1

DATOS
FACTURACION TOTAL Y PORCENTUAL POR NIVEL DE VOLTAJE

Valores correspondientes a 1996
Porcentajes calculados respecto a la facturación total

EMPRESA	FACTURACION GWh	PORCENTAJE POR NIVEL DE VOLTAJE			
		NIVEL IV	NIVEL III	NIVEL II	NIVEL I
Antioquia	1203.2	0.00	1.65	6.81	91.54
Arauca	74.4	0.00	0.00	5.00	95.00
Atlántico	2044.5	0.17	2.46	2.25	95.12
Bolívar	980.6	0.00	0.19	37.16	62.65
Boyacá	903.9	43.37	2.09	3.43	51.11
Caldas	1031.9	7.48	14.51	2.45	75.56
Caquetá	74.8	0.00	0.00	4.21	95.79
Cauca	323.9	8.83	1.04	5.64	84.49
Cesar	298.0	0.00	2.81	12.41	84.78
Chocó	89.0	5.45	0.00	0.00	94.55
Córdoba	446.7	0.00	0.00	3.77	96.23
Cundinamarca	444.9	0.00	24.83	26.69	48.48
Guajira	220.2	0.00	0.00	8.22	91.78
Huila	367.4	0.00	0.00	7.24	92.76
Magdalena	561.5	0.00	1.16	9.44	89.40
Meta	302.8	0.00	9.78	5.58	84.64
Nariño	429.3	0.00	0.00	2.90	97.10
Quindío	301.0	0.00	0.00	2.18	97.82
N. de Sant.	710.5	3.30	8.25	6.75	81.70
Santander	1071.0	1.86	4.53	7.78	85.83
Sucre	320.2	0.00	22.17	4.30	73.53
Tolima	773.1	19.09	10.63	2.92	67.35
Valle	1218.0	5.40	10.80	15.20	68.60

1. Los porcentajes por nivel de voltaje para Antioquia, Boyacá, Caldas, Cauca, Huila, Santander, Tolima y Valle se han tomado de informes de la SSPD y corresponden a 1996.

2. Los porcentajes correspondientes a las demás empresas son los mismos que se utilizaron en el Estudio de Costos de Comercializar y Distribuir Electricidad, efectuado para la CREG en 1994.

Cuadro No. A: V-2

DATOS
POTENCIA EQUIVALENTE AL INGRESO DEL SISTEMA DE A. V.
Y PERDIDAS PORCENTUALES DE ENERGIA

Los porcentajes de Pérdidas están referidos al nivel de ingreso en A.V.
Valores correspondientes a 1996

EMPRESA	Potencia en A.V. MW	% de Perdidas Totales	PORCENTAJE DE PERDIDAS TECNICAS POR NIVEL DE VOLTAJE				Pérdidas no Técnicas
			NIVEL IV	NIVEL III	NIVEL II	NIVEL I	
Antioquia	313.1	24.1	4.8	3.0	3.0	4.8	8.5
Arauca	19.0	21.4	0.0	1.5	2.3	6.3	11.3
Atlántico	452.8	26.1	0.0	1.8	2.8	7.7	13.7
Bolívar	237.5	21.2	1.5	1.1	2.4	5.6	10.6
Boyacá	200.7	12.7	0.5	0.9	1.7	3.3	6.4
Caldas	275.8	22.2	2.0	2.0	4.8	11.1	2.2
Caquetá	22.7	21.5	4.3	0.8	3.1	5.8	7.6
Cauca	99.5	30.2	1.3	0.6	4.6	6.5	17.2
Cesar	83.6	31.1	0.0	4.3	5.4	8.5	12.9
Chocó	30.2	38.3	8.0	0.0	6.7	11.2	12.5
Córdoba	130.9	35.8	0.4	2.0	5.2	9.7	18.5
Cundinamarca	92.1	15.3	0.3	1.0	2.1	2.6	9.3
Guajira	47.3	24.6	0.0	1.9	4.9	7.8	10.0
Huila	89.3	28.1	0.0	5.1	5.1	9.8	8.2
Magdalena	136.8	33.0	3.0	1.5	7.5	7.5	13.4
Meta	74.9	20.6	3.6	2.7	3.2	2.2	9.0
Nariño	141.5	33.1	0.0	7.8	3.3	5.5	16.5
Quindío	77.0	18.0	0.6	0.7	2.9	3.7	10.1
N. de Sant.	177.7	22.1	3.4	3.8	3.3	7.7	4.0
Santander	254.9	14.6	0.0	1.1	0.5	11.5	1.5
Sucre	94.0	29.1	0.0	4.4	4.4	8.9	11.4
Tolima	195.4	22.7	0.0	3.4	1.3	6.4	11.6
Valle	316.1	24.2	0.0	3.6	4.0	3.8	12.8

1. Las pérdidas para cada nivel de voltaje y las pérdidas no técnicas se han estimado repartiendo las pérdidas totales observadas durante 1996 según las proporciones utilizadas en el Estudio de Costos de Distribuir y Comercializar Electricidad efectuado para la CREG durante 1994.

2. La potencia en alto voltaje está estimada con la energía de 1996 y los factores de carga de 1995 que se suponen iguales a los de 1996 y, para fines de este estudio, solamente es indicativa de la demanda de potencia de cada empresa pues sus valores no inciden en las caracterizaciones.

Cuadro No. A: V - 3

FLUJO DE ENERGIA EN ALTO VOLTAJE

Valores correspondientes a 1996 expresados en MWh

EMPRESA	Ingresa IngAV	Egresa EgreAV	Perdidas Técnicas PtAV	Perdidas No Técnicas PntAV	Consumos Facturados FacAV	Consumos Suministros SumAV
Antioquia	1585244	1508954	76290	0	0	0
Arauca	94656	94656	0	0	0	0
Atlántico	2766576	2766576	0	646	3476	4122
Bolívar	1244416	1225628	18789	0	0	0
Boyacá	1035395	1030497	4898	28863	392021	420884
Caldas	1326350	1299206	27143	2199	77186	79385
Caquetá	95287	91213	4074	0	0	0
Cauca	464040	458000	6040	7036	28600	35636
Cesar	432511	432511	0	0	0	0
Chocó	144246	132721	11526	980	4851	5830
Córdoba	695794	692831	2963	0	0	0
Cundinamarca	525266	523762	1503	0	0	0
Guajira	292042	292042	0	0	0	0
Huila	510987	510987	0	0	0	0
Magdalena	838060	812755	25305	0	0	0
Meta	381360	367543	13817	0	0	0
Nariño	641704	641704	0	0	0	0
Quindío	367073	364839	2234	0	0	0
N. de Sant.	912067	881331	30736	1204	23447	24651
Santander	1254098	1254098	0	345	19921	20265
Sucre	451622	451622	0	0	0	0
Tolima	1000129	1000129	0	22071	147585	169655
Valle	1606860	1606860	0	11089	65772	76861

Cuadro No. A: V - 4

FLUJO DE ENERGIA EN MEDIO VOLTAJE

Valores correspondientes a 1996 expresados en MWh

EMPRESA	Ingresa IngMV	Egresa EgreMV	Perdidas Técnicas PtMV	Perdidas No Técnicas PntMV	Consumos Facturados FacMV	Consumos Suministros SumMV
Antioquia	1508954	1461322	47632	2214	19853	22067
Arauca	94656	93222	1434	0	0	0
Atlántico	2762454	2711334	51120	9353	50295	59648
Bolívar	1225628	1212456	13171	251	1863	2115
Boyacá	609613	600576	9037	1391	18892	20282
Caldas	1219821	1192678	27143	4265	149729	153994
Caquetá	91213	90475	738	0	0	0
Cauca	422364	419704	2660	829	3369	4197
Cesar	432511	413944	18567	1565	8374	9939
Chocó	126890	126890	0	0	0	0
Córdoba	692831	678936	13895	0	0	0
Cundinamarca	523762	518562	5201	12096	110469	122565
Guajira	292042	286370	5673	0	0	0
Huila	510987	485175	25812	0	0	0
Magdalena	812755	800102	12652	1301	6513	7815
Meta	367543	357371	10173	3344	29614	32958
Nariño	641704	591688	50016	0	0	0
Quindío	364839	362158	2681	0	0	0
N. de Sant.	856680	822239	34441	3011	58616	61627
Santander	1233833	1219665	14168	839	48516	49356
Sucre	451622	431619	20003	11397	70988	82386
Tolima	830474	796223	34251	12290	82181	94470
Valle	1530000	1472561	57439	22177	131544	153721

Cuadro No. A: V - 5

FLUJO DE ENERGIA EN DISTRIBUCION PRIMARIA: NIVEL II

Valores correspondientes a 1996 expresados en MWh

EMPRESA	Ingresa IngDP	Egresa EgreDP	Perdidas		Consumos	
			Técnicas PtDP	No Técnicas PntDP	Facturados FacDP	Suministros SumDP
Antioquia	1439255	1391623	47632	9139	81938	91077
Arauca	93222	91071	2151	533	3720	4253
Atlántico	2651686	2575005	76681	8555	46001	54556
Bolívar	1210342	1180900	29442	49161	364391	413552
Boyacá	580294	563065	17229	2283	31004	33286
Caldas	1038684	974390	64294	720	25282	26002
Caquetá	90475	87523	2952	304	3149	3454
Cauca	415506	394117	21390	4494	18268	22762
Cesar	404005	380699	23306	6912	36982	43894
Chocó	126890	117286	9605	0	0	0
Córdoba	678936	642767	36169	4850	16841	21690
Cundinamarca	395997	384946	11051	13002	118744	131746
Guajira	286370	272189	14181	2408	18100	20509
Huila	485175	459363	25812	3038	26600	29638
Magdalena	792288	729125	63162	10590	53006	63595
Meta	324413	312244	12169	1908	16896	18804
Nariño	591688	570253	21435	3070	12450	15520
Quindío	362158	351612	10545	809	6562	7371
N. de Sant.	760612	730837	29775	2464	47959	50422
Santander	1170309	1163770	6539	1441	83324	84765
Sucre	349233	329230	20003	2211	13769	15979
Tolima	701753	688892	12861	3376	22575	25950
Valle	1318840	1254221	64619	31212	185136	216348

Cuadro No. A: V - 6

FLUJO DE ENERGIA EN DISTRIBUCION SECUNDARIA: NIVEL I

Valores correspondientes a 1996 expresados en MWh

EMPRESA	Ingresa IngDS	Egresa EgreDS	Perdidas Técnicas PtDS	Perdidas No Técnicas PntDS	Consumos Facturados FacDS	Consumos Suministros SumDS
Antioquia	1300546	1224256	76290	122846	1101409	1224256
Arauca	86818	80813	6005	10133	70680	80813
Atlántico	2520450	2306383	214067	361654	1944728	2306383
Bolívar	767348	697423	69925	82883	614346	697229
Boyacá	529779	495997	33782	34014	461983	495997
Caldas	948389	801789	146599	22211	779704	801914
Caquetá	84069	78579	5491	6928	71651	78579
Cauca	371355	340988	30366	67325	273663	340988
Cesar	336805	299867	36938	47223	252644	299867
Chocó	117286	101150	16136	17000	84150	101150
Córdoba	621077	553644	67433	123785	429859	553644
Cundinamarca	253200	239305	13895	23617	215688	239305
Guajira	251680	228990	22690	26890	202100	228990
Huila	429726	379723	50003	38923	340800	379723
Magdalena	665530	602268	63262	100287	501981	602268
Meta	293439	285232	8208	28942	256290	285232
Nariño	554733	519657	35076	102807	416850	519657
Quindío	344241	330747	13495	36309	294438	330747
N. de Sant.	680414	610298	70116	29820	580479	610298
Santander	1079005	935142	143863	15902	919239	935142
Sucre	313251	273244	40007	37801	235443	273244
Tolima	662942	598637	64305	77865	520683	598548
Valle	1037873	976414	61459	140866	835548	976414

Cuadro No. A: V - 7

COEFICIENTES DEL MODELO DE REGRESION QUE EXPLICA EL COSTO DE INVERSION, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Variables Independientes	Variables Dependientes:Ln(CIOM)	
	Redes Secundarias Ln(CIOMs)	Redes Primarias Ln(CIOMp)
Termino Constante	18.080462394	23.535678177
Ln(FS)	-0.781895300	
[Ln(FS)]^2	0.040047690	
Ln(FP)		-1.519604000
[Ln(FP)]^2		0.043570810
Ln(S)	-12.961610000	-15.747440000
[Ln(S)]^2	1.974225000	1.595351000
Ln(FS)*Ln(S)	0.470269500	
Ln(FP)*Ln(S)		0.857236200
DS	-0.015377180	
DP		-0.004751577

El presente modelo econometrico fue estimado por el consorcio ECONOMETRIA - CRA dentro del Estudio de Costos de Distribución de Electricidad efectuado para la Junta Nacional de Tarifas de Servicios Públicos (JNT) en 1993.

Cuadro No. A: V -8

VARIABLES EXPLICATORIAS DE LOS COSTOS DE INVERSION Y O&M

Valores utilizados para la simulación

EMPRESA	Flujos Utiles, MWh		Densidades en Usu/km		Número	Salario, millones de pesos	
	Primaria	Secundaria	NIVEL II	NIVEL I	Usuarios	de 1996	de 1991
	FP	FS	DP	DS	N		S
Antioquia	1391623	1224256	20.09	17.46	399957	13.325	4.853
Arauca	91071	80813	78.38	54.39	26358	13.325	4.853
Atlántico	2575005	2306383	115.86	93.23	309694	13.325	4.853
Bolívar	1180900	697423	174.76	101.97	178431	13.325	4.853
Boyacá	563065	495997	57.17	23.44	254120	13.325	4.853
Caldas	974390	801789	48.32	27.06	295633	13.325	4.853
Caquetá	87523	78579	78.38	54.39	33456	13.325	4.853
Cauca	394117	340988	88.06	60.54	131735	13.325	4.853
Cesar	380699	299867	108.43	44.03	97157	13.325	4.853
Chocó	117286	101150	102.91	44.95	27177	13.325	4.853
Córdoba	642767	553644	49.16	71.86	154132	13.325	4.853
Cundinamarca	384946	239305	47.81	20.67	145148	13.325	4.853
Guajira	272189	228990	127.02	65.02	59618	13.325	4.853
Huila	459363	379723	117.35	28.30	163586	13.325	4.853
Magdalena	729125	602268	129.95	68.42	131923	13.325	4.853
Meta	312244	285232	78.38	54.39	98862	13.325	4.853
Nariño	570253	519657	120.00	63.52	180585	13.325	4.853
Quindío	351612	330747	127.27	125.41	106843	13.325	4.853
N. de Sant.	730837	610298	48.78	23.39	209593	13.325	4.853
Santander	1163770	935142	48.18	49.71	359871	13.325	4.853
Sucre	329230	273244	115.92	29.80	96177	13.325	4.853
Tolima	688892	598637	29.61	19.31	222446	13.325	4.853
Valle	1254221	976414	39.43	34.27	257000	13.325	4.853

1. Como salario anual se ha adoptado un valor único para todas las Empresas que se ha calculado como el salario promedio investigado en el Estudio de Costos de Distribuir y Comercializar Electricidad.
2. Las densidades de Antioquia, Atlántico, Bolívar (primarios), Boyacá, Caldas, Cauca, Córdoba, Huila, Nariño, Norte de Sant. y Valle corresponden a información de julio de 1997 suministrada por la CREG.
3. Las densidades de las demás Empresas son las mismas que fueron utilizadas en el estudio de Costos de Distribuir y Comercializar Electricidad efectuado para la CREG en 1994.
4. Las densidades de Arauca se han supuesto iguales a las de Caquetá.

Cuadro No. A: V - 9

ELASTICIDAD DE LA FUNCION DE COSTOS DIRECTOS DE IOyM

Corresponde al modelo desarrollado para el escenario denominado de "Eficiencia" y considera las perdidas observadas en 1996

EMPRESA	Para redes de distribución primarias			Para redes de distribución secundarias		
	EL(CIOMp) 1996	EL(CIOMp) 2001	EL(CIOMp) 2006	EL(CIOMs) 1996	EL(CIOMs) 2001	EL(CIOMs) 2006
Antioquia	1.067	1.069	1.070	1.084	1.085	1.087
Arauca	0.830	0.843	0.857	0.866	0.879	0.891
Atlántico	1.121	1.143	1.164	1.134	1.154	1.174
Bolívar	1.053	1.086	1.118	1.039	1.069	1.099
Boyacá	0.988	1.014	1.039	1.011	1.035	1.058
Caldas	1.036	1.057	1.079	1.050	1.069	1.089
Caquetá	0.826	0.847	0.869	0.864	0.883	0.903
Cauca	0.957	0.985	1.013	0.981	1.007	1.032
Cesar	0.954	0.966	0.978	0.971	0.982	0.993
Chocó	0.852	0.872	0.892	0.884	0.903	0.921
Córdoba	1.000	1.029	1.058	1.020	1.047	1.073
Cundinamarca	0.955	0.980	1.004	0.953	0.976	0.998
Guajira	0.925	0.954	0.983	0.949	0.976	1.003
Huila	0.971	0.992	1.013	0.990	1.009	1.029
Magdalena	1.011	1.042	1.074	1.027	1.056	1.085
Meta	0.937	0.954	0.971	0.967	0.983	0.998
Nariño	0.990	0.991	0.993	1.015	1.017	1.019
Quindío	0.947	0.955	0.962	0.979	0.986	0.993
N. de Sant.	1.011	1.027	1.042	1.028	1.042	1.057
Santander	1.052	1.073	1.094	1.062	1.082	1.101
Sucre	0.942	0.968	0.995	0.964	0.988	1.013
Tolima	1.006	1.027	1.049	1.026	1.046	1.066
Valle	1.058	1.072	1.086	1.066	1.078	1.091

Debido a la insuficiencia de información referente a las empresas de Caldas, Caqueta y Tolima, se ha supuesto 5% como crecimiento anual de sus flujos de energía útil. Las proyecciones para las demás empresas se basan en las proyecciones de mercado realizadas por la UPME.

Cuadro No. A: V - 10

COSTOS DIRECTOS DE INVERSION, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los valores para 1996 están estimados dc acuerdo con las variables explicatorias observadas

Los valores proyectados suponen que el salario real y las densidades permanecen constantes

Los valores están expresados en millones US$ de 1996

EMPRESA	1996		2001		2006	
	Dist. Primaria **CIOMp**	Dist.Secundaria **CIOMs**	Dist. Primaria **CIOMp**	Dist.Secundaria **CIOMs**	Dist. Primaria **CIOMp**	Dist.Secundaria **CIOMs**
Antioquia	20.616	39.959	21.024	40.763	21.441	41.584
Arauca	1.177	1.600	1.343	1.836	1.536	2.111
Atlántico	25.643	25.158	33.982	33.445	45.276	44.682
Bolívar	8.307	5.997	12.405	8.903	18.753	13.367
Boyacá	6.820	14.146	9.119	19.035	12.283	25.788
Caldas	12.392	21.949	15.998	28.423	20.760	36.984
Caquetá	1.139	1.562	1.397	1.933	1.722	2.404
Cauca	4.162	5.504	5.666	7.548	7.782	10.435
Cesar	3.655	6.259	4.171	7.158	4.767	8.198
Chocó	1.296	2.252	1.585	2.774	1.947	3.432
Córdoba	8.081	7.512	11.312	10.582	15.986	15.038
Cundinamarca	4.927	7.215	6.469	9.464	8.553	12.494
Guajira	2.441	3.498	3.333	4.813	4.594	6.679
Huila	4.198	10.048	5.325	12.804	6.790	16.392
Magdalena	6.249	8.633	9.049	12.567	13.252	18.487
Meta	3.495	5.084	4.208	6.156	5.082	7.475
Nariño	5.124	8.007	5.232	8.181	5.344	8.360
Quindío	3.099	1.970	3.365	2.145	3.656	2.337
N. de Sant.	9.212	17.490	11.050	21.041	13.291	25.377
Santander	14.927	18.227	19.315	23.641	25.122	30.808
Sucre	3.074	7.120	4.124	9.614	5.579	13.081
Tolima	9.506	18.257	12.182	23.508	15.692	30.414
Valle	16.839	24.198	19.915	28.649	23.603	33.986

Como no existen proyecciones de la UPME que discriminen entre energia a nivel de voltaje primario y a nivel secundario se ha supuesto para ambas la misma tasa de crecimiento que es igual a la prevista por la UPME para el consumo total de cada empresa.

Cuadro No. A: V - 11

COSTOS MEDIOS DE LARGO PLAZO CORRESPONDIENTES EXCLUSIVAMENTE A LAS REDES

Valores expresados en centavos de US$ de 1996 por kWH

EMPRESA	Costo Medio de Dist. Primaria			Costo Medio de Dist. Secundaria		
	1996	2001	2002	1996	2006	2006
Antioquia	1.600	1.602	1.604	3.525	3.531	3.536
Arauca	1.396	1.360	1.329	2.139	2.096	2.059
Atlántico	1.076	1.111	1.155	1.178	1.221	1.272
Bolívar	0.760	0.780	0.810	0.929	0.947	0.978
Boyacá	1.308	1.309	1.319	3.080	3.101	3.143
Caldas	1.374	1.389	1.413	2.956	3.000	3.058
Caquetá	1.405	1.351	1.305	2.147	2.082	2.028
Cauca	1.141	1.130	1.130	1.743	1.740	1.751
Cesar	1.037	1.031	1.027	2.254	2.247	2.243
Chocó	1.193	1.155	1.124	2.405	2.345	2.298
Córdoba	1.358	1.364	1.384	1.465	1.482	1.512
Cundinamarca	1.382	1.370	1.367	3.256	3.224	3.212
Guajira	0.969	0.949	0.940	1.650	1.630	1.624
Huila	0.987	0.982	0.983	2.858	2.858	2.871
Magdalena	0.926	0.935	0.954	1.548	1.571	1.612
Meta	1.209	1.196	1.187	1.925	1.916	1.912
Nariño	0.970	0.970	0.970	1.664	1.665	1.665
Quindío	0.952	0.948	0.944	0.643	0.642	0.642
N. de Sant.	1.361	1.366	1.374	3.095	3.115	3.142
Santander	1.385	1.406	1.435	2.105	2.142	2.190
Sucre	1.008	0.994	0.989	2.814	2.793	2.794
Tolima	1.490	1.496	1.510	3.294	3.323	3.369
Valle	1.450	1.465	1.483	2.677	2.707	2.743

Los costos medios se refieren exclusivamente a las redes, son de largo plazo e incluyen un margen de rentabilidad sobre los costos de Inversión, Operación y Mantenimiento del 8%.

Cuadro No. A: V - 12

COSTOS MARGINALES DE LARGO PLAZO PARA EL SERVICIO DE DISTRIBUCION

Valores expresados en centavos de US$ de 1996 por kWH

EMPRESA	Costo Marginal de Dist. Primaria			Costo Marginal de Dist. Secundaria		
	1996	2001	2006	1996	2001	2006
Antioquia	1.708	1.710	1.717	3.820	3.831	3.843
Arauca	1.158	1.177	1.139	1.852	1.842	1.835
Atlántico	1.206	1.229	1.344	1.336	1.410	1.494
Bolívar	0.800	0.825	0.906	0.965	1.013	1.074
Boyacá	1.293	1.326	1.370	3.115	3.208	3.324
Caldas	1.423	1.452	1.524	3.104	3.208	3.330
Caquetá	1.161	1.191	1.133	1.855	1.839	1.831
Cauca	1.092	1.123	1.144	1.711	1.752	1.807
Cesar	0.990	1.002	1.005	2.189	2.207	2.228
Chocó	1.016	1.041	1.003	2.126	2.117	2.117
Córdoba	1.358	1.397	1.464	1.495	1.551	1.622
Cundinamarca	1.321	1.354	1.373	3.103	3.145	3.205
Guajira	0.896	0.924	0.923	1.567	1.591	1.628
Huila	0.958	0.979	0.996	2.829	2.884	2.954
Magdalena	0.936	0.965	1.025	1.590	1.659	1.748
Meta	1.133	1.154	1.153	1.862	1.883	1.909
Nariño	0.960	0.962	0.963	1.689	1.693	1.696
Quindío	0.902	0.909	0.909	0.630	0.633	0.637
N. de Sant.	1.376	1.398	1.432	3.182	3.246	3.320
Santander	1.457	1.486	1.570	2.236	2.317	2.411
Sucre	0.949	0.976	0.984	2.712	2.761	2.830
Tolima	1.499	1.531	1.583	3.381	3.476	3.589
Valle	1.534	1.554	1.610	2.852	2.919	2.993

Los costos marginales se refieren exclusivamente a las redes, son de largo plazo e incluyen un margen de rentabilidad sobre los costos de Inversión, Operación y Mantenimiento del 8%.

Cuadro No. A: V - 13

COSTOS DE LA ENERGIA AL INGRESO DEL NIVEL II

Valores expresados en $/kWh

EMPRESA	Valor Promedio para 1996		Aproximación para nivel II (2)	
	$/kWH, (1)	Para el Nivel:	$del 96/kWH	$del 91/kWH
Antioquia	31.11	II	34.29	12.49
Arauca	40.12	II	44.60	16.24
Atlántico	N.D.		42.03	15.31
Bolívar	N.D.		42.12	15.34
Boyacá	56.63	II	33.65	12.26
Caldas	38.06	II	36.00	13.11
Caquetá	39.92	II	46.34	16.88
Cauca	41.26	II	41.32	15.05
Cesar	N.D.		45.30	16.50
Chocó	N.D.		34.80	12.68
Córdoba	39.84	IV	42.46	15.47
Cundinamarca	N.D.		45.73	16.66
Guajira	N.D.		49.42	18.00
Huila	46.50	IV	47.10	17.16
Magdalena	44.48	II	43.08	15.69
Meta	41.33	IV	41.33	15.05
Nariño	48.59	IV	49.91	18.18
Quindío	31.65	IV	37.90	13.80
N. de Sant.	N.D.		34.50	12.57
Santander	35.16	II	35.70	13.00
Sucre	44.64	IV	46.96	17.10
Tolima	39.52	II	40.70	14.82
Valle	53.15	II	48.10	17.52

1. Valores informados por la SSPD: se observa que la información disponible no es completa.

2. Estimado como la "tarifa Promedio de Compra" que contiene el pago promedio por compra de energía mas la totalidad de los pagos explícitos por peajes y estampillas. Como inconsistencia podría incluir, incorrectamente, algunas estampillas correspondientes al nivel II y al nivel I.

Cuadro No. A: V - 14

COSTOS DE LA ELECTRICIDAD:
COSTOS MARGINALES DE DISTRIBUCION DE ELECTRICIDAD Y COSTO DE COMERCIALIZACION
Costos de distribución expresados en pesos de 1996 por kWh
Costos de comercialización expresados en pesos de 1996 por cliente

EMPRESA	Costos Marginales de Distribución $/kWh		Costo de Comercialización $/Cliente
	Primaria	Secundaria	
Antioquia	55.01	104.69	6046
Arauca	58.90	89.18	3545
Atlántico	57.41	84.88	3419
Bolívar	52.68	70.70	4735
Boyacá	49.52	91.67	4479
Caldas	57.33	126.40	3123
Caquetá	62.00	92.10	3545
Cauca	58.23	89.07	2611
Cesar	62.39	104.58	3115
Chocó	52.98	102.42	4421
Córdoba	62.72	98.29	2005
Cundinamarca	62.42	100.72	6835
Guajira	64.80	96.56	3341
Huila	63.43	117.24	3478
Magdalena	62.38	94.72	2005
Meta	56.93	79.74	3181
Nariño	64.16	92.42	4630
Quindío	49.82	60.78	1745
N. de Sant.	52.36	104.17	3459
Santander	50.84	97.24	2666
Sucre	63.76	120.05	3585
Tolima	57.81	112.65	2706
Valle	70.34	109.60	4228

1. El "Costo Marginal de Distribución Primaria" esta calculado como la suma del costo de la electricidad al ingreso de dicha red mas el costo marginal de distribución primaria incrementada en el porcentaje de perdidas técnicas marginales de distribución primaria referidas al ingreso de la red de distribución primaria. Las perdidas marginales se calculan como el doble de las perdidas medias (que son las medidas), lo cual supone que solo hay perdidas resistivas.
2. El "Costo Marginal de Distribución Secundaria" esta calculado en forma similar al anterior.
3. El "Costo de Comercialización" es el aprobado por la CREG para cada empresa mediante resoluciones de 1997 y se han trasladado a pesos de 1996 mediante el IPC.

ADENDOS

Adendo No. I - 1

COLOMBIA

PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA (CO-0202)

TERMINOS DE REFERENCIA
CONSULTOR ASPECTOS TECNICOS

I. ANTECEDENTES

1.1 El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) ha recibido la solicitud del Gobierno de Colombia para prestar apoyo técnico, institucional y financiero en la estructuración de un programa para la racionalización de las empresas de distribución eléctrica en el país. La conceptualización de dicho programa se detalla en el Perfil I preparado por el equipo de proyecto del BID para ese fin. Con el fin de continuar con la estructuración del programa, el BID y las autoridades nacionales han acordado la contratación de dos consultores individuales con amplio conocimiento del sector y experiencia internacional, uno en aspectos institucionales/financieros y otro en aspectos técnicos. Los términos de referencia que se presentan a continuación detallan los objetivos y actividades del consultor técnico así como los temas especiales y actividades comunes, responsabilidad de ambos consultores.

1.2 Las actividades de los consultores se deberán realizar de manera coordinada y complementaria a los estudios y asesorías del sector, los cuales contienen una amplia gama de información institucional, financiera y técnica y se encuentran disponibles en el Ministerio de Minas y Energía (MEM), Departamento Nacional de Planeación (DNP) y Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP). Asimismo, deberán consultarse las recomendaciones aplicables de estudios sectoriales relevantes realizados con el financiamiento del BID y el BIRF a través del Programa 662/OC-CO, administrado por el DNP (ver lista anexa) y más recientemente, las asesorías del BID a través de su Préstamo de Cooperación Técnica en Apoyo al Proceso de Privatización y Concesiones (Préstamo BID 927/OC-CO) para la privatización de las electrificadoras de CORELCA y de las electrificadoras de Nariño, Chocó y Cauca (términos de referencia enviados por separado).

II. OBJETIVO DE LA CONSULTORIA

2.1 El propósito de esta asesoría consiste en apoyar a las autoridades nacionales y al BID en la estructuración de un programa para la racionalización de empresas de distribución eléctrica. Para tal fin, la asesoría apoyará la identificación/definición de medidas específicas en el marco legal, regulador, de política aplicable a las actividades de distribución eléctrica; acciones

institucionales, financieras y técnicas para la racionalización de las empresas candidatas y la vinculación efectiva de privados en la administración y operación de las mismas; la definición del agente/intermediario financiero de los recursos; los criterios de elegibilidad y las condiciones financieras preliminares del programa.

III. CARACTERISTICAS DE LA CONSULTORIA

3.1	**Tipo de consultoría:**	Individual
3.2	**Duración:**	Dos meses no consecutivos a partir del 26 de junio de 1997.
3.3	**Lugar de trabajo:**	Santafé de Bogotá, Colombia
3.4	**Calificación:**	Consultor con experiencia internacional en trabajos similares y con amplio conocimiento del sector eléctrico en Colombia.

IV. ACTIVIDADES

4.1 Aspectos técnicos

Las actividades generales de esta asesoría comprenden una descripción de los sistemas eléctricos de las empresas candidatas; una evaluación general del estado físico de las instalaciones y de su capacidad de operación y mantenimiento; un diagnóstico del mercado eléctrico con el fin de identificar las inversiones netamente prioritarias necesarias para reducir pérdidas técnicas y eliminar restricciones actuales y a corto plazo en el suministro del servicio eléctrico. Específicamente las actividades incluirán:

1. Con base en la información disponible en las empresas, la UPME y otras entidades sectoriales [1], describir y evaluar las instalaciones existentes incluyendo: unidades generadoras, tipos y capacidad; longitud y voltaje de redes primarias y secundarias; capacidad y voltajes de subestaciones; diagramas unifilares; diagnóstico de las instalaciones, edad, condiciones operativas, etc.

2. Describir y evaluar la organización y capacidad de operación y mantenimiento, recursos humanos, equipos, etc.

3. Mercado: recopilar y evaluar datos históricos de los últimos cinco años y pronósticos disponibles para demandas máximas anuales, generación bruta,

[1] Inicialmente se preveía realizar visitas de inspección. Sin embargo, dado el estricto cronograma de trabajo, las actividades de consultoría se realizarán en Santafé de Bogotá con la participación de funcionarios de las empresas candidatas.

compras de energía, ventas, factor de carga, tarifas, pérdidas eléctricas y pronóstico de mercado.

4. Analizar la situación de pérdidas por empresa, evolución reciente, planes de reducción y recomendaciones específicas para ejecutar estos planes.

5. Describir y evaluar planes de inversión disponibles e identificación y propuesta de las inversiones prioritarias necesarias para reducir pérdidas técnicas y eliminar restricciones actuales y a corto plazo en el suministro del servicio eléctrico. Presentar un listado descriptivo por empresa, de dichas obras prioritarias, incluyendo su justificación, estimado de costos y períodos de ejecución de las mismas.

Temas especiales

4.2 El consultor, en colaboración con el consultor institucional/financiero, deberá puntualizar/identificar la participación del Gobierno Central, los departamentos y los municipios en el accionariado de cada una de las empresas y apoyará a las autoridades en la definición de la responsabilidad en la administración, operación e inversiones en las mismas. Asimismo, identificará acciones específicas que faciliten la corporatización de las empresas. Finalmente, apoyará al consultor institucional/financiero para completar su análisis de la situación tarifaria en las empresas con el fin de asegurar la sostenibilidad financiera del programa.

Actividades comunes (a ser desarrolladas en colaboración con el Dr. Francisco Javier Ochoa, consultor institucional/financiero seleccionado).

4.3 Con base en el análisis de los aspectos institucionales, financieros y técnicos y a los objetivos planteados, ambos especialistas deberás presentar recomendaciones específicas para la estructura básica de un eventual programa de crédito del BID, la definición de esquemas financieros para la canalización de los recursos a las empresas candidatas, incluyendo la definición del agente/intermediario financiero de los recursos, los criterios de elegibilidad y las condiciones financieras preliminares del programa y un plan de acción que identifique trabajos técnicos preparatorios adicionales con base en las recomendaciones/acciones propuestas, incluyendo términos de referencia, presupuestos preliminares y los cronogramas respectivos. Finalmente, ambos consultores desarrollarán la ruta crítica para el cumplimiento de los objetivos planteados así como el marco lógico respectivo.

V. INFORMES

5.1 El consultor preparará dos informes, uno preliminar y uno final. Ambos informes deberán ser revisados y contar con la aprobación de las autoridades nacionales y el Banco. Previo a la presentación del informe preliminar –a ser presentado a

más tardar el 15 de agosto de 1997 – el consultor deberá realizar una presentación al equipo nacional y al BID de los supuestos básicos incorporados en el análisis, delineando recomendaciones/medidas específicas preliminares. El informe preliminar deberá incorporar los comentarios realizados en esta presentación preliminar. El informe final – a ser presentado a más tardar el 8 de septiembre de 1997 – deberá incluir las recomendaciones de política, legal y en el marco regulador así como las recomendaciones específicas por empresa y los otros productos planteados en el numeral IV. Asimismo, deberá incluir los objetivos, alcance y presupuesto tentativo de asesorías posteriores necesarias para la culminación preparación del programa.

5.2 El cronograma de pagos será el siguiente: 30% a la firma del contrato; 30% a la aprobación del informe preliminar (incluyendo, entre otros, la incorporación de comentarios del Banco y de las autoridades nacionales tanto en la presentación preliminar como posteriormente); y 40% a la aprobación del informe final (incluyendo, entre otros, la incorporación de comentarios del Banco y de las autoridades nacionales).

VI. RESULTADOS ESPERADOS

6.1 Como resultado de esta consultoría, se espera contar con las medidas específicas a nivel sectorial y a nivel empresa (consensuadas con las autoridades) que permitan dimensionar el programa del BID y definir sus detalles técnicos y operativos.

VII. SUPERVISION/COORDINACION

7.1 La responsabilidad de la supervisión integral de la consultoría estará bajo el jefe del equipo de proyecto.

Adendo No. I - 2

Santafé de Bogotá, 3 de julio de 1997

Señores:
COMITE DIRECTIVO
PROGRAMA DE RACIONALIZACION DE LAS
EMPRESAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA
Presente

Asunto: *Propuesta para el desarrollo de los Términos de Referencia del Consultor Técnico del Programa CO-0202.*

Apreciador Señores:

Muy atentamente someto a su consideración la presente propuesta técnica para el desarrollo de los Términos de Referencia (TdR) del Programa arriba mencionado.

A. Criterios Generales del Estudio

La presente propuesta técnica desarrolla los TdR del Programa proporcionados por el BID, los cuales contienen los grandes lineamientos del Estudio y los objetivos de la consultoría. El marco de referencia coincide con los propósitos del Gobierno Nacional de adelantar modificaciones estructurales del sector eléctrico, destinadas a incrementar su eficiencia y modernización, mediante la implementación de las Leyes Eléctrica y de Servicios Públicos y la puesta en marcha de las recomendaciones formuladas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación en el Documento Conpes 2929 del pasado 11 de junio.

La propuesta técnica adopta en su totalidad los TdR y busca desarrollar y precisar sus actividades y alcance para tomar en cuenta las restricciones de tiempo posteriores a su redacción inicial y las observaciones que se efectuaron durante la *Misión de Orientación* del Banco, llevada a cabo entre el 26 y el 27 del mes pasado.

B. Organización del Consultor

En razón al escaso tiempo disponible para adelantar el Estudio y a la determinación del Banco de llevarlo a cabo mediante la participación de dos

consultores individuales, uno dedicado a los temas institucionales y financieros y el otro los temas técnicos, se ha adoptado la siguiente organización:

1. Se contará con la colaboración del Ingeniero Eléctrico ALVARO REBOLLEDO, profesional de reconocida experiencia técnica, que ha trabajado en el *Estudio de Costos de Distribución* y en el *Estudio de Costos de Distribuir y Comercializar Electricidad en Colombia* los cuales constituyen dos investigaciones valiosas relacionadas directamente con el tema a tratar.

2. La coordinación necesaria con el Consultor dedicado a los aspectos Institucionales y Financieros se ha previsto de la siguiente manera:

- En primer lugar, se han considerado dos instancias de intercambio de información, una a nivel preliminar, destinada a permitir el avance coordinado del Estudio y otra cuando se disponga de la información definitiva.

- En segundo lugar, se han previsto dos períodos de participación conjunta destinados al desarrollo de las actividades comunes, a la formulación de las recomendaciones y a la elaboración de los informes preliminar y final.

C. Actividades y Alcance

Las *actividades* a desarrollar son las descritas en los TdR pero con sus alcances limitados para tomar en cuenta restricciones de tiempo y la eliminación de las visitas inicialmente previstas a las Empresas y de acuerdo con las siguientes consideraciones:

1. Los aspectos evaluativos de las instalaciones existentes, de la organización y de la capacidad de operación y mantenimiento, del mercado y de los planes de inversión disponibles, se basarán en la información analizada sobre cada Empresa y, por consiguiente, su precisión depende exclusivamente de la exactitud de dichas fuentes de información.

2. Para los casos en que, a juicio del Consultor, se requiera complementar la información disponible, se solicitará información adicional de parte de las Empresas o la presencia en Bogotá del funcionario responsable. La solicitud se tramitará por intermedio de la Entidad que designe el Comité Directivo.

3. El Consultor consignará en informes y formatos las descripciones de los sistemas eléctricos y sus evaluaciones; para este efecto seleccionará la información que, a su criterio, considere que es mínima pero suficiente para ilustrar en forma adecuada el objetivo del Estudio y, por consiguiente, eliminará la información que estime irrelevante o de poca confiabilidad. Se destaca que el criterio predominante para seleccionar la información a recolectar y a analizar, es el de que coadyuve efectivamente al

cumplimiento de los propósitos del Estudio, puesto que no se trata de conformar bancos de datos ni de constituir inventarios.

Se solicita al **Comité Directivo** que *determine las Empresas que serán objeto del Estudio.* Se propone que sean aquellas Empresas vinculadas al Sistema de Transmisión Nacional en las cuales la Nación posee una participación importante en su propiedad.

D. Informes

Los informes considerados son los mismos contemplados en los TdR, los cuales serán presentados en las fechas propuestas en el cronograma que se comenta en el siguiente literal. El Informe Preliminar contendrá la información que haya sido posible recolectar hasta la fecha de su edición, información que será complementada y analizada a partir de entonces y hasta la presentación de la versión preliminar del Informe Final.

E. Cronograma

Se adjunta el cronograma propuesto para desarrollar el Estudio.

Cordialmente:

IGNACIO CORAL MARTINEZ
Consultor

Adendo No. VI - 1

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	**Antioquia**	0.0	89.2

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000082
$D$33	U2	0.000000	0.000416
$B$68	V1	0	0.035651054
$J$68	V2	0	0.095511035
$H$68	V3	0.0000000	0.0014700

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-6.9	$L$43<=1	Opcional	7.9
$L$44	Atlántico V3	-89.4	$L$44<=1	Opcional	90.4
$L$45	Bolívar V3	-25.2	$L$45<=1	Opcional	26.2
$L$46	Boyacá V3	1.0	$L$46<=1	Obligatorio	0.0
$L$47	Caldas V3	-20.6	$L$47<=1	Opcional	21.6
$L$48	Caquetá V3	0.2	$L$48<=1	Opcional	0.8
$L$49	Cauca V3	-4.0	$L$49<=1	Opcional	5.0
$L$50	Cesar V3	-12.1	$L$50<=1	Opcional	13.1
$L$51	Chocó V3	-5.5	$L$51<=1	Opcional	6.5
$L$52	Córdoba V3	-20.7	$L$52<=1	Opcional	21.7
$L$53	Cundinamarca V3	-2.7	$L$53<=1	Opcional	3.7
$L$54	Guajira V3	-7.3	$L$54<=1	Opcional	8.3
$L$55	Huila V3	1.0	$L$55<=1	Obligatorio	0.0
$L$56	Magdalena V3	-26.9	$L$56<=1	Opcional	27.9
$L$57	Meta V3	-4.4	$L$57<=1	Opcional	5.4
$L$58	Nariño V3	0.5	$L$58<=1	Opcional	0.5
$L$59	Quindío V3	-3.7	$L$59<=1	Opcional	4.7
$L$60	N. de Sant. V3	-17.2	$L$60<=1	Opcional	18.2
$L$61	Santander V3	-6.5	$L$61<=1	Opcional	7.5
$L$62	Sucre V3	1.0	$L$62<=1	Obligatorio	0.0
$L$63	Tolima V3	0.0	$L$63<=1	Opcional	1.0
$L$64	Valle V3	-42.3	$L$64<=1	Opcional	43.3
$L$42	Antioquia V3	-10.8	$L$42<=1	Opcional	11.8
$L$65	TOTALES V3	-301.2	$L$65<=1	Opcional	302.2
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000082	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000039
$D$33	U2	0.000416	$D$33>=$L$67	Opcional	0.000357
$J$68	V2	0.095511035	$J$68>=$L$69	Opcional	0.069360408
$H$68	V3	0.0014700	$H$68>=$L$70	Obligatorio	0.0000000
$B$68	V1	0.035651054	$B$68>=$L$68	Opcional	0.028984387

Adendo No. VI - 2

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	**Arauca**	0.0	101.0

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.002726
$D$33	U2	0.000000	0.006413
$B$68	V1	0	0.145511915
$J$68	V2	0	1.906908639
$H$68	V3	0.0000000	0.3660976

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	1.0	$L$43<=1	Obligatorio	0.0
$L$44	Atlántico V3	-1695.3	$L$44<=1	Opcional	1696.3
$L$45	Bolívar V3	-608.9	$L$45<=1	Opcional	609.9
$L$46	Boyacá V3	-867.5	$L$46<=1	Opcional	868.5
$L$47	Caldas V3	-453.0	$L$47<=1	Opcional	454.0
$L$48	Caquetá V3	-214.2	$L$48<=1	Opcional	215.2
$L$49	Cauca V3	-245.7	$L$49<=1	Opcional	246.7
$L$50	Cesar V3	-261.6	$L$50<=1	Opcional	262.6
$L$51	Chocó V3	-220.2	$L$51<=1	Opcional	221.2
$L$52	Córdoba V3	-171.8	$L$52<=1	Opcional	172.8
$L$53	Cundinamarca V3	1.0	$L$53<=1	Obligatorio	0.0
$L$54	Guajira V3	-100.5	$L$54<=1	Opcional	101.5
$L$55	Huila V3	-381.2	$L$55<=1	Opcional	382.2
$L$56	Magdalena V3	-508.2	$L$56<=1	Opcional	509.2
$L$57	Meta V3	1.0	$L$57<=1	Obligatorio	0.0
$L$58	Nariño V3	1.0	$L$58<=1	Obligatorio	0.0
$L$59	Quindío V3	-71.4	$L$59<=1	Opcional	72.4
$L$60	N. de Sant. V3	-795.9	$L$60<=1	Opcional	796.9
$L$61	Santander V3	-778.9	$L$61<=1	Opcional	779.9
$L$62	Sucre V3	-3.0	$L$62<=1	Opcional	4.0
$L$63	Tolima V3	-82.2	$L$63<=1	Opcional	83.2
$L$64	Valle V3	-3207.6	$L$64<=1	Opcional	3208.6
$L$42	Antioquia V3	-1727.1	$L$42<=1	Opcional	1728.1
$L$65	TOTALES V3	-12365.5	$L$65<=1	Opcional	12366.5
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.002726	$C$33>=$L$66	Opcional	0.002682
$D$33	U2	0.006413	$D$33>=$L$67	Opcional	0.006354
$J$68	V2	1.906908639	$J$68>=$L$69	Opcional	1.880758011
$H$68	V3	0.3660976	$H$68>=$L$70	Opcional	0.3646275
$B$68	V1	0.145511915	$B$68>=$L$68	Opcional	0.138845248

Adendo No. VI - 3

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	**Atlántico**	0.0	53.9

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000178
$D$33	U2	0.000000	0.000059
$B$68	V1	0	0.052563664
$J$68	V2	0	0.026150628
$H$68	V3	0.0000000	0.0055700

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-11.4	$L$43<=1	Opcional	12.4
$L$44	Atlántico V3	-46.1	$L$44<=1	Opcional	47.1
$L$45	Bolívar V3	-35.2	$L$45<=1	Opcional	36.2
$L$46	Boyacá V3	-46.7	$L$46<=1	Opcional	47.7
$L$47	Caldas V3	-40.1	$L$47<=1	Opcional	41.1
$L$48	Caquetá V3	-4.3	$L$48<=1	Opcional	5.3
$L$49	Cauca V3	-20.9	$L$49<=1	Opcional	21.9
$L$50	Cesar V3	-9.6	$L$50<=1	Opcional	10.6
$L$51	Chocó V3	-5.8	$L$51<=1	Opcional	6.8
$L$52	Córdoba V3	-13.2	$L$52<=1	Opcional	14.2
$L$53	Cundinamarca V3	-10.1	$L$53<=1	Opcional	11.1
$L$54	Guajira V3	-7.6	$L$54<=1	Opcional	8.6
$L$55	Huila V3	-10.3	$L$55<=1	Opcional	11.3
$L$56	Magdalena V3	-16.7	$L$56<=1	Opcional	17.7
$L$57	Meta V3	1.0	$L$57<=1	Obligatorio	0.0
$L$58	Nariño V3	-11.5	$L$58<=1	Opcional	12.5
$L$59	Quindío V3	-2.1	$L$59<=1	Opcional	3.1
$L$60	N. de Sant. V3	-8.0	$L$60<=1	Opcional	9.0
$L$61	Santander V3	-30.5	$L$61<=1	Opcional	31.5
$L$62	Sucre V3	-18.4	$L$62<=1	Opcional	19.4
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-74.2	$L$64<=1	Opcional	75.2
$L$42	Antioquia V3	-75.5	$L$42<=1	Opcional	76.5
$L$65	TOTALES V3	-496.0	$L$65<=1	Opcional	497.0
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000178	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000135
$D$33	U2	0.000059	$D$33>=$L$67	Obligatorio	0.000000
$J$68	V2	0.026150628	$J$68>=$L$69	Obligatorio	0
$H$68	V3	0.0055700	$H$68>=$L$70	Opcional	0.0041000
$B$68	V1	0.052563664	$B$68>=$L$68	Opcional	0.045896997

Adendo No. VI - 4

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Bolívar	0.0	59.1

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000184
$D$33	U2	0.000000	0.000666
$B$68	V1	0	0.047628563
$J$68	V2	0	0.1901937
$H$68	V3	0.0000000	0.0049239

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-8.4	$L$43<=1	Opcional	9.4
$L$44	Atlántico V3	-149.8	$L$44<=1	Opcional	150.8
$L$45	Bolívar V3	-40.9	$L$45<=1	Opcional	41.9
$L$46	Boyacá V3	1.0	$L$46<=1	Obligatorio	0.0
$L$47	Caldas V3	-28.0	$L$47<=1	Opcional	29.0
$L$48	Caquetá V3	-0.5	$L$48<=1	Opcional	1.5
$L$49	Cauca V3	-6.1	$L$49<=1	Opcional	7.1
$L$50	Cesar V3	-19.1	$L$50<=1	Opcional	20.1
$L$51	Chocó V3	-10.1	$L$51<=1	Opcional	11.1
$L$52	Córdoba V3	-32.0	$L$52<=1	Opcional	33.0
$L$53	Cundinamarca V3	1.0	$L$53<=1	Obligatorio	0.0
$L$54	Guajira V3	-10.4	$L$54<=1	Opcional	11.4
$L$55	Huila V3	0.7	$L$55<=1	Opcional	0.3
$L$56	Magdalena V3	-45.6	$L$56<=1	Opcional	46.6
$L$57	Meta V3	-4.1	$L$57<=1	Opcional	5.1
$L$58	Nariño V3	1.0	$L$58<=1	Obligatorio	0.0
$L$59	Quindío V3	-2.7	$L$59<=1	Opcional	3.7
$L$60	N. de Sant. V3	-27.5	$L$60<=1	Opcional	28.5
$L$61	Santander V3	-4.1	$L$61<=1	Opcional	5.1
$L$62	Sucre V3	0.9	$L$62<=1	Opcional	0.1
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-87.3	$L$64<=1	Opcional	88.3
$L$42	Antioquia V3	-22.9	$L$42<=1	Opcional	23.9
$L$65	TOTALES V3	-491.5	$L$65<=1	Opcional	492.5
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000184	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000141
$D$33	U2	0.000666	$D$33>=$L$67	Opcional	0.000606
$J$68	V2	0.1901937	$J$68>=$L$69	Opcional	0.164043072
$H$68	V3	0.0049239	$H$68>=$L$70	Opcional	0.0034539
$B$68	V1	0.047628563	$B$68>=$L$68	Opcional	0.040961897

Adendo No. VI - 5

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	**Boyacá**	0.0	101.0

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000192
$D$33	U2	0.000000	0.000655
$B$68	V1	0	0.048951003
$J$68	V2	0	0.193391705
$H$68	V3	0.0000000	0.0044465

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-8.7	$L$43<=1	Opcional	9.7
$L$44	Atlántico V3	-150.3	$L$44<=1	Opcional	151.3
$L$45	Bolívar V3	-41.6	$L$45<=1	Opcional	42.6
$L$46	Boyacá V3	1.0	$L$46<=1	Obligatorio	0.0
$L$47	Caldas V3	-28.7	$L$47<=1	Opcional	29.7
$L$48	Caquetá V3	-0.3	$L$48<=1	Opcional	1.3
$L$49	Cauca V3	-6.7	$L$49<=1	Opcional	7.7
$L$50	Cesar V3	-19.1	$L$50<=1	Opcional	20.1
$L$51	Chocó V3	-10.1	$L$51<=1	Opcional	11.1
$L$52	Córdoba V3	-32.7	$L$52<=1	Opcional	33.7
$L$53	Cundinamarca V3	1.0	$L$53<=1	Obligatorio	0.0
$L$54	Guajira V3	-10.6	$L$54<=1	Opcional	11.6
$L$55	Huila V3	1.0	$L$55<=1	Obligatorio	0.0
$L$56	Magdalena V3	-46.0	$L$56<=1	Opcional	47.0
$L$57	Meta V3	-3.9	$L$57<=1	Opcional	4.9
$L$58	Nariño V3	0.1	$L$58<=1	Opcional	0.9
$L$59	Quindío V3	-2.3	$L$59<=1	Opcional	3.3
$L$60	N. de Sant. V3	-26.1	$L$60<=1	Opcional	27.1
$L$61	Santander V3	-2.9	$L$61<=1	Opcional	3.9
$L$62	Sucre V3	-0.2	$L$62<=1	Opcional	1.2
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-85.1	$L$64<=1	Opcional	86.1
$L$42	Antioquia V3	-22.9	$L$42<=1	Opcional	23.9
$L$65	TOTALES V3	-491.4	$L$65<=1	Opcional	492.4
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000192	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000149
$D$33	U2	0.000655	$D$33>=$L$67	Opcional	0.000596
$J$68	V2	0.193391705	$J$68>=$L$69	Opcional	0.167241077
$H$68	V3	0.0044465	$H$68>=$L$70	Opcional	0.0029765
$B$68	V1	0.048951003	$B$68>=$L$68	Opcional	0.042284336

Adendo No. VI - 6

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Caldas	0.0	77.8

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000150
$D$33	U2	0.000000	0.000538
$B$68	V1	0	0.038186562
$J$68	V2	0	0.153672801
$H$68	V3	0.0000000	0.0040311

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-6.7	$L$43<=1	Opcional	7.7
$L$44	Atlántico V3	-120.6	$L$44<=1	Opcional	121.6
$L$45	Bolívar V3	-32.8	$L$45<=1	Opcional	33.8
$L$46	Boyacá V3	1.0	$L$46<=1	Obligatorio	0.0
$L$47	Caldas V3	-22.2	$L$47<=1	Opcional	23.2
$L$48	Caquetá V3	-0.4	$L$48<=1	Opcional	1.4
$L$49	Cauca V3	-4.8	$L$49<=1	Opcional	5.8
$L$50	Cesar V3	-15.3	$L$50<=1	Opcional	16.3
$L$51	Chocó V3	-8.2	$L$51<=1	Opcional	9.2
$L$52	Córdoba V3	-25.6	$L$52<=1	Opcional	26.6
$L$53	Cundinamarca V3	1.0	$L$53<=1	Obligatorio	0.0
$L$54	Guajira V3	-8.3	$L$54<=1	Opcional	9.3
$L$55	Huila V3	0.7	$L$55<=1	Opcional	0.3
$L$56	Magdalena V3	-36.6	$L$56<=1	Opcional	37.6
$L$57	Meta V3	-3.2	$L$57<=1	Opcional	4.2
$L$58	Nariño V3	1.0	$L$58<=1	Obligatorio	0.0
$L$59	Quindío V3	-2.0	$L$59<=1	Opcional	3.0
$L$60	N. de Sant. V3	-22.1	$L$60<=1	Opcional	23.1
$L$61	Santander V3	-3.0	$L$61<=1	Opcional	4.0
$L$62	Sucre V3	0.9	$L$62<=1	Opcional	0.1
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-70.6	$L$64<=1	Opcional	71.6
$L$42	Antioquia V3	-18.3	$L$42<=1	Opcional	19.3
$L$65	TOTALES V3	-393.1	$L$65<=1	Opcional	394.1
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000150	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000107
$D$33	U2	0.000538	$D$33>=$L$67	Opcional	0.000478
$J$68	V2	0.153672801	$J$68>=$L$69	Opcional	0.127522173
$H$68	V3	0.0040311	$H$68>=$L$70	Opcional	0.0025611
$B$68	V1	0.038186562	$B$68>=$L$68	Opcional	0.031519895

Adendo No. VI - 7

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	**Caquetá**	0.0	101.0

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000809
$D$33	U2	0.000000	0.008176
$B$68	V1	0	1.036759958
$J$68	V2	0	0.876107961
$H$68	V3	0.0000000	0.0014700

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-219.3	$L$43<=1	Opcional	220.3
$L$44	Atlántico V3	-1613.4	$L$44<=1	Opcional	1614.4
$L$45	Bolívar V3	-551.6	$L$45<=1	Opcional	552.6
$L$46	Boyacá V3	-134.4	$L$46<=1	Opcional	135.4
$L$47	Caldas V3	-610.7	$L$47<=1	Opcional	611.7
$L$48	Caquetá V3	1.0	$L$48<=1	Obligatorio	0.0
$L$49	Cauca V3	-135.9	$L$49<=1	Opcional	136.9
$L$50	Cesar V3	-256.8	$L$50<=1	Opcional	257.8
$L$51	Chocó V3	-89.4	$L$51<=1	Opcional	90.4
$L$52	Córdoba V3	-424.4	$L$52<=1	Opcional	425.4
$L$53	Cundinamarca V3	-203.3	$L$53<=1	Opcional	204.3
$L$54	Guajira V3	-181.6	$L$54<=1	Opcional	182.6
$L$55	Huila V3	1.0	$L$55<=1	Obligatorio	0.0
$L$56	Magdalena V3	-477.3	$L$56<=1	Opcional	478.3
$L$57	Meta V3	-144.5	$L$57<=1	Opcional	145.5
$L$58	Nariño V3	-5.5	$L$58<=1	Opcional	6.5
$L$59	Quindío V3	-154.5	$L$59<=1	Opcional	155.5
$L$60	N. de Sant. V3	-371.3	$L$60<=1	Opcional	372.3
$L$61	Santander V3	-397.7	$L$61<=1	Opcional	398.7
$L$62	Sucre V3	-0.9	$L$62<=1	Opcional	1.9
$L$63	Tolima V3	-3.1	$L$63<=1	Opcional	4.1
$L$64	Valle V3	-646.8	$L$64<=1	Opcional	647.8
$L$42	Antioquia V3	-336.9	$L$42<=1	Opcional	337.9
$L$65	TOTALES V3	-6945.9	$L$65<=1	Opcional	6946.9
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000809	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000766
$D$33	U2	0.008176	$D$33>=$L$67	Opcional	0.008117
$J$68	V2	0.876107961	$J$68>=$L$69	Opcional	0.849957333
$H$68	V3	0.0014700	$H$68>=$L$70	Obligatorio	0.0000000
$B$68	V1	1.036759958	$B$68>=$L$68	Opcional	1.030093291

Adendo No. VI - 8

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Cauca	0.0	88.7

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000318
$D$33	U2	0.000000	0.001154
$B$68	V1	0	0.084015602
$J$68	V2	0	0.33067796
$H$68	V3	0.0000000	0.0082834

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-15.0	$L$43<=1	Opcional	16.0
$L$44	Atlántico V3	-262.0	$L$44<=1	Opcional	263.0
$L$45	Bolívar V3	-72.0	$L$45<=1	Opcional	73.0
$L$46	Boyacá V3	1.0	$L$46<=1	Obligatorio	0.0
$L$47	Caldas V3	-50.2	$L$47<=1	Opcional	51.2
$L$48	Caquetá V3	-0.9	$L$48<=1	Opcional	1.9
$L$49	Cauca V3	-11.3	$L$49<=1	Opcional	12.3
$L$50	Cesar V3	-33.6	$L$50<=1	Opcional	34.6
$L$51	Chocó V3	-17.7	$L$51<=1	Opcional	18.7
$L$52	Córdoba V3	-56.6	$L$52<=1	Opcional	57.6
$L$53	Cundinamarca V3	1.0	$L$53<=1	Obligatorio	0.0
$L$54	Guajira V3	-18.5	$L$54<=1	Opcional	19.5
$L$55	Huila V3	0.9	$L$55<=1	Opcional	0.1
$L$56	Magdalena V3	-79.9	$L$56<=1	Opcional	80.9
$L$57	Meta V3	-7.6	$L$57<=1	Opcional	8.6
$L$58	Nariño V3	0.9	$L$58<=1	Opcional	0.1
$L$59	Quindío V3	-5.1	$L$59<=1	Opcional	6.1
$L$60	N. de Sant. V3	-48.2	$L$60<=1	Opcional	49.2
$L$61	Santander V3	-8.2	$L$61<=1	Opcional	9.2
$L$62	Sucre V3	1.0	$L$62<=1	Obligatorio	0.0
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-151.3	$L$64<=1	Opcional	152.3
$L$42	Antioquia V3	-40.9	$L$42<=1	Opcional	41.9
$L$65	TOTALES V3	-868.7	$L$65<=1	Opcional	869.7
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000318	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000275
$D$33	U2	0.001154	$D$33>=$L$67	Opcional	0.001095
$J$68	V2	0.33067796	$J$68>=$L$69	Opcional	0.304527332
$H$68	V3	0.0082834	$H$68>=$L$70	Opcional	0.0068134
$B$68	V1	0.084015602	$B$68>=$L$68	Opcional	0.077348936

Adendo No. VI - 9

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Cesar	0.0	62.2

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000660
$D$33	U2	0.000000	0.000542
$B$68	V1	0	0.171229218
$J$68	V2	0	0.319777458
$H$68	V3	0.0000000	0.0014700

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-36.5	$L$43<=1	Opcional	37.5
$L$44	Atlántico V3	-247.9	$L$44<=1	Opcional	248.9
$L$45	Bolívar V3	-119.9	$L$45<=1	Opcional	120.9
$L$46	Boyacá V3	-74.8	$L$46<=1	Opcional	75.8
$L$47	Caldas V3	-115.5	$L$47<=1	Opcional	116.5
$L$48	Caqueiá V3	-0.2	$L$48<=1	Opcional	1.2
$L$49	Cauca V3	-54.0	$L$49<=1	Opcional	55.0
$L$50	Cesar V3	-37.8	$L$50<=1	Opcional	38.8
$L$51	Chocó V3	-19.1	$L$51<=1	Opcional	20.1
$L$52	Córdoba V3	-74.5	$L$52<=1	Opcional	75.5
$L$53	Cundinamarca V3	-17.3	$L$53<=1	Opcional	18.3
$L$54	Guajira V3	-27.6	$L$54<=1	Opcional	28.6
$L$55	Huila V3	-9.1	$L$55<=1	Opcional	10.1
$L$56	Magdalena V3	-87.0	$L$56<=1	Opcional	88.0
$L$57	Meta V3	1.0	$L$57<=1	Obligatorio	0.0
$L$58	Nariño V3	-40.5	$L$58<=1	Opcional	41.5
$L$59	Quindío V3	1.0	$L$59<=1	Obligatorio	0.0
$L$60	N. de Sant. V3	-9.0	$L$60<=1	Opcional	10.0
$L$61	Santander V3	-26.6	$L$61<=1	Opcional	27.6
$L$62	Sucre V3	-57.7	$L$62<=1	Opcional	58.7
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-152.7	$L$64<=1	Opcional	153.7
$L$42	Antioquia V3	-145.0	$L$42<=1	Opcional	146.0
$L$65	TOTALES V3	-1345.4	$L$65<=1	Opcional	1346.4
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000660	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000617
$D$33	U2	0.000542	$D$33>=$L$67	Opcional	0.000482
$J$68	V2	0.319777458	$J$68>=$L$69	Opcional	0.29362683
$H$68	V3	0.0014700	$H$68>=$L$70	Obligatorio	0.0000000
$B$68	V1	0.171229218	$B$68>=$L$68	Opcional	0.164562552

Adendo No. VI - 10

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Chocó	0.0	47.4

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.001826
$D$33	U2	0.000000	0.001476
$B$68	V1	0	0.487528581
$J$68	V2	0	0.875604585
$H$68	V3	0.0000000	0.0014700

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-104.6	$L$43<=1	Opcional	105.6
$L$44	Atlántico V3	-689.9	$L$44<=1	Opcional	690.9
$L$45	Bolívar V3	-337.3	$L$45<=1	Opcional	338.3
$L$46	Boyacá V3	-210.9	$L$46<=1	Opcional	211.9
$L$47	Caldas V3	-329.3	$L$47<=1	Opcional	330.3
$L$48	Caquetá V3	0.4	$L$48<=1	Opcional	0.6
$L$49	Cauca V3	-153.1	$L$49<=1	Opcional	154.1
$L$50	Cesar V3	-106.3	$L$50<=1	Opcional	107.3
$L$51	Chocó V3	-52.6	$L$51<=1	Opcional	53.6
$L$52	Córdoba V3	-211.0	$L$52<=1	Opcional	212.0
$L$53	Cundinamarca V3	-52.7	$L$53<=1	Opcional	53.7
$L$54	Guajira V3	-78.4	$L$54<=1	Opcional	79.4
$L$55	Huila V3	-25.3	$L$55<=1	Opcional	26.3
$L$56	Magdalena V3	-242.9	$L$56<=1	Opcional	243.9
$L$57	Meta V3	1.0	$L$57<=1	Obligatorio	0.0
$L$58	Nariño V3	-116.6	$L$58<=1	Opcional	117.6
$L$59	Quindío V3	1.0	$L$59<=1	Obligatorio	0.0
$L$60	N. de Sant. V3	-22.9	$L$60<=1	Opcional	23.9
$L$61	Santander V3	-78.0	$L$61<=1	Opcional	79.0
$L$62	Sucre V3	-164.4	$L$62<=1	Opcional	165.4
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-411.0	$L$64<=1	Opcional	412.0
$L$42	Antioquia V3	-404.8	$L$42<=1	Opcional	405.8
$L$65	TOTALES V3	-3777.2	$L$65<=1	Opcional	3778.2
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.001826	$C$33>=$L$66	Opcional	0.001783
$D$33	U2	0.001476	$D$33>=$L$67	Opcional	0.001416
$J$68	V2	0.875604585	$J$68>=$L$69	Opcional	0.849453957
$H$68	V3	0.0014700	$H$68>=$L$70	Obligatorio	0.0000000
$B$68	V1	0.487528581	$B$68>=$L$68	Opcional	0.480861914

Adendo No. VI - 11

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	**Córdoba**	0.0	101.0

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000555
$D$33	U2	0.000000	0.001058
$B$68	V1	0	0.068353378
$J$68	V2	0	0.065365136
$H$68	V3	0.0000000	0.1152736

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-8.1	$L$43<=1	Opcional	9.1
$L$44	Atlántico V3	-272.2	$L$44<=1	Opcional	273.2
$L$45	Bolívar V3	-154.6	$L$45<=1	Opcional	155.6
$L$46	Boyacá V3	-352.0	$L$46<=1	Opcional	353.0
$L$47	Caldas V3	-156.5	$L$47<=1	Opcional	157.5
$L$48	Caquetá V3	-75.0	$L$48<=1	Opcional	76.0
$L$49	Cauca V3	-90.5	$L$49<=1	Opcional	91.5
$L$50	Cesar V3	-58.1	$L$50<=1	Opcional	59.1
$L$51	Chocó V3	-54.4	$L$51<=1	Opcional	55.4
$L$52	Córdoba V3	1.0	$L$52<=1	Obligatorio	0.0
$L$53	Cundinamarca V3	-34.4	$L$53<=1	Opcional	35.4
$L$54	Guajira V3	-24.6	$L$54<=1	Opcional	25.6
$L$55	Huila V3	-134.4	$L$55<=1	Opcional	135.4
$L$56	Magdalena V3	-76.9	$L$56<=1	Opcional	77.9
$L$57	Meta V3	1.0	$L$57<=1	Obligatorio	0.0
$L$58	Nariño V3	1.0	$L$58<=1	Obligatorio	0.0
$L$59	Quindío V3	-34.1	$L$59<=1	Opcional	35.1
$L$60	N. de Sant. V3	-224.8	$L$60<=1	Opcional	225.8
$L$61	Santander V3	-324.3	$L$61<=1	Opcional	325.3
$L$62	Sucre V3	-10.7	$L$62<=1	Opcional	11.7
$L$63	Tolima V3	-16.5	$L$63<=1	Opcional	17.5
$L$64	Valle V3	-933.1	$L$64<=1	Opcional	934.1
$L$42	Antioquia V3	-605.2	$L$42<=1	Opcional	606.2
$L$65	TOTALES V3	-3636.6	$L$65<=1	Opcional	3637.6
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000555	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000511
$D$33	U2	0.001058	$D$33>=$L$67	Opcional	0.000998
$J$68	V2	0.065365136	$J$68>=$L$69	Opcional	0.039214508
$H$68	V3	0.1152736	$H$68>=$L$70	Opcional	0.1138036
$B$68	V1	0.068353378	$B$68>=$L$68	Opcional	0.061686711

Adendo No. VI - 12

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Cundinamarca	0.0	101.0

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000533
$D$33	U2	0.000000	0.001230
$B$68	V1	0	0.025151554
$J$68	V2	0	0.366140545
$H$68	V3	0.0000000	0.0722064

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	1.0	$L$43<=1	Obligatorio	0.0
$L$44	Atlántico V3	-324.4	$L$44<=1	Opcional	325.4
$L$45	Bolívar V3	-116.9	$L$45<=1	Opcional	117.9
$L$46	Boyacá V3	-170.5	$L$46<=1	Opcional	171.5
$L$47	Caldas V3	-86.2	$L$47<=1	Opcional	87.2
$L$48	Caquetá V3	-42.2	$L$48<=1	Opcional	43.2
$L$49	Cauca V3	-47.5	$L$49<=1	Opcional	48.5
$L$50	Cesar V3	-50.1	$L$50<=1	Opcional	51.1
$L$51	Chocó V3	-42.8	$L$51<=1	Opcional	43.8
$L$52	Córdoba V3	-31.1	$L$52<=1	Opcional	32.1
$L$53	Cundinamarca V3	1.0	$L$53<=1	Obligatorio	0.0
$L$54	Guajira V3	-18.9	$L$54<=1	Opcional	19.9
$L$55	Huila V3	-74.8	$L$55<=1	Opcional	75.8
$L$56	Magdalena V3	-97.0	$L$56<=1	Opcional	98.0
$L$57	Meta V3	1.0	$L$57<=1	Obligatorio	0.0
$L$58	Nariño V3	1.0	$L$58<=1	Obligatorio	0.0
$L$59	Quindío V3	-13.4	$L$59<=1	Opcional	14.4
$L$60	N. de Sant. V3	-154.8	$L$60<=1	Opcional	155.8
$L$61	Santander V3	-152.0	$L$61<=1	Opcional	153.0
$L$62	Sucre V3	-0.2	$L$62<=1	Opcional	1.2
$L$63	Tolima V3	-15.3	$L$63<=1	Opcional	16.3
$L$64	Valle V3	-628.4	$L$64<=1	Opcional	629.4
$L$42	Antioquia V3	-338.4	$L$42<=1	Opcional	339.4
$L$65	TOTALES V3	-2396.1	$L$65<=1	Opcional	2397.1
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000533	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000490
$D$33	U2	0.001230	$D$33>=$L$67	Opcional	0.001171
$J$68	V2	0.366140545	$J$68>=$L$69	Opcional	0.339989917
$H$68	V3	0.0722064	$H$68>=$L$70	Opcional	0.0707363
$B$68	V1	0.025151554	$B$68>=$L$68	Opcional	0.018484887

Adendo No. VI - 13

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Guajira	0.0	67.6

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000896
$D$33	U2	0.000000	0.002088
$B$68	V1	0	0.04507422
$J$68	V2	0	0.621176414
$H$68	V3	0.0000000	0.1208528

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	1.0	$L$43<=1	Obligatorio	0.0
$L$44	Atlántico V3	-551.3	$L$44<=1	Opcional	552.3
$L$45	Bolívar V3	-198.4	$L$45<=1	Opcional	199.4
$L$46	Boyacá V3	-285.8	$L$46<=1	Opcional	286.8
$L$47	Caldas V3	-146.9	$L$47<=1	Opcional	147.9
$L$48	Caquetá V3	-70.7	$L$48<=1	Opcional	71.7
$L$49	Cauca V3	-80.3	$L$49<=1	Opcional	81.3
$L$50	Cesar V3	-85.1	$L$50<=1	Opcional	86.1
$L$51	Chocó V3	-72.2	$L$51<=1	Opcional	73.2
$L$52	Córdoba V3	-54.4	$L$52<=1	Opcional	55.4
$L$53	Cundinamarca V3	1.0	$L$53<=1	Obligatorio	0.0
$L$54	Guajira V3	-32.4	$L$54<=1	Opcional	33.4
$L$55	Huila V3	-125.5	$L$55<=1	Opcional	126.5
$L$56	Magdalena V3	-165.1	$L$56<=1	Opcional	166.1
$L$57	Meta V3	1.0	$L$57<=1	Obligatorio	0.0
$L$58	Nariño V3	1.0	$L$58<=1	Obligatorio	0.0
$L$59	Quindío V3	-23.0	$L$59<=1	Opcional	24.0
$L$60	N. de Sant. V3	-260.9	$L$60<=1	Opcional	261.9
$L$61	Santander V3	-255.7	$L$61<=1	Opcional	256.7
$L$62	Sucre V3	-0.6	$L$62<=1	Opcional	1.6
$L$63	Tolima V3	-26.4	$L$63<=1	Opcional	27.4
$L$64	Valle V3	-1055.3	$L$64<=1	Opcional	1056.3
$L$42	Antioquia V3	-568.3	$L$42<=1	Opcional	569.3
$L$65	TOTALES V3	-4046.3	$L$65<=1	Opcional	4047.3
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000896	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000853
$D$33	U2	0.002088	$D$33>=$L$67	Opcional	0.002029
$J$68	V2	0.621176414	$J$68>=$L$69	Opcional	0.595025787
$H$68	V3	0.1208528	$H$68>=$L$70	Opcional	0.1193827
$B$68	V1	0.04507422	$B$68>=$L$68	Opcional	0.038407554

Adendo No. VI - 14

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Huila	0.0	101.0

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000340
$D$33	U2	0.000000	0.001232
$B$68	V1	0	0.090604869
$J$68	V2	0	0.35291995
$H$68	V3	0.0000000	0.0086634

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-16.2	$L$43<=1	Opcional	17.2
$L$44	Atlántico V3	-280.2	$L$44<=1	Opcional	281.2
$L$45	Bolívar V3	-77.2	$L$45<=1	Opcional	78.2
$L$46	Boyacá V3	1.0	$L$46<=1	Obligatorio	0.0
$L$47	Caldas V3	-54.1	$L$47<=1	Opcional	55.1
$L$48	Caquetá V3	-0.9	$L$48<=1	Opcional	1.9
$L$49	Cauca V3	-12.3	$L$49<=1	Opcional	13.3
$L$50	Cesar V3	-36.0	$L$50<=1	Opcional	37.0
$L$51	Chocó V3	-18.8	$L$51<=1	Opcional	19.8
$L$52	Córdoba V3	-60.8	$L$52<=1	Opcional	61.8
$L$53	Cundinamarca V3	0.8	$L$53<=1	Opcional	0.2
$L$54	Guajira V3	-19.9	$L$54<=1	Opcional	20.9
$L$55	Huila V3	1.0	$L$55<=1	Obligatorio	0.0
$L$56	Magdalena V3	-85.5	$L$56<=1	Opcional	86.5
$L$57	Meta V3	-8.2	$L$57<=1	Opcional	9.2
$L$58	Nariño V3	0.7	$L$58<=1	Opcional	0.3
$L$59	Quindío V3	-5.5	$L$59<=1	Opcional	6.5
$L$60	N. de Sant. V3	-51.3	$L$60<=1	Opcional	52.3
$L$61	Santander V3	-8.9	$L$61<=1	Opcional	9.9
$L$62	Sucre V3	0.8	$L$62<=1	Opcional	0.2
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-160.7	$L$64<=1	Opcional	161.7
$L$42	Antioquia V3	-43.7	$L$42<=1	Opcional	44.7
$L$65	TOTALES V3	-930.1	$L$65<=1	Opcional	931.1
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000340	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000297
$D$33	U2	0.001232	$D$33>=$L$67	Opcional	0.001173
$J$68	V2	0.35291995	$J$68>=$L$69	Opcional	0.326769322
$H$68	V3	0.0086634	$H$68>=$L$70	Opcional	0.0071934
$B$68	V1	0.090604869	$B$68>=$L$68	Opcional	0.083938202

Adendo No. VI - 15

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Magdalena	0.0	55.6

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000374
$D$33	U2	0.000000	0.000675
$B$68	V1	0	0.082519837
$J$68	V2	0	0.026150628
$H$68	V3	0.0000000	0.0559485

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-14.0	$L$43<=1	Opcional	15.0
$L$44	Atlántico V3	-156.8	$L$44<=1	Opcional	157.8
$L$45	Bolívar V3	-92.5	$L$45<=1	Opcional	93.5
$L$46	Boyacá V3	-185.0	$L$46<=1	Opcional	186.0
$L$47	Caldas V3	-96.7	$L$47<=1	Opcional	97.7
$L$48	Caquetá V3	-36.1	$L$48<=1	Opcional	37.1
$L$49	Cauca V3	-51.4	$L$49<=1	Opcional	52.4
$L$50	Cesar V3	-32.4	$L$50<=1	Opcional	33.4
$L$51	Chocó V3	-28.0	$L$51<=1	Opcional	29.0
$L$52	Córdoba V3	-6.7	$L$52<=1	Opcional	7.7
$L$53	Cundinamarca V3	-22.9	$L$53<=1	Opcional	23.9
$L$54	Guajira V3	-16.7	$L$54<=1	Opcional	17.7
$L$55	Huila V3	-62.4	$L$55<=1	Opcional	63.4
$L$56	Magdalena V3	-44.4	$L$56<=1	Opcional	45.4
$L$57	Meta V3	1.0	$L$57<=1	Obligatorio	0.0
$L$58	Nariño V3	1.0	$L$58<=1	Obligatorio	0.0
$L$59	Quindío V3	-17.5	$L$59<=1	Opcional	18.5
$L$60	N. de Sant. V3	-107.4	$L$60<=1	Opcional	108.4
$L$61	Santander V3	-166.9	$L$61<=1	Opcional	167.9
$L$62	Sucre V3	-11.3	$L$62<=1	Opcional	12.3
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-467.6	$L$64<=1	Opcional	468.6
$L$42	Antioquia V3	-314.3	$L$42<=1	Opcional	315.3
$L$65	TOTALES V3	-1927.7	$L$65<=1	Opcional	1928.7
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000374	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000331
$D$33	U2	0.000675	$D$33>=$L$67	Opcional	0.000615
$J$68	V2	0.026150628	$J$68>=$L$69	Obligatorio	0.
$H$68	V3	0.0559485	$H$68>=$L$70	Opcional	0.0544784
$B$68	V1	0.082519837	$B$68>=$L$68	Opcional	0.075853171

Adendo No. VI - 16

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Meta	0.0	101.0

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.001114
$D$33	U2	0.000000	0.000177
$B$68	V1	0	0.132927667
$J$68	V2	0	0.071466219
$H$68	V3	0.0000000	0.1947243

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-27.1	$L$43<=1	Opcional	28.1
$L$44	Atlántico V3	-416.3	$L$44<=1	Opcional	417.3
$L$45	Bolívar V3	-330.8	$L$45<=1	Opcional	331.8
$L$46	Boyacá V3	-761.1	$L$46<=1	Opcional	762.1
$L$47	Caldas V3	-375.5	$L$47<=1	Opcional	376.5
$L$48	Caquetá V3	-139.3	$L$48<=1	Opcional	140.3
$L$49	Cauca V3	-233.0	$L$49<=1	Opcional	234.0
$L$50	Cesar V3	-110.8	$L$50<=1	Opcional	111.8
$L$51	Chocó V3	-97.8	$L$51<=1	Opcional	98.8
$L$52	Córdoba V3	-25.7	$L$52<=1	Opcional	26.7
$L$53	Cundinamarca V3	-98.3	$L$53<=1	Opcional	99.3
$L$54	Guajira V3	-53.7	$L$54<=1	Opcional	54.7
$L$55	Huila V3	-289.8	$L$55<=1	Opcional	290.8
$L$56	Magdalena V3	-141.6	$L$56<=1	Opcional	142.6
$L$57	Meta V3	1.0	$L$57<=1	Obligatorio	0.0
$L$58	Nariño V3	-95.6	$L$58<=1	Opcional	96.6
$L$59	Quindío V3	-64.1	$L$59<=1	Opcional	65.1
$L$60	N. de Sant. V3	-368.2	$L$60<=1	Opcional	369.2
$L$61	Santander V3	-642.0	$L$61<=1	Opcional	643.0
$L$62	Sucre V3	-116.4	$L$62<=1	Opcional	117.4
$L$63	Tolima V3	-85.8	$L$63<=1	Opcional	86.8
$L$64	Valle V3	-1661.1	$L$64<=1	Opcional	1662.1
$L$42	Antioquia V3	-1263.5	$L$42<=1	Opcional	1264.5
$L$65	TOTALES V3	-7395.5	$L$65<=1	Opcional	7396.5
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.001114	$C$33>=$L$66	Opcional	0.001071
$D$33	U2	0.000177	$D$33>=$L$67	Opcional	0.000117
$J$68	V2	0.071466219	$J$68>=$L$69	Opcional	0.045315591
$H$68	V3	0.1947243	$H$68>=$L$70	Opcional	0.1932543
$B$68	V1	0.132927667	$B$68>=$L$68	Opcional	0.126261

Adendo No. VI - 17

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Nariño	0.0	101.0

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000413
$D$33	U2	0.000000	0.000778
$B$68	V1	0	0.056316808
$J$68	V2	0	0.048208132
$H$68	V3	0.0000000	0.0813974

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-7.3	$L$43<=1	Opcional	8.3
$L$44	Atlántico V3	-197.0	$L$44<=1	Opcional	198.0
$L$45	Bolívar V3	-112.0	$L$45<=1	Opcional	113.0
$L$46	Boyacá V3	-250.2	$L$46<=1	Opcional	251.2
$L$47	Caldas V3	-113.4	$L$47<=1	Opcional	114.4
$L$48	Caquetá V3	-52.8	$L$48<=1	Opcional	53.8
$L$49	Cauca V3	-64.9	$L$49<=1	Opcional	65.9
$L$50	Cesar V3	-41.6	$L$50<=1	Opcional	42.6
$L$51	Chocó V3	-38.7	$L$51<=1	Opcional	39.7
$L$52	Córdoba V3	-0.5	$L$52<=1	Opcional	1.5
$L$53	Cundinamarca V3	-24.9	$L$53<=1	Opcional	25.9
$L$54	Guajira V3	-18.1	$L$54<=1	Opcional	19.1
$L$55	Huila V3	-94.1	$L$55<=1	Opcional	95.1
$L$56	Magdalena V3	-55.6	$L$56<=1	Opcional	56.6
$L$57	Meta V3	1.0	$L$57<=1	Obligatorio	0.0
$L$58	Nariño V3	1.0	$L$58<=1	Obligatorio	0.0
$L$59	Quindío V3	-24.0	$L$59<=1	Opcional	25.0
$L$60	N. de Sant. V3	-158.1	$L$60<=1	Opcional	159.1
$L$61	Santander V3	-229.5	$L$61<=1	Opcional	230.5
$L$62	Sucre V3	-8.5	$L$62<=1	Opcional	9.5
$L$63	Tolima V3	-9.9	$L$63<=1	Opcional	10.9
$L$64	Valle V3	-661.4	$L$64<=1	Opcional	662.4
$L$42	Antioquia V3	-429.9	$L$42<=1	Opcional	430.9
$L$65	TOTALES V3	-2590.0	$L$65<=1	Opcional	2591.0
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000413	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000370
$D$33	U2	0.000778	$D$33>=$L$67	Opcional	0.000719
$J$68	V2	0.048208132	$J$68>=$L$69	Opcional	0.022057504
$H$68	V3	0.0813974	$H$68>=$L$70	Opcional	0.0799274
$B$68	V1	0.056316808	$B$68>=$L$68	Opcional	0.049650142

Adendo No. VI - 18

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Quindío	0.0	101.0

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000872
$D$33	U2	0.000000	0.001474
$B$68	V1	0	0.15991576
$J$68	V2	0	0.603722655
$H$68	V3	0.0000000	0.0257031

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-29.4	$L$43<=1	Opcional	30.4
$L$44	Atlántico V3	-434.5	$L$44<=1	Opcional	435.5
$L$45	Bolívar V3	-154.3	$L$45<=1	Opcional	155.3
$L$46	Boyacá V3	-78.0	$L$46<=1	Opcional	79.0
$L$47	Caldas V3	-117.3	$L$47<=1	Opcional	118.3
$L$48	Caquetá V3	-10.1	$L$48<=1	Opcional	11.1
$L$49	Cauca V3	-50.9	$L$49<=1	Opcional	51.9
$L$50	Cesar V3	-58.6	$L$50<=1	Opcional	59.6
$L$51	Chocó V3	-36.4	$L$51<=1	Opcional	37.4
$L$52	Córdoba V3	-94.7	$L$52<=1	Opcional	95.7
$L$53	Cundinamarca V3	1.0	$L$53<=1	Obligatorio	0.0
$L$54	Guajira V3	-32.9	$L$54<=1	Opcional	33.9
$L$55	Huila V3	-20.0	$L$55<=1	Opcional	21.0
$L$56	Magdalena V3	-140.0	$L$56<=1	Opcional	141.0
$L$57	Meta V3	1.0	$L$57<=1	Obligatorio	0.0
$L$58	Nariño V3	-23.9	$L$58<=1	Opcional	24.9
$L$59	Quindío V3	1.0	$L$59<=1	Obligatorio	0.0
$L$60	N. de Sant. V3	-71.0	$L$60<=1	Opcional	72.0
$L$61	Santander V3	-37.2	$L$61<=1	Opcional	38.2
$L$62	Sucre V3	-36.8	$L$62<=1	Opcional	37.8
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-368.2	$L$64<=1	Opcional	369.2
$L$42	Antioquia V3	-195.5	$L$42<=1	Opcional	196.5
$L$65	TOTALES V3	-1978.0	$L$65<=1	Opcional	1979.0
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000872	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000829
$D$33	U2	0.001474	$D$33>=$L$67	Opcional	0.001415
$J$68	V2	0.603722655	$J$68>=$L$69	Opcional	0.577572028
$H$68	V3	0.0257031	$H$68>=$L$70	Opcional	0.0242331
$B$68	V1	0.15991576	$B$68>=$L$68	Opcional	0.153249094

Adendo No. VI - 19

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Norte de Santander		101.0

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000513
$D$33	U2	0.000000	0.000059
$B$68	V1	0	0.170051702
$J$68	V2	0	0.095204797
$H$68	V3	0.0000000	0.0016788

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-38.2	$L$43<=1	Opcional	39.2
$L$44	Atlántico V3	-132.2	$L$44<=1	Opcional	133.2
$L$45	Bolívar V3	-102.6	$L$45<=1	Opcional	103.6
$L$46	Boyacá V3	-110.1	$L$46<=1	Opcional	111.1
$L$47	Caldas V3	-120.2	$L$47<=1	Opcional	121.2
$L$48	Caquetá V3	-3.9	$L$48<=1	Opcional	4.9
$L$49	Cauca V3	-60.2	$L$49<=1	Opcional	61.2
$L$50	Cesar V3	-27.2	$L$50<=1	Opcional	28.2
$L$51	Chocó V3	-12.7	$L$51<=1	Opcional	13.7
$L$52	Córdoba V3	-50.6	$L$52<=1	Opcional	51.6
$L$53	Cundinamarca V3	-31.8	$L$53<=1	Opcional	32.8
$L$54	Guajira V3	-24.0	$L$54<=1	Opcional	25.0
$L$55	Huila V3	-17.9	$L$55<=1	Opcional	18.9
$L$56	Magdalena V3	-51.1	$L$56<=1	Opcional	52.1
$L$57	Meta V3	1.0	$L$57<=1	Obligatorio	0.0
$L$58	Nariño V3	-43.2	$L$58<=1	Opcional	44.2
$L$59	Quindío V3	-4.1	$L$59<=1	Opcional	5.1
$L$60	N. de Sant. V3	1.0	$L$60<=1	Obligatorio	0.0
$L$61	Santander V3	-61.3	$L$61<=1	Opcional	62.3
$L$62	Sucre V3	-63.2	$L$62<=1	Opcional	64.2
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-121.3	$L$64<=1	Opcional	122.3
$L$42	Antioquia V3	-174.1	$L$42<=1	Opcional	175.1
$L$65	TOTALES V3	-1245.6	$L$65<=1	Opcional	1246.6
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000513	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000470
$D$33	U2	0.000059	$D$33>=$L$67	Obligatorio	0.000000
$J$68	V2	0.095204797	$J$68>=$L$69	Opcional	0.06905417
$H$68	V3	0.0016788	$H$68>=$L$70	Opcional	0.0002088
$B$68	V1	0.170051702	$B$68>=$L$68	Opcional	0.163385035

Adendo No. VI - 20

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Santander	0.0	101.0

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000212
$D$33	U2	0.000000	0.000511
$B$68	V1	0	0.048149457
$J$68	V2	0	0.18258966
$H$68	V3	0.0000000	0.0027379

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-9.0	$L$43<=1	Opcional	10.0
$L$44	Atlántico V3	-132.1	$L$44<=1	Opcional	133.1
$L$45	Bolívar V3	-40.3	$L$45<=1	Opcional	41.3
$L$46	Boyacá V3	-2.7	$L$46<=1	Opcional	3.7
$L$47	Caldas V3	-28.8	$L$47<=1	Opcional	29.8
$L$48	Caquetá V3	0.4	$L$48<=1	Opcional	0.6
$L$49	Cauca V3	-9.1	$L$49<=1	Opcional	10.1
$L$50	Cesar V3	-16.8	$L$50<=1	Opcional	17.8
$L$51	Chocó V3	-9.0	$L$51<=1	Opcional	10.0
$L$52	Córdoba V3	-30.8	$L$52<=1	Opcional	31.8
$L$53	Cundinamarca V3	1.0	$L$53<=1	Obligatorio	0.0
$L$54	Guajira V3	-9.7	$L$54<=1	Opcional	10.7
$L$55	Huila V3	1.0	$L$55<=1	Obligatorio	0.0
$L$56	Magdalena V3	-41.8	$L$56<=1	Opcional	42.8
$L$57	Meta V3	-1.9	$L$57<=1	Opcional	2.9
$L$58	Nariño V3	-4.1	$L$58<=1	Opcional	5.1
$L$59	Quindío V3	-0.2	$L$59<=1	Opcional	1.2
$L$60	N. de Sant. V3	-17.2	$L$60<=1	Opcional	18.2
$L$61	Santander V3	1.0	$L$61<=1	Obligatorio	0.0
$L$62	Sucre V3	-6.1	$L$62<=1	Opcional	7.1
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-71.4	$L$64<=1	Opcional	72.4
$L$42	Antioquia V3	-25.5	$L$42<=1	Opcional	26.5
$L$65	TOTALES V3	-449.6	$L$65<=1	Opcional	450.6
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000212	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000169
$D$33	U2	0.000511	$D$33>=$L$67	Opcional	0.000451
$J$68	V2	0.18258966	$J$68>=$L$69	Opcional	0.156439032
$H$68	V3	0.0027379	$H$68>=$L$70	Opcional	0.0012678
$B$68	V1	0.048149457	$B$68>=$L$68	Opcional	0.04148279

Adendo No. VI - 21

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor fmal
$B$35	Sucre	0.0	101.0

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000336
$D$33	U2	0.000000	0.001421
$B$68	V1	0	0.092085887
$J$68	V2	0	0.053303411
$H$68	V3	0.0000000	0.1071309

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-15.0	$L$43<=1	Opcional	16.0
$L$44	Atlántico V3	-332.7	$L$44<=1	Opcional	333.7
$L$45	Bolívar V3	-163.6	$L$45<=1	Opcional	164.6
$L$46	Boyacá V3	-329.7	$L$46<=1	Opcional	330.7
$L$47	Caldas V3	-176.7	$L$47<=1	Opcional	177.7
$L$48	Caquetá V3	-71.6	$L$48<=1	Opcional	72.6
$L$49	Cauca V3	-86.8	$L$49<=1	Opcional	87.8
$L$50	Cesar V3	-69.5	$L$50<=1	Opcional	70.5
$L$51	Chocó V3	-54.1	$L$51<=1	Opcional	55.1
$L$52	Córdoba V3	-21.2	$L$52<=1	Opcional	22.2
$L$53	Cundinamarca V3	-50.3	$L$53<=1	Opcional	51.3
$L$54	Guajira V3	-32.7	$L$54<=1	Opcional	33.7
$L$55	Huila V3	-132.3	$L$55<=1	Opcional	133.3
$L$56	Magdalena V3	-93.7	$L$56<=1	Opcional	94.7
$L$57	Meta V3	-16.5	$L$57<=1	Opcional	17.5
$L$58	Nariño V3	1.0	$L$58<=1	Obligatorio	0.0
$L$59	Quindío V3	-50.1	$L$59<=1	Opcional	51.1
$L$60	N. de Sant. V3	-249.0	$L$60<=1	Opcional	250.0
$L$61	Santander V3	-344.4	$L$61<=1	Opcional	345.4
$L$62	Sucre V3	1.0	$L$62<=1	Obligatorio	0.0
$L$63	Tolima V3	-30.1	$L$63<=1	Opcional	31.1
$L$64	Valle V3	-893.2	$L$64<=1	Opcional	894.2
$L$42	Antioquia V3	-570.4	$L$42<=1	Opcional	571.4
$L$65	TOTALES V3	-3780.9	$L$65<=1	Opcional	3781.9
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000336	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000293
$D$33	U2	0.001421	$D$33>=$L$67	Opcional	0.001361
$J$68	V2	0.053303411	$J$68>=$L$69	Opcional	0.027152783
$H$68	V3	0.1071309	$H$68>=$L$70	Opcional	0.1056608
$B$68	V1	0.092085887	$B$68>=$L$68	Opcional	0.08541922

Adendo No. VI - 22

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Tolima	0.0	101.0

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000378
$D$33	U2	0.000000	0.000682
$B$68	V1	0	0.083534618
$J$68	V2	0	0.026150628
$H$68	V3	0.0000000	0.0566110

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-14.2	$L$43<=1	Opcional	15.2
$L$44	Atlántico V3	-158.5	$L$44<=1	Opcional	159.5
$L$45	Bolívar V3	-93.6	$L$45<=1	Opcional	94.6
$L$46	Boyacá V3	-187.2	$L$46<=1	Opcional	188.2
$L$47	Caldas V3	-97.9	$L$47<=1	Opcional	98.9
$L$48	Caquetá V3	-36.5	$L$48<=1	Opcional	37.5
$L$49	Cauca V3	-52.1	$L$49<=1	Opcional	53.1
$L$50	Cesar V3	-32.8	$L$50<=1	Opcional	33.8
$L$51	Chocó V3	-28.3	$L$51<=1	Opcional	29.3
$L$52	Córdoba V3	-6.8	$L$52<=1	Opcional	7.8
$L$53	Cundinamarca V3	-23.3	$L$53<=1	Opcional	24.3
$L$54	Guajira V3	-16.9	$L$54<=1	Opcional	17.9
$L$55	Huila V3	-63.2	$L$55<=1	Opcional	64.2
$L$56	Magdalena V3	-44.9	$L$56<=1	Opcional	45.9
$L$57	Meta V3	1.0	$L$57<=1	Obligatorio	0.0
$L$58	Nariño V3	1.0	$L$58<=1	Obligatorio	0.0
$L$59	Quindío V3	-17.8	$L$59<=1	Opcional	18.8
$L$60	N. de Sant. V3	-108.7	$L$60<=1	Opcional	109.7
$L$61	Santander V3	-169.0	$L$61<=1	Opcional	170.0
$L$62	Sucre V3	-11.4	$L$62<=1	Opcional	12.4
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-473.1	$L$64<=1	Opcional	474.1
$L$42	Antioquia V3	-318.1	$L$42<=1	Opcional	319.1
$L$65	TOTALES V3	-1950.8	$L$65<=1	Opcional	1951.8
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000378	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000335
$D$33	U2	0.000682	$D$33>=$L$67	Opcional	0.000623
$J$68	V2	0.026150628	$J$68>=$L$69	Obligatorio	0
$H$68	V3	0.0566110	$H$68>=$L$70	Opcional	0.0551410
$B$68	V1	0.083534618	$B$68>=$L$68	Opcional	0.076867951

Adendo No. VI - 23

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Valle	0.0	53.0

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000000	0.000152
$D$33	U2	0.000000	0.000344
$B$68	V1	0	0.035595179
$J$68	V2	0	0.124805016
$H$68	V3	0.0000000	0.0014700

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-6.7	$L$43<=1	Opcional	7.7
$L$44	Atlántico V3	-90.5	$L$44<=1	Opcional	91.5
$L$45	Bolívar V3	-28.4	$L$45<=1	Opcional	29.4
$L$46	Boyacá V3	-2.4	$L$46<=1	Opcional	3.4
$L$47	Caldas V3	-20.9	$L$47<=1	Opcional	21.9
$L$48	Caquetá V3	0.5	$L$48<=1	Opcional	0.5
$L$49	Cauca V3	-6.8	$L$49<=1	Opcional	7.8
$L$50	Cesar V3	-11.6	$L$50<=1	Opcional	12.6
$L$51	Chocó V3	-6.1	$L$51<=1	Opcional	7.1
$L$52	Córdoba V3	-21.6	$L$52<=1	Opcional	22.6
$L$53	Cundinamarca V3	0.3	$L$53<=1	Opcional	0.7
$L$54	Guajira V3	-6.9	$L$54<=1	Opcional	7.9
$L$55	Huila V3	1.0	$L$55<=1	Obligatorio	0.0
$L$56	Magdalena V3	-28.8	$L$56<=1	Opcional	29.8
$L$57	Meta V3	-1.2	$L$57<=1	Opcional	2.2
$L$58	Nariño V3	-3.4	$L$58<=1	Opcional	4.4
$L$59	Quindío V3	0.0	$L$59<=1	Opcional	1.0
$L$60	N. de Sant. V3	-10.6	$L$60<=1	Opcional	11.6
$L$61	Santander V3	1.0	$L$61<=1	Obligatorio	0.0
$L$62	Sucre V3	-5.1	$L$62<=1	Opcional	6.1
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-47.0	$L$64<=1	Opcional	48.0
$L$42	Antioquia V3	-17.9	$L$42<=1	Opcional	18.9
$L$65	TOTALES V3	-310.4	$L$65<=1	Opcional	311.4
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Obligatorio	0
$C$33	U1	0.000152	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000109
$D$33	U2	0.000344	$D$33>=$L$67	Opcional	0.000285
$J$68	V2	0.124805016	$J$68>=$L$69	Opcional	0.098654388
$H$68	V3	0.0014700	$H$68>=$L$70	Obligatorio	0.0000000
$B$68	V1	0.035595179	$B$68>=$L$68	Opcional	0.028928512

Adendo No. VI - 24

Celda objetivo (Máx)

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$B$35	Total del Grupo	187.3	87.3

Celdas cambiantes

Celda	Nombre	Valor original	Valor final
$C$33	U1	0.000043	0.000014
$D$33	U2	0.000059	0.000045
$B$68	V1	0.005081134	0.002353246
$J$68	V2	0.026150628	0.010604991
$H$68	V3	0.0014700	0.0004468

Restricciones

Celda	Nombre	Valor de la celda	Fórmula	Estado	Divergencia
$L$43	Arauca V3	-0.3	$L$43<=1	Opcional	1.3
$L$44	Atlántico V3	-7.3	$L$44<=1	Opcional	8.3
$L$45	Bolívar V3	-1.5	$L$45<=1	Opcional	2.5
$L$46	Boyacá V3	1.0	$L$46<=1	Obligatorio	0.0
$L$47	Caldas V3	-0.2	$L$47<=1	Opcional	1.2
$L$48	Caquetá V3	0.0	$L$48<=1	Opcional	1.0
$L$49	Cauca V3	0.3	$L$49<=1	Opcional	0.7
$L$50	Cesar V3	-0.7	$L$50<=1	Opcional	1.7
$L$51	Chocó V3	-0.5	$L$51<=1	Opcional	1.5
$L$52	Córdoba V3	-1.0	$L$52<=1	Opcional	2.0
$L$53	Cundinamarca V3	0.7	$L$53<=1	Opcional	0.3
$L$54	Guajira V3	-0.3	$L$54<=1	Opcional	1.3
$L$55	Huila V3	0.6	$L$55<=1	Opcional	0.4
$L$56	Magdalena V3	-2.0	$L$56<=1	Opcional	3.0
$L$57	Meta V3	0.2	$L$57<=1	Opcional	0.8
$L$58	Nariño V3	1.0	$L$58<=1	Obligatorio	0.0
$L$59	Quindío V3	0.3	$L$59<=1	Opcional	0.7
$L$60	N. de Sant. V3	-1.0	$L$60<=1	Opcional	2.0
$L$61	Santander V3	1.0	$L$61<=1	Obligatorio	0.0
$L$62	Sucre V3	0.7	$L$62<=1	Opcional	0.3
$L$63	Tolima V3	1.0	$L$63<=1	Obligatorio	0.0
$L$64	Valle V3	-4.9	$L$64<=1	Opcional	5.9
$L$42	Antioquia V3	0.1	$L$42<=1	Opcional	0.9
$L$65	TOTALES V3	-12.7	$L$65<=1	Opcional	13.7
$B$70	Denominador	100	$B$70=100	Opcional	0
$C$33	U1	0.000014	$C$33>=$L$66	Opcional	0.000014
$D$33	U2	0.000045	$D$33>=$L$67	Opcional	0.000044
$J$68	V2	0.010604991	$J$68>=$L$69	Opcional	0.010603991
$H$68	V3	0.0004468	$H$68>=$L$70	Opcional	0.0004458
$B$68	V1	0.002353246	$B$68>=$L$68	Opcional	0.002352246