



CREG

Comisión de Regulación
de Energía y Gas



Guía para la determinación de costos de prestación del servicio eléctrico en las Zonas No Interconectadas ZNI

RESOLUCIÓN CREG 091 DE 2007

7932

8g



**COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS
CREG**

**GUÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE COSTOS DE PRESTACIÓN
DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN LAS ZONAS NO
INTERCONECTADAS – ZNI –**

RESOLUCIÓN CREG 091 DE 2007

Álvaro Uribe Vélez

Presidente de la República

MIEMBROS DE LA COMISIÓN

Hernán Martínez Torres

Ministro de Minas y Energía

Manuel Maiguashca Olano

Viceministro de Minas

Juan Pablo Zárate

Viceministro Técnico Ministerio de Hacienda

Andrés Escobar

Subdirector Departamento Nacional de Planeación

Eva María Uribe Tobón

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

COMITÉ DE EXPERTOS

Hernán Molina Valencia

Director Ejecutivo CREG

Juan Ignacio Caicedo Ayerbe

Experto Comisionado

Ricardo Ramírez Carrero

Experto Comisionado

Camilo Quintero Montaña

Experto Comisionado

Javier Augusto Díaz Velasco

Experto Comisionado

EDICIÓN

Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–

Coordinación Editorial

Diego Herrera Caipa

Diseño y Producción Gráfica

Pequeño Formato Impresores

Hecho en Bogotá D.C. – Colombia

Abril de 2008

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	9
1. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA REMUNERACIÓN POR ACTIVIDAD	11
1.1 ACTIVIDAD DE GENERACIÓN	11
1.2 ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	43
1.3 ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN	45
2. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL COSTO UNITARIO DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO	48
2.1 ZONAS NO INTERCONECTADAS CON RED DE DISTRIBUCIÓN	48
2.2 ZONAS NO INTERCONECTADAS SIN RED DE DISTRIBUCIÓN	48
3. EJEMPLOS DE CÁLCULOS DE COSTOS UNITARIOS DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO	51
3.1 CASO 1 - MUNICIPIO DE TIMBIQUÍ, DEPARTAMENTO DEL CAUCA	51
3.2 CASO 2 - VEREDA DEL CARMEN, MUNICIPIO DE CARURÚ, DEPARTAMENTO DEL VAUPÉS	63
4. ANEXOS	69
5. GLOSARIO	129
6. SITIOS WEB DE INTERÉS	130

LISTA DE TABLAS

Tabla No. 1	Costos remunerados en el cargo de generación para las ZNI y su cálculo.	13
Tabla No. 2	Caracterización del parque de generación de la cabecera municipal de Puerto Leguízamo (Putumayo).	26
Tabla No. 3	Componentes del precio del electrocombustible para la ciudad de Neiva.	30
Tabla No. 4	Información para el cálculo del costo unitario por consumo de combustible para el mes de enero de 2008.	36
Tabla No. 5	Información consolidada para el cálculo del costo medio ponderado de combustible.	38
Tabla No. 6	Información para el cálculo del costo unitario por consumo de lubricante para el mes de diciembre.	38
Tabla No. 7	Información consolidada para el cálculo del costo medio ponderado de lubricante.	39
Tabla No. 8	Remuneración por inversión y mantenimiento para cada máquina a diciembre de 2006.	40
Tabla No. 9	Componente de remuneración de inversiones y de gastos de AOM en Sistemas de Distribución (\$ de diciembre de 2006).	44
Tabla No. 10	Cargo máximo base de comercialización de acuerdo a la Resolución 91 de 2007.	45
Tabla No. 11	Caracterización del generador diesel de la cabecera municipal de Timbiquí (Cauca).	52
Tabla No. 12	Componentes del precio del electrocombustible para la ciudad de Buenaventura.	52
Tabla No. 13	Información consolidada para el cálculo del costo medio ponderado de combustible.	54

Tabla No. 14	Información consolidada para el cálculo del costo medio ponderado de lubricante.	56
Tabla No. 15	Remuneración por inversión y mantenimiento para la máquina a diciembre de 2006.	57
Tabla No. 16	Caracterización de la pequeña central hidroeléctrica en la cabecera municipal de Timbiquí (Cauca).	59
Tabla No. 17	Índice de Precios al Productor (IPP), tomado de la página web del DANE.	126
Tabla No. 18	Índice de Precios al Consumidor (IPC), tomado de la página web del DANE.	127
Tabla No. 19	Estructura de costos para electrocombustibles 2007	128

LISTA DE FIGURAS

Figura No. 1	Remuneración de los costos de inversión para generadores diesel.	14
Figura No. 2	Remuneración de los costos de inversión para pequeñas centrales hidroeléctricas.	14
Figura No. 3	Componente de remuneración de la inversión para sistemas individuales.	15
Figura No. 4	Proceso de cálculo del costo medio de combustible para el Parque de Generación.	18
Figura No. 5	Proceso de cálculo del costo medio ponderado del lubricante para el Parque de Generación.	21
Figura No. 6	Página de ECOPETROL, secuencia de enlaces para determinar la Estructura de Precios de Combustibles Líquidos.	27
Figura No. 7	Archivo de Excel descargado con la estructura de precios del electrocombustible para el mes de enero de 2008.	28
Figura No. 8	Página de ECOPETROL, secuencia de enlaces para determinar la tarifa de transporte por poliductos.	29
Figura No. 9	Tarifa de transporte por poliductos. Se resalta en amarillo el valor para la ciudad de Neiva.	29
Figura No. 10	Página web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).	30
Figura No. 11	Página web de la CREG, resultado del enlace Electricidad.	31
Figura No. 12	Página web de la CREG, Matriz origen-destino para determinar el costo de transporte terrestre en las ZNI.	31
Figura No. 13	Página web del DANE. Secuencia de enlaces para acceder al Índice de Precios al Consumidor publicado.	32

Figura No. 14	Vista del Archivo descargado de la página web del DANE con los Índices de Precios al Consumidor.	33
Figura No. 15	Página del DANE. Secuencia de enlaces para acceder al Índice de Precios al Productor para diciembre de 2007.	34
Figura No. 16	Vista del archivo descargado de la página web del DANE con los Índices de Precios al Productor. Diciembre de 2007.	35

INTRODUCCIÓN

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) aprobó, mediante Resolución CREG-091 de 2007 (en adelante Resolución 91), el nuevo marco regulatorio para determinar los costos de prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI), por eso quiere ofrecer a la comunidad en general, a las empresas prestadoras del servicio y a terceros interesados, una guía didáctica para el correcto entendimiento y aplicación de esta resolución.

La guía está conformada por 4 secciones donde se presentan de forma secuencial los pasos que se deben seguir para calcular la remuneración de cada actividad involucrada en la prestación del servicio público de energía eléctrica y los costos unitarios del mismo.

Así mismo, se plantea un ejemplo para una ZNI típica con el cual se calcula en todas las secciones el cargo correspondiente para cada actividad. Posteriormente, en la fórmula tarifaria se integran los valores encontrados y se establece el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica.

En la sección 4 se presentan dos ejemplos adicionales para complementar casos típicos que se podrían encontrar en las ZNI.

Para facilidad del lector se incluyen como anexos una versión del texto de la resolución y un modelo de contrato típico de condiciones uniformes que puede ser de utilidad para que cada empresa prestadora del servicio desarrolle el contrato correspondiente al mercado que atiende.

1. Metodología de cálculo de la remuneración por actividad

De acuerdo con el marco regulatorio aprobado por la CREG a través de la Resolución 91 de 2007, el costo de prestación del servicio de energía eléctrica para las ZNI puede determinarse utilizando dos enfoques: i) la determinación de cargos regulados por competencia a la entrada; y ii) la determinación de cargos por costos medios.

En esta guía se presenta el segundo enfoque y se ilustra la metodología para el cálculo de la remuneración de cada una de las actividades que componen la cadena del servicio de energía eléctrica (generación, distribución y comercialización). Así mismo, se presentan las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación de este servicio público.

1.1 Actividad de Generación

Para remunerar la actividad de generación en las ZNI se aplica el Capítulo IV de la Resolución 91 y las respectivas fórmulas allí consignadas, es así como se deben considerar los siguientes aspectos para determinar el cargo máximo de generación:

- ✓ Tipo de tecnología de generación
- ✓ Costos de Inversión.
- ✓ Costos de Administración.
- ✓ Costos de Operación.
- ✓ Costos de Mantenimiento.

La combinación de los cinco factores anteriormente considerados junto con otros aspectos como costo de combustible y lubricantes; ubicación, transporte y almacenamiento de éstos; horas de prestación del servicio, entre otros, determinan el cargo máximo por generación para cada tipo de tecnología.

La Tabla No. 1 resume para cada tipo de generador considerado en la metodología, el costo a remunerar, el método de cálculo y la referencia en la Resolución 91.

Adicionalmente a lo consignado en la Tabla No. 1 se deben tener en cuenta las siguientes condiciones que influyen en la fórmula de cargo máximo:

La remuneración del parque de generación de propiedad múltiple.
El uso de biocombustibles.
La actualización de los cargos máximos de generación.

a) Tipo de tecnología de generación

Las tecnologías de generación reguladas para las ZNI de acuerdo con la Resolución 91 son: los generadores diesel operando con ACPM, los generadores diesel operando con Fuel Oil No. 6, las pequeñas centrales hidroeléctricas y las soluciones individuales (por ejemplo los sistemas fotovoltaicos).

Los Sistemas Híbridos y otras tecnologías de generación de energía eléctrica no tienen definidos los costos medios máximos de inversión, operación, mantenimiento y administración, y por ende éstos podrán ser propuestos a la CREG que definirá en resolución particular los costos correspondientes.

Cuando los generadores empleados superen una potencia nominal de 100 kW, deben contar con equipos de monitoreo y medición que permitan registrar el nivel de tensión y la energía generada para ser reportados al Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con el Artículo 26 de la Resolución 91.

b) Determinación de los costos de inversión

Los costos de inversión reconocidos para los prestadores del servicio incluyen adquisición, transporte, instalación, diseños, permisos ambientales y los que sean necesarios para la puesta en operación de la central de generación, y dependen de la potencia nominal, las horas de prestación de servicio y el tipo de combustible de cada unidad de generación.

- Unidades de generación diesel

La Resolución 91, como se indicó en el literal a), contempla la operación de unidades de generación diesel con ACPM o Fuel Oil No 6, sin embargo, el costo de inversión sólo es definido para generadores que operan con ACPM y a 1.800 rpm. Para otro tipo de generadores diesel, el prestador del servicio puede solicitar a la CREG, con los soportes correspondientes, la definición de los costos de inversión para los casos particulares.

Teniendo en cuenta lo indicado anteriormente, en la Tabla No. 1 de la Resolución 91 se define el costo de inversión en función de la potencia nominal de la máquina de generación y las horas de prestación del servicio, como se muestra en la Figura No. 1.

Tabla No. 1 Costos remunerados en el cargo de generación para las ZNI y su cálculo.

Tipo de unidad de generación	Costos de Inversión		Costo de Operación		Costo de Mantenimiento		Costo de Administración	
	Cargo máximo	Referencia Resolución 91	Cargo máximo	Referencia Resolución 91	Cargo máximo	Referencia Resolución 91	Cargo máximo	Referencia Resolución 91
Generador Diesel operando con ACPM	Establecido en función de la potencia nominal y horas de prestación del servicio.	Ver Tabla No 1, Pág. 13.	Establecido en función del combustible empleado y el lubricante, se tiene en cuenta su ubicación, transporte y almacenamiento	Numeral 24.1, Pág. 16.	Establecido en función de la potencia nominal.	Ver Tabla No 1, Pág. 13.	10 % de la suma de los costos eficientes de combustible y lubricante por kWh	Artículo 24 Parágrafo 4, Pág. 19.
Generador Diesel operando con Fuel Oil No 6.	No definido en la Resolución 91.	Artículo 22, Parágrafo 3, Pág. 14.		Numeral 24.2, Pág. 19.	No definido en la Resolución 91.	Artículo 22, Parágrafo 3, Pág. 14.	10 % de la suma de los costos eficientes de combustible y lubricante por kWh	Parágrafo 8, Pág. 21.
Centrales Hidroeléctricas a pequeña escala	Establecido en función del tipo de solución y su potencia nominal.	Ver Tabla No 2, Pág. 14.		44,78 \$/kWh (\$ de diciembre de 2006)				Numeral 24.3, Pág. 21.
Soluciones individuales	Establecido en función del tipo de solución energética y su potencia nominal.	Ver Tabla No 3, Pág. 15.		188,06 Wp-mes(\$ de diciembre de 2006)				Numeral 24.4, Pág. 21.
Sistemas híbridos y otras tecnologías	Los costos unitarios de inversión, operación, mantenimiento y administración para sistemas híbridos y otras tecnologías de generación no definidos en la Resolución 91, podrán proponerse a la CREG que definirá en resolución particular los costos correspondientes. Artículo 22 literal d) Pág. 15 y Artículo 24.5 Pág. 21.							

Figura No. 1 Remuneración de los costos de inversión para generadores diesel.

Se tienen tres rangos de horas de prestación del servicio, de no coincidir se debe tomar el valor inmediatamente superior.

En esta columna se selecciona la potencia del generador, de no encontrarse se debe interpolar entre los valores existentes.

TABLA 1. Componente de remuneración de Inversiones y Mantenimiento de unidades Diesel de 1800 rpm (\$ de diciembre de 2006)

kW nominal	Inversión \$/kWh			Manto. \$/kWh	kW nominal	Inversión \$/kWh			Manto. \$/kWh
	24 hr	12 hr	6 hr			24 hr	12 hr	6 hr	
11	420,28	458,14	547,16	150,02	250	88,28	104,00	137,97	28,70
15	332,43	362,56	433,34	119,58	300	83,91	98,24	129,34	27,90
20	300,80	328,43	393,20	110,02	350	82,66	96,33	126,07	28,02
25	265,68	288,81	343,51	90,88	400	97,97	112,08	143,22	32,88
30	231,49	251,75	299,63	79,72	500	106,45	120,68	152,35	37,31
35	201,88	219,59	261,41	69,70	600	98,00	110,95	139,80	34,68
40	178,16	193,80	230,74	61,58	700	95,30	107,55	134,94	34,17
50	157,08	171,00	203,84	55,01	800	98,71	111,09	138,85	35,87
55	148,29	161,50	192,61	52,18	900	108,08	122,43	154,40	39,33
75	120,86	131,73	157,29	43,05	1000	115,93	130,24	162,40	40,66
115	128,30	146,40	186,43	41,59	1200	110,88	125,24	157,32	39,06
150	118,55	134,40	169,67	39,86	1500	127,23	143,01	178,44	46,24
200	104,09	122,95	163,63	33,48	2000 ó >	114,31	128,64	180,77	41,85

- Pequeñas centrales hidroeléctricas

Para las pequeñas centrales hidroeléctricas el cargo está definido en la Tabla No 2 del literal b) artículo 22 de la Resolución 91, en función de su potencia nominal y el tipo de solución. En la Figura No. 2 se presenta la tabla correspondiente.

Figura No. 2 Remuneración de los costos de inversión para pequeñas centrales hidroeléctricas.

En esta columna se selecciona el rango según la potencia del generador.

TABLA 2. Componente de remuneración de inversiones en PCHs (\$ de diciembre de 2006).

Tipo de solución	RANGO kW		\$/kWh
	Mínimo	Máximo	
Micro Turbinas	1	100	270,24
Mini Centrales	100	1000	198,18
Pequeñas Centrales	1000	10000	108,09

Al seleccionar la potencia, se define la remuneración de la inversión en pesos de diciembre de 2006.

En el caso de que los costos establecidos no correspondan a los proyectos que el prestador del servicio adelanta, éste puede solicitar a la CREG la definición de nuevos costos para el proyecto específico.

- Soluciones individuales

El cargo que remunera los costos de inversión para soluciones individuales en la Resolución 91 se encuentra definido en la Tabla No 3 del Artículo 22, literal c) y está en función de la potencia nominal y el tipo de solución energética. La tabla se presenta en la Figura No 3.

Figura No. 3 Componente de remuneración de la inversión para sistemas individuales.

En esta columna se selecciona el tipo de solución.

TABLA 3. Componente de remuneración de inversiones en Sistemas Solares Fotovoltaicos (\$ de diciembre de 2006).

Solución Energética implementada	RANGO kW		\$/Wp-mes
	Mínimo	Máximo	
Individual DC	0,05	0,1	386,67
Individual AC	0,075	0,5	371,20
Centralizado Aislado	0,3	10	260,88

La remuneración de la inversión en pesos del 2006.

c) Determinación de los costos de operación

A continuación se presenta la metodología para la definición de los costos de operación para cada una de las tecnologías de generación que la Resolución 91 definió.

Se debe tener en cuenta que para el caso de los generadores diesel, se define un procedimiento de cálculo para determinar el costo del combustible y el lubricante, que sumados son el costo de operación reconocido. Por su parte, para las pequeñas centrales hidroeléctricas y sistemas individuales fotovoltaicos el costo de operación se define como un valor fijo que es actualizado al mes de cálculo.

- Unidades de generación diesel

El costo de operación para las unidades de generación diesel se determina a partir del costo del combustible y el costo del lubricante, como lo ilustra el procedimiento descrito a continuación y el ejemplo desarrollado al final de la sección.

1. Determinación del costo del combustible

El procedimiento para calcular el costo del combustible se presenta a continuación:

a) Caracterización del parque de generación

Para la caracterización del parque de generación, se deben tener en cuenta los siguientes factores:

i. Tipo de combustible del generador diesel

Se debe establecer el combustible con el cual opera el generador ya sea ACPM, Fuel Oil No. 6 o biocombustible, ya que se tienen dos procedimientos de cálculo dependiendo del tipo de combustible, como se indica en el Artículo 24 de la Resolución 91.

ii. Ubicación de las máquinas del parque de generación

El costo de transporte del combustible está en función de la ubicación del parque de generación respecto a la central de abasto de combustible más cercana.

b) Cálculo de los costos de transporte, almacenamiento y precio en central de abasto del combustible empleado por cada generador del parque de generación.

Para el cálculo de los costos indicados se deben seguir los siguientes pasos:

- Buscar en la página web de ECOPEPETROL (www.ecopetrol.com.co) o en la del Ministerio de Minas y Energía (MME) (www.minminas.gov.co) la estructura de precio del combustible y la tarifa de transporte por poliducto a la central de abasto más cercana al generador, éstos se suman y determinan el costo de combustible.
- Determinar los costos de transporte terrestre del combustible desde la central de abasto hasta el generador con la ayuda de la matriz de costos origen – destino publicada en la página web de la CREG (www.creg.gov.co).
- Con la información del Anexo 1 de la Resolución 91, determinar el costo de transporte fluvial, marítimo o aéreo, si es el caso, y adicionarlo al del transporte terrestre.
- Actualizar el costo de almacenamiento de combustible reconocido de \$82,14/gal (diciembre de 2006) teniendo en cuenta el Índice de Precios al Productor – IPP – para el mes de cálculo.

c) Cálculo del costo del combustible para cada una de las máquinas generadoras, como:

El precio del combustible en el sitio de operación del generador se calcula con los valores obtenidos en el literal anterior y de acuerdo al Artículo 24 numeral 24.1, así:

Ecuación No. 1 Cálculo del precio del galón de combustible en el sitio del generador.

$$PC_{im} = PA_{im} + T_{im} + Calm_m$$

Precio del Galón de combustible en el sitio para el generador

Costo del transporte de combustible, desde la planta de abasto más cercana hasta el generador

Costo de almacenamiento de combustible.

Precio del combustible para la planta de abasto más cercana al generador

Recuerde que la *i* en la ecuación anterior indica el número del generador y la *m* el mes de cálculo.

d) Información para el cálculo del costo medio ponderado del combustible:

De la Resolución 91 y de los registros del prestador del servicio se debe consultar la siguiente información para el cálculo del costo medio ponderado del combustible.

- Selección del consumo específico de combustible para cada generador. Tenga en cuenta que está en función de la potencia nominal de la planta y se encuentra en el Artículo 24, numeral 24.1 de la Resolución 91.
- Determinación de la energía generada por cada una de las plantas del parque de generación.
- Determinación de la energía total generada por el parque de generación.

e) Cálculo del costo medio ponderado del combustible, como:

Ecuación No. 2 Cálculo del costo medio ponderado del combustible.

$$CC_m = \frac{1}{Et_m} \sum_{i=1}^{i=n} CEC_i * PC_{im} * E_{im}$$

Costo medio de combustible de todo el Parque de Generación.

Energía entregada por el generador *i* del Parque de Generación

Precio del Galón de combustible en el sitio para el generador

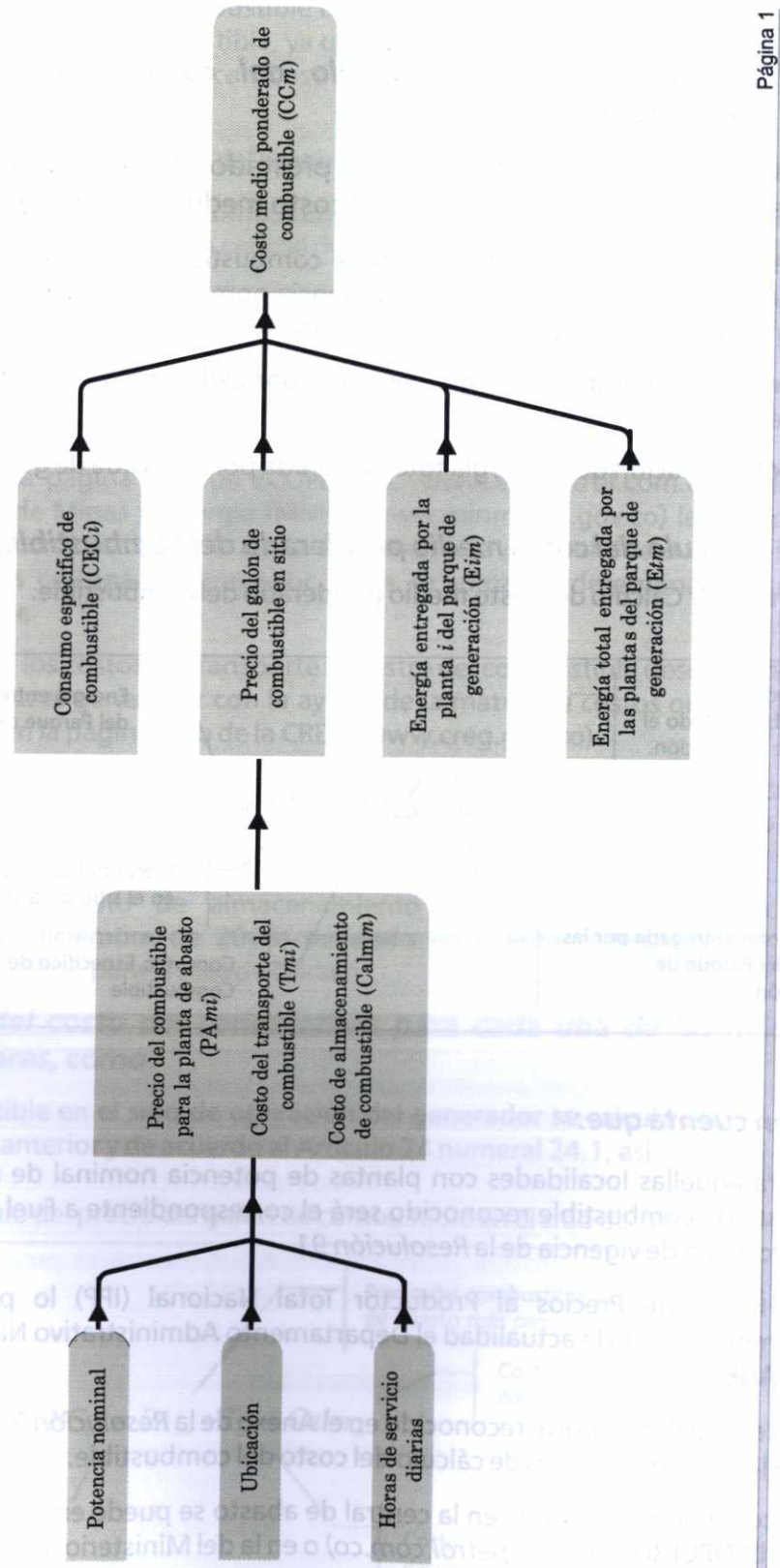
Consumo Específico de Combustible

Energía total entregada por las plantas del Parque de Generación.

Tenga en cuenta que:

- ✓ Para aquellas localidades con plantas de potencia nominal de más de 2.000 kW el costo de combustible reconocido será el correspondiente a Fuel Oil No. 6 a partir del tercer año de vigencia de la Resolución 91
- ✓ El Índice de Precios al Productor Total Nacional (IPP) lo publica la autoridad competente, en la actualidad el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE).
- ✓ El costo del transporte reconocido en el Anexo de la Resolución 91 debe ser actualizado de la fecha base al mes de cálculo del costo del combustible.
- ✓ El costo de combustible en la central de abasto se puede encontrar en la página web de ECOPEPETROL (www.ecopetrol.com.co) o en la del Ministerio de Minas y Energía (MME) (www.minminas.gov.co).

Figura No.4 Proceso de cálculo del costo medio de combustible para el Parque de Generación



Página 1

2. Determinación del costo del lubricante

El procedimiento para calcular el costo del lubricante se presenta a continuación:

a) Caracterización del parque de generación

Para la caracterización del parque de generación, se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- i. Ubicación de las máquinas del parque de generación

En función de la ubicación del parque de generación se tiene el costo de transporte del lubricante. De acuerdo con el Artículo 24 en el numeral 24.1 se reconoce el mismo valor para el transporte de combustible.

- ii. Potencia nominal de cada una de las máquinas del parque de generación.

b) Determinación del costo de transporte y precio promedio del lubricante en el mercado para los generadores del parque de generación.

- i. El precio del lubricante se determina con base en los precios promedio del mercado en el punto de abasto para el parque de generación.

- ii. El costo unitario de transporte del lubricante se determina igual al del combustible, como se indicó anteriormente.

c) Cálculo del costo del lubricante para cada una de las máquinas generadoras, como:

Ecuación No.3 Cálculo del precio del galón de lubricante en el sitio del generador

$$PL_{im} = PA_{im} + T_{im}$$

Precio del galón de lubricante en el sitio para el generador.

Costo del transporte de lubricante desde el punto de abasto hasta el generador.

Precio promedio del mercado en el punto de abasto.

Recuerde que la *i* en la ecuación anterior indica el número del generador y la *m* el mes de cálculo.

d) Información para el cálculo del costo unitario por consumo de lubricante.

De la Resolución 91 y de los registros del prestador del servicio se debe consultar la siguiente información para el cálculo del costo medio ponderado del lubricante:

- Selección del consumo específico de lubricante para cada generador. Tenga en cuenta que está en función de la potencia nominal de la planta y se encuentra en el Artículo 24, numeral 24.1 de la Resolución 91.
- Determinación de la energía entregada por cada una de las plantas del parque de generación.
- Determinación de la energía total generada por el parque de generación.

e) Cálculo del costo medio ponderado por consumo de lubricante, como:

Ecuación No. 4 Cálculo del costo medio ponderado del lubricante.

$$CL_m = \frac{1}{Et_m} \sum_{i=1}^{i=n} CEL_i * PL_{im} * E_{im}$$

Costo medio del lubricante de todo el Parque de Generación.

Energía total entregada por las plantas del Parque de Generación.

Consumo Específico de Lubricante.

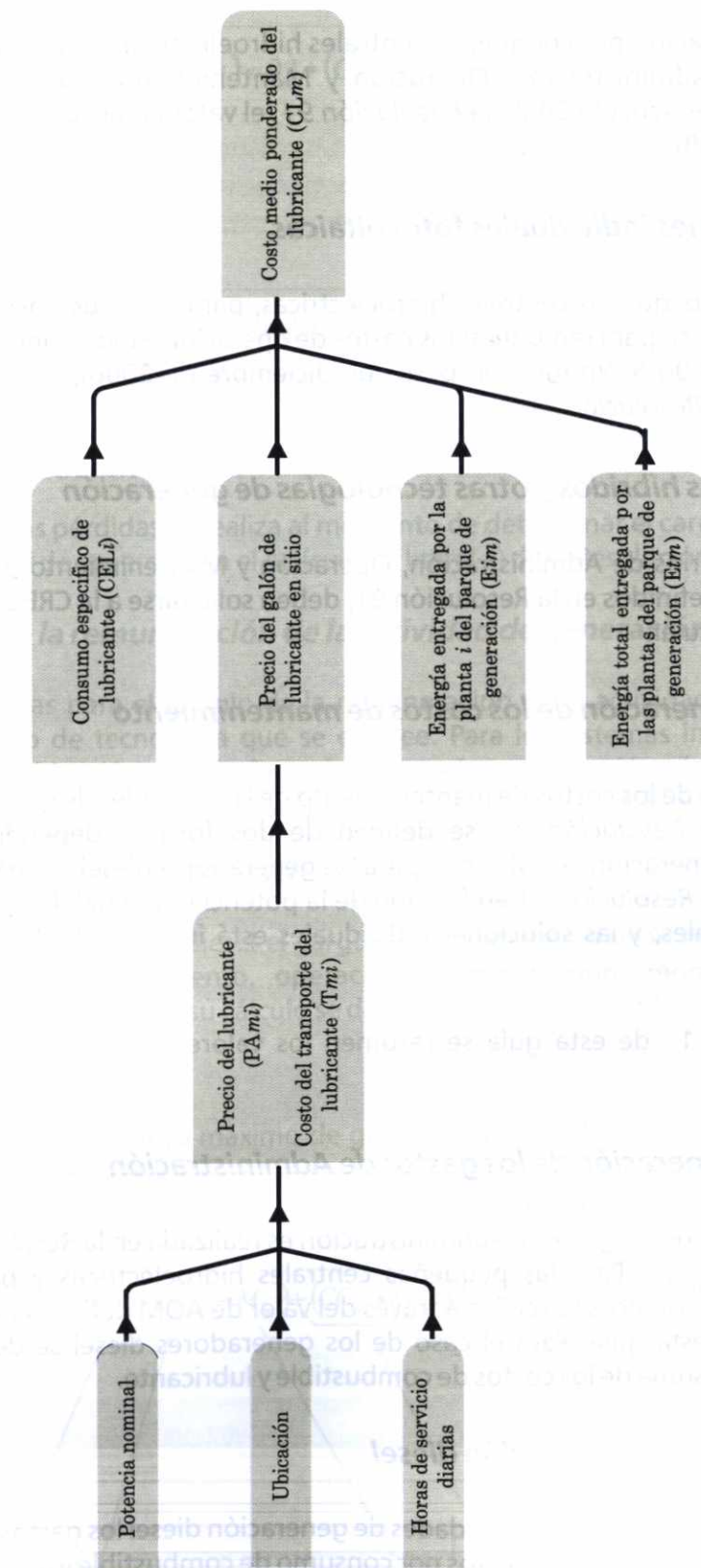
Precio del galón de lubricante en el sitio para el generador.

Energía entregada por el generador i del Parque de Generación.

Tenga en cuenta que:

- ✓ No se reconoce costo de almacenamiento de lubricante en el costo unitario por consumo de lubricante.
- ✓ El costo del transporte del lubricante por galón es el mismo que el de combustible en cada tramo transportado.
- ✓ El costo del transporte reconocido en el Anexo de la Resolución 91 debe ser actualizado de la fecha base al mes de cálculo del costo del combustible.

Figura No.5 Proceso de cálculo del costo medio ponderado del lubricante para el Parque de Generación



- Pequeñas centrales hidroeléctricas

El costo de operación para pequeñas centrales hidroeléctricas está reconocido dentro de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento – AOM – definido en el numeral 24.3 del Artículo 24 de la *Resolución 91*, el valor en pesos de diciembre de 2006 es de 44,78 \$/kWh.

- Soluciones individuales fotovoltaicas

Al igual que las pequeñas centrales hidroeléctricas, para las soluciones individuales no se tiene un valor único para remunerar los costos de operación, sino se define un valor máximo de AOM de 188,06 \$/Wp-mes (en pesos de diciembre de 2006), en el numeral 24.3 del Artículo 24 de la *Resolución 91*.

- Sistemas híbridos y otras tecnologías de generación

Los costos unitarios de Administración, Operación y Mantenimiento para tecnologías de generación no definidos en la *Resolución 91*, deben solicitarse a la CREG que los definirá en resolución particular.

f) Remuneración de los costos de mantenimiento

La remuneración de los costos de mantenimiento de las unidades de generación para las ZNI reguladas en la *Resolución 91*, se definen de dos formas, dependiendo del tipo de tecnología de generación, es así como, para los generadores diesel es un valor definido en la Tabla No. 1 de la *Resolución 91* en función de la potencia nominal del generador y para las pequeñas centrales; y las soluciones individuales está incluido dentro del valor de AOM reconocido.

En la Tabla No. 1 de esta guía se resumen los valores definidos y la referencia en la *Resolución 91*.

g) Remuneración de los gastos de Administración

La remuneración de los gastos de administración es realizada en la *Resolución 91* por medio de dos mecanismos. Para las pequeñas centrales hidroeléctricas y para las soluciones individuales fotovoltaicas se realiza a través del valor de AOM definido como se indica en la *Tabla No. 1* de esta guía. Para el caso de los generadores diesel se determina como un porcentaje de la suma de los costos de combustible y lubricante.

- Unidades de generación diesel

La *Resolución 91* define para las unidades de generación diesel los gastos de administración como el 10% de la suma de los costos por consumo de combustible y lubricante más el costo de las pérdidas de transformación del generador al sistema de distribución (Parágrafo 4, Pág. 19), las primeras se calculan como:

Ecuación No. 5 Cálculo de los costos administrativos para las plantas de generación diesel

$$CA_m (\$/kWh) = 0,1 * (CC_m + CL_m)$$

Gastos administrativos.

Costo medio del lubricante

Costo medio del combustible.

Las pérdidas de transformación se calculan cuando la unidad de generación tiene un transformador elevador que conecta el generador a la red de distribución de nivel 2; el porcentaje de las pérdidas reconocidas se indica en el Parágrafo 4 del artículo 24 de la *Resolución 91* para los generadores operando con ACPM, el cual se encuentra en función de la potencia nominal del transformador.

La remuneración de las pérdidas se realiza al momento de determinar el cargo máximo para los generadores diesel de acuerdo con el Artículo 25 literal a) de la *Resolución 91*.

h) Cálculo de la remuneración de la actividad de generación

Se tienen tres fórmulas para el cálculo de la remuneración de la actividad de generación dependiendo del tipo de tecnología que se emplee. Para los sistemas individuales y las pequeñas centrales hidroeléctricas la formula incluye la actualización al mes de cálculo, mientras que para generadores diesel el cargo máximo se calcula con valores actualizados.

- Unidades de generación diesel

Para las unidades de generación diesel el cargo máximo de generación es la suma de los costos de inversión, mantenimiento, operación, administración, monitoreo más las pérdidas de transformación. Para su cálculo se debe aplicar la siguiente fórmula:

Ecuación No.6 Cálculo del cargo máximo de generación para plantas diesel

$$G_m (\$/kWh) = \left((CI_m + CM_m + M_m) + (CC_m + CL_m) + (CC_m + CL_m) * 0,1 \right) * (1 + CP)$$

Cargo Máximo de Generación.

Costo de Inversión.

Costo de Mantenimiento

Remuneración de las pérdidas de transformación

Gastos de Administración.

Costo de Operación.

Remuneración de la actividad de Monitoreo.

El término M_m remunera las actividades de monitoreo, hace referencia a lo indicado en el Artículo 26 de la *Resolución 91* y entra en vigencia una vez se reporte la información de acuerdo con el Parágrafo 1 del Artículo 26.

El costo del consumo propio y las pérdidas por transformación (CP) reconocidos por la *Resolución 91* difieren para cada tipo de tecnología diesel, es así como para las que operan con ACPM se limitan a las pérdidas del transformador, mientras que para las que operan con Fuel Oil No. 6 son máximo el 5 % de la energía bruta generada.

- Pequeñas centrales hidroeléctricas

El cargo máximo de generación se calcula de acuerdo al Artículo 25 literal b) de la *Resolución 91* y es la suma del costo de inversión reconocido en el Artículo 22 literal b) y los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento indicados en el Artículo 24 numeral 24.3. La fórmula de cálculo es la siguiente:

Ecuación No.7 Cálculo del cargo máximo de generación para pequeñas centrales hidroeléctricas

$$G_m (\$/kWh) = (G_0 + AOM_0 + M_0) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

El diagrama muestra la ecuación $G_m (\$/kWh) = (G_0 + AOM_0 + M_0) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$ con líneas que conectan los términos con sus descripciones:

- G_0 : Cargo máximo de inversión en precios de la fecha base.
- AOM_0 : Cargo máximo de AOM en precios de la fecha base.
- M_0 : Remuneración de la actividad de monitoreo.
- $\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$: Índice de Precios al Productor.
- El resultado total G_m : Cargo Máximo de generación.

El subíndice m hace referencia al mes de cálculo del cargo máximo de generación, mientras que el subíndice 0 indica la fecha base.

El término M_0 remunera las actividades de monitoreo, hace referencia a lo indicado en el Artículo 26 de la *Resolución 91* y entra en vigencia una vez se reporte la información de acuerdo con el Parágrafo 1 del Artículo 26.

- Soluciones individuales fotovoltaicas

El literal c) del Artículo 25 indica la fórmula de cálculo del cargo máximo de generación para soluciones individuales, en la cual a diferencia de las pequeñas centrales hidroeléctricas, no se remunera la actividad de monitoreo ya que ésta no se realiza.

Ecuación No. 8 Cálculo del cargo máximo de generación para soluciones individuales

$$G_m (\$/kWh) = (G_0 + AOM_0) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

El diagrama muestra la ecuación $G_m (\$/kWh) = (G_0 + AOM_0) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$ con líneas que conectan los términos con sus descripciones:

- G_0 : Cargo máximo de inversión en precios de la fecha base.
- AOM_0 : Cargo máximo de AOM en precios de la fecha base.
- $\frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$: Índice de Precios al Productor.
- El resultado total G_m : Cargo Máximo de generación.

1.1.1 Ejemplo de cálculo del costo máximo de generación

A continuación se presenta un ejemplo para ilustrar el procedimiento de cálculo del cargo de generación. El ejemplo se desarrolla para cada una de las actividades a remunerar en la *Resolución 91*.

Caso número 1. Municipio de Puerto Leguízamo, departamento del Putumayo – Empresa Electroriver S.A. E.S.P.

“ELECTRORIVER S.A. E.S.P.” es una empresa ficticia que para el ejemplo presta el servicio en el municipio de Puerto Leguízamo en el departamento del Putumayo, bajo las siguientes condiciones y características técnicas:

ELECTRORIVER S.A. E.S.P. es una empresa de servicios públicos registrada ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD¹, que cuenta con la siguiente infraestructura para la prestación del servicio:

En la cabecera municipal de Puerto Leguízamo, el suministro de energía es producido por tres plantas de generación diesel de 1.800 rpm, operando con ACPM y de potencias nominales de 200 kW, 300 kW y 1.000 kW, garantizando la prestación del servicio de energía eléctrica durante 16 horas al día.

La unidad de generación de 1.000 kW es usada como generador base para atender la demanda y opera 16 horas al día; mientras que los generadores de 200 kW y 300 kW son encendidos de forma alternada por períodos de 15 días durante 4 horas diarias para cubrir la demanda pico en las noches.

Las plantas de generación con potencias nominales de 200 kW y 300 kW, pertenecen a ELECTRORIVER y la planta de 1.000 kW es propiedad de la Señora Mileidy Pérez². Electroriver realiza la operación de las tres plantas.

1 En el registro de prestadores del servicio RUPS.

2 Nombre ficticio adoptado para el ejemplo.

El centro de abastecimiento de combustible y lubricante para los equipos de generación es la ciudad de Neiva, éstos se transportan inicialmente por carretera hacia Pitalito y luego a Mocoa, para finalizar en el municipio de Puerto Asís. De Puerto Asís a Puerto Leguizamó el transporte se realiza por el río Putumayo.

El sistema de distribución pertenece a ELECTRORIVER y está conformado por redes de 13,2 kV y 208 V con una extensión de 10 km y 30 km respectivamente, los equipos de transformación tienen potencias nominales con valores típicos de 10 kVA, 15 kVA, 30 kVA, 45 kVA y 75 kVA.

La actividad de comercialización de la energía se realiza por ELECTRORIVER, la cual después de un fuerte programa de normalización de acometidas logró la cobertura del 100% de los usuarios con medidor de energía, y para el 2007 el consumo de energía registrado fue de 2.905,3 MWh, el cual se cobró a través de 19.696 facturas.

Como ejercicio, se realizará el cálculo del costo unitario de la prestación del servicio para el mes de enero de 2008, considerando que la energía generada por cada una de las unidades de generación en ese mes fue de: 288.000 kWh-mes para la unidad de 1.000 kW, 11.250 kWh-mes para la unidad de 300 kW y de 7.500 kWh-mes para la unidad de 200 kW, para un total de 306.750 kWh en el mes de enero.

- Cálculo del costo de operación

1. Cálculo del costo de combustible

Para el cálculo del costo del combustible se aplica lo indicado en el literal c) del numeral 1.1 de esta guía.

a) Caracterización del parque de generación

De acuerdo con lo indicado en el ejemplo, el parque de generación está compuesto por tres (3) unidades, cada una con potencias nominales, ubicación y energías generadas como se indica en la **Tabla No. 2**.

Tabla No. 2 Caracterización del parque de generación de la cabecera municipal de Puerto Leguizamó (Putumayo).

Unidad	Combustible	Potencia nominal [kW]	Ubicación	Energía generada [kWh]
1	ACPM	1.000	Cabecera municipal de Puerto Leguizamó	288.000
2	ACPM	300		11.250
3	ACPM	200		7.500
Energía total generada en enero de 2008				306.750

b) Cálculo de los costos de transporte, almacenamiento y precio en central de abasto del combustible empleado por cada generador del parque de generación.

Teniendo en cuenta lo indicado por el anexo de la **Resolución 91**, se sabe que la central de abasto más cercana para Puerto Leguizamó es Neiva (grupo 7).

Precio en central de abasto del combustible

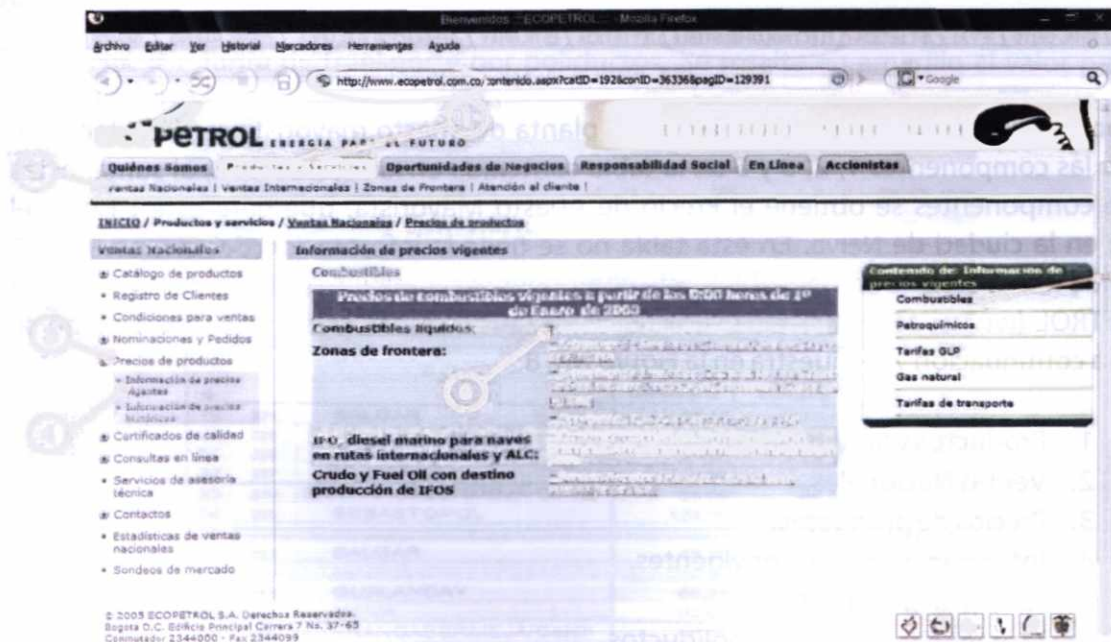
Para obtener la estructura de precio del electrocombustible, se ingresa a la página de **ECOPETROL** (www.ecopetrol.com.co), luego se sigue la secuencia de enlaces tal como se muestra a continuación:

1. Productos y Servicios.
2. Ventas Nacionales.
3. Precios de productos.
4. Información de precios vigentes.
5. Combustibles.
6. Estructuras de Precios de Combustibles Líquidos.

Al dar clic sobre este último enlace, se permite guardar un archivo excel del cual se puede obtener la estructura de precio del electrocombustible.

En la **Figura No. 6** se muestra la ubicación de los enlaces que deben seguirse al entrar en la página de **ECOPETROL** para tener acceso al archivo excel que tiene la información de la estructura de precios del electrocombustible para generación eléctrica en las ZNI.

Figura No.6 Página de **ECOPETROL**, secuencia de enlaces para determinar la Estructura de Precios de Combustibles Líquidos.



La vista que se obtiene al abrir el archivo de excel que se descarga de la página de **ECOPETROL** según las indicaciones dadas y al ubicarse en la hoja denominada **ELECTROCOMBUSTIBLE** aparece en la **Figura No. 7**.

Figura No. 7 Archivo de excel descargado con la estructura de precios del electrocombustible para el mes de enero de 2008.

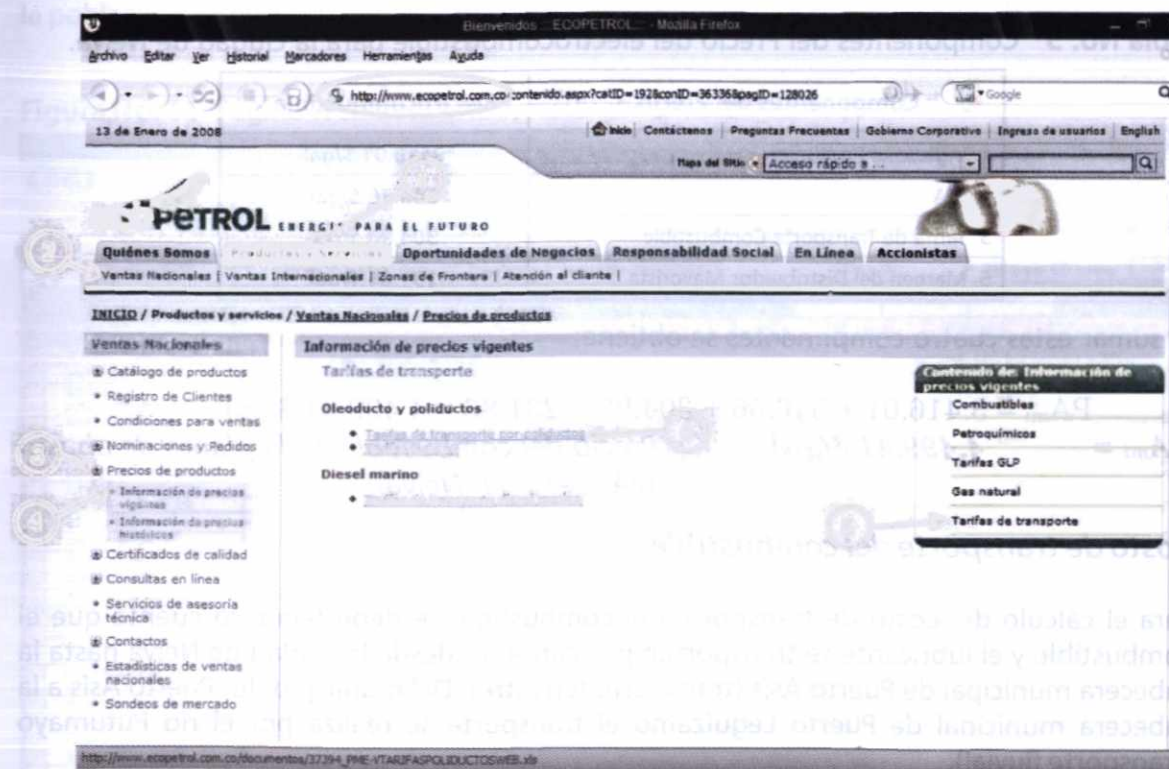
ESTRUCTURA DE PRECIOS DEL ELECTROCOMBUSTIBLE PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS \$/Galón	
VIGENCIA: 0:00 horas 1 de ENERO de 2008.	
COMPONENTES DEL PRECIO	ELECTROCOMBUSTIBLE
1. Ingreso al Productor	3416,01
2. IVA	546,56
3. Tarifa de Transporte de Combustibles (2)	(*)
4. Precio Máx. de Venta al Distribuidor Mayorista	(**)
5. Margen del distribuidor mayorista	231,86
6. Precio Máximo en Planta de Abasto Mayorista	(**)
7. Transporte planta abasto mayorista a usuario (3)	
(1) Resolución del Ministerio de Minas y Energía No.18 1191 de 2002	
(2) Resolución del Ministerio de Minas y Energía No.18 0088 de 2003	
(3) Libre	
NOTA: Para los Departamentos Zonas de Frontera de Vichada y Guainía el Electrocombustible esta exento del IVA por tener cupo UPME.	

Para obtener el precio del combustible en la planta de abasto mayorista se debe tener en cuenta las componentes 1, 2, 3 y 5 de la tabla contenida en la Figura No. 7, al sumar estas cuatro componentes se obtiene el Precio de Abasto Mayorista, que para este caso es el precio en la ciudad de Neiva. En esta tabla no se tiene la información del componente 3 (Tarifa de transporte de combustible), este componente también se obtiene de la página de ECOPELROL (www.ecopetrol.com.co) al seguir la siguiente secuencia de enlaces como se indica a continuación y se muestra en la Figura No. 8:

1. Productos y Servicios.
2. Ventas Nacionales.
3. Precios de productos.
4. Información de precios vigentes.
5. Tarifas de transporte.
6. Tarifas de transporte por poliductos.

Por medio de este último enlace, se puede descargar un archivo Excel con la información de la Tarifa de Transporte de Combustibles hasta la ciudad de Neiva.

Figura No. 8 Página de ECOPELROL, secuencia de enlaces para determinar la tarifa de transporte por poliductos.



En la Figura No. 9 se muestra el valor de la Tarifa de Transporte de Combustible en Neiva según el archivo de Excel descargado de la página de ECOPELROL, esta tarifa es 304,98 \$/gal.

Figura No. 9 Tarifa de transporte por poliductos. Se resalta en amarillo el valor para la ciudad de Neiva.

Año 2007 con modificación de Resolución 181300 de Agosto 23 de 2007				
	Tarifa Tramo Febrero/08 GI	Sitio de Entrega GI	Valor barril	
19 221	SALGAR	48,16	176,16	7.398,51
20 226	MANSILLA-CONSORCIO	89,09	265,24	11.140,24
21 226	PUENTE ARANDA	18,06	283,30	11.898,70
22 227	EL DORADO	0,00	0,00	0,00
23 210	BARRANCABERMEJA/Galán	66,09	66,09	2.775,86
24 260	SEBASTOPOL	128,00	128,00	5.375,96
25 231	PTO NIÑO	26,59	154,59	6.492,89
26 221	SALGAR	48,16	176,16	7.398,51
27 243	MARIQUITA	19,59	195,75	8.221,37
28 260	GUALANDAY	66,21	242,37	10.179,53
29 269	LA PINTADA	62,60	-	12.809,27
30 210	BARRANCABERMEJA/Galán	66,09	66,09	2.775,86
31 260	SEBASTOPOL	128,00	128,00	5.375,96
32 261	LA PINTADA	13,43	257,06	10.794,01
33 264	MEDELLIN	115,57	243,57	10.230,09
34 264	GIRAROTA	98,78	224,78	9.440,76
35 271	CARTAGO	33,71	277,26	11.645,88
36 273	BUQA	21,98	299,26	12.568,83

En resumen, los cuatro componentes necesarios para obtener el precio del electrocombustible en Neiva son:

Tabla No. 3 Componentes del Precio del electrocombustible para la ciudad de Neiva.

Componentes del Precio	Electrocombustible
1. Ingreso al Productor	3416,01 \$/gal
2. IVA	546,56 \$/gal
3. Tarifa de Transporte Combustible	304,98 \$/gal
5. Margen del Distribuidor Mayorista	231,86 \$/gal

Al sumar estas cuatro componentes se obtiene:

$$PA_{mi} = 3.416,01 + 546,56 + 304,98 + 231,86 = 4.499,41 \text{ \$/gal}$$

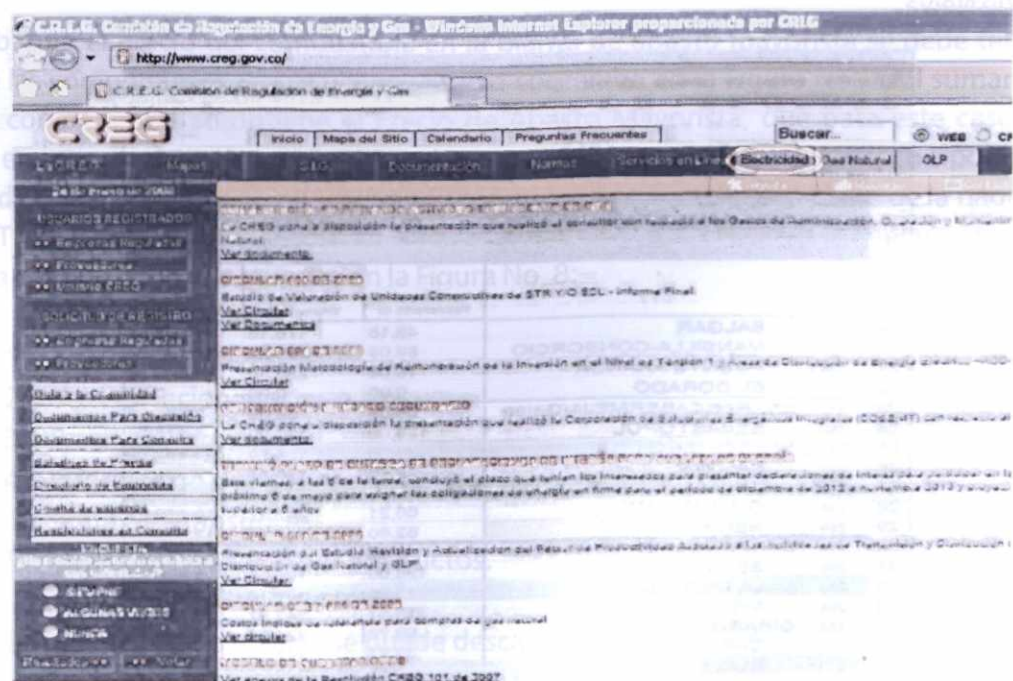
$PA_{mi} = 4.499,41 \text{ \$/gal}$ Precio del combustible en la planta de abasto más cercana (Neiva).

Costo de transporte del combustible

Para el cálculo del costo de transporte del combustible se debe tener en cuenta que el combustible y el lubricante se transportan por carretera desde la ciudad de Neiva hasta la cabecera municipal de Puerto Asís (transporte terrestre). Del municipio de Puerto Asís a la cabecera municipal de Puerto Leguizamó el transporte se realiza por el río Putumayo (transporte fluvial).

El costo de transporte de combustible será la suma de las componentes de transporte terrestre y transporte fluvial. La componente del transporte terrestre se obtiene de la Matriz de origen-destino desplegada en la página Web de la CREG (www.creg.gov.co) Figura No 10.

Figura No. 10 Pagina Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas



A través del enlace <Electricidad> <Matriz Origen Destino Transporte Combustible ZNI> puede consultar el costo de transporte terrestre entre la central de abasto de combustible y la población destino del mismo, como se muestra en la Figura No. 11 y Figura No. 12.

Figura No. 11 Página Web de la CREG, resultado del enlace Electricidad

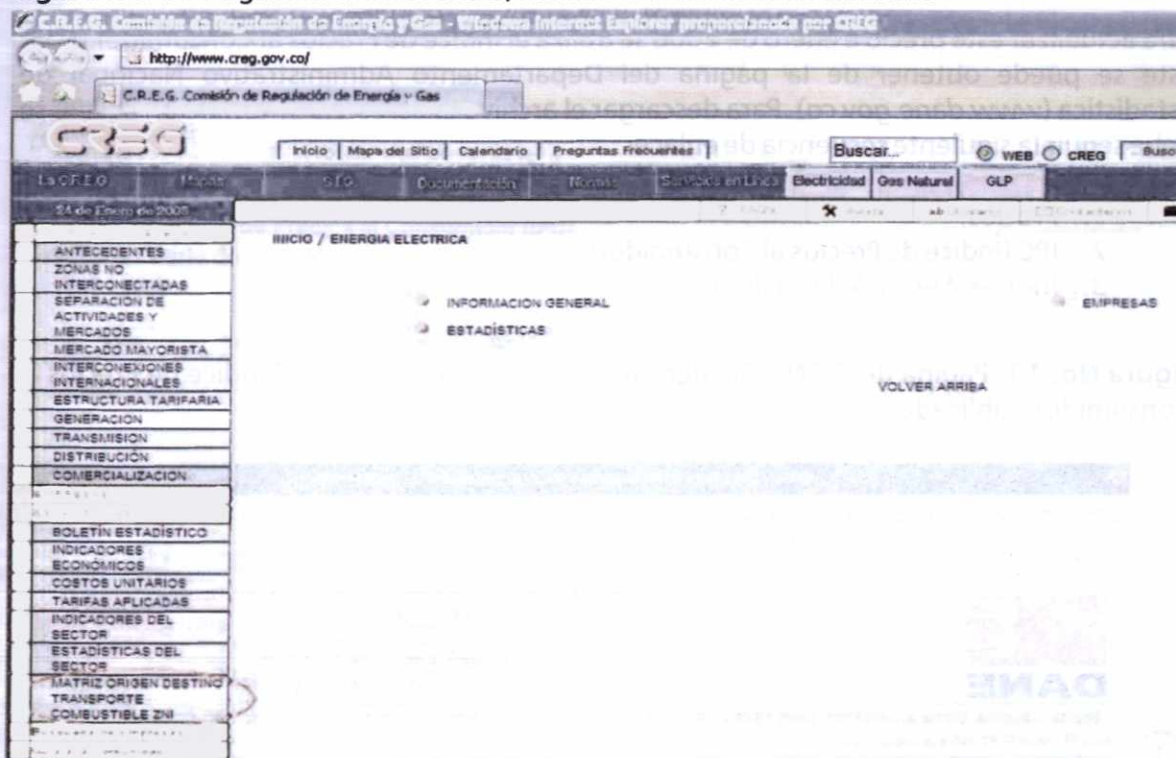
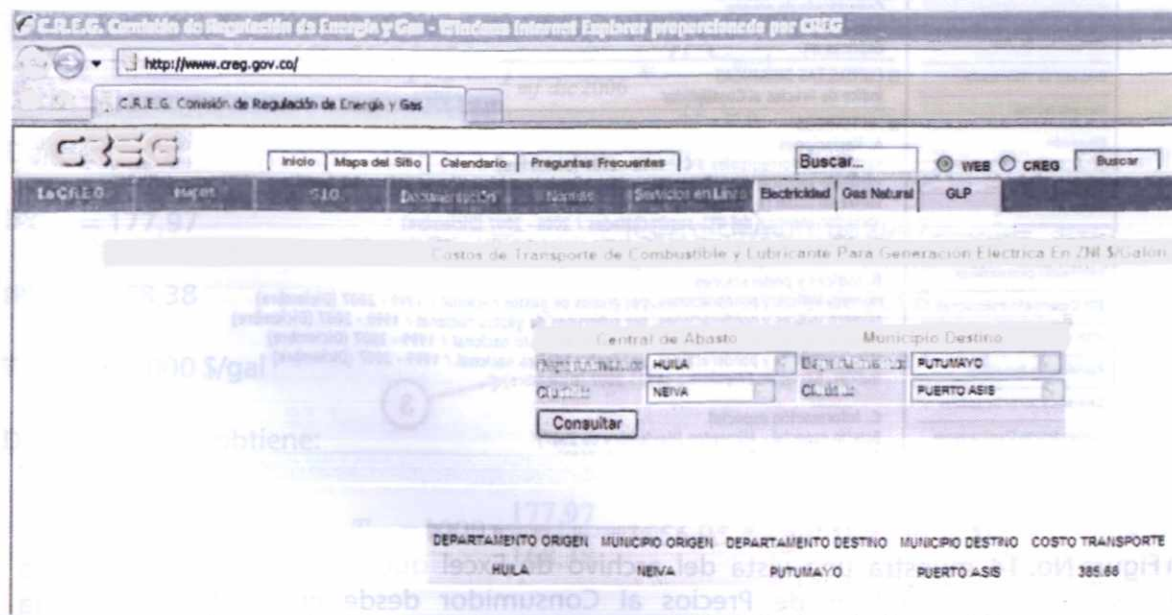


Figura No. 12 Página Web de la CREG, Matriz origen-destino para determinar el costo de transporte terrestre en las ZNI.



Para este caso el costo de transporte terrestre para el año 2008 es de \$ 385.68/gal.

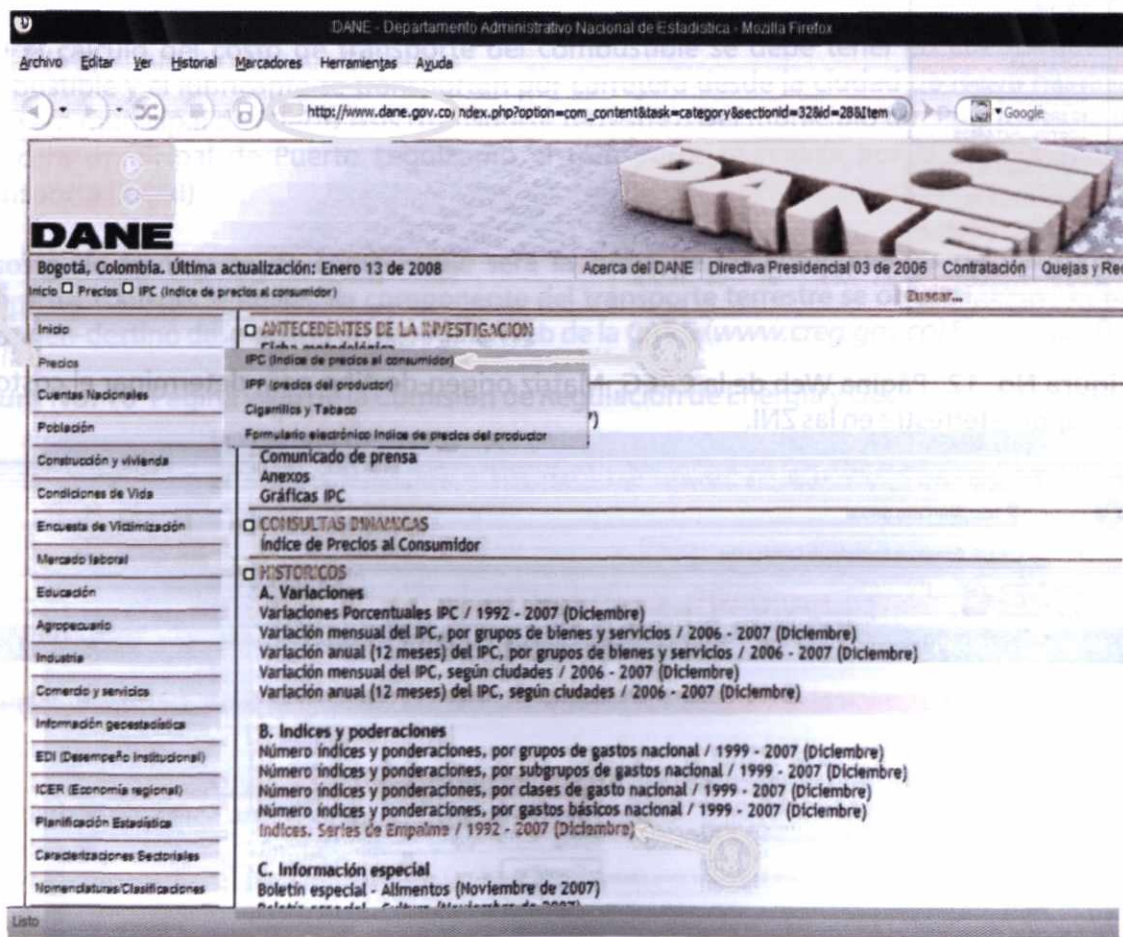
Para el costo del transporte fluvial se usa el Anexo de la Resolución 91, Puerto Leguízamo pertenece al grupo 7, el costo de transporte fluvial reconocido para esta zona a diciembre de 2006 es:

$$T_{mf dic 2006} = 1000 \text{ \$/gal} \quad \text{Precio de transporte a diciembre de 2006}$$

Para actualizar este precio a enero de 2008 se utiliza el Índice de Precios al Consumidor (IPC), este se puede obtener de la página del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (www.dane.gov.co). Para descargar el archivo Excel con la información del IPC se debe seguir la siguiente secuencia de enlaces:

1. Precios.
2. IPC (Índice de Precios al Consumidor).
3. Índices. Series de Empalme.

Figura No. 13 Página del DANE. Secuencia de enlaces para acceder al Índice de Precios al Consumidor publicado.



La Figura No. 14 muestra una vista del archivo de Excel que se descarga de la página del DANE con los Índices de Precios al Consumidor desde enero de 1992 hasta diciembre de 2007.

Figura No. 14 Vista del Archivo descargado de la página web del DANE con los Índices de Precios al Consumidor.

Base Diciembre de 1998 = 100,00							
Mes	1992	1993	1994	1995	2005	2006	2007
Enero	27.57	34.41	42.16	51.03	154.97	162.04	169.67
Febrero	28.49	35.53	43.71	52.83	156.55	163.10	171.66
Marzo	29.15	36.20	44.68	54.21	157.76	164.25	173.74
Abril	29.98	36.91	45.74	55.43	158.45	164.98	175.30
Mayo	30.68	37.50	46.45	56.35	159.10	165.52	175.83
Junio	31.37	38.08	46.87	57.03	159.74	166.03	176.05
Julio	32.00	38.55	47.30	57.47	159.81	166.71	176.34
Agosto	32.24	39.03	47.76	57.84	159.82	167.37	176.10
Septiembre	32.51	39.47	48.28	58.33	160.50	167.85	176.25
Octubre	32.78	39.90	48.82	58.84	160.87	167.60	176.26
Noviembre	33.02	40.41	49.37	59.31	161.05	168.00	177.09
Diciembre	33.33	40.87	50.10	59.96	161.16	168.38	177.97

Ahora se actualiza este valor a enero de 2008 así:

$$T_{mfi} = T_{mf dic 2006} * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde:

$$IPC_{m-1} = 177,97 \quad \text{IPC a diciembre de 2007}$$

$$IPC_0 = 168,38 \quad \text{IPC a diciembre de 2006}$$

$$T_{mf dic 2006} = 1000 \text{ \$/gal}$$

De esta formase obtiene:

$$T_{mfi} = 1000 * \frac{177,97}{168,38} = 1056,95 \text{ \$/gal}$$

$$T_{mfi} = 1.056,95 \text{ \$/gal} \quad \text{Precio de transporte fluvial a enero de 2008}$$

El precio del transporte del combustible desde Neiva hasta Puerto Leguizamó es la suma del precio de transporte terrestre y fluvial:

$$T_{mi} = T_{mti} + T_{mfi} = 385,68 + 1056,95 = 1442,63 \text{ \$/gal}$$

$$T_{mi} = 1442,63 \text{ \$/gal} \quad \text{Precio total del transporte a enero de 2008}$$

Costo de almacenamiento

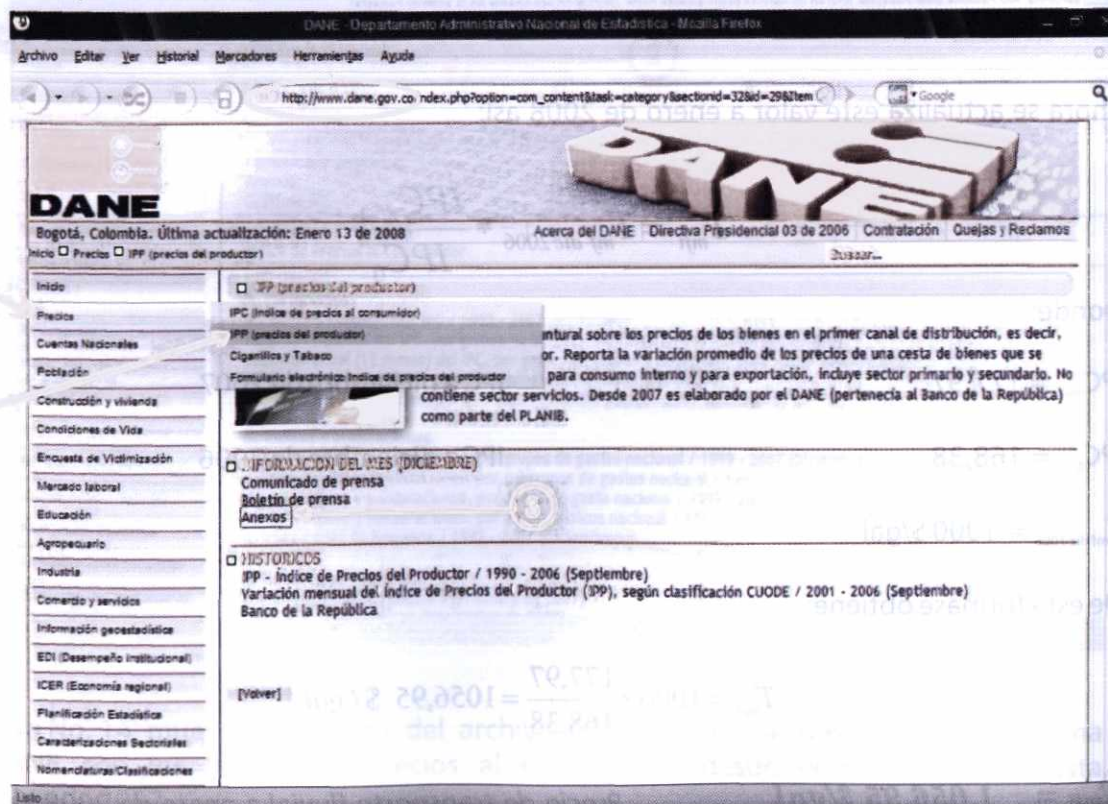
Para determinar el costo de almacenamiento se debe actualizar el Cargo Máximo de Almacenamiento expresado en precios de la Fecha Base (diciembre de 2006) definido por la CREG en el artículo 24.1 párrafo 3 pág 18 de la Resolución 91, el cual es:

$$Calm_0 = 82,14 \text{ \$/gal} \quad \text{Costo Máximo de Almacenamiento a diciembre de 2006}$$

Para actualizar este precio a enero de 2008 se utiliza el Índice de Precios al Productor (IPP), este se puede obtener de la página del DANE (www.dane.gov.co), para descargar el archivo Excel con la información del IPP se debe seguir la siguiente secuencia de enlaces:

1. Precios.
2. IPP (Índice de Precios al Productor).
3. Anexos.

Figura No. 15 Página del DANE. Secuencia de enlaces para acceder al Índice de Precios al Productor para diciembre de 2007.



La Figura No. 16 muestra una vista del archivo de excel que se descarga de la página del DANE con los Índices de Precios al Productor.

Figura No. 16 Vista del Archivo descargado de la página web del DANE con los Índices de Precios al Productor. Diciembre de 2007.

AÑO Y MES	Actividad Económica					Procedencia de los bienes	
	TOTAL/1	Agricultura, Silvicultura y Ganadería	Pesca	Minería	Industria Manufacturera	Producidos y Consumidos	Importados
2007 enero	100,2	99,53	97,6	100,17	100,35	100,45	99,33
2007 febrero	100,33	101,02	98,25	99,81	100,24	100,68	99,13
2007 marzo	100,61	103,69	98,44	99,43	100,07	101,37	97,98
2007 abril	100,46	105,03	98,71	99,54	99,61	101,97	95,24
2007 mayo	99,54	104,46	96,87	104,68	98,3	102,58	89,08
2007 junio	98,74	103,33	95,98	111,68	97,12	102,73	84,99
2007 julio	98,26	102,36	96,11	104,78	97,1	101,99	85,42
2007 agosto	98,48	102,22	95,65	98,93	97,72	101,71	87,36
2007 septiembre	99,43	102,03	95,98	112	98,24	102,42	89,13
2007 octubre	99,54	102,04	96,08	119,87	97,94	103,03	87,54
2007 noviembre	100,29	102,18	95,27	128,66	98,37	103,71	88,51
2007 diciembre	101,27	103,64	94,81	141,47	98,62	105,04	88,32

Para la actualización de este costo se usa la siguiente fórmula:

$$Calm_m = Calm_0 \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

$$IPP_{m-1} = 101,27 \quad \text{IPP a diciembre de 2007}$$

$$IPP_0 = 100,00 \quad \text{IPP a diciembre de 2006}$$

$$Calm_0 = 82,14 \quad \text{Costo Máximo de Almacenamiento a diciembre de 2006}$$

Con estos datos y usando la fórmula de actualización anterior se obtiene:

$$Calm_m = 82,14 * \frac{101,27}{100,00} = 83,18 \text{ \$/gal}$$

$$Calm_m = 83,18 \text{ \$/gal} \quad \text{Precio del almacenamiento a enero de 2008}$$

c) Cálculo del costo del combustible para cada una de las máquinas generadoras

Después de calcular el costo del transporte del combustible hasta el sitio del generador, es necesario actualizar el costo del almacenamiento y determinar el valor del combustible en la central de abasto mayorista. Se debe calcular el costo del combustible del generador, como:

$$PC_{im} = PA_{im} + T_{im} + Cal_{m_m}$$

$$PC_m = 4499,41 + 1442,63 + 83,18 = 6025,22 \text{ \$/gal}$$

$PC_m = 6025,22 \text{ \$/gal}$ Precio del combustible en el sitio para el generador a enero de 2008

d) Información para el cálculo del costo medio ponderado del combustible

Al considerar la potencia nominal de cada una de las unidades de generación, se selecciona el consumo específico de combustible y con los registros de energía generada por cada máquina y por el parque de generación se realiza el cálculo del costo unitario por consumo de combustible.

Tabla No. 4 Información para el cálculo del costo unitario por consumo de combustible para el mes de enero de 2008.

Unidad	Combustible	Potencia nominal [kW]	Consumo específico de combustible [gal/kWh]	Ubicación	Energía generada [kWh]
1	ACPM	1.000	0,0825	Cabecera municipal de Puerto Leguizamo	288.000
2	ACPM	300	0,0825		11.250
3	ACPM	200	0,0880		7.500
Energía total generada en enero de 2008					306.750

e) Cálculo del costo medio ponderado del combustible

Para el cálculo del costo medio ponderado del combustible del parque de generación, se tiene en cuenta la ecuación expuesta anteriormente, así:

$$CC_m = \frac{1}{Et_m} \sum_{i=1}^{i=n} CEC_i * PC_{im} * E_{im}$$

Se consolida la información necesaria en la Tabla No. 5.

Tabla No. 5 Información consolidada para el cálculo del costo medio ponderado de combustible.

Unidad de generación	Potencia nominal [kW]	Et_m [kWh]	Consumo específico de combustible CEC_i [gal/kWh]	PC_{im} [\$/gal]	E_{im} [kWh]
1	1.000	306.750	0,0825	6025,22	288.000
2	300	306.750	0,0825	6025,22	11.250
3	200	306.750	0,0880	6025,22	7.500

Teniendo en cuenta los valores de la Tabla No. 5, se reemplazan en la ecuación, así:

$$CC_m = \frac{1}{Et_m} \sum_{i=1}^{i=n} CEC_i * PC_{im} * E_{im}$$

$$CC_m = \frac{1}{306.750} (0,0825 * 6025,22 * 288.000 + 0,0825 * 6025,22 * 11.250 + 0,088 * 6025,22 * 7.500)$$

$$CC_m = \frac{1}{306.750} * 152.728.030$$

$$CC_m = 497,89 \text{ \$/kWh}$$

$CC_m = 497,89 \text{ \$/kWh}$ Costo medio ponderado del combustible para el parque de generación en el mes de enero de 2008.

Tenga en cuenta que el valor obtenido será empleado posteriormente para el cálculo del costo de operación del parque de generación bajo estudio.

2. Cálculo del costo del lubricante

a) Caracterización del parque de generación

La caracterización del parque de generación se realizó para el cálculo del combustible y aparece en la Tabla No. 2.

b) Cálculo de los costos de transporte y precio del lubricante empleado por cada generador del parque de generación.

Precio del lubricante

Teniendo en cuenta lo indicado por el anexo de la *Resolución 91*, el punto más cercano para el municipio de Puerto Leguízamo es la ciudad de Neiva y que el costo promedio del lubricante allí es de:

$$PA_{mi} = 30.000 \text{ \$/gal} \quad \text{Precio del lubricante en el mercado.}$$

Costo del transporte

El costo de transporte T_{mi} se obtiene de la misma forma como se obtiene el costo de transporte para combustible.

Se toma el mismo costo de transporte del combustible ya determinado anteriormente como el costo de transporte de lubricante a enero de 2008:

$$T_{mi} = 1442,63 \text{ \$/gal} \quad \text{Precio de transporte a enero de 2008}$$

c) Cálculo del costo del lubricante para cada una de las máquinas generadoras

Después de calcular el costo del transporte del lubricante hasta el sitio del generador y determinar el valor del lubricante en el mercado, se calcula el costo del lubricante del generador, como:

$$PL_{im} = PA_{im} + T_{im}$$

$$PL_{im} = 30.000 + 1.442,63 = 31.442,63 \text{ \$/gal}$$

$$PL_m = 31.442,63 \text{ \$/gal} \quad \text{Costo del lubricante en el sitio para el generador a enero de 2008}$$

d) Información para el cálculo del costo medio ponderado del lubricante

Al considerar la potencia nominal de cada una de las unidades de generación se selecciona el consumo específico de lubricante y con los registros de energía generada por cada máquina y por el parque de generación se realiza el cálculo del costo unitario por consumo de lubricante.

Tabla No. 6 Información para el cálculo del costo unitario por consumo de lubricante para el mes de enero.

Unidad de generación	Combustible	Potencia nominal [kW]	Consumo específico de lubricante [gal/kWh]	Ubicación	Energía generada [kWh]
1	ACPM	1.000	0,00050	Cabecera municipal de Puerto Leguízamo	288.000
2	ACPM	300	0,00050		11.250
3	ACPM	200	0,00050		7.500
Energía total generada por el parque de generación					306.750

e) Cálculo del costo medio ponderado del lubricante

Para el cálculo del costo medio ponderado del lubricante del parque de generación, se tiene en cuenta la ecuación expuesta anteriormente, así:

$$CL_m = \frac{1}{E_{t_m}} \sum_{i=1}^{i=n} CEL_i * PL_{im} * E_{im}$$

Se consolida la información necesaria en la Tabla No. 7.

Tabla No. 7 Información consolidada para el cálculo del costo medio ponderado de lubricante.

Unidad de generación	Potencia nominal [kW]	E_{t_m} [kWh]	Consumo específico de lubricante CEL_i [gal/kWh]	PL_{im} [\$/gal]	E_{im} [kWh]
1	1.000	306.750	0,00050	31.442,63	288.000
2	300	306.750	0,00050	31.442,63	11.250
3	200	306.750	0,00050	31.442,63	7.500

Teniendo en cuenta los valores de la Tabla No. 7, se reemplazan en la ecuación, así:

$$CL_m = \frac{1}{E_{t_m}} \sum_{i=1}^{i=n} CEL_i * PL_{im} * E_{im}$$

$$CL_m = \frac{1}{306.750} (0,0005 * 31.442,63 * 288.000 + 0,0005 * 31.442,63 * 11.250 + 0,0005 * 31.442,63 * 7.500)$$

$$CL_m = \frac{1}{306.750} * 4.822.513$$

$$CL_m = 15,71 \text{ \$/kWh}$$

$$CL_m = 15,71 \text{ \$/kWh} \quad \text{Costo medio ponderado del lubricante para el parque de generación en el mes de enero de 2008.}$$

Cálculo del componente de operación

El costo de operación del parque de generación se determina como la suma del costo del combustible y el costo del lubricante, así:

$$C_{operación} = CC_m + CL_m \text{ \$/kWh}$$

Al tener en cuenta los valores calculados anteriormente, se tiene que:

$CC_m = 497,89 \text{ \$/kWh}$ Costo medio ponderado del combustible para el parque de generación en el mes de enero de 2008.

$CL_m = 15,71 \text{ \$/kWh}$ Costo medio ponderado del lubricante para el parque de generación en el mes de enero de 2008.

Luego el costo medio de operación del parque de generación es:

$$C_{\text{operación}} = 497,89 + 15,71 = 513,60 \text{ \$/kWh}$$

$C_{\text{operación}} = 513,60 \text{ \$/kWh}$ Costo medio de operación del parque de generación en el mes de enero de 2008.

Componentes de inversión y mantenimiento

Los componentes de inversión y mantenimiento se determinan según la potencia de cada generador y su período de operación. Para este ejemplo se supuso un período de operación de 16 horas diarias para el generador de 1.000 kW, y de 4 horas diarias para los generadores de 200 kW y 300 kW. Estos dos generadores operan por períodos de 15 días cada uno, alternando su momento de operación para cubrir la demanda en las horas pico en la población de Puerto Leguízamo. En promedio, las máquinas de 200 kW y 300 kW operan 2 horas diarias durante todo el mes.

Los componentes de inversión y mantenimiento se obtienen de la Tabla No. 1 página 13 de la Resolución 91. Para el período de funcionamiento de cada máquina se toma el valor inmediatamente superior que se encuentra en la Tabla No. 1, respecto al tiempo real de operación de la máquina, por ejemplo para una máquina que opera durante 4 horas se debe tomar el valor de 6 horas de funcionamiento, para una máquina que opera 13 horas se debe tomar un tiempo de funcionamiento de 24 horas. Según la Tabla No. 1 de la Resolución 91 la remuneración de inversión y mantenimiento a diciembre de 2006 para cada máquina del parque de generación es:

Tabla No. 8 Remuneración por inversión y mantenimiento para cada máquina a diciembre de 2006.

Unidad de generación	Potencia nominal [kW]	Remuneración por Inversión [\$/kWh]	Remuneración por mantenimiento [\$/kWh]	Energía generada [kWh]	Energía generada por el parque de generación [kWh]
1	1.000	115,93	40,66	288.000	306.750
2	300	129,34	27,90	11.250	
3	200	163,63	33,48	7.500	

El costo de inversión y mantenimiento total para el parque de generación (a diciembre de 2006), se calcula de acuerdo con lo indicado en la Resolución 91, como:

$$CI_0 = \frac{1}{Et_m} \sum_{i=1}^{i=n} CI_i * E_{im}$$

$$CM_0 = \frac{1}{Et_m} \sum_{i=1}^{i=n} CM_i * E_{im}$$

Es así como el componente por inversión para el parque de generación, es:

$$CI_0 = \frac{1}{306.750} * (115,93 * 288.000 + 129,34 * 11.250 + 163,63 * 7.500)$$

$$CI_0 = \frac{1}{306.750} * 36.070.140$$

$$CI_0 = 117,59 \text{ \$/ kWh}$$

$CI_0 = 117,59 \text{ \$/kWh}$ Costo de inversión promedio del parque de generación a diciembre de 2006.

Para el caso del mantenimiento el procedimiento se realiza de forma similar y el valor obtenido es:

$CM_0 = 40,02 \text{ \$/kWh}$ Costo de mantenimiento promedio del parque de generación a diciembre de 2006.

Estos valores se actualizan de la misma forma que el costo de almacenamiento del combustible:

$$IPP_{m-1} = 101,27 \quad \text{IPP a diciembre de 2007}$$

$$IPP_0 = 100,00 \quad \text{IPP a diciembre de 2006}$$

Con estos datos y usando la fórmula de actualización se obtiene que:

$$CI_m = 117,59 * \frac{101,27}{100} = 119,08 \text{ \$/ gal}$$

$$CM_m = 40,02 * \frac{101,27}{100} = 40,52 \text{ \$/ gal}$$

$CI_m = 119,08 \text{ \$/kWh}$ Costo de inversión promedio del parque de generación a enero de 2008.

$CM_m = 40,52 \text{ \$/kWh}$ Costo de mantenimiento promedio del parque de generación a enero de 2008.

- Componente de Administración

El componente de administración se determina en función de los costos del lubricante y el combustible del parque de generación, así:

$$CA_m = 0,1 * (CC_m + CL_m) \text{ \$/gal}$$

Donde,

$CC_m = 497,89 \text{ \$/kWh}$ Costo medio ponderado del combustible para el parque de generación en el mes de enero de 2008.

$CL_m = 15,71 \text{ \$/kWh}$ Costo medio ponderado del lubricante para el parque de generación en el mes de enero de 2008.

Luego el componente de administración es igual a:

$$CA_m = 0,1 * (497,89 + 15,71) \text{ \$/gal}$$

$$CA_m = 51,36 \text{ \$/gal}$$

$CA_m = 51,36 \text{ \$/kWh}$ Componente de gastos administrativos para el parque de generación en el mes de enero de 2008.

Tenga en cuenta que el valor calculado anteriormente no se actualiza al mes de enero de 2008 debido a que los valores empleados en el cálculo ya están a pesos de este mes.

- Cálculo del cargo máximo de generación

El cálculo del cargo máximo de generación se realiza sumando los componentes de inversión, administración, operación y mantenimiento determinados anteriormente, así:

$C_{operación} = 513,60 \text{ \$/kWh}$ Costo medio de operación del parque de generación en el mes de enero de 2008.

$CI_m = 119,08 \text{ \$/kWh}$ Costo de inversión promedio del parque de generación a enero de 2008.

$CM_m = 40,52 \text{ \$/kWh}$ Costo de mantenimiento promedio del parque de generación a enero de 2008.

$CA_m = 51,36 \text{ \$/kWh}$ Componente de gastos administrativos para el parque de generación en el mes de enero de 2008.

$CP_{300} = 1,64 \%$ Pérdidas de transformación para transformador elevador de 300 kVA

$CP_{400} = 1,57 \%$ Pérdidas de transformación para transformador elevador de 400 kVA

$CP_{1250} = 1,39 \%$ Pérdidas de transformación para transformador elevador de 1.250 kVA

Las pérdidas por transformación se encuentran en el Artículo 24 parágrafo 4, para el caso de Puerto Leguizamo se cuenta con tres transformadores elevadores de tensión a la salida del parque de generación con una potencia de 300 kVA, 400 kVA y 1.250 kVA

Las pérdidas totales por transformación reconocidas se calculan como el promedio ponderado de las pérdidas de cada uno de los transformadores, es así como:

$$CP = \frac{1}{EP_{300} + EP_{400} + EP_{1250}} * (CP_{300} * EP_{300} + CP_{400} * EP_{400} + CP_{1250} * EP_{1250})$$

$$CP = \frac{1}{306.750} * (1,64 * 7.500 + 1,57 * 11.250 + 1,39 * 288.000)$$

$$CP = 1,40\%$$

Luego el cargo máximo para el Parque de Generación para el mes de enero es:

$$G_m = (CI_m + CA_m + C_{operación} + CM_m) * (1 + CP) \text{ \$/kWh}$$

Donde,

$$G_m = (119,08 + 51,36 + 513,60 + 40,52) * (1 + 0,014) \text{ \$/kWh}$$

$$G_m = 734,71 \text{ \$/kWh}$$

$G_m = 734,71 \text{ \$/kWh}$ Cargo máximo a remunerar por el componente de generación para el parque de generación en el mes de enero de 2008.

1.2 Actividad de Distribución

La Resolución 91 remunera la actividad de distribución en función del nivel de tensión de las redes de distribución asignando un cargo para los costos de inversión y otro para el AOM, para posteriormente sumar los valores y entregar un cargo total.

La clasificación de los niveles de tensión de las ZNI es la siguiente:

- Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV.
- Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
- Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

La infraestructura reconocida en la Resolución 91 inicia desde el Punto de Salida del Generador hasta el punto de entrega al usuario, sin incluir los costos de conexión del usuario al respectivo Sistema de Distribución ni los costos de los equipos auxiliares y transformadores elevadores que requiera el generador para conectarse al Sistema de Distribución.

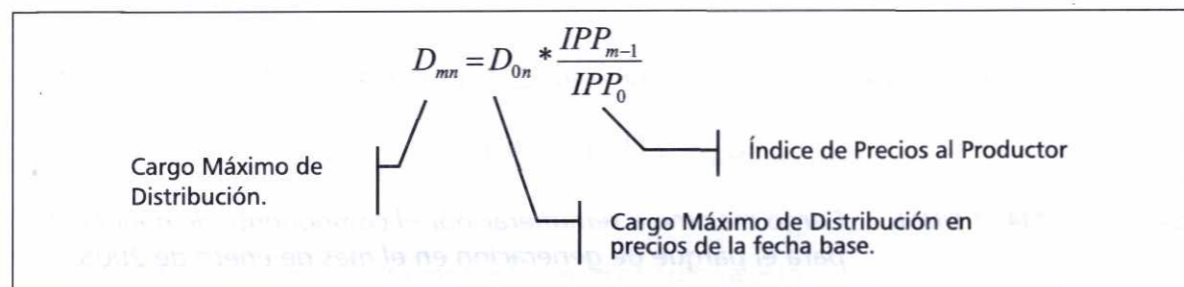
Para la definición del cargo de distribución por kWh transportado en el sistema, simplemente se debe conocer el nivel de tensión nominal del mismo y seleccionarlo de la tabla No 4 de la Resolución 91 que a continuación se transcribe y actualizarlo al mes de facturación empleando el IPP.

Tabla No. 9 Componente de remuneración de inversiones y de gastos de AOM en Sistemas de Distribución (\$ de diciembre de 2006).

Nivel de tensión	Componente de inversión [\$/kWh]	Componente de AOM [\$/kWh]	Total [\$/kWh]
1	65,17	12,04	77,21
2	10,38	2,42	12,80

La actualización del cargo de distribución se realiza de acuerdo con la fórmula establecida en el Artículo 30 de la *Resolución 91*, el cargo total se actualiza de forma independiente ya que el Costo Unitario de prestación del servicio se calcula para cada nivel de tensión.

Los Cargos Máximos de Distribución expresados en pesos de la Fecha Base, se actualizarán con la siguiente fórmula general:

Ecuación No. 9 Cálculo de actualización del cargo máximo de distribución.

Recuerde que la n en la ecuación anterior indica el nivel de tensión y la m el mes de cálculo.

Tenga en cuenta que:

- » La tarifa ha sido definida por un período de 5 años una vez la *Resolución 91* entre en vigencia.
- » Para otros niveles de tensión se deberá hacer la solicitud a la CREG, la cual establecerá los cargos máximos correspondientes en Resolución particular.
- » En áreas con contaminación salina se deberá incrementar el componente de AOM en 12,5%.
- » Se definen requisitos de calidad para el servicio de energía en cuanto a magnitud de tensión y frecuencia de la misma.
- » Si la red pertenece a múltiples propietarios, la distribución del componente de Inversión y Pérdidas se efectuará en función del porcentaje de participación de cada propietario en la inversión, por ejemplo con base en la longitud de la red y/o la capacidad de transformación de cada uno.
- » El cargo de AOM en redes de propietarios múltiples le corresponderá al distribuidor.

1.2.1 Ejemplo de cálculo del cargo máximo de distribución

Al considerar lo anteriormente expuesto y las suposiciones indicadas en el ejemplo de cálculo del numeral 1.1.1, se sabe que Puerto Leguízamo tiene un sistema de distribución con redes a tensiones de 13,8 kV (nivel de tensión 2) y 208 V (nivel de tensión 1), que para diciembre de 2006 eran así:

$D_{0n1} = 90,01$ \$/kWh A diciembre de 2006 para nivel de tensión 1

$D_{0n2} = 12,80$ \$/kWh A diciembre de 2006 para nivel de tensión 2

Ahora es necesario actualizar cada uno de estos cargos a enero de 2008, esto se hace por medio del IPP así:

$$D_{mn} = D_{0n} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

$$D_{mn1} = 90,01 * \frac{101,27}{100} = 91,15 \text{ $/ gal}$$

$$D_{mn2} = 12,80 * \frac{101,27}{100} = 12,96 \text{ $/ gal}$$

$D_{mn1} = 91,15$ \$/kWh Cargo máximo a remunerar por el componente de distribución a enero de 2008 para el nivel de tensión 1.

$D_{mn2} = 12,96$ \$/kWh Cargo máximo a remunerar por el componente de distribución a enero de 2008 para el nivel de tensión 2.

Se debe tener en cuenta al momento de determinar el costo unitario de prestación del servicio, que el cargo de distribución aplicado al usuario es únicamente el que corresponde al nivel de tensión al cual éste se encuentre conectado.

Como el sistema de distribución pertenece únicamente a la ELECTRO RIVER S.A. E.S.P, no se debe hacer ningún ajuste para la asignación de la remuneración.

1.3 Actividad de Comercialización

La *Resolución 91* reconoce la remuneración de la actividad de comercialización como un cargo fijo por factura, este cargo se debe variabilizar, es decir, el cargo se debe expresar en \$/kWh para que pueda ser sumado con los demás componentes y obtener el costo unitario de prestación del servicio para el caso de que exista red de distribución, de no ser así el cargo se suma directamente, como se explica en numeral 2.2.

En la Tabla No. 10, se resumen los cargos fijos definidos.

Tabla No. 10 Cargo máximo base de comercialización de acuerdo a la *Resolución 91*.

	Con lecturas mensuales	Con aforo de carga semestral
Cargo máximo base de comercialización C*o (pesos de diciembre de 2006)	\$3.834 por Factura	\$2.739 por Factura

El valor del cargo máximo base de comercialización debe ser actualizado a la fecha de facturación, de forma similar al cargo por distribución, así:

Ecuación No. 10 Cálculo de actualización del cargo máximo de comercialización.

$$C_m^* = C_0^* \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Cargo Máximo de Comercialización en \$/Factura

Índice de Precios al Consumidor

Cargo Max. de Comercialización en \$ de dic 2006.

El valor encontrado del proceso de variabilización se conoce como el costo de comercialización expresado en \$/kWh y se calcula de la siguiente forma:

Ecuación No. 11 Cálculo de variabilización del cargo máximo de comercialización.

$$C_m = \frac{C_{mi}^*}{CFM_{t-1}}$$

Cargo Máximo de Comercialización en \$/kWh

Cargo base de Comercialización en \$-Factura

Consumo Facturado Medio en el año t-1

Tenga en cuenta que:

- Cuando el usuario aún no dispone de medidor se emplea el aforo de carga para estimar el consumo de energía, teniendo en cuenta la Tabla No. 5 de la Resolución 91.
- Si el comercializador con recursos propios instala medidores a los usuarios, se le reconocen \$ 2.000 como cargo adicional mensual por 5 años.
- El aforo se emplea para la determinación de la energía a facturar a los usuarios.
- En caso de nuevos mercados o de no existir la información del consumo mensual promedio del Mercado Relevante, se tomará el consumo promedio del Mercado Relevante de Comercialización más cercano del SIN.

1.3.1 Ejemplo de cálculo del cargo base de comercialización.

Retomando el enunciado del ejemplo presentado en el numeral 1.1.1 donde se indica que la energía facturada fue de 2.905,3 MWh, que se cobró a través de 19.696 facturas expedidas en el año 2007 y que la cobertura de la medición en el área de servicio de la empresa de comercialización es de 100 %; el cálculo de la remuneración de la actividad de comercialización para el mes de enero de 2008 se presenta a continuación.

De acuerdo con la Resolución 91, el cargo máximo base de comercialización C_0^* (pesos de diciembre de 2006) reconocido es de **\$3.834 por Factura**, el cual se actualiza al mes de enero de 2008, para lo cual se tiene que:

$$C_m^* = C_0^* \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Y

$$IPC_{m-1} = 177,97 \quad \text{IPC a diciembre de 2007}$$

$$IPC_0 = 168,38 \quad \text{IPC a diciembre de 2006}$$

Luego,

$$C_m^* = C_0^* \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

$$C_m^* = 3.834 * \frac{177,97}{168,38}$$

$$C_m^* = 4.052,36 \text{ $ / Factura}$$

$$C_m^* = 4052,36 \text{ $/Factura} \quad \text{Cargo Máximo Base de Comercialización para el mes de enero de 2008.}$$

La variabilización del cargo máximo base se realiza considerando el valor promedio de energía por factura, es así como el Consumo Facturado Medio (CFM):

$$CFM_{t-1} = \frac{E_v}{\# \text{ facturas}}$$

$$E_v = 2.905,3 \text{ MWh} = 2.905.300 \text{ kWh} \quad \text{Energía vendida en el año 2007}$$

$$\# \text{ facturas} = 19.699 \quad \text{Facturas expedidas en el año 2007}$$

Luego,

$$CFM_{t-1} = \frac{2.905.300}{19.699} = 145,49 \text{ kWh / factura}$$

De este modo el costo de Comercialización del mes de enero de 2008 es:

$$C_m = \frac{C_{mi}^*}{CFM_{t-1}}$$

$$C_m = \frac{4052,36}{145,49}$$

$$C_m = 27,85 \text{ $ / kWh}$$

$$C_m = 27,85 \text{ $/kWh}$$

Costo de Comercialización del mes de enero de 2008, expresado en \$/kWh.

2. Metodología de cálculo del costo unitario de la prestación del servicio

El costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica definido en la *Resolución 91* está conformado por la suma de las remuneraciones de las actividades de generación, distribución y comercialización. Se consideran dos fórmulas para el cálculo de dicho costo diferenciándose en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

La *Resolución 91* reconoce dos condiciones de la prestación del servicio de energía, que son:

- Usuarios regulados del servicio de energía eléctrica con red de distribución.
- Usuarios regulados del servicio de energía eléctrica sin red de distribución.

2.1 Zonas No Interconectadas con red de distribución

La Fórmula Tarifaria General aplicable a los Usuarios Regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica tendrá los siguientes componentes de cargos:

Ecuación No. 12 Fórmula tarifaria general aplicable a ZNI con redes de distribución

$$CU_{nm} = \frac{G_m}{1-p} + D_{m,n} + C_m$$

Diagrama de la ecuación No. 12:

- Costo Unitario de prestación del servicio (CU_{nm}) se compone de:
 - Carga máximo de Generación (G_m)
 - Fracción de pérdidas de energía (1-p)
 - Carga máximo de Comercialización (C_m)
 - Carga máximo de Distribución (D_{m,n})

Recuerde que la *n* en la ecuación anterior indica el nivel de tensión y la *m* el mes de cálculo.

2.2 Zonas No Interconectadas sin red de distribución

La Fórmula Tarifaria General aplicable a los Usuarios Regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica sin red en las ZNI tendrá los siguientes componentes:

Cargo Fijo: $CF_m = C^*_m$ (\$/Factura)

Cargo Variable: $CV_m = G_m$ (\$/W)

Donde:

G_m = Cargo Máximo por Capacidad Disponible (\$/W-pico disponible) de que trata el literal c) del Artículo 22 de la *Resolución 91*.

C^*_m = Cargo Base de Comercialización de que trata el Artículo 36 de la *Resolución 91*.

W = Capacidad disponible en W-pico por usuario para el mes *m* de prestación del servicio.

El valor del Costo Unitario de prestación del servicio se calcula como:

Ecuación No. 13 Cálculo del costo unitario de prestación del servicio para ZNI sin red de distribución

$$CU_m = G_m * W + C^*_m$$

Diagrama de la ecuación No. 13:

- Costo Unitario de prestación del servicio (CU_m) se compone de:
 - Carga máximo por capacidad disponible (G_m * W)
 - Cargo Base de Comercialización (\$/Factura) (C^{*}_m)

2.3 Ejemplo de cálculo del costo unitario de la prestación del servicio.

Para el cálculo de costo unitario del ejemplo descrito en el numeral 1.1.1 se usa la siguiente fórmula:

$$CU_{n,m} = \frac{G_m}{1-p} + D_{m,n} + C_m \quad \$/kWh$$

Donde:

$G_m = 734,71 \$/kWh$ Cargo máximo a remunerar por el componente de generación para el parque de generación en el mes de enero de 2008.

$D_{m1} = 91,15 \$/kWh$ Cargo máximo a remunerar por el componente de distribución a enero de 2008 para el nivel de tensión 1.

$D_{m2} = 12,96 \$/kWh$ Cargo máximo a remunerar por el componente de distribución a enero de 2008 para el nivel de tensión 2.

$C_m = 27,85 \$/kWh$ Costo de Comercialización del mes de enero, expresado en \$/kWh.

$P = 0,1$ Pérdidas eficientes reconocidas por la CREG acumuladas hasta el nivel de tensión 1.

Teniendo en cuenta estos valores y que ELECTRORIVER tiene usuarios conectados a nivel 1 y 2, se tiene que el costo unitario para usuarios conectados al nivel de tensión 1 (208 V) es:

$$CU_{1,m} = \frac{734,71}{1-0,1} + 91,15 + 27,85 \text{ \$/kWh}$$

CU_{1,enero} = 935,35 \\$/kWh Costo Unitario de Prestación del Servicio del mes de enero de 2008, expresado en \\$/kWh para usuarios conectados al nivel de tensión 1.

Y para usuarios de nivel 2 de:

$$CU_{n,m} = \frac{734,71}{1-0,1} + 12,96 + 27,85 \text{ \$/kWh}$$

CU_{2,enero} = 857,16 \\$/kWh Costo Unitario de Prestación del Servicio del mes de enero de 2008, expresado en \\$/kWh para usuarios conectados al nivel de tensión 2.

3. Ejemplos de cálculos de costos Unitarios de prestación del servicio

3.1 Caso 1 – Municipio de Timbiquí, departamento del Cauca

El primer caso de análisis ilustra los cálculos para determinar el costo unitario de prestación del servicio y la remuneración a cada una de las actividades involucradas.

Como ejemplo para el cálculo se tomará el municipio de Timbiquí en el departamento del Cauca, para lo cual se realizan las siguientes suposiciones:

En la cabecera municipal de Timbiquí en el departamento del Cauca, la generación de energía eléctrica es adelantada por medio de una pequeña central hidroeléctrica de 700 kW que opera las 24 horas del día garantizando la atención de la demanda base del municipio. Adicionalmente se tiene una unidad de generación diesel de 1.800 rpm operando con ACPM de 200 kW que es encendida 4 horas al día para atender la demanda pico.

Las dos unidades de generación pertenecen a *Generadores del Pacífico S.A. ESP.*

El combustible y lubricante para la unidad de generación es transportado por el mar Pacífico desde el centro de abastecimiento de combustible en la ciudad de Buenaventura.

El sistema de distribución pertenece a la *Empresa Pacific Electric S.A. E.S.P.* y está conformado por redes de 13,2 kV y 208 V con una extensión de 15 km y 50 km respectivamente, los equipos de transformación tienen potencias nominales típicas de 10 kVA, 15 kVA, 30 kVA y 45 kVA.

La comercialización de energía eléctrica es adelantada por la *Empresa Pacific Electric S.A. E.S.P.* la cual facturó en el año 2007 un total de 4.749,6 MW por medio de 15.069 facturas, teniendo en cuenta que la cobertura de micro medición es del 100 %.

Se realizará el cálculo del costo unitario de prestación del servicio para el mes de enero de 2008, considerando que la energía generada por la pequeña central hidroeléctrica fue de 504.000 kWh-mes y el generador diesel entregó 16.800 kWh-mes para un total en el mes de enero de 520.800 kWh-mes.

3.1.1 Remuneración de la actividad de generación

- Cálculo del componente de generación para la planta diesel

1. Cálculo del costo de combustible

a. Caracterización del parque de generación

De acuerdo con lo indicado en las condiciones del ejemplo, se tiene una planta de generación diesel operando con ACPM y una mini central hidroeléctrica, las principales características del generador se muestran a continuación en la Tabla No. 11.

Tabla No. 11 Caracterización del generador diesel de la cabecera municipal de Timbiquí (Cauca).

Unidad de generación	Tipo de generador	Potencia nominal [kW]	Horas de servicio diarias	Ubicación	Energía generada [kWh]
1	Diesel -ACPM	200	4	Cabecera municipal de Timbiquí	16.800
Energía total generada en enero de 2008					520.800

b. Cálculo de los costos de transporte, almacenamiento y precio en central de abasto del combustible empleado por cada generador del parque de generación.

Teniendo en cuenta lo indicado por el anexo de la *Resolución 91*, se sabe que la central de abasto más cercana para Timbiquí es BUENAVENTURA (grupo 3).

Precio en central de abasto del combustible

Las componentes del precio del electrocombustible se obtienen de igual forma que para el ejemplo de Puerto Leguízamo, el único componente que cambia es el 3 (Tarifa de Transporte de Combustible), el cual para Buenaventura es 358,66 \$/gal:

Tabla No. 12 Componentes del Precio del electrocombustible para la ciudad de Buenaventura.

Componentes del Precio	Electrocombustible
1. Ingreso al Productor	3416,01 \$/gal
2. IVA	546,56 \$/gal
3. Tarifa de Transporte Combustible	358,66 \$/gal
5. Margen del Distribuidor Mayorista	231,86 \$/gal

Al sumar estas cuatro componentes se obtiene:

$$Pa_m = 3.416,01 + 546,56 + 358,66 + 231,86 = 4.553,09 \text{ $/gal}$$

$P_{ami} = 4.553,09 \text{ $/gal}$ Precio del combustible en la planta de abasto más cercana (Buenaventura)

Costo de transporte

Para el cálculo del costo de transporte del combustible se debe tener en cuenta que el combustible y el lubricante son transportados por mar desde Buenaventura hasta Timbiquí (transporte marítimo).

Para este cálculo se usa el Anexo de la *Resolución 91*, Timbiquí pertenece al grupo 3, el costo de transporte marítimo reconocido para esta zona a diciembre de 2006 es:

$$T_{m \text{ dic } 2006} = 600 \text{ $/gal} \quad \text{Precio de transporte a diciembre de 2006}$$

Ahora se actualiza este valor a enero de 2008 así:

$$T_{mi} = T_{m \text{ dic } 2006} * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde:

$$IPC_{m-1} = 177,97 \quad \text{IPC a diciembre de 2007}$$

$$IPC_0 = 168,38 \quad \text{IPC a diciembre de 2006}$$

$$T_{m \text{ dic } 2006} = 600 \text{ $/gal}$$

De esta forma se obtiene:

$$T_m = 600 * \frac{177,97}{168,38} = 634,17 \text{ $/ gal}$$

$$T_{mfi} = 634,17 \text{ $/gal} \quad \text{Precio de transporte marítimo a enero de 2008}$$

Costo de almacenamiento

Para determinar el costo de almacenamiento se debe actualizar el Cargo Máximo de Almacenamiento expresado en precios de la Fecha Base (diciembre de 2006) definido por la CREG en el artículo 24.1 parágrafo 3 página 18 de la *Resolución 91*, el cual es:

$$Calm_0 = 82,14 \text{ $/gal} \quad \text{Costo Máximo de Almacenamiento a diciembre de 2006}$$

Para la actualización de este costo se usa la siguiente fórmula:

$$Calm_m = Calm_0 \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

$$IPP_{m-1} = 101,27 \text{ IPP a diciembre de 2007}$$

$$IPP_0 = 100,00 \text{ IPP a diciembre de 2006}$$

$$Calm_0 = 82,14 \quad \text{Costo Máximo de Almacenamiento a diciembre de 2006}$$

Con estos datos y usando la fórmula de actualización anterior se obtiene:

$$Calm_m = 82,14 * \frac{101,27}{100,00} = 83,18 \text{ $/ gal}$$

$$Calm_m = 83,18 \text{ $/gal} \quad \text{Precio del almacenamiento a enero de 2008.}$$

c. Cálculo del costo del combustible para la máquina generadora.

Después de calcular el costo del transporte del combustible hasta el sitio del generador, actualizar el costo del almacenamiento y determinar el valor del combustible en la central de abasto mayorista, se debe calcular el costo del combustible del generador como:

$$PC_{im} = PA_{im} + T_{im} + Calm_m$$

$$PC_m = 4553,09 + 634,17 + 83,18 = 5270,44 \text{ \$/gal}$$

$PC_m = 5.270,44 \text{ \$/gal}$ Precio del combustible en el sitio para el generador a enero de 2008

d. Cálculo del costo medio ponderado del combustible

Para el cálculo del costo medio ponderado del combustible del parque de generación se tiene en cuenta la ecuación expuesta anteriormente, así:

$$CC_m = \frac{1}{Et_m} \sum_{i=1}^{i=n} CEC_i * PC_{im} * E_{im}$$

Sin embargo, como sólo hay un generador diesel se debe hacer la siguiente operación para obtener el Costo del combustible

$$CC_m = CEC_i * PC_{im}$$

Se consolida la información necesaria en la Tabla No. 13.

Tabla No. 13 Información consolidada para el cálculo del costo medio ponderado de combustible.

Unidad de generación	Potencia nominal [kW]	Et_m [kWh]	Consumo específico de combustible CEC_i [gal/kWh]	PC_{im} [\$/gal]	E_{im} [kWh]
1	200	520.800	0,0880	5270,44	16.800

Teniendo en cuenta los valores de la Tabla No 13, se reemplazan en la ecuación, así:

$$CC_m = (0,0880 * 5270,44)$$

$$CC_m = 463,79$$

$CC_m = 463,79 \text{ \$/kWh}$ Costo medio ponderado del combustible para el generador en el mes de enero de 2008.

2. Cálculo del costo del lubricante

a. Caracterización del parque de generación

La caracterización del parque de generación se realizó para el cálculo del combustible y aparece en la Tabla No 11.

b. Cálculo de los costos de transporte y precio del lubricante empleado por cada generador del parque de generación.

Precio en central de abasto del lubricante

Teniendo en cuenta lo indicado por el anexo de la Resolución 91, el punto más cercano para Timbiquí es BUENAVENTURA y el costo del lubricante allí es de:

$PA_{mi} = 28.000 \text{ \$/gal}$ Precio del lubricante en el mercado.

Costo del transporte

El costo de transporte T_{mi} se obtiene de la misma forma como se obtiene el costo de transporte para combustible.

Se toma el mismo costo de transporte del combustible ya determinado anteriormente como el costo de transporte de lubricante a enero de 2008:

$T_{mi} = 634,17 \text{ \$/gal}$ Precio de transporte a enero de 2008

c. Cálculo del costo del lubricante para la máquina generadora.

Después de calcular el costo del transporte del lubricante hasta el sitio del generador y determinar el valor del lubricante en el mercado, se calcula el costo del lubricante del generador como:

$$PL_{im} = PA_{im} + T_{im}$$

$$PL_m = 28.000 + 634,17 = 28.634,17 \text{ \$/gal}$$

$PL_m = 28.634,17 \text{ \$/gal}$ Precio del lubricante en el sitio para el generador a enero de 2008

d. Cálculo del costo medio ponderado del lubricante

Para el cálculo del costo medio ponderado del lubricante del parque de generación se tiene en cuenta la ecuación expuesta anteriormente así:

$$CL_m = \frac{1}{Et_m} \sum_{i=1}^{i=n} CEL_i * PL_{im} * E_{im}$$

Sin embargo, como sólo hay un generador diesel se debe hacer la siguiente operación para obtener el Costo medio del lubricante

$$CL_m = CEL_i * PL_{im}$$

Se consolida la información necesaria en la Tabla No. 14.

Tabla No. 14 Información consolidada para el cálculo del costo medio ponderado de lubricante.

Unidad de generación	Potencia nominal [kW]	Et _m [kWh]	Consumo específico de lubricante – CEL _i [gal/kWh]	PL _{im} [\$/gal]	E _{im} [kWh]
1	200	520.800	0,00050	28.634,17	16.800

Teniendo en cuenta los valores de la Tabla No 14, se reemplazan en la ecuación, así:

$$CL_m = (0,0005 * 28.634,17)$$

$$CL_m = 14,32 \text{ \$/kWh}$$

CL_m = 14,32 \\$/kWh Costo medio ponderado del lubricante para el generador en el mes de enero de 2008.

3. Cálculo del componente de operación

El costo de operación del parque de generación se determina como la suma del costo del combustible y el costo del lubricante, así:

$$C_{operación} = CC_m + CL_m \text{ \$/kWh}$$

Al tener en cuenta los valores calculados anteriormente, se tiene que:

CC_m = 463,79 \\$/kWh Costo medio ponderado del combustible para el generador en el mes de enero de 2008.

CL_m = 14,32 \\$/kWh Costo medio ponderado del lubricante para el generador en el mes de enero de 2008.

Luego el costo medio de operación del parque de generación es:

$$C_{operación} = 463,79 + 14,32 = 478,11 \text{ \$/kWh}$$

Coperación = 478,11 \\$/kWh Costo medio de operación para el generador en el mes de enero de 2008.

4. Componentes de inversión y mantenimiento

Los componentes de inversión y mantenimiento se determinan según la potencia de cada generador y su período de operación. La remuneración de inversión y mantenimiento a diciembre de 2006 para la máquina de generación es:

Tabla No. 15 Remuneración por inversión y mantenimiento para la máquina a diciembre de 2006.

Unidad de generación	Potencia nominal [kW]	Remuneración por Inversión [\$/kWh]	Remuneración por mantenimiento [\$/kWh]	Energía generada [kWh]	Energía generada por el parque de generación [kWh]
1	200	163,63	33,48	16.800	520.800

El costo de inversión y mantenimiento total para la máquina de generación (a diciembre de 2006), se calcula de acuerdo con lo indicado en la Resolución 91, como:

$$CI_0 = \frac{1}{Et_m} \sum_{i=1}^{i=n} CI_i * E_{im}$$

$$CM_0 = \frac{1}{Et_m} \sum_{i=1}^{i=n} CM_i * E_{im}$$

Sin embargo, como sólo se tiene una planta diesel, los componentes de inversión y mantenimiento son los mismos que se obtienen de la Tabla 1 de la Resolución 91:

CI₀ = 163,63 \\$/kWh Costo de inversión promedio del parque de generación a diciembre de 2006.

Para el caso del mantenimiento el procedimiento se realiza de forma similar y el valor obtenido es:

CM₀ = 33,48 \\$/kWh Costo de mantenimiento promedio del parque de generación a diciembre de 2006.

Estos valores se actualizan con el IPP:

$$IPP_{m-1} = 101,27 \text{ IPP a diciembre de 2007}$$

$$IPP_0 = 100,00 \text{ IPP a diciembre de 2006}$$

Con estos datos y usando la fórmula de actualización se obtiene que:

$$CI_m = 163,63 * \frac{101,27}{100} = 165,71 \text{ \$/gal}$$

$$CM_m = 33,48 * \frac{101,27}{100} = 33,90 \text{ \$/gal}$$

CI_m = 165,71 \\$/kWh Costo de inversión promedio del parque de generación a enero de 2008.

CM_m = 33,90 \\$/kWh Costo de mantenimiento promedio del parque de generación a enero de 2008.

5. Componente de Administración

El componente de administración se determina en función de los costos del lubricante y el combustible del parque de generación, así:

$$CA_m = 0,1 * (CC_m + CL_m) \text{ \$/gal}$$

Donde,

$CC_m = 463,79 \text{ \$/kWh}$ Costo medio ponderado del combustible para el generador en el mes de enero 2008.

$CL_m = 14,32 \text{ \$/kWh}$ Costo medio ponderado del lubricante para el generador en el mes de enero de 2008.

Luego el componente de administración es igual a:

$$CA_m = 0,1 * (463,79 + 14,32) \text{ \$/gal}$$

$$CA_m = 47,81 \text{ \$/gal}$$

$CA_m = 47,81 \text{ \$/kWh}$ Componente de gastos administrativos para el parque de generación en el mes de enero de 2008.

Tenga en cuenta que el valor calculado anteriormente no se actualiza al mes de enero de 2008 debido a que los valores empleados en el cálculo ya están a pesos de este mes.

6. Cálculo del cargo máximo de generación para generador diesel

El cálculo del cargo máximo de generación se realiza sumando los componentes de inversión, administración, operación y mantenimiento determinados anteriormente así:

$C_{operación} = 478,11 \text{ \$/kWh}$ Costo medio de operación para el generador en el mes de enero de 2008.

$CI_m = 165,71 \text{ \$/kWh}$ Costo de inversión promedio del parque de generación a enero de 2008.

$CM_m = 33,90 \text{ \$/kWh}$ Costo de mantenimiento promedio del parque de generación a enero de 2008.

$CA_m = 47,81 \text{ \$/kWh}$ Componente de gastos administrativos para el parque de generación en el mes de enero de 2008.

$CP = 1,73 \%$ Pérdidas de transformación.

Las pérdidas por transformación se encuentran en el artículo 24 parágrafo 4, para el caso de Timbiquí, se cuenta con un transformador elevador de tensión a la salida del generador con una potencia de 225 kVA, para este tipo de transformador las pérdidas de energía reconocidas son del 1,73%.

Luego el cargo máximo para el Parque de Generación para el mes de enero es:

$$G_{m \text{ diesel}} = (CI_m + CA_m + C_{operación} + CM_m) * (1 + CP) \text{ \$/kWh}$$

Donde

$$G_{m \text{ diesel}} = (165,71 + 47,81 + 478,11 + 33,90) * (1 + 0,0173) \text{ \$/kWh}$$

$$G_{m \text{ diesel}} = 725,583 * 1,0173 \text{ \$/kWh}$$

$$G_{m \text{ diesel}} = 738,08 \text{ \$/kWh}$$

$G_{m \text{ diesel}} = 738,08 \text{ \$/kWh}$ Cargo máximo a remunerar por el componente de generación para el generador diesel en el mes de enero de 2008.

7. Cálculo del componente de generación para la mini central hidroeléctrica.

La mini central tiene las siguientes características:

Tabla No. 16 Caracterización de la pequeña central hidroeléctrica en la cabecera municipal de Timbiquí (Cauca).

Unidad	Tipo de generador	Potencia nominal [kW]	Horas de servicio diarias	Ubicación	Energía generada [kWh]
2	Mini central (PCH)	700	24	Cabecera municipal de Timbiquí	504.000
Energía total generada en enero de 2008					520.800

8. Componente de Inversión

Según la Tabla 2 de la Resolución 91, el costo de inversión para una mini central de 700 kW es:

$CI_0 = 198,18 \text{ \$/kWh}$ Costo de inversión para Mini central hidroeléctrica a diciembre de 2006.

9. Componente de Administración, Operación y Mantenimiento AOM

Para cualquier tipo de PCH, se tiene un único cargo que remunera los gastos de AOM, este valor es:

$AOM_0 = 44,78 \text{ \$/kWh}$ Cargo máximo de Administración, Operación y Mantenimiento a diciembre de 2006.

10. Cálculo del cargo máximo de generación para PCH

Para el cálculo del cargo por generación para PCH a enero de 2008, se utiliza la siguiente fórmula definida en el Artículo 25, literal b) de la Resolución 91:

$$G_{mPCH} = (G_0 + AOM_0 + M_0) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \text{ \$/kWh}$$

Donde:

G₀ = 198,18 \\$/kWh Cargo máximo de Administración, Operación y Mantenimiento a diciembre de 2006.

AOM₀ = 44,78 \\$/kWh Cargo máximo de Administración, Operación y Mantenimiento a diciembre de 2006.

Como se utiliza un transformador elevador de 1.000 KVA las pérdidas de transformación reconocidas serán de 1,43%. La actividad de Monitoreo no se tiene en cuenta hasta tanto no entre en vigencia el cargo que la remunere.

IPP_{m-1} = 101,27 IPP a diciembre de 2007

IPP₀ = 100,00 IPP a diciembre de 2006

Entonces:

$$G_{mPCH} = (198,18 + 44,78) * \frac{101,27}{100} * (1 + 1,43\%) \text{ \$/kWh}$$

$$G_{mPCH} = 249,56 \text{ \$/kWh}$$

G_{mPCH} = 249,56 \\$/kWh Cargo máximo de generación a enero de 2008.

El cargo que remunera la actividad de generación en el municipio de Timbiquí se calcula como el promedio ponderado del cargo determinado para la central diesel y la pequeña central hidroeléctrica teniendo en cuenta la energía entregada por cada una de las máquinas, es así como:

$$G_m = \frac{1}{E_{diesel} + E_{PCH}} * (E_{diesel} * G_{m-diesel} + E_{PCH} * G_{m-PCH})$$

$$G_m = \frac{1}{16.800 + 504.000} (16.800 * 738,08 + 504.000 * 249,56)$$

$$G_m = 265,32$$

G_m = 265,32 \\$/kWh Cargo máximo de generación a enero de 2008.

- Remuneración de la actividad de distribución

El cálculo del cargo de distribución no varía respecto al primer ejemplo, de esta forma el cargo por distribución a enero de 2008 para cada nivel de tensión es:

D_{mn1} = 91,15 \\$/kWh Cargo máximo a remunerar por el componente de distribución a enero de 2008 para el nivel de tensión 1.

D_{mn2} = 12,96 \\$/kWh Cargo máximo a remunerar por el componente de distribución a enero de 2008 para el nivel de tensión 2.

- Remuneración de la actividad de comercialización

Se considera el enunciado del ejemplo presentado donde se indica que la energía facturada fue de 4.749,6 MWh, que se cobró a través de 15.669 facturas expedidas en el año 2007 y que la cobertura de la medición en el área de servicio de la empresa de comercialización es de 100%. El cálculo de la remuneración de la actividad de comercialización para el mes de enero de 2008 se presenta a continuación.

De acuerdo con la Resolución 91, el cargo máximo base de comercialización C*₀ (pesos de diciembre de 2006) reconocido es de **\\$3.834 por Factura**, el cual se actualiza al mes de enero de 2008, para lo cual se tiene que:

$$C^*_m = C^*_0 * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Y

IPC_{m-1} = 177,97 IPC a diciembre de 2007

IPC₀ = 168,38 IPC a diciembre de 2006

Luego,

$$C^*_m = C^*_0 * \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

$$C^*_m = 3.834 * \frac{177,97}{168,38}$$

$$C^*_m = 4052,36 \text{ \$/ Factura}$$

C*_m = 4.052,36 \\$/Factura Cargo Máximo Base de Comercialización para el mes de enero de 2008.

La variabilización del cargo máximo base se realiza considerando el valor promedio de energía por factura, es así como el Consumo Facturado Medio (CFM):

$$CFM_{t-1} = \frac{E_v}{\# \text{ facturas}}$$

E_v = 4.749,6 MWh = 4'749.600 kWh Energía vendida en el año 2007
facturas = 15.669 Facturas expedidas en el año 2007

Luego,

$$CFM_{t-1} = \frac{4'749.600}{15.669} = 303,12 \text{ kWh / factura}$$

De este modo el costo de Comercialización del mes de enero de 2008 es:

$$C_m = \frac{C_m^*}{CFM_{t-1}}$$

$$C_m = \frac{4052,36}{303,12}$$

$$C_m = 13,37 \text{ \$/kWh}$$

$C_m = 13,37 \text{ \$/kWh}$ Costo de Comercialización del mes de enero, expresado en \\$/kWh.

- Cálculo del costo unitario de prestación del servicio

Para el cálculo de costo unitario se usa la siguiente fórmula:

$$CU_{n,m} = \frac{G_m}{1-p} + D_{m,n} + C_m \text{ \$/kWh}$$

Donde:

$G_m = 265,32 \text{ \$/kWh}$ Cargo máximo a remunerar por el componente de generación en el mes de enero de 2008.

$D_{mn1} = 91,15 \text{ \$/kWh}$ Cargo máximo a remunerar por el componente de distribución a enero de 2008 para el nivel de tensión 1.

$D_{mn2} = 12,96 \text{ \$/kWh}$ Cargo máximo a remunerar por el componente de distribución a enero de 2008 para el nivel de tensión 2.

$C_m = 13,37 \text{ \$/kWh}$ Costo de Comercialización del mes de enero de 2008, expresado en \\$/kWh.

$P = 0,1$ Pérdidas eficientes reconocidas por la CREG acumuladas hasta el nivel de tensión 1.

Teniendo en cuenta estos valores y que Pacific Electric S.A. E.S.P tiene usuarios conectados a nivel 1 y 2, se tiene que el costo unitario para usuarios conectados al nivel de tensión 1 (208 V)

$$CU_{n,m} = \frac{265,32}{1-0,1} + 91,15 + 13,37 \text{ \$/kWh}$$

$CU_{1,enero} = 399,32 \text{ \$/kWh}$ Costo Unitario de Prestación del Servicio del mes de enero de 2008, expresado en \\$/kWh para usuarios conectados al nivel de tensión 1.

Y para usuarios de nivel 2 de:

$$CU_{n,m} = \frac{265,32}{1-0,1} + 12,96 + 13,37 \text{ \$/kWh}$$

$CU_{2,enero} = 321,13 \text{ \$/kWh}$ Costo Unitario de Prestación del Servicio del mes de enero de 2008, expresado en \\$/kWh para usuarios conectados al nivel de tensión 2.

3.2 Caso 2 – Vereda del Carmen Municipio de Carurú, departamento del Vaupés

La vereda del Carmen en el municipio de Carurú, en el departamento del Vaupés, cuenta con la prestación del servicio de energía eléctrica gracias al proyecto presentado en el año 2004 por la empresa *Electrificación Rural del Vaupés S.A.E.S.P* al Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con los requisitos de la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME para la financiación del proyecto de electrificación por el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las ZNI – FAZNI–.

El proyecto adelantado consistió en la atención de 41 usuarios por medio de sistemas fotovoltaicos denominados técnicamente como *Individual AC* con una potencia nominal de 120 W para el suministro de energía por períodos de 4 horas diarias. No se tiene sistema de medición de energía individual, así que la empresa efectúa el aforo de carga a los usuarios de la vereda cada seis meses.

La administración, operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos es adelantada por la empresa *Electrificación Rural del Vaupés S.A.E.S.P*, la cual realiza la comercialización de la energía y se encarga de la facturación de la misma.

Cálculo del costo unitario de prestación del servicio.

Como ejercicio de cálculo se consideran dos condiciones frente al costo de inversión remunerado, la primera en que los paneles solares, como se indica en el enunciado del ejemplo, fueron suministrados a través del FAZNI con lo cual el costo de inversión no es remunerado, y la segunda en la cual la Empresa prestadora del servicio realiza la inversión en los paneles solares.

SIN PARTICIPACIÓN DEL FAZNI

- Remuneración de la actividad de generación

Según la *Resolución 91* se consideran los costos de inversión y los costos de AOM (Administración, Operación y Mantenimiento) para el cálculo del costo de generación en sistemas fotovoltaicos:

1. Costo de inversión

Para determinar el costo de inversión se debe usar la Tabla 3, artículo 22 de la *Resolución 91*. Los siguientes elementos se toman en cuenta para definir la remuneración por inversión:

Solución energética implementada: *Individual AC*
Potencia nominal: 120 W = 0,12 kW

Teniendo en cuenta estos dos elementos, se selecciona el costo de inversión de la Tabla 3 de la *Resolución 91*:

$$C_0 = 371,20 \text{ \$/Wp-mes Costo de inversión para diciembre de 2006.}$$

2. Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento.

Para sistemas fotovoltaicos en la *Resolución 91*, se define un único cargo que remunera los gastos por concepto de Administración, Operación y Mantenimiento. Según el numeral 24.4 de la *Resolución 91*, el cargo de AOM a diciembre de 2006 es:

$$AOM_0 = 188,06 \text{ \$/Wp-mes Costo de AOM para diciembre de 2006.}$$

3. Cargo máximo de generación

En el cálculo del cargo de generación se toman en cuenta los costos de inversión y los de AOM, también se debe tener en cuenta el IPP de diciembre de 2006 y del mes de cálculo del cargo para la actualización de los cargos definidos. Según el Artículo 25, literal c), la fórmula para la actualización del cargo de generación es:

$$G_m = (G_0 + AOM_0) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \text{ \$/ Wp - mes}$$

$$G_0 = 371,20 \text{ \$/Wp-mes Costo de inversión para diciembre de 2006.}$$

$$AOM_0 = 188,06 \text{ \$/Wp-mes Costo de AOM para diciembre de 2006.}$$

El mes de cálculo del costo de generación es enero del 2008, para la actualización se necesitan además el IPP₀ (diciembre de 2006) y el IPP_{m-1} (diciembre de 2007). Estos dos indicadores se pueden encontrar en la página del DANE (www.dane.gov.co).

$$IPP_{m-1} = 101,27 \text{ IPP a diciembre de 2007}$$

$$IPP_0 = 100,00 \text{ IPP a diciembre de 2006}$$

Teniendo en cuenta estos valores se calcula el cargo de generación actualizado a enero de 2008 así:

$$G_m = (371,20 + 188,06) * \frac{101,27}{100} \text{ \$/ Wp - mes}$$

$$G_m = (559,26) * 1,0127 = 566,36 \text{ \$/ Wp - mes}$$

$$G_m = 566,36 \text{ \$/Wp-mes Cargo máximo de generación correspondiente a enero de 2008.}$$

- Remuneración de la actividad de comercialización

En la vereda del Carmen no se cuenta con medición de energía para cada usuario, se realizan aforos de carga cada seis meses según se estipula en el parágrafo 3, artículo 37. El cargo por comercialización para las ZNI para sistemas fotovoltaicos a diciembre de 2006 es:

$$C^*_0 = 2.739 \text{ \$/factura Cargo máximo base de comercialización correspondiente a diciembre de 2006.}$$

Este valor debe ser actualizado al mes de cálculo, para esto se usa la siguiente fórmula:

$$C^*_m = C^*_0 \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0} \text{ \$/ factura}$$

Se debe tener en cuenta el IPC (Índice de Precios al Consumidor) de diciembre de 2006 y de diciembre de 2007, estos índices se encuentran publicados en la página del DANE (www.dane.gov.co). Según la información que se encuentra en esta página se tiene que:

$$IPC_{m-1} = 177,97 \text{ IPC a diciembre de 2007}$$

$$IPC_0 = 168,38 \text{ IPC a diciembre de 2006}$$

Con todos estos datos se puede hacer el cálculo de la actividad de comercialización para Sistemas Fotovoltaicos:

$$C^*_m = 2.739 \frac{177,97}{168,38} \text{ \$/ factura.}$$

$$C^*_m = 2.739 * 1,057 \text{ \$/ factura}$$

$$C^*_m = 2.895,00 \text{ \$/ factura}$$

$$C^*_m = 2.895 \text{ \$/factura Cargo máximo de comercialización correspondiente a enero de 2008.}$$

- Fórmula tarifaria general

La Fórmula tarifaria que aplica para la vereda del Carmen es la correspondiente a usuarios regulados **sin red** en ZNI, ésta se define en el artículo 41 de la *Resolución 91* y tiene dos componentes:

$$\text{Cargo fijo: } CF_m = C^*_m \text{ \$/factura}$$

$$\text{Cargo variable: } CV = G_m \text{ \$/W}$$

Teniendo en cuenta que:

$$G_m = 566,36 \text{ \$/Wp-mes } \text{ Cargo máximo de generación correspondiente a enero de 2008.}$$

$$C^*_m = 2.895,00 \text{ \$/factura } \text{ Cargo máximo de comercialización correspondiente a enero de 2008.}$$

Se pueden obtener el cargo fijo y variable:

$$\text{Cargo fijo: } CF_m = 2.895 \text{ \$/factura}$$

$$\text{Cargo variable: } CV = 566,36 \text{ \$/W}$$

El valor del Costo Unitario de prestación del servicio se calcula con la siguiente fórmula:

$$CU_m = G_m * W + C^*_m \text{ \$/ factura}$$

$$CU_m = 566,36 * 120 + 2.895 \text{ \$/ factura}$$

$$CU_m = 70.858,2 \text{ \$/ factura}$$

$$CU_m = 70.858,2 \text{ \$/factura } \text{ Costo Unitario de prestación del servicio en enero de 2008.}$$

CON PARTICIPACIÓN DEL FAZNI

Para este caso se calcula el costo de prestación del servicio tomando en cuenta que el costo de inversión es asumido por el FAZNI.

- Remuneración de la actividad de generación

Para el cálculo del costo de generación no se toma en cuenta el costo de inversión puesto que los equipos de generación fotovoltaicos son entregados por el FAZNI. Sólo se toma en cuenta el costo de AOM, el cual a diciembre de 2006 es:

$$AOM_0 = 188,06 \text{ \$/Wp-mes } \text{ Costo de AOM para diciembre de 2006.}$$

1. Cargo máximo de generación

Para este cargo se toma en cuenta la siguiente fórmula según el Artículo 25, literal c):

$$G_m = (G_0 + AOM_0) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0} \text{ \$/ Wp - mes}$$

Para este caso $G_0 = 0$:

$$G_m = (188,06) * \frac{101,27}{100} \text{ \$/ Wp - mes}$$

$$G_m = (188,06) * \frac{101,27}{100} \text{ \$/ Wp - mes}$$

$$G_m = 190,45 \text{ \$/Wp-mes } \text{ Cargo máximo de generación correspondiente a enero de 2008.}$$

- Remuneración de la actividad de comercialización

El cargo por comercialización no cambia respecto al caso anterior, por ende el cargo a enero de 2008 es:

$$C^*_m = 2.895 \text{ \$/factura } \text{ Cargo máximo de comercialización correspondiente a enero de 2008.}$$

- Fórmula tarifaria general

La Fórmula tarifaria que aplica para la vereda del Carmen es la correspondiente a usuarios regulados sin red en ZNI, ésta se define en el artículo 41 de la Resolución 91 y tiene dos componentes:

$$\text{Cargo fijo: } CF_m = C^*_m \text{ \$/factura}$$

$$\text{Cargo variable: } CV = G_m \text{ \$/W}$$

Teniendo en cuenta que:

$$G_m = 190,45 \text{ \$/Wp-mes } \text{ Cargo máximo de generación correspondiente a enero de 2008.}$$

$$C^*_m = 2.895 \text{ \$/factura } \text{ Cargo máximo de comercialización correspondiente a enero de 2008.}$$

Se pueden obtener el cargo fijo y variable:

$$\text{Cargo fijo: } CF_m = 2.895 \text{ \$/factura}$$

$$\text{Cargo variable: } CV = 190,45 \text{ \$/W}$$

El valor del Costo Unitario de prestación del servicio se calcula con la siguiente fórmula:

$$CU_m = G_m * W + C^*_m \text{ \$/ factura}$$

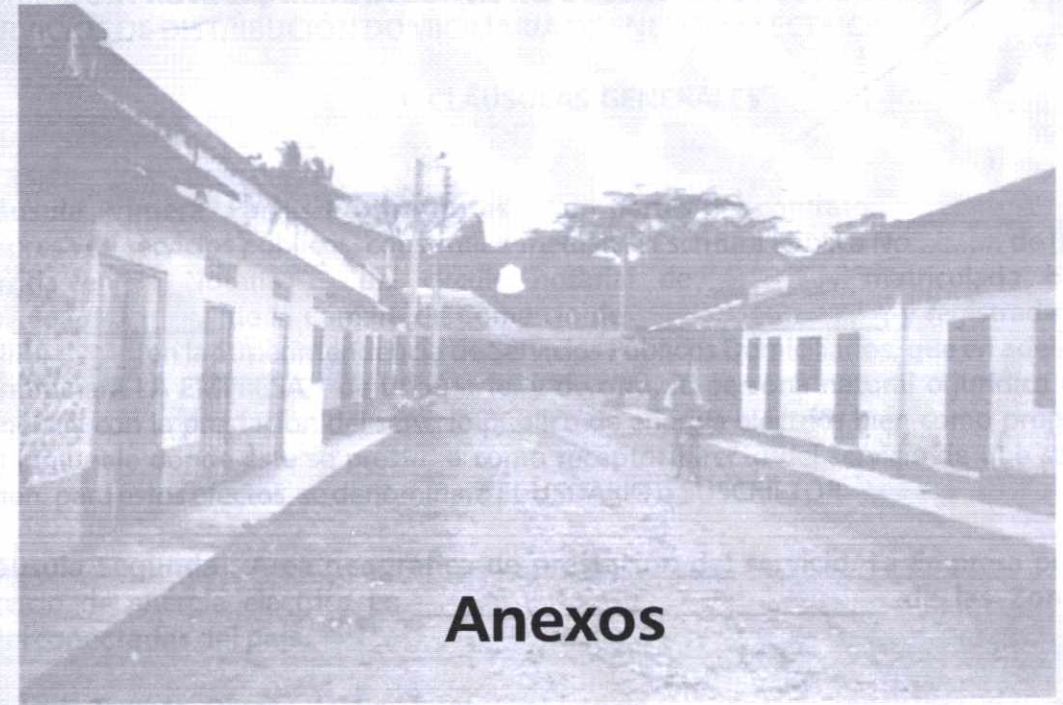
$$CU_m = 190,45 * 120 + 2.895 \text{ \$/ factura}$$

$$CU_m = 25.749 \text{ \$/ factura}$$

$$CU_m = 25.749 \text{ \$/factura } \text{ Costo Unitario de prestación del servicio en enero de 2008 con participación del FAZNI.}$$

Al comparar los resultados que se obtienen del Cargo Unitario con y sin la participación del FAZNI, se obtiene el siguiente resultado:

$$\text{Diferencia cargo unitario} = 70.858,2 - 25.749 = 45.109,4 \text{ \$/factura}$$



Anexos

Guía para la determinación de los costos de prestación del servicio eléctrico en las Zonas No Intercambiadas

El presente documento tiene como objetivo proporcionar información sobre los costos de prestación del servicio eléctrico en las Zonas No Intercambiadas, de acuerdo con lo establecido en el artículo 10 de la Ley 14301 de 2004 y en el artículo 10 de la Ley 1712 de 2014.

Este documento es un anexo a la Resolución 1753 de 2014, expedida por el CREG, que establece los parámetros para la determinación de los costos de prestación del servicio eléctrico en las Zonas No Intercambiadas.

4. Anexos

BORRADOR PROYECTO MINUTA CONTRATO DE SERVICIOS PÚBLICOS PARA PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN DOMICILIARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

I. CLÁUSULAS GENERALES

Cláusula Primera. Partes Contratantes. Son partes del contrato: _____, empresa de servicios públicos, constituida mediante Escritura Pública No..... de (fecha), corrida en la Notaría __ del círculo notarial de _____, matriculada bajo el No. _____ de la Cámara de Comercio de _____, y registrada con el NUIR _____ en la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, que en adelante se denominará LA EMPRESA, de una parte, y de otra, la persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio público de energía eléctrica bien como propietario del inmueble donde éste se presta, o como receptor directo del servicio de que se trate, quien, para estos efectos, se denominará EL USUARIO ó SUSCRIPTOR.

Cláusula Segunda . Área geográfica de prestación del servicio. La Empresa presta el servicio de energía eléctrica en _____ de las Zonas No Interconectadas del país.

Cláusula Tercera. Objeto del Contrato. El objeto de este contrato consiste en el suministro de energía eléctrica a un inmueble a cambio del pago de un precio en dinero o tarifa, cuyo monto se fijará con sujeción a lo dispuesto por la autoridad competente y de acuerdo con el uso que se dé al servicio.

Cláusula Cuarta. Existencia del contrato. Existe contrato de servicios públicos desde que la Empresa define las condiciones uniformes en las que está dispuesta a prestar el servicio y el propietario, o quien utiliza un inmueble determinado solicita recibir allí el servicio, si el solicitante y el inmueble se encuentran en las condiciones previstas por la Empresa.

Cláusula Quinta. Solidaridad en la prestación del servicio. El propietario o poseedor del inmueble, el suscriptor y los usuarios del servicio son solidariamente responsables en las obligaciones y derechos originados en virtud de este contrato, por disposición legal. Si el usuario o suscriptor incumple su obligación de pagar el servicio facturado dentro del término previsto en este contrato, el cual no excederá de dos periodos consecutivos de facturación, la Empresa está en la obligación de suspender el servicio. Si la Empresa incumple la obligación de la suspensión del servicio se romperá la solidaridad prevista en el artículo 130 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 18 de la Ley 689 de 2001.

En relación con los contratos de arrendamiento de los inmuebles urbanos destinados a vivienda, si las partes contratantes deciden que el inmueble objeto de estos contratos no quede afecto al pago de los servicios públicos domiciliarios, se obligan a cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 15 de la Ley 820 de 2003, y sus normas reglamentarias.

Cláusula Sexta. Liberación de obligaciones. El suscriptor o usuario podrá liberarse temporal o definitivamente de sus obligaciones contractuales y no será parte del contrato a partir del momento en que acredite ante la Empresa, que entre el suscriptor y quienes efectivamente consumen el servicio, existe actuación de policía o proceso judicial relacionado con la tenencia, la posesión material o la propiedad del inmueble, con sujeción a lo dispuesto en el artículo 9 de la Resolución CREG-108 de 1997.

También los suscriptores podrán liberarse de las obligaciones asumidas en virtud del contrato de servicios públicos, solamente por las causales previstas en el artículo 10 de la Resolución CREG-108 de 1997, y las que se establezcan en las leyes y las reglamentaciones emitidas por las autoridades competentes.

Cláusula Séptima. Duración. La duración de este contrato es indefinida. Sin embargo, podrá darse por terminado en los casos contemplados en la cláusula sobre terminación del contrato.

Cláusula Octava. Cesión del contrato. Habrá cesión del contrato por voluntad del suscriptor o usuario; además, salvo que las partes dispongan lo contrario, se entiende que hay cesión del presente contrato cuando haya enajenación del bien al que se le suministra el servicio. La cesión opera de pleno derecho e incluye la propiedad de los bienes inmuebles por adhesión o destinación utilizados para usar el servicio.

II. ASPECTOS RELACIONADOS CON LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

Cláusula Novena. Derecho a la prestación del servicio. Cualquier persona que habite o utilice de modo permanente un inmueble, a cualquier título, tendrá derecho a recibir el servicio público domiciliario de energía eléctrica, al hacerse parte de un contrato de servicios públicos de conformidad con lo dispuesto en el artículo 134 de la Ley 142 de 1994.

Cláusula Décima. Requisitos de la solicitud. El suscriptor y/o usuario podrá presentar su solicitud en forma verbal o escrita. En este último caso, podrá diligenciar el formulario que la Empresa le entregue con tal fin, si lo hubiere adoptado. Para presentar la solicitud, la Empresa no podrá exigir más requisitos que los estrictamente necesarios para identificar al suscriptor potencial, al inmueble y las condiciones especiales del suministro, si las hubiere. En caso de que la solicitud sea presentada en forma incompleta, la Empresa está obligada a recibirla e indicarle al usuario los requisitos que faltan por cumplir de acuerdo con lo previsto en las condiciones uniformes. Este hecho interrumpe el término que tiene la Empresa para decidir, hasta tanto se allegue la documentación faltante. Cuando la solicitud de conexión implique estudios particularmente complejos, la Empresa cobrará al interesado su costo, debidamente justificado en detalle, salvo que se trate de un usuario residencial perteneciente a los estratos 1, 2 y 3.

Cláusula Undécima. Plazo para decidir la solicitud. La Empresa decidirá sobre la solicitud de prestación del servicio dentro del plazo previsto en las condiciones uniformes de prestación del servicio, el cual no excederá de quince (15) días siguientes a la fecha de su presentación, a menos que se requiera de estudios complejos o especiales para autorizar la conexión, en cuyo caso el distribuidor dispondrá de un plazo de tres (3) meses para realizar la conexión.

Cláusula Duodécima. Negación del servicio. La Empresa sólo podrá negar la solicitud de conexión del servicio en los siguientes casos:

- 12.1. Por razones técnicas expresamente contempladas en este contrato, las cuales deben ser probadas, en cuanto sea posible.
- 12.2. Cuando la zona haya sido declarada como de alto riesgo, según decisión de la autoridad competente.
- 12.3. Cuando el suscriptor potencial no cumpla las condiciones establecidas por la autoridad competente.

La negación de la conexión al servicio deberá comunicarse por escrito al solicitante, en el que se expresarán en forma clara y concreta las razones que sustentan la decisión tomada por la Empresa. Contra esa decisión procede el recurso de reposición ante la Empresa y en subsidio el de apelación ante la Superintendencia de Servicios Públicos, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 154 de la Ley 142 de 1994.

Cláusula Décima Tercera. Requisitos técnicos. La Empresa se sujetará a las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-070 de 1998 – Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica -, en relación con los requisitos técnicos mínimos y de procedimientos para la planeación, diseño, construcción y puesta en servicio de las conexiones a la red, calidad del servicio y regulación de los equipos de medida, en cuanto corresponda.

Cláusula Décima Cuarta. Propiedad de las conexiones domiciliarias. La propiedad de las redes, equipos y elementos que integran una acometida será de quien haya pagado por ella, salvo en cuanto sean inmuebles por adhesión, caso en el cual pertenecerán al propietario del inmueble al cual adhieren. En virtud de lo anterior, el suscriptor o usuario no queda eximido de las obligaciones surgidas en razón del presente contrato en relación con tales bienes. Sin perjuicio de las labores propias de mantenimiento o reposición que sean necesarias para garantizar el servicio, la Empresa no podrá disponer de las conexiones cuando fueren de propiedad de los suscriptores o usuarios, sin el consentimiento de ellos.

Cláusula Décima Quinta. Conexión del servicio. Los requisitos técnicos de conexión, así como el procedimiento para efectuarla, se regirán por las disposiciones contenidas en los Códigos de Distribución de Energía Eléctrica, según el servicio de que se trate, y las normas que los sustituyan, adicionen o modifiquen. La Empresa está obligada a cumplir con tales requisitos y normas técnicas.

III. OBLIGACIONES Y DERECHOS DE LAS PARTES CONTRATANTES

Cláusula Décima Sexta. Obligaciones de la Empresa. La Empresa, en razón de la celebración del contrato de servicios públicos, asume las siguientes obligaciones:

1. Suministrar energía eléctrica al inmueble, en las condiciones establecidas en el presente contrato y con los parámetros de eficiencia, calidad y seguridad establecidos por las autoridades competentes, dentro de los ____ días siguientes a la aprobación de

- la solicitud de prestación del servicio, siempre y cuando el suscriptor y/o usuario haya cancelado el pago de la tarifa de conexión y los demás cobros que sean procedentes en este caso.
2. Informar con tanta amplitud como sea posible en el territorio donde presta sus servicios, acerca de las condiciones uniformes del presente contrato de servicios públicos, y entregar una copia del mismo al suscriptor y/o usuario. El Contrato de Servicios Públicos adolecerá de nulidad relativa si se celebra sin dar copia al suscriptor y/o usuario.
 3. Medir los consumos o calcular los consumos reales o estimados si no fuere posible medirlos en los casos contemplados en la Ley 142 de 1994. Para ello, utilizará los instrumentos, métodos o procedimientos tecnológicos apropiados y se sujetará a las reglas establecidas en la Resolución CREG-108 de 1997 y sus disposiciones concordantes.
 4. Garantizar el funcionamiento de los equipos de medida que suministre al suscriptor y/o usuario por un período no inferior al que establezcan las normas sobre la materia o el que otorgue el fabricante de estos bienes.
 5. Exigir a sus nuevos suscriptores o usuarios que los equipos de medida estén localizados en zonas de fácil acceso desde el exterior del inmueble.
 6. Verificar el estado de los instrumentos que se utilicen para medir el consumo, y, adoptar precauciones eficaces para que no se alteren. Cuando el usuario solicite la revisión de los equipos la Empresa podrá cobrar los gastos en que incurra a la tarifa señalada por ella.
 7. Reparar o reemplazar los equipos de medida por cuenta del suscriptor y/o usuario cuando éste, pasado un período de facturación, no tome las acciones necesarias para repararlos o reemplazarlos. Será procedente su reemplazo o reparación cuando la Empresa ha establecido que su funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos o cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos. En cualquiera de los casos, la Empresa debe justificar suficientemente la solicitud de cambio o reparación.
 8. Investigar en el momento de facturar las desviaciones significativas entre el consumo registrado del suscriptor y/o usuario durante un período de facturación y sus promedios de consumos anteriores.
 9. Facturar en forma oportuna los servicios objeto de suministro. Para estos efectos, el período comprendido entre la fecha de lectura del medidor del suscriptor o usuario y la fecha de entrega de la respectiva factura no podrá ser superior a un período de facturación, salvo los casos en que medie mora del suscriptor o usuario, caso en el cual podrán cobrarse los saldos insolutos de los períodos anteriores.
 10. Enviar la factura en el período de facturación siguiente al que se factura y entregarla en la dirección registrada para su entrega, por lo menos con cinco (5) días hábiles de anticipación a la fecha de su vencimiento. El suscriptor o usuario no estará obligado a cumplir las obligaciones que le cree la factura sino después de conocerla.
 11. No podrán cobrarse servicios no prestados, tarifas ni conceptos diferentes a los previstos en las condiciones uniformes del contrato, ni se podrá alterar la estructura tarifaria definida.
 12. Al cabo de cinco (5) meses de haber entregado las facturas, la Empresa no podrá cobrar bienes o servicios que no facturó por error, omisión o investigación de desviaciones significativas frente a consumos anteriores. Se exceptúan los casos en que se compruebe dolo del suscriptor o usuario.

13. Suspender la prestación del servicio cuando el suscriptor y/o usuario incumpla, entre otros, con la obligación de pagar una vez se hayan vencido los plazos fijados en la factura.
14. Imponer las sanciones pecuniarias a que hubiere lugar, y como conclusión de una investigación interna realizada por la Empresa, en la que se establezca la conducta o actuación del suscriptor y/o usuario que da lugar a la imposición de la multa de conformidad con lo previsto en las leyes.
15. Terminar este contrato por las causales señaladas en el artículo 141 de la Ley 142 de 1994 y proceder al corte del servicio.
16. Restablecer el servicio dentro de los dos (2) días hábiles siguientes a la fecha en que la Empresa compruebe que han desaparecido la causa o causas que dieron origen a la suspensión, o dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes si se trata de corte, siempre que se hayan cancelado las sumas adeudadas y demás gastos en que tenga que incurrir la Empresa para la reinstalación o reconexión del servicio.
17. No suspender ni cortar la prestación del servicio mientras medie reclamación o recurso debidamente interpuesto, siempre y cuando la causa que se aduce para proceder a la suspensión o corte sea la misma objeto de la reclamación o recurso.
18. Hacer los descuentos, reparar e indemnizar cuando haya falla en la prestación del servicio, en los términos del artículo 137 de la Ley 142 de 1994.
19. Solicitar al suscriptor y/o usuario no residencial garantizar con un título valor el pago de las facturas a su cargo con sujeción a lo previsto en el inciso final del artículo 147 de la Ley 142 de 1994.
20. Permitir al suscriptor elegir libremente al proveedor de los bienes necesarios para la utilización del servicio, los cuales deben cumplir con los requisitos técnicos exigidos por las autoridades competentes.
21. Tramitar y responder las quejas, peticiones, reclamaciones y recursos conforme con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994, la Resolución CREG-108 de 1997 y las cláusulas de este contrato.
22. Organizar la oficina de peticiones y recursos para atender, recibir, tramitar y responder las peticiones o reclamos y recursos verbales o escritos que presenten los usuarios, los suscriptores o los suscriptores potenciales en relación con el servicio o los servicios que presta la Empresa, en forma oportuna y eficiente.

Las demás que se consagren en disposiciones legales y/o reglamentarias que regulen la materia.

Cláusula Décima Séptima. Obligaciones del suscriptor y/o usuario. El suscriptor y/o usuario, en razón de la celebración del contrato de servicios públicos, asume las siguientes obligaciones básicas:

1. Hacer uso racional y adecuado del servicio que se le preste.
2. Abstenerse de suministrar el servicio a inmuebles distintos del que lo recibe.
3. Adquirir, instalar, mantener, los instrumentos para medir los consumos, de acuerdo con las condiciones técnicas exigidas por la Empresa.
4. Verificar el estado de los equipos de medida y adoptar precauciones eficaces para que no se alteren.
5. Localizar los equipos de medida en zonas de fácil acceso desde el exterior del inmueble, en el caso del suscriptor y/o usuario nuevo.

6. Permitir a la Empresa el retiro, cambio, revisión o reparación de acometida y medidor cuando éstos no cumplan las condiciones técnicas adecuadas para la prestación del servicio. En tales casos el suscriptor o usuario pagará el valor del medidor nuevo, a los precios vigentes, así como los materiales y trabajos derivados de tales obras los cuales podrá contratar libremente con un proveedor de estos servicios.
7. Reparar o reemplazar los equipos de medida, a satisfacción de la Empresa, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos, o cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos. La Empresa debe explicar suficientemente las razones por las cuales el medidor que se encuentra instalado se debe cambiar. Cuando el usuario o suscriptor, pasado un período de facturación, no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los medidores la Empresa podrá hacerlo por cuenta de aquél.
8. Pagar el valor facturado por concepto de la prestación del servicio, así como los demás cobros debidamente autorizados dentro de los plazos establecidos en las respectivas facturas.
9. Solicitar el duplicado de la cuenta, en caso de perderse o extraviarse la factura.
10. No cambiar el uso del servicio sin el lleno de los requisitos exigidos por la Empresa.
11. Escoger libremente al proveedor de los bienes requeridos para la prestación del servicio, los cuales deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos por la Empresa.
12. Solicitar la suspensión del contrato, si conviene en ello la Empresa y los terceros que puedan resultar afectados, previo el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 50 de la Resolución CREG-108 de 1997, en concordancia con lo dispuesto en la cláusula 7.1., de este contrato.
13. Garantizar con un título valor el pago de las facturas, con sujeción a lo previsto en el inciso final del artículo 147 de la Ley 142 de 1994. Esta obligación solamente es exigible para los usuarios no residenciales.
14. Permitir la inspección y revisión técnica de las acometidas y los equipos de medida a los funcionarios de la Empresa o a quienes ella faculte para tal fin, quienes contarán con una identificación que los acredite para realizar la correspondiente labor.
15. Permitir el acceso al inmueble, al personal debidamente acreditado de la Empresa o a quienes ella faculte, con el fin de efectuar la revisión técnica de las instalaciones internas, así como para suspender o cortar el servicio. Para estos efectos, la persona que realice la revisión deberá contar con una identificación que lo acredite para realizar tal labor, dar aviso previo al suscriptor o usuario de manera escrita sobre el día y hora en que se realizará la revisión y respetar las normas del Código de Policía sobre penetración a domicilio ajeno.
16. Dar aviso a la Empresa en forma inmediata de la existencia de fallas o daños en el servicio cuando advierta su ocurrencia.
17. Eliminar la causa de suspensión o corte del servicio cuando tenga como origen causas imputables al suscriptor o usuario y pagar los costos de reconexión en los que tenga que incurrir la Empresa, al igual que satisfacer las demás sanciones previstas en las disposiciones legales vigentes.
18. Pagar los intereses moratorios legales a que haya lugar.
19. Pagar las sanciones pecuniarias que le imponga la Empresa, como resultado de la investigación interna que se realice, con sujeción a las disposiciones vigentes y las cláusulas de este contrato.

20. Realizar las adecuaciones y modificaciones de la acometida exigidas por parte de la Empresa, cuando sean necesarias para la correcta prestación del servicio o para la seguridad de los habitantes del inmueble o terceros, así como asumir sus costos.
21. Pagar el cargo por conexión así como los excedentes que se hubieren causado por cambio de uso, con sujeción a la estructura tarifaria definida para el efecto por las autoridades competentes, en la oportunidad que sea señalada por la Empresa.
22. Informar a la Empresa por escrito, cualquier cambio en las condiciones del inmueble que puedan afectar el servicio.

Las demás contenidas en la Ley 142 de 1994, en sus reglamentaciones y en las disposiciones que la modifiquen, complementen, adicionen o aclaren.

Cláusula Décima Octava. Derechos de las partes contratantes. Sin perjuicio de las obligaciones que asumen cada una de las partes intervinientes en el Contrato de Servicios Públicos, deben entenderse incorporados en éste todos los derechos que, a favor de los suscriptores o usuarios y de las empresas de servicios públicos domiciliarios, estén consagradas en la Ley 142 de 1994, Ley 143 de 1994, Ley 689 de 2001, el Decreto 1842 de 1991, el Decreto 1303 de 1989, y demás disposiciones concordantes, así como en las normas que los modifiquen, adicionen o sustituyan.

IV. ASPECTOS RELACIONADOS CON LA MEDICIÓN DEL CONSUMO Y SU FACTURACIÓN

Cláusula Décima Novena. Medición del consumo. La Empresa y el suscriptor o usuario tienen derecho a que los consumos se midan, a que se empleen para ello los instrumentos de medida que la técnica haya hecho disponibles y a que el consumo sea el elemento principal del precio que se cobre al suscriptor o usuario.

La falta de medición del consumo por acción u omisión de la Empresa, le hará perder el derecho a recibir el precio. La que tenga lugar por acción u omisión del suscriptor o usuario, justificará la suspensión del servicio o la terminación del contrato, sin perjuicio de que la Empresa determine el consumo con sujeción a lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 y en este contrato.

Los equipos de medición que la Empresa exija a los suscriptores o usuarios deberán permitir que puedan hacer uso de las opciones tarifarias y estar en un todo de acuerdo con las que la Empresa ofrezca a cada tipo de suscriptor o usuario.

La medición de los consumos de los suscriptores o usuarios se sujetará a las siguientes reglas:

1. Con excepción de los inquilinatos y de los usuarios incluidos en planes especiales de normalización del servicio, todo suscriptor o usuario deberá contar con equipo de medición individual de su consumo.
2. Cuando un inmueble cuente con una sola acometida y un solo equipo de medida y el servicio se utilice por varias personas naturales o jurídicas, se entenderá que existe un único suscriptor frente a la Empresa. Por tanto, en estos casos, el costo de prestación del

- servicio deberá dividirse en cuotas partes entre los usuarios finales del mismo, y los derechos y obligaciones del contrato de servicios públicos serán exigibles o se harán efectivos por ese único suscriptor. No obstante, cualquier usuario que se encuentre ubicado dentro de un inmueble con tales características tiene derecho a exigir a la Empresa la medición individual de sus consumos siempre y cuando asuma el costo del equipo de medición, caso en el cual a ese usuario se le tratará en forma independiente de los demás.
3. Para la determinación del consumo facturable de los suscriptores o usuarios con medición individual se aplicarán las siguientes reglas:
 - a) Cuando, sin acción u omisión de las partes, durante un período no sea posible medir razonablemente con instrumentos los consumos, su valor podrá establecerse, según lo dispongan las condiciones uniformes, con base en consumos promedios de otros períodos del mismo suscriptor o usuario, o con base en los consumos promedios de suscriptores o usuarios que estén en circunstancias similares, o con base en aforos individuales.
 - b) Cuando a un suscriptor o usuario se la haya retirado el equipo de medida para revisión y/o calibración, o éste se encuentre defectuoso, el consumo podrá establecerse, según lo dispongan las condiciones uniformes, con base en consumos promedios de otros períodos del mismo suscriptor o usuario, o con base en los consumos promedios de suscriptores o usuarios que estén en circunstancias similares, o con base en aforos individuales.
 - c) Cuando el usuario no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los medidores, y la Empresa se abstenga de hacerlo por cuenta del usuario o suscriptor, se entenderá que es omisión de la Empresa la no colocación de los medidores, de conformidad con lo dispuesto en el inciso 3 del artículo 144 y el inciso 4, del artículo 146, ambos de la Ley 142 de 1994.
 4. El consumo facturable a suscriptores o usuarios residenciales que no cuenten con equipos de medida por razones de tipo técnico, de seguridad o de interés social se determinará, con base en el consumo promedio de los últimos seis (6) meses de los suscriptores o usuarios del mismo estrato que cuenten con medida, considerando el mercado total de la empresa.
 5. El consumo facturable a suscriptores o usuarios con medición colectiva se determinará así: primero se establecerá el consumo colectivo con base en la diferencia en el registro del equipo de medida entre dos lecturas consecutivas. Luego se dividirá ese consumo entre el número de suscriptores o usuarios.
 6. El consumo facturable a usuarios localizados en zonas de asentamientos subnormales o marginales, a los cuales se les presta el servicio mediante programas provisionales de normalización del mismo y que no cuenten con medida individual, se determinará con base en el promedio de los últimos seis (6) meses de los suscriptores o usuarios del estrato socioeconómico predominante en el sector donde se encuentre ubicado el usuario atendido por esa Empresa.

Cláusula Vigésima. Facturación. En la factura emitida por la Empresa se cobrarán los consumos y demás servicios prestados directamente según las tarifas autorizadas y publicadas de acuerdo con lo establecido en la ley.

Las facturas de cobro contendrán como mínimo la siguiente información:

- a) Nombre de la empresa responsable de la prestación del servicio.
- b) Nombre del suscriptor o usuario, y dirección del inmueble receptor del servicio.
- c) Estrato socioeconómico y clase de uso del servicio.
- d) Período por el cual se cobra el servicio, consumo correspondiente a ese período y valor.
- e) Lectura anterior del medidor de consumo, si existiere.
- f) Lectura actual del medidor de consumo, si existiere.
- g) Causa de la falta de lectura en los casos en que no haya sido posible realizarla.
- h) Fechas máximas de pago oportuno, fecha de suspensión y/o corte del servicio y valor total de la factura.
- i) Consumo en unidades físicas de los últimos seis (6) períodos, cuando se trate de facturaciones mensuales, y de los últimos tres (3) períodos, cuando se trate de facturaciones bimestrales; en defecto de lo anterior, deberá contener el promedio de consumo, en unidades correspondientes, al servicio de los seis (6) últimos meses.
- j) Los cargos expresamente autorizados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, (CREG).
- k) Valor de las deudas atrasadas.
- l) Cuantía de los intereses moratorios y señalamiento de la tasa aplicada.
- m) Monto de los subsidios y la base de su liquidación.
- n) Cuantía de la contribución de solidaridad, así como el porcentaje aplicado para su liquidación.
- o) Sanciones de carácter pecuniario.
- p) Cargos por concepto de reconexión o reinstalación.
- q) Otros cobros autorizados.
- r) El Costo de Prestación del Servicio con base en el cual se definió la tarifa aplicada a la liquidación del consumo facturado y la desagregación de dicho Costo por actividad. Para el servicio público domiciliario de electricidad se incluirán los valores unitarios de cada uno de los componentes del Costo de Prestación del Servicio (Cu), determinados de acuerdo con la fórmula tarifaria general definida en la resolución CREG de 2007.
- s) Los comercializadores de energía eléctrica deberán incluir en la factura, la información sobre calidad del servicio de acuerdo con la regulación vigente.

La Empresa no podrá cobrar servicios no prestados, tarifas ni conceptos diferentes a los previstos en las condiciones uniformes del contrato, ni podrá alterar la estructura tarifaria definida. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 148 de la ley 142 de 1994, en los contratos se pactará la forma, tiempo, sitio y modo en que la Empresa hará conocer la factura a los suscriptores o usuarios y el conocimiento se presumirá de derecho cuando la Empresa cumpla lo estipulado. Corresponde a la Empresa demostrar su cumplimiento. El suscriptor o usuario no estará obligado a cumplir las obligaciones que le cree la factura, sino después de conocerla.

La Empresa deberá entregar las facturas respectivas por lo menos con cinco (5) días hábiles de antelación a la fecha de vencimiento del plazo en que debe efectuarse el pago. De no encontrarse el suscriptor o usuario la factura correspondiente se deberá dejar en el sitio de acceso al inmueble o a la unidad residencial.

En las localidades, zonas o lugares donde no se puedan despachar las cuentas de cobro directamente al suscriptor o usuario, la Empresa deberá informar con anticipación para que la reclamen en los lugares señalados para ello. Lo anterior se aplicará en los casos en que por causas ajenas a la Empresa la entrega de la factura no fuere posible.

Cláusula Vigésima Primera. Mérito ejecutivo de la factura. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 130 de la Ley 142 de 1994, la factura expedida por la Empresa debidamente firmada por su Representante Legal o por quien haga sus veces prestará mérito ejecutivo de acuerdo con las normas del derecho comercial y civil. En consecuencia, no pagada una factura dentro del plazo señalado por la Empresa podrá ser cobrada ejecutivamente ante los jueces competentes o bien ejerciendo la jurisdicción coactiva por las empresas oficiales de servicios públicos, sin perjuicio de la aplicación de las demás sanciones legales y contractuales a que haya lugar.

Cláusula Vigésima Segunda. Cobro de varios servicios públicos. De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 147 de la Ley 142 de 1994, la Empresa podrá emitir factura conjunta para el cobro de los diferentes servicios que hacen parte de su objeto y para aquellos prestados por otras empresas de servicios públicos con las cuales hayan celebrado convenios con tal propósito.

En las facturas en las que se cobren varios servicios será obligatorio totalizar por separado cada servicio, cada uno de los cuales podrá ser pagado independientemente de los demás. Las sanciones aplicables por no pago procederán únicamente respecto del servicio que no pague.

En los casos en que, en forma conjunta con el servicio de energía eléctrica, se facturen los servicios de saneamiento básico, y en particular los de aseo público y alcantarillado; no podrán cancelarse éstos con independencia de aquellos salvo que exista prueba de mediación, petición, queja o recurso debidamente interpuesto ante la entidad prestataria del servicio de saneamiento básico, aseo o alcantarillado.

Cláusula Vigésima Tercera. Facturación en caso de desviaciones significativas. Mientras se establece la causa de desviación del consumo, la empresa determinará el consumo con base en los consumos anteriores del usuario, o con los consumos promedios de suscriptores o usuarios en circunstancias semejantes, o mediante aforo individual de acuerdo con lo establecido en los contratos de condiciones uniformes. En la factura de cobro deberá especificarse la causa de la desviación. Una vez aclarada la causa de las desviaciones, la empresa procederá a establecer las diferencias entre los valores facturados que serán abonados o cargados al suscriptor o usuario, según sea el caso, en el siguiente período de facturación.

Cláusula Vigésima Cuarta. Falla en la prestación del servicio. La prestación de un servicio de buena calidad es la obligación principal de la Empresa en el Contrato de Servicios Públicos. El incumplimiento de la Empresa en la prestación del servicio en las condiciones establecidas en el presente contrato se denomina, para estos efectos, falla en la prestación del servicio.

La falla en la prestación del servicio da derecho al suscriptor o usuario, desde el momento en el que se presente, a la resolución del contrato o a su cumplimiento con las siguientes reparaciones:

1. A que no se le haga cobro alguno por conceptos distintos del consumo o de la adquisición de bienes o servicios efectivamente recibidos, si la falla ocurre continuamente durante un término de quince (15) días o más, dentro de un mismo período de facturación. El descuento en el cargo fijo opera de oficio por parte de la Empresa.
2. A la indemnización de perjuicios que en ningún caso se tasarán en menos del valor del consumo de un día del usuario afectado por cada día en que el servicio haya fallado totalmente o en proporción a la duración de la falla; más el valor de las multas, sanciones o recargos que la falla le haya ocasionado al suscriptor o usuario; más el valor de las inversiones o gastos en que el suscriptor o usuario haya incurrido para suplir el servicio.

La indemnización de perjuicios no procede si hay fuerza mayor o caso fortuito. No podrán acumularse, en favor del suscriptor o usuario, el valor de las indemnizaciones a las que dé lugar este numeral con el de las remuneraciones que reciba por las sanciones impuestas a la Empresa por las autoridades, si tienen la misma causa.

No es falla en la prestación del servicio la suspensión que haga la Empresa para:

1. Hacer reparaciones técnicas, mantenimientos periódicos y racionamientos por fuerza mayor, siempre que de ello se dé aviso amplio y oportuno a los suscriptores o usuarios.
2. Evitar perjuicios que se deriven de la inestabilidad del inmueble o del terreno, siempre que se haya empleado toda la diligencia posible, dentro de las circunstancias, para que el suscriptor o usuario pueda hacer valer sus derechos.

V. SUSPENSIÓN Y CORTE DEL SERVICIO

Cláusula Vigésima Quinta Suspensión del servicio. La suspensión del servicio procede en los siguientes casos:

1. De común acuerdo: Cuando lo solicite el suscriptor o usuario, si convienen en ello la Empresa y los terceros que puedan resultar afectados, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 49 y 50 de la Resolución CREG-108 de 1997.
2. Por fuerza mayor o caso fortuito.
3. En interés del servicio. Habrá suspensión en interés del servicio, en los siguientes casos:
 - 3.1. Hacer reparaciones técnicas, mantenimientos periódicos a las redes o equipos eléctricos del sistema de potencia, racionamientos por fuerza mayor,

condiciones de inseguridad y deslastre por carga de baja frecuencia, dando aviso amplio y oportuno a los suscriptores o usuarios, siempre que las circunstancias lo permitan.

3.2. Evitar perjuicios que se deriven de la inestabilidad del inmueble o del terreno, siempre que se haya empleado toda la diligencia posible, dentro de las circunstancias, para que el suscriptor o usuario pueda hacer valer sus derechos.

4. Por incumplimiento del suscriptor o usuario.

5. Además de los eventos establecidos en la Ley 142 de 1994, en los siguientes casos:

- a) No pagar en la fecha señalada en la factura para la suspensión del servicio, salvo que exista reclamación o recurso interpuesto.
- b) Hacer conexiones fraudulentas o sin autorización de la Empresa.
- c) Dar al servicio público domiciliario un uso distinto al declarado o convenido con la Empresa, o ensanchar, reconstruir o reemplazar el inmueble por otra edificación sin dar aviso a ésta.
- d) Proporcionar, en forma temporal o permanente, el servicio público domiciliario a otro inmueble o usuario distinto al beneficiario del servicio.
- e) Realizar modificaciones en las acometidas o hacer conexiones externas, sin autorización previa de la Empresa.
- f) Adulterar las conexiones o aparatos de medición o de control, o alterar el normal funcionamiento de éstos.
- g) Dañar, retirar o cambiar el equipo de medida; retirar, romper o adulterar cualquiera de los sellos instalados en los equipos de medida, o que los existentes no correspondan con los instalados por la Empresa.
- h) Interferir en la utilización, operación o mantenimiento de las líneas, redes y demás equipos necesarios para suministrar el servicio público domiciliario, sean de propiedad de la Empresa o de los suscriptores o usuarios.
- i) Impedir a los funcionarios autorizados por la Empresa, debidamente identificados, la inspección de las instalaciones internas, equipos de medida y la lectura de los contadores.
- j) No permitir el traslado del equipo de medición, la reparación o cambio justificado del mismo, cuando sea necesario para garantizar una correcta medición.
- k) No ejecutar dentro del plazo fijado la adecuación de las instalaciones internas que, por razones técnicas o de seguridad en el suministro del servicio, exija la Empresa de acuerdo con las normas vigentes.
- l) Conectar equipos sin la autorización de la Empresa a las acometidas.
- m) Efectuar sin autorización de la Empresa una reconexión cuando el servicio se encuentre suspendido.
- n) Parcelar, urbanizar o construir sin licencias requeridas por el municipio, o cuando éstas hayan caducado o en contravención a lo preceptuado en ellas, salvo cuando exista prueba de habitación permanente de personas en el predio.

Parágrafo. Durante la suspensión ninguna de las partes puede tomar medidas que hagan imposible el cumplimiento de las obligaciones recíprocas. Durante la suspensión, la

Empresa puede ejercer todos los demás derechos que las leyes y las condiciones uniformes de este contrato le conceden en el evento de incumplimiento del suscriptor o usuario.

Cláusula Vigésima Sexta. Término para suspender el servicio. El servicio prestado por la Empresa al sector residencial urbano dentro del término previsto en el contrato de arrendamiento denunciado en concordancia con el artículo 15 de la ley 820 de 2003 y de su decreto reglamentario 3130 de 2003 o las normas que los adicionen, modifiquen o sustituyan, podrá ser suspendido al vencimiento de un período de facturación. La suspensión del servicio a los demás sectores y a los inmuebles no entregados en arrendamiento o que hayan sido arrendados sin denuncia del contrato en las condiciones indicadas en las normas mencionadas, se hará al vencimiento de dos períodos de facturación. En todo caso en la factura se indicará el plazo máximo para su pago.

Cláusula Vigésima Séptima. Procedimiento previo a la suspensión del servicio. La Empresa realizará el siguiente procedimiento previo a la suspensión del servicio, según la causal de que se trate:

1. Por falta de pago oportuno: Salvo que exista reclamación o recurso interpuesto, se procederá a la suspensión del servicio cuando se acumulen tres períodos de facturación sucesivos sin que se cancelen las sumas facturadas. No obstante lo anterior, la Empresa continuará emitiendo factura por el término de seis meses más, y durante ese tiempo el suscriptor o usuario podrá pagar las sumas adeudadas, los intereses por mora y las demás sumas a que haya lugar para obtener la reconexión del servicio. Una vez vencido este término sin que se haya cancelado lo adeudado se cortará el servicio y se procederá a iniciar las acciones de recuperación de cartera.
2. Por hacer conexiones fraudulentas o sin autorización de la Empresa: Cuando la Empresa encuentre que se han realizado conexiones fraudulentas se procederá al retiro de las mismas, se normalizará la situación, se levantará un acta de revisión de instalación y se continuará con todo el trámite para la imposición de la sanción de suspensión.
3. Por dar al servicio de energía un uso distinto al declarado o convenido con la Empresa: En este evento se darán (xx) meses para la normalización y legalización de la nueva situación, se indicará el trámite correspondiente para el efecto y se procederá al cambio de tarifa en la facturación a partir de la fecha de la detección. Adicionalmente, si no se diere la normalización o legalización en el plazo establecido se procederá a la suspensión del servicio.
4. Por proporcionar energía eléctrica a otro inmueble o usuario distinto del beneficiario del servicio: En este caso se informará por escrito al responsable de la instalación el trámite para normalizar o legalizar el servicio con un plazo de (xx) meses para el efecto. Si no se diere la normalización o legalización en el tiempo establecido se procederá a la suspensión del servicio.
5. Por aumentar sin autorización de la Empresa la carga o capacidad instalada por encima de la contratada: Detectada esta anomalía se procederá a levantar un acta de revisión de instalación en la que se indique la capacidad o carga aumentada sin

autorización y se le informará al interesado el trámite para la normalización de la situación. En el evento de no iniciarse en forma oportuna y sin justificación los trámites de normalización, se procederá a la suspensión del servicio una vez en firme la sanción impuesta por la Empresa con sujeción a la ley.

6. Por adulterar las conexiones o aparatos de conexión o de control o alterar su normal funcionamiento: Se procederá a levantar el acta de revisión de instalación de energía, en la que se dejará constancia sobre la situación encontrada y se normalizará la instalación o se informará sobre el trámite a seguir para su legalización, si es del caso.
7. Por dañar o retirar el equipo de medida: Se procederá según lo establecido en el numeral 6 de esta cláusula.
8. Por retirar, romper o adulterar uno cualquiera de los sellos, o cuando los sellos encontrados no correspondan a los instalados por la Empresa: Se procederá a informar la anomalía encontrada y se elaborará el acta de revisión de instalación de energía. Cuando se trate de sellos del equipo de medida se retirará éste y se llevará al laboratorio autorizado para su revisión y se procederá a iniciar la actuación respectiva para determinar la responsabilidad de la anomalía. Una vez revisado el equipo de medida en el laboratorio se procederá a la normalización de la instalación o se le informará al usuario el trámite a seguir para su instalación. Si no se trata de sellos en el equipo de medida se procederá a levantar el acta de revisión de la instalación y a tramitar la sanción correspondiente.

Parágrafo. En los casos previstos en esta cláusula, además de las sanciones impuestas por la Empresa, se dará aviso en cuanto corresponda a las autoridades competentes en el evento en que las conductas o los hechos en que hubiere incurrido el suscriptor y/o usuario puedan dar lugar a sanciones de naturaleza distinta a las administrativas.

Cláusula Vigésima Octava. Corte del servicio. Habrá lugar a éste por:

1. El no pago oportuno en la fecha que la Empresa señale en la factura para el corte del servicio.
2. Efectuar la reconexión no autorizada del servicio, por más de dos (2) veces consecutivas, siempre que no se haya eliminado la causa de la suspensión.
3. Incurrir por más de dos (2) veces en la adulteración de conexiones o aparatos de medición o de control, o en alteraciones que impidan el funcionamiento normal de los mismos.

Parágrafo. Procedimiento para el corte del servicio. Cuando se incurra en alguna de las causales tipificadas en este contrato de servicios públicos, en la ley o en el reglamento respectivo para corte del servicio, la Empresa procederá al corte del servicio de energía, cancelará la matrícula y se perderá así el derecho al servicio. De lo anterior se dejará constancia escrita en el inmueble indicando la causa del corte y el trámite para solicitar nuevamente el servicio.

Cláusula Vigésima Novena. Restablecimiento del servicio. Cuando la suspensión o el corte sean imputables al suscriptor o usuario, éste deberá eliminar su causa, pagar todos los gastos de reinstalación o reconexión en los que la Empresa incurra y las demás sanciones previstas en la ley y en este contrato. Una vez el suscriptor o usuario cumpla las condiciones para la reconexión o reinstalación del servicio la Empresa restablecerá el servicio en un término que no podrá exceder de tres días.

Cláusula Trigésima. Terminación del contrato. Podrá ponerse fin a este contrato:

1. Por mutuo acuerdo, siempre que los terceros a quienes afecte convengan en ello. En este caso, el solicitante entregará a la Empresa, junto con la petición, los documentos que permitan establecer la manifestación de voluntad dada por los terceros en mención. El peticionario será responsable por los daños que les cause a éstos en razón de la terminación del contrato sin haber obtenido su consentimiento previo.
2. Por parte de la Empresa, cuando se compruebe fraude del suscriptor o usuario respecto de la solicitud del servicio o en la factura.
3. Por condiciones técnicas que, a juicio de la Empresa, hagan imposible la prestación del servicio.
4. Por solicitud del suscriptor o usuario, siempre que no afecte a terceros, presentada con dos (2) meses de anticipación a la fecha a partir de la cual se desea la terminación.
5. Por la demolición del inmueble, cuando la Empresa lo considere conveniente y sin perjuicio de los derechos de éstas.
6. Por parte del suscriptor o usuario cuando la Empresa incurra en falla en la prestación del servicio.
7. Por decisión unilateral del suscriptor o usuario por cambio de comercializador. Con excepción de los suscriptores o usuarios localizados en áreas de servicio exclusivo y de los contratos a término fijo, el suscriptor o usuario podrá dar por terminado el contrato de servicios públicos suscrito con un comercializador con el fin de suscribir un contrato con otro comercializador siempre y cuando su permanencia con el primero haya sido por un período mínimo de doce (12) meses y se encuentre a paz y salvo por el pago de las obligaciones emanadas del contrato o garantice con título valor el pago de las obligaciones a su cargo, según lo indicado en el artículo 147 de la Ley 142 de 1994. Los usuarios residenciales no están obligados a constituir esta garantía. La Empresa no podrá exigir que el suscriptor o usuario dé aviso de terminación por esta causal con una antelación superior a un período de facturación.
8. Por haber transcurrido (xx) meses desde la suspensión del servicio. Una vez terminado el contrato, la Empresa no remitirá más facturas al inmueble.
9. Por reincidir en un período de dos años en el incumplimiento de cualquiera de estas obligaciones:

- a) Dar al servicio público domiciliario un uso distinto al declarado o convenido con la Empresa.
- b) Conectar, sin la autorización de la Empresa, equipos a las acometidas.
- c) Proporcionar, en forma temporal o permanente, el servicio público domiciliario a otro inmueble o usuario distinto al beneficiario del servicio.
- d) Realizar modificaciones en las acometidas o hacer conexiones externas sin autorización previa de la Empresa.
- e) Aumentar los diámetros de las acometidas sin autorización previa de la Empresa.
- f) Adulterar las conexiones o aparatos de medición o de control o alterar el normal funcionamiento de éstos.
- g) No permitir el traslado del equipo de medición, la reparación o cambio justificado del mismo, cuando sea necesario para garantizar una correcta medición.
- h) Interferir en la utilización, operación o mantenimiento de las redes y/o demás equipos necesarios para suministrar el servicio público domiciliario, sean de propiedad de la Empresa o de los suscriptores o usuarios.
- i) Impedir a los funcionarios autorizados por la Empresa y debidamente identificados, la inspección de las instalaciones internas, equipos de medida y la lectura de los contadores.

10. Por las demás causas contempladas en la ley.

Parágrafo. Procedimiento previo a la terminación en estos eventos. La Empresa enviará una comunicación escrita al suscriptor o usuario señalándole las causas por las cuales se dará por terminado el contrato. Contra este acto caben los recursos de reposición y apelación en los términos del artículo 154.1 de la Ley 142 de 1994, salvo cuando se pretenda discutir un acto de facturación que no fue objeto de recurso oportuno.

Cláusula Trigésima Primera. Efectos de la terminación. En virtud de la terminación del contrato la Empresa pondrá fin al suministro del servicio y retirará las acometidas y medidores del inmueble. Para obtener nuevamente el servicio, el suscriptor potencial deberá adelantar todos los trámites necesarios como si fuera un nuevo usuario.

VI. PETICIONES, QUEJAS Y RECURSOS

Cláusula Trigésima Segunda. Presentación de peticiones, quejas y recursos. El suscriptor y/o el usuario puede presentar a la Empresa peticiones, quejas y recursos en relación con el contrato de servicios públicos, en los términos definidos por las disposiciones legales y reglamentarias, y lo previsto en este contrato. El ejercicio del derecho de petición comprende la formulación de consultas.

Los aspectos relacionados con los plazos para formular peticiones, quejas y recursos, su respectivo trámite, y la oportunidad para que la empresa los decida se regirán por lo dispuesto en la Ley 142 de 1994, las condiciones uniformes adoptadas por la empresa y por este contrato. Los aspectos no regulados expresamente en tales normas se sujetarán a las disposiciones generales del Código Contencioso Administrativo aplicables en esta materia.

Las normas sobre presentación, trámite y decisión de recursos se interpretarán y aplicarán teniendo en cuenta las costumbres de las empresas comerciales en el trato con su clientela, de modo que, en cuanto la ley no disponga otra cosa, se proceda de acuerdo con tales costumbres.

Las peticiones, quejas y recursos serán recibidos, atendidos y tramitados a través de la Oficina de Peticiones, Quejas y Recursos de la empresa.

Cláusula Trigésima Tercera. Peticiones. El suscriptor y/o usuario tienen derecho a formular peticiones respetuosas a la Empresa en relación con los asuntos referentes al contrato de servicios públicos. Tales peticiones podrán formularse en interés general o particular, en forma verbal o mediante escrito, que se presenta ante la Oficina de Peticiones, Quejas y Recursos.

La Empresa pondrá a disposición de los interesados, formatos preimpresos para que los diligencien en lo que corresponda y añadan las informaciones o aclaraciones que se consideren necesarias en relación con la petición que se formula.

Cuando el suscriptor y/o usuario formule su petición en forma verbal, la Empresa la contestará de la misma manera, si fuere posible; si no lo es, se expedirá una constancia de su formulación indicando el día y hora en que el interesado podrá volver por su respuesta dentro del plazo señalado en la cláusula anterior. Al resolverla se podrá hacer verbalmente o por escrito dejando constancia de ello en el primer caso.

Recibida la petición en la Empresa el servidor designado al efecto verificará el cumplimiento de los requisitos que sean necesarios para resolver de fondo. Si observare el incumplimiento de alguno de ellos, se oficiará al peticionario por una sola vez para que subsane las fallas de que adolece.

El requerimiento interrumpirá los términos establecidos para decidir por parte de la Empresa. Desde el momento en que el peticionario aporte nuevos documentos o informaciones con el propósito de satisfacer el requerimiento comenzarán otra vez a correr los términos para decidir, pero la Empresa no podrá solicitar más información adicional y decidirá con base en los documentos e informaciones que se dispongan.

Cuando la petición fuere presentada personalmente y no se acompañare de los documentos o informaciones necesarias, en el acto de recibo se le podrá indicar al peticionario los que falten; si insiste en que se radique se hará dejando constancia expresa de las advertencias que le fueron hechas.

La Empresa responderá la petición dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de su presentación. Cuando no le fuere posible resolver o responder tal petición en el plazo señalado lo deberá informar así al peticionario expresándole los motivos de la demora y señalando la fecha cierta en que lo hará.

Las peticiones que se realicen a través de medios electrónicos como internet o vía fax, surtirán el trámite de las peticiones escritas. La fecha de recepción será la del envío del correo electrónico o la fecha del reporte de transmisión del fax, según sea del caso.

Si el peticionario no presenta los documentos, informaciones o requisitos que se le hayan solicitado en el término de dos (2) meses se entenderá que desiste de su petición. Sin embargo el interesado podrá presentar posteriormente una nueva petición sobre el mismo asunto conforme lo establece el artículo 13 del Código Contencioso Administrativo.

Cláusula Trigésima Cuarta. Quejas. Mediante la queja, el suscriptor y/o usuario pone de manifiesto su inconformidad con la actuación de determinado o determinados funcionarios o su inconformidad con la forma y condiciones en que se ha prestado el servicio, con el fin de que se corrijan o adelanten las investigaciones del caso y se impongan las sanciones procedentes. El procedimiento señalado para resolver las peticiones se aplicará para atender las quejas formuladas por el suscriptor y/o usuario.

Cláusula Trigésima Quinta. Reclamaciones. En virtud de las reclamaciones, el suscriptor o usuario solicita a la Empresa la revisión mediante una actuación preliminar de la facturación de los servicios públicos y tome una decisión final o definitiva del asunto en un todo de conformidad con los procedimientos previstos en el presente contrato en la Ley 142 de 1994 y en el Código Contencioso Administrativo.

El procedimiento señalado para resolver las peticiones se utilizará para atender las reclamaciones presentadas por el suscriptor y/o usuario.

Cláusula Trigésima Sexta. Denegación de peticiones. La negativa en cualquier petición será siempre motivada y se notificará al interesado en los términos y con los requisitos establecidos en el Código Contencioso Administrativo.

Cláusula Trigésima Séptima. Rechazo de la petición. Habrá lugar a rechazar la petición cuando se presente en forma irrespetuosa o desobligante, utilizando amenazas, improperios, insultos, ofensas, afrentas o provocaciones, entre otras.

Cláusula Trigésima Octava. Recursos. Es un acto del suscriptor o usuario para obligar a una persona prestadora de servicios públicos a revisar ciertas decisiones que afectan la prestación del servicio o la ejecución del contrato. Comprende los recursos de reposición y apelación.

Contra los actos de la Empresa mediante los cuales se nieguen la prestación del servicio y contra los de suspensión, terminación, corte, facturación, e imposición de multas, procede el recurso de reposición y el de apelación en los casos en que expresamente lo consagre la Ley.

No son procedentes los recursos contra los actos de suspensión, terminación y corte, si con ellos se pretende discutir un acto de facturación que no fue objeto de recurso oportuno.

Los recursos no requieren presentación personal, ni intervención de abogado, aunque se emplee un mandatario. La Empresa no exigirá la cancelación de la totalidad de la factura como requisito para atender una reclamación o recurso relacionada con ésta. El suscriptor o usuario sólo deberá acreditar el pago de las sumas que no han sido objeto de recurso, o del promedio del consumo de los últimos cinco períodos. La Empresa tiene un término de

quince (15) días hábiles contados a partir de la fecha de su presentación, para resolver el recurso interpuesto. Pasado este término y salvo que se demuestre que el suscriptor o usuario auspicó la demora, o que se requirió de la práctica de pruebas, se entenderá que el recurso ha sido resuelto en forma favorable respecto de quien interpuso la queja, reclamación o recurso.

El recurso de apelación, cuando haya sido concedido expresamente por la ley, será subsidiario del de reposición. Cuando para decidir las reclamaciones o resolver los recursos interpuestos sea necesaria la práctica de pruebas, se informará al reclamante y se le anunciará el período durante el cual se practicarán las mismas.

Cláusula Trigésima Novena. Recurso de reposición. El recurso de reposición debe interponerse por escrito dentro de los cinco (5) días siguientes a aquél en que la Empresa pongan el acto en conocimiento del suscriptor o usuario ante la misma Empresa. El recurso de reposición contra los actos que resuelven las reclamaciones por facturación debe interponerse dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de conocimiento de la decisión. En ningún caso proceden reclamaciones contra facturas que tuviesen más de cinco (5) meses de haber sido expedidas por las Empresas.

Cláusula Cuadragésima. Notificación de los recursos. La notificación de los recursos se hará de la siguiente forma: Si la actuación se inició por petición verbal la notificación personal podrá hacerse de la misma manera. Si no hay otro medio más eficaz de informar al interesado para hacer la notificación personal se le enviará por correo certificado una citación a la dirección que aquél haya anotado al intervenir por primera vez en la actuación, o en la nueva que figure en comunicación hecha especialmente para tal propósito. La constancia del envío se anexará al expediente. El envío se hará dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la expedición del acto.

Cláusula Cuadragésima Primera. Modificaciones. Cualquier modificación que se introduzca al contrato por parte de la Empresa, siempre que no constituya abuso de posición dominante, se entenderá incorporada al mismo y deberá ser notificada en la factura o a través de medios de amplia circulación dentro de los (XX) días siguientes a la fecha en que se efectuó.

Condiciones Especiales. La Empresa y el suscriptor y/o usuario podrán pactar condiciones especiales para la prestación del servicio.

Resolución CREG 091 de 2007

Por la cual se establecen las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 de 1994 y 143 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, 2696 de 2004
y

CONSIDERANDO:

Que según el Artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994 la Comisión de Regulación de Energía y Gas es competente para regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene la función de regular los monopolios en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante y produzcan servicios de calidad;

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 3 de la Ley 143 de 1994 corresponde al Estado regular las situaciones donde el monopolio natural no permita la prestación eficiente del servicio de energía en condiciones de libre competencia;

Que el Artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994 y 20 de la Ley 143 de 1994, atribuyeron a la Comisión de Regulación de Energía y Gas la facultad de establecer las fórmulas para la fijación de las tarifas del servicio público domiciliario de electricidad y definir la metodología para el cálculo de las tarifas aplicables a los usuarios regulados de este servicio;

Que de acuerdo con el Artículo 73.20 de la Ley 142 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas determina cuándo se establece el régimen de libertad regulada o libertad vigilada o señalar cuándo hay lugar a la libre fijación de tarifas;

Que el Artículo 87 de la Ley 142 de 1994, estableció que el régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia;

Que el artículo 87.9 de la Ley 142 de 1994, modificado por la Ley 1151 de 2007, establece que: *"..... las entidades públicas podrán aportar bienes o derechos a las empresas de servicios públicos domiciliarios. En estos casos, el valor de dichos bienes y/o derechos no*

podrán incluirse para los efectos del cálculo de las tarifas que hayan de cobrarse a los usuarios. Las Comisiones de Regulación establecerán los mecanismos para garantizar la reposición de estos bienes.

Que según lo dispuesto por el Artículo 88.1 de la Ley 142 de 1994, la Comisión Reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas;

Que según lo dispone el Artículo 90 de la Ley 142 de 1994, las comisiones de regulación al definir sus tarifas pueden implementar varias alternativas y siempre podrán plantear y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas;

Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 90.2 de la Ley 142 de 1994, podrá incluirse dentro de las fórmulas tarifarias un cargo fijo que refleje los costos económicos involucrados en garantizar la disponibilidad permanente del servicio para el usuario, independientemente del nivel de uso;

Que el Artículo 91 de la Ley 142 de 1994 dispuso que para establecer las fórmulas tarifarias se calculará por separado, cuando sea posible, una fórmula para cada una de las diversas etapas del servicio;

Que el Artículo 6 de la Ley 143 de 1994, entre otros aspectos, establece que las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se registrarán por el principio de adaptabilidad que conduce a la incorporación de los avances de la ciencia y la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico;

Que de conformidad con el artículo 74 de la Ley 143 de 1994, las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica localizadas en las Zonas No Interconectadas podrán desarrollar en forma integrada las actividades de generación, distribución y comercialización;

Que según lo previsto en la Ley 142 de 1994, Artículo 18, todas las personas jurídicas están facultadas para hacer inversiones en empresas de servicios públicos;

Que mediante documento CONPES 3453, el Consejo Nacional de Política Económica y Social recomendó a la Comisión adelantar las siguientes acciones: Que en el término de un año diseñe un esquema tarifario apropiado para las ZNI, que contemple: i) los costos reales de la generación de energía eléctrica en las ZNI; ii) los costos de administración, operación, mantenimiento y reposición de redes según las características particulares de las zonas; iii) rentabilidad coherentes con los riesgos inherentes a la gestión de un servicio de energía eléctrica en estas zonas; iv) las características demográficas de las diferentes localidades; y v) el costo de mantener el Centro Nacional de Monitoreo como una unidad independiente para el sector;

Que de conformidad con lo establecido en el artículo 24 de la Ley 143 de 1994 la construcción de plantas generadoras está permitida a todos los agentes económicos;

Que la gran mayoría del parque instalado de generación en las ZNI funciona con combustibles fósiles y que para asegurar la continuidad del servicio los cargos regulados deben reflejar los costos reales de prestación del servicio;

Que conforme a lo establecido en el artículo 71 de la Ley 143 de 1994, le corresponde al Gobierno Nacional ejecutar directamente o a través de terceros, las actividades relacionadas con la generación, transmisión y distribución de energía en Zonas no Interconectadas del país, para lo cual deberá promover inversiones eficientes con los recursos del presupuesto nacional;

Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 35 de la Ley 142 de 1994, las Comisiones de Regulación podrán exigir, por vía general, que las empresas adquieran el bien o servicio que distribuyan, a través de licitaciones públicas o cualquier otro procedimiento que estimule la concurrencia de oferentes;

Que el Artículo 40 de la Ley 142 de 1994 permite a las entidades territoriales competentes la creación de Áreas de Servicio Exclusivo, por motivos de interés social y con el propósito de que la cobertura de los servicios públicos de distribución domiciliaria de energía eléctrica, se pueda extender a las personas de menores ingresos, mediante invitación pública;

Que de conformidad con el Parágrafo 1° del Artículo 40 de la Ley 142 de 1994 la comisión de regulación respectiva definirá, por vía general, cómo se verifica la existencia de los motivos que permiten la inclusión de áreas de servicio exclusivo en los contratos, así como los lineamientos generales y las condiciones a las cuales deben someterse ellos; y, antes de que se abra una licitación que incluya estas cláusulas dentro de los contratos propuestos, verificará que ellas sean indispensables para asegurar la viabilidad financiera de la extensión de la cobertura a las personas de menores ingresos;

Que el Artículo 65 de la Ley 1151 de 2007 estableció que *"El Ministerio de Minas y Energía diseñará esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas no Interconectadas. Para este propósito, podrá establecer áreas de servicio exclusivo para todas las actividades involucradas en el servicio de energía eléctrica"*;

Que de acuerdo con lo establecido en el Artículo 978 del Código de Comercio, cuando la prestación de un servicio público está regulada por el Gobierno, las condiciones de los contratos deberán sujetarse a los respectivos reglamentos;

Que el Artículo 11 de la Ley 143 de 1994, derogado por el Artículo 1° de la Ley 855 de 2003 define las Zonas No Interconectadas como: *"Para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectados al Sistema Interconectado Nacional, SIN."*;

Que la Ley 697 de 2001, establece que el Ministerio de Minas y Energía formulará los lineamientos de las políticas, estrategias e instrumentos para el fomento y la promoción de las fuentes no convencionales de energía, con prelación en las zonas no interconectadas;

Que por lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas consideró conveniente incluir un incentivo a tecnologías que utilicen fuentes de energía renovables que se desarrollen en las Zonas no Interconectadas del país;

Que según el Artículo 1° de la Ley 855 de 2003 aquellas áreas geográficas que puedan interconectarse al SIN en condiciones ambientales, económicas y financieras viables y sostenibles, se excluirán de las Zonas No Interconectadas, cuando empiecen a recibir el servicio de energía eléctrica del SIN, una vez se surtan los trámites correspondientes y se cumplan los términos establecidos en la regulación vigente establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas;

Que mediante el Decreto 3537 de 2003, el Gobierno Nacional reglamentó los Artículos 63 y 64 de la Ley 812 de 2003, en relación con el programa de normalización de redes eléctricas y los esquemas diferenciales de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica;

Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 3 de la Ley 1117 de 2006, la aplicación de subsidios al costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica de los usuarios de los estratos socioeconómicos 1 y 2 a partir del mes de enero de 2007 hasta diciembre del año 2010, deberá hacerse de tal forma que el incremento tarifario a estos usuarios en relación con sus consumos básicos o de subsistencia corresponda en cada mes como máximo a la variación del Índice de Precios al Consumidor;

Que el Artículo 2 de la Ley 1117 de 2006 adicionó un numeral al Artículo 99 de la Ley 142 de 1994, así: *"99.10.- Los subsidios del sector eléctrico para las zonas no interconectadas se otorgarán a los usuarios en las condiciones y porcentajes que defina el Ministerio de Minas y Energía, considerando la capacidad de pago de los usuarios en estas zonas"*;

Que para dar cumplimiento a lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG-001 de 2007 adicionada y aclarada por la Resolución CREG-006 de 2007, las cuales tienen aplicación en las Zonas No Interconectadas;

Que el Artículo 65 de la Ley 1151 de 2007, estableció *"Adicionalmente, en las Zonas no Interconectadas la contribución especial en el sector eléctrico de que trata el Artículo 47 de la Ley 143 de 1994, no se aplicará a usuarios no residenciales y a usuarios no regulados"*;

Que mediante la Ley 1118 de 2006, el Gobierno Nacional autorizó la emisión y enajenación de acciones de ECOPEL S.A. y estableció que en adelante la entidad no estará obligada a asumir cargas fiscales diferentes a las derivadas del desarrollo de su objeto social;

Que lo anterior implica que el costo de combustibles fósiles utilizado en las Zonas No Interconectada no incluirá subsidios en su precio de venta al público;

Que el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas mediante comunicación con radicado CREG E-2007-003208 envió a la Comisión costos estimados de inversión y gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) correspondientes al Centro Nacional de Monitoreo;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante comunicación CREG S-2007-001480 solicitó aclaraciones y ajustes a la propuesta formulada por el IPSE para establecer la remuneración del Centro Nacional de Monitoreo;

Que la actividad de monitoreo de la calidad y continuidad del servicio se considera esencial para la verificación de las condiciones de prestación del servicio;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG-077 de 1997 por medio de la cual se aprobó la Fórmula General que permite determinar el costo de prestación del servicio y la fórmula tarifaria para establecer las tarifas aplicables a los usuarios del servicio de electricidad en las Zonas No Interconectadas del territorio nacional;

Que con base en la Fórmula general se aprobó la Resolución CREG-082 de 1997 mediante la cual se fijaron los costos máximos de prestación del servicio en cada uno de los departamentos que conforman las Zonas No Interconectadas del territorio nacional;

Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, éstas continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas;

Que por lo anterior, mediante Resolución CREG-093 de 2003, la Comisión de Regulación de Energía y Gas sometió a consideración de los agentes, usuarios y terceros interesados, los principios generales conceptuales sobre los cuales se efectuará el estudio para establecer la fórmula tarifaria y la remuneración de las actividades de generación, distribución y comercialización del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, en cumplimiento del Artículo 127 de la Ley 142 de 1994;

Que a partir de las observaciones y sugerencias recibidas y de los análisis internos efectuados, la Comisión de Regulación de Energía y Gas elaboró la propuesta regulatoria que contiene la metodología para el cálculo de la fórmula tarifaria para establecer el costo de la prestación del servicio de electricidad en las Zonas No Interconectadas;

Que el día 13 de junio de 2005 se publicó en la página Web de la Comisión el proyecto de resolución "Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y las fórmulas de costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas";

Que la CREG llevó a cabo consultas públicas en distintos municipios, a las cuales fueron invitados los vocales de control social, la Superintendencia de Servicios Públicos, los prestadores del servicio público de energía eléctrica en zonas no interconectadas, las autoridades departamentales y municipales, la academia, y los usuarios en general;

Que el Comité de Expertos analizó las memorias escritas de las consultas públicas, los comentarios y las informaciones allegadas en las audiencias públicas, las cuales están contenidas en el Documento CREG 075 de 2007;

Que en Sesión No. 346 del 26 de octubre de 2007, la Comisión de Regulación de Energía y Gas aprobó las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y la fórmula tarifaria general para determinar el costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas;

RESUELVE:

Artículo 1. Objeto. La presente Resolución tiene como objeto establecer las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, y la fórmula tarifaria general para determinar el costo unitario de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas del territorio nacional.

CAPÍTULO I

DEFINICIONES Y AMBITO DE APLICACION

Artículo 2. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta Resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones contenidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Acceso al Sistema de Distribución: Es la utilización de los Sistemas de Distribución de energía eléctrica, por parte de Agentes y usuarios, a cambio del pago de cargos por uso de la red y de los cargos de conexión correspondientes.

ACPM (Diesel Corriente): Aceite Combustible para Motores, corresponde al Fuel Oil No. 2D y se referencia por las normas ASTM D 975 y NTC 1438.

Actividad de Monitoreo: Actividad consistente en la recolección, administración y procesamiento centralizado de la información de calidad y continuidad del servicio de generación de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, a través de equipos y sistemas de información.

Área de Servicio Exclusivo: Es el área geográfica correspondiente a los municipios, cabeceras municipales y centros poblados sobre las cuales la autoridad competente otorga exclusividad en la prestación del servicio mediante contratos.

Cargo Máximo de Distribución: Es el cargo máximo unitario de distribución en pesos por kWh (\$/kWh), aprobado por la Comisión, aplicable a los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica en las Zonas No Interconectadas.

Biocombustible: Es un combustible obtenido a partir de biomasa, que para efectos de la presente Resolución: i) funciona en motores de combustión interna, sin que sea necesaria ninguna modificación en los mismos, o ii) a través de combustión externa provee energía a un proceso de producción de energía eléctrica.

Comercialización Minorista en las ZNI: Actividad que consiste en la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios finales de dichos servicios, bien sea que esa actividad se desarrolle o no en forma combinada con otras actividades del sector eléctrico, según lo dispuesto por la regulación y la ley.

Comercializador minorista en ZNI: Persona natural o jurídica que desarrolla la actividad de Comercialización Minorista en las ZNI.

Conexiones de Acceso al Sistema de Distribución (Conexión): Activos de uso exclusivo, que no hacen parte del Sistema de Distribución, que permiten conectar un Comercializador, un Generador, o un usuario a un Sistema de Distribución. La conexión de un usuario se compone básicamente de los equipos que conforman el centro de medición y la acometida, activos que son propiedad de quien los hubiere pagado, si no fueren inmuebles por adhesión.

Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (CU): Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la presente resolución, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.

Distribución de Energía Eléctrica con Red Física en ZNI: Es el transporte de energía eléctrica a través de redes físicas, desde la barra de entrega de energía del Generador al Sistema de Distribución, hasta la conexión de un usuario, de conformidad con la definición del numeral 14.25 de la Ley 142 de 1994.

Distribución de Energía Eléctrica sin Red Física en ZNI: Es el suministro del servicio de disponibilidad de energía eléctrica o de potencia, a través de redes humanas de servicio, para ser generada o estar disponible en el domicilio del usuario.

Distribuidor de Energía Eléctrica: Persona encargada de la administración, la planeación, la expansión, la operación y el mantenimiento de todo o parte de la capacidad de un Sistema de Distribución. Los activos utilizados pueden ser de su propiedad o de terceros.

Empresas de Servicios Públicos: Las definidas en el Título I, Capítulo I, de la Ley 142 de 1994.

Fecha Base: Es la fecha a la cual se refieren los cargos de Generación, Distribución y Comercialización aprobados por la CREG para las ZNI. Para la presente Resolución corresponderán al mes de diciembre de 2006.

Fórmula Tarifaria Específica: Conjunto de criterios y de métodos de carácter particular, sujetos a la Fórmula Tarifaria General, resumidos por medio de una fórmula, en virtud de los cuales cada Comercializador puede modificar periódicamente las tarifas que cobra a sus Usuarios Regulados. Cuando se haga referencia a fórmula tarifaria de una empresa debe entenderse la Fórmula Tarifaria Específica.

Fórmula Tarifaria General: Conjunto de criterios y de métodos de tipo general en virtud de los cuales se determina, a los Comercializadores de energía eléctrica que atienden a Usuarios Regulados, el costo promedio por unidad.

Fuel Oil No. 2D: Es el ACPM definido en la presente resolución.

Fuel Oil No. 6: También conocido como combustóleo No. 6, es un combustible elaborado a partir de productos residuales que se obtienen de los procesos de refinación del petróleo. Tiene un poder calorífico mínimo de 41500 Kj/Kg medido de acuerdo con la norma ASTM D 4868.

Mercado Relevante de Comercialización: Conjunto de usuarios conectados a un mismo Sistema de Distribución Local o atendido sin red física por un Distribuidor.

Niveles de Tensión: Clasificación de los Sistemas de Distribución de las ZNI por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV.

Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Obligación de Prestación del Servicio: Vínculo resultante del Proceso Competitivo que impone a un Agente el deber de prestar el servicio de una o varias actividades de energía eléctrica en un Área de Servicio Exclusivo durante el Período de Vigencia.

Parque de Generación: Conjunto de unidades de generación con el que se atiende un Mercado Relevante de Comercialización.

Pérdidas de energía en Distribución: Es la energía perdida en un Sistema de Distribución y reconocida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Periodo de Planeación: Período de tiempo que transcurre entre la fecha de ejecución del Proceso Competitivo y la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación de Prestación del Servicio asignada en dicho proceso.

Periodo de Preparación: Período de tiempo que transcurre entre la fecha de anuncio de la ejecución del Proceso Competitivo y el día de realización del mismo.

Periodo de Vigencia: Período de tiempo durante el cual se genera la Obligación de Prestación del Servicio.

Periodo Tarifario: Período por el cual la Fórmula Tarifaria General con sus respectivos componentes tienen vigencia, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994, o con lo establecido en los contratos de concesión correspondientes.

Proceso Competitivo: Invitación pública abierta para concursar por la asignación de Obligaciones de Prestación del Servicio en un Área de Servicio Exclusivo con reglas definidas

por la autoridad competente para la determinación del precio y para asignar la obligación correspondiente.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

Sistema de Distribución: Es el conjunto de redes físicas de uso público que transportan energía eléctrica desde la barra de un Generador hasta el punto de derivación de las acometidas de los inmuebles, sin incluir su conexión y medición. No se incluyen los transformadores elevadores ni servicios auxiliares del Generador.

Zonas No Interconectadas: Para todos los efectos relacionados con la prestación del servicio público de energía eléctrica se entiende por Zonas No Interconectadas a los municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional, SIN.

Artículo 3. Ámbito de Aplicación: Esta Resolución se aplica a todas las personas que, estando organizadas en alguna de las formas dispuestas por el Título I de la Ley 142 de 1994, desarrollan las actividades de generación, distribución y/o comercialización de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas, exceptuando el Archipiélago de San Andrés y Providencia.

Artículo 4. Remuneración de la prestación del servicio: La remuneración de la prestación del servicio en las ZNI se efectuará por una de las siguientes metodologías: i) cargos determinados por competencia a la entrada mediante los procesos competitivos de que tratan los Capítulos II y III de la presente Resolución; o ii) cargos regulados determinados por costos medios, según se indica en los Capítulos IV, V y VI de la presente Resolución.

CAPÍTULO II

AREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO

Artículo 5. Reglas para la conformación de Áreas de Servicio Exclusivo: Para verificar el cumplimiento de los motivos que permiten la inclusión de cláusulas de exclusividad en los contratos de prestación del servicio de energía eléctrica, previstas en el Artículo 40 de la Ley 142 de 1994, la Comisión tendrá en cuenta los siguientes criterios:

- La conformación del área geográfica para la prestación del servicio debe asegurar la extensión de la cobertura y el mejoramiento de la calidad en la prestación del mismo.
- La conformación del área geográfica debe buscar los menores costos mediante el aprovechamiento de economías de escala, economías de alcance, economías derivadas de la localización geográfica y la dotación de recursos naturales.

Artículo 6. Intervención de la Comisión previa a la apertura de la invitación: Antes de que la autoridad competente proceda a la apertura de la invitación pública para otorgar un Área de Servicio Exclusivo, la Comisión señalará por medio de una resolución, que las áreas conformadas cumplen con las condiciones a que se refiere el artículo anterior.

Adicionalmente, verificará, de conformidad con el párrafo 1o del artículo 40 de la Ley 142 de 1994, que las cláusulas de exclusividad sean indispensables para asegurar la viabilidad financiera de la extensión de la cobertura a las personas de menores ingresos. La Comisión tendrá un plazo de treinta (30) días desde la fecha de solicitud por parte de la autoridad competente, para expedir la correspondiente resolución.

Artículo 7. Alcance de la exclusividad: En los contratos a que se refiere este capítulo se tendrá en cuenta que únicamente el prestador del servicio adjudicatario del contrato de concesión especial podrá desarrollar una o todas las actividades inherentes a la prestación del servicio público de energía eléctrica dentro del área geográfica objeto de exclusividad.

Artículo 8. Normas aplicables: Los concesionarios de áreas de servicio exclusivo serán Empresas de Servicios Públicos y estarán sometidos a la Ley 142 de 1994, a las disposiciones que la modifiquen y a las cláusulas contractuales. En lo no previsto por ellas, estarán sujetos a las resoluciones expedidas por la Comisión.

Artículo 9. Criterios básicos para la expansión en las áreas de servicio exclusivo: La expansión de la infraestructura de generación y de sistemas de distribución en el Área de Servicio Exclusivo será responsabilidad de las empresas concesionarias de acuerdo con los compromisos asumidos por el Ministerio de Minas y Energía. El concesionario deberá presentar ante el Ministerio de Minas y Energía planes quinquenales con la inversión prevista y dará cuenta de dichos planes a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, para lo de su competencia.

Artículo 10. Régimen de subsidios: Los subsidios en las Áreas de Servicio Exclusivo, se someterán a lo establecido por las normas vigentes.

Artículo 11. Fórmulas Tarifarias Generales para prestadores en Áreas de Servicio Exclusivo: Las fórmulas tarifarias definidas en la presente Resolución o aquellas que la complementen, modifiquen o sustituyan se aplicarán a los concesionarios de las Áreas de Servicio Exclusivo.

CAPÍTULO III

REMUNERACIÓN DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO EN ÁREAS DE SERVICIO EXCLUSIVO POR COMPETENCIA A LA ENTRADA.

Artículo 12. Proceso Competitivo para la asignación de Obligaciones de Prestación del Servicio en ZNI: La Obligación de Prestación del Servicio en Áreas de Servicio Exclusivo se asignará entre los participantes en las invitaciones públicas que formule la autoridad competente, mediante Procesos Competitivos con los requisitos generales que se establecen en la presente resolución y demás normas concordantes.

Artículo 13. Producto a ofrecer en el Proceso Competitivo: La autoridad competente definirá de manera precisa al inicio del Período de Preparación el Área de Servicio Exclusivo, el Período de Vigencia, el área geográfica objeto de exclusividad, los

compromisos de cobertura, las condiciones de calidad, las horas diarias de prestación del servicio y demás condiciones relevantes para la prestación del servicio.

Artículo 14. Período de Preparación: El Período de Preparación para la asignación de las obligaciones de que trata la presente resolución no podrá ser inferior a un (1) mes, durante el cual la autoridad competente deberá divulgar las condiciones del Proceso Competitivo y una minuta del contrato correspondiente.

Artículo 15. Proceso Competitivo para la asignación de Obligaciones de Prestación del Servicio: La asignación de Obligaciones de Prestación del Servicio para cada actividad, se llevará a cabo mediante un Proceso Público Competitivo con adjudicatario único en cada área, cuyas reglas serán de conocimiento público con anterioridad a la fecha de inicio del Proceso Competitivo y que garanticen, entre otros, los principios de publicidad, simplicidad, objetividad, concurrencia y transparencia.

Artículo 16. Precio de Reserva: La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá definir un Precio de Reserva por encima del cual no se admitirá trasladar los costos del servicio resultantes de un Proceso Competitivo a los usuarios del servicio.

Artículo 17. Período de Planeación: El Período de Planeación para el cumplimiento de las obligaciones de que trata la presente resolución no podrá ser inferior a tres meses, durante el cual el prestador del servicio a quien se le asigne la Obligación de Prestación del Servicio deberá realizar las obras correspondientes.

Artículo 18. Régimen Tarifario: Para incorporar los precios resultantes del Proceso Competitivo para la asignación de Obligaciones de Prestación del Servicio en las fórmulas tarifarias, en cada uno de sus componentes o en el CU como un total, el diseño del producto y del Proceso Competitivo deberán cumplir con lo dispuesto en la presente Resolución.

Artículo 19. Verificación del cumplimiento de Obligaciones de Prestación del Servicio: Sin perjuicio de las funciones de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, durante el Período de Vigencia de las Obligaciones de Prestación del Servicio, la entidad contratante establecerá un mecanismo para verificar el cumplimiento de los compromisos de extensión de cobertura y de calidad del servicio. Para esto último podrá apoyarse en la información resultante de la Actividad de Monitoreo.

CAPÍTULO IV

CARGOS REGULADOS PARA LA REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE GENERACION

Artículo 20. Determinación de Cargos Máximos de Generación por Costos Medios: Los Cargos Máximos de Generación, se calcularán a partir de la Inversión de cada tecnología, el Costo de Capital Invertido, los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, y las horas de prestación del servicio.

Parágrafo: Los cargos máximos establecidos por la CREG con base en cálculos de costos medios, para un grupo de localidades, se aplicarán hasta la vigencia de la presente Resolución o hasta el momento en que entren en vigencia los cargos máximos determinados por el concesionario asignado por la autoridad competente en un Área de Servicio Exclusivo.

Artículo 21. Cálculo del Cargo Máximo de Generación: El prestador del servicio determinará para cada tecnología de generación, los cargos máximos por energía generada o por capacidad disponible, como la suma de los costos de inversión y los costos de Administración, Operación y Mantenimiento.

Artículo 22. Remuneración de la componente de inversión y mantenimiento de tecnologías de Generación: La componente de inversión de los Cargos Regulados de Generación, expresada en (\$/kWh), incluye los costos de adquisición, transporte, instalación, diseños, permisos ambientales, almacenamiento de combustible, transformadores elevadores, equipos de teledemanda y los necesarios para la puesta en operación de una central de generación, y dependerá del tamaño, tecnología, horas de prestación del servicio y el tipo de combustible de cada unidad de generación, como se muestra a continuación:

a) Costos de inversión y mantenimiento de generadores Diesel operando con ACPM.

La componente que remunera los costos de inversión y mantenimiento para unidades de generación Diesel es la siguiente:

TABLA 1. Componente de remuneración de Inversiones y Mantenimiento de unidades Diesel de 1800 rpm (\$ de diciembre de 2006)

kW nominal	Inversión \$/kWh			Mantto. \$/kWh	kW nominal	Inversión \$/kWh			Mantto. \$/kWh
	24 hr	12 hr	6 hr			24 hr	12 hr	6 hr	
11	420,28	458,14	547,16	150,02	250	88,28	104,00	137,97	28,70
15	332,43	362,56	433,34	119,58	300	83,91	98,24	129,34	27,90
20	300,80	328,43	393,20	110,02	350	82,66	96,33	126,07	28,02
25	265,68	288,81	343,51	90,88	400	97,97	112,08	143,22	32,88
30	231,49	251,75	299,63	79,72	500	106,45	120,68	152,35	37,31
35	201,88	219,59	261,41	69,70	600	98,00	110,95	139,80	34,68
40	178,16	193,80	230,74	61,58	700	95,30	107,55	134,94	34,17
50	157,06	171,00	203,84	55,01	800	98,71	111,09	138,85	35,87
55	148,29	161,50	192,61	52,18	900	108,08	122,43	154,40	39,33
75	120,86	131,73	157,29	43,05	1000	115,93	130,24	162,40	40,66
115	128,30	146,40	186,43	41,59	1200	110,88	125,24	157,32	39,06
150	118,55	134,40	169,67	39,86	1500	127,23	143,01	178,44	46,24
200	104,09	122,95	163,63	33,48	2000 ó >	114,31	128,64	160,77	41,85

Para un Parque de Generación con dos o más unidades diesel, el procedimiento para la determinación de la remuneración de la inversión y de los costos de mantenimiento será el siguiente:

$$CI_m = \frac{1}{Et_m} \sum_{j=1}^{j=n} CI_j * E_{jm}$$

$$CM_m = \frac{1}{Et_m} \sum_{j=1}^{j=n} CM_j * E_{jm}$$

Donde:

n Número de plantas del parque de generación.

CI_m Costo de inversión promedio del conjunto de plantas del Parque de Generación en el mes m .

CI_j Costo de inversión aprobado por la CREG para la planta j .

CM_m Costo de mantenimiento promedio del conjunto de plantas del Parque de Generación en el mes m .

CM_j Costo de mantenimiento aprobado por la CREG para la planta j .

E_{jm} Energía generada en el mes m por la planta j .

Et_m Energía total generada en el mes m por el parque de generación.

Parágrafo 1. En aquellos casos en los cuales las capacidades de las plantas no correspondan a las definidas en la presente Resolución, los costos de inversión y mantenimiento serán interpolados linealmente dentro del rango respectivo.

Parágrafo 2. Para proyectos específicos con plantas de media o baja revolución, el prestador del servicio podrá solicitar a la Comisión, con los soportes correspondientes, la definición de los costos de inversión y mantenimiento para estos casos particulares.

Parágrafo 3. El prestador del servicio podrá solicitar a la Comisión, con los soportes correspondientes, la definición de los costos de inversión y gastos de AOM en aquellos casos en los cuales se utilicen combustibles diferentes al ACPM.

b) Costo de inversión de Centrales Hidroeléctricas a Pequeña Escala

La componente que remunera los costos de inversión de Centrales Hidroeléctricas a Pequeña Escala es la siguiente:

TABLA 2. Componente de remuneración de inversiones en PCHs (\$ de diciembre de 2006).

Tipo de solución	RANGO kW		\$/kWh
	Mínimo	Máximo	
Micro Turbinas	1	100	270,24
Mini Centrales	100	1000	198,18
Pequeñas Centrales	1000	10000	108,09

Parágrafo 4. El prestador del servicio podrá solicitar a la Comisión, con la justificación correspondiente, la definición de los costos unitarios en aquellos casos en los cuales los establecidos en el presente literal no correspondan a los proyectos específicos que adelanta el prestador del servicio.

c) Costo de inversión para soluciones individuales.

Cuando sean empleadas las soluciones individuales los cargos máximos de generación estarán definidos de la siguiente forma:

TABLA 3. Componente de remuneración de inversiones en Sistemas Solares Fotovoltaicos (\$ de diciembre de 2006).

Solución Energética implementada	RANGO kW		\$/Wp - mes
	Mínimo	Máximo	
Individual DC	0,05	0,1	386,67
Individual AC	0,075	0,5	371,20
Centralizado Aislado	0,3	10	260,88

d) Costo de inversión de sistemas híbridos y otras tecnologías de generación

Los costos unitarios de inversión para sistemas híbridos y otras tecnologías de generación no definidos en la presente resolución, podrán proponerse a la Comisión quién definirá en Resolución particular los costos correspondientes.

Artículo 23. Remuneración del Parque de Generación de propiedad múltiple. Si en un Parque de Generación existen dos o más propietarios, o cuando un Generador utiliza activos de terceros para uso general, el procedimiento que se aplicará para la asignación de la remuneración de la inversión y para la administración, operación y mantenimiento del respectivo propietario tendrá en cuenta las siguientes reglas generales:

$$\%IngresoG_{jm} = \frac{\sum_{i=1}^{i=k} CI_{im} * E_{im}}{\sum_{i=1}^{i=n} CI_{im} * E_{im}}$$

Donde:

n Número de plantas del Parque de Generación.

k Número de plantas del propietario j

$\%IngresoG_{jm}$ Proporción del ingreso del Parque de Generación del propietario j en el mes m.

CI_{im} Componente de inversión aprobado por la CREG para la planta i en el mes m.

E_{im} Energía generada por la planta i en el mes m.

La Administración, Operación y Mantenimiento de dichos activos será realizada por el Generador y a éste le corresponderá el Cargo de AOM establecido por la CREG.

Parágrafo 1. Cuando sea necesario realizar la reposición de equipos de terceros que sean de uso general, la obligación de reposición corresponde en primer lugar al propietario del activo. Si éste no hace la reposición oportunamente, el Generador que está utilizando dicho activo podrá realizarla. En este caso, el Generador ajustará la remuneración al tercero de conformidad con el esquema regulatorio que esté vigente y con la reposición efectuada.

Parágrafo 2. La enajenación de las obras de infraestructura construidas por un suscriptor o usuario dentro de un Parque de Generación se realizará de común acuerdo entre las partes y en ningún caso podrá ser a título gratuito.

Artículo 24. Remuneración de Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) para diferentes tecnologías de generación. Los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) para cada tecnología de generación se determinarán como se indica a continuación:

24.1 Gastos de Administración y Operación de generadores Diesel operando con ACPM.

1.1.1 Gastos de Operación

i) Costo de Combustible (CC):

El costo unitario por consumo de combustible está dado por:

$$CCm = \frac{1}{E_{tm}} \sum_{i=1}^{i=n} CECi * PCim * E_{im}$$

Donde:

CCm = Costo medio de combustible de todo el parque de generación del Mercado Relevante de Comercialización para el mes m (\$/kwh).

$CECi$ = Consumo Específico de Combustible del prestador del servicio para el generador i, según los siguientes valores:

0.0974 gal/kWh (capacidad <= 100 kW)
 0.0880 gal/kWh (capacidad entre 100 y <= 200 kW)
 0.0825 gal/kWh (capacidad entre 200 y <= 1000 kW)
 0.0801 gal/kWh (capacidad entre 1000 y <= 2000 kW)
 0.0722 gal/kWh (capacidad > 2000 kW)

E_{im} = Energía entregada al Sistema de Distribución por el generador i del Parque de Generación en el mes m. Esta energía será verificada con la información de la Actividad de Monitoreo (kWh-mes).

E_{tm} = Energía total entregada al Sistema de Distribución por las plantas del Parque de Generación en el mes m. (kWh-mes).

PC_{im} = Precio del Galón de combustible en el sitio para el generador i en el mes m (\$/gal), dado por la siguiente expresión:

$$PC_{im} = PA_{mi} + T_{mi} + Calm_m$$

Donde:

PA_{mi} Precio promedio del combustible para la planta de abasto más cercana al generador i en el mes m (\$/gal).

T_{mi} Costo del transporte de combustible establecido en el parágrafo 2 del presente artículo, desde la planta de abasto más cercana hasta el generador i en el mes m (\$/gal).

$Calm_m$ Costo de almacenamiento de combustible en el mes m (\$/gal) establecido en el parágrafo 3 del presente artículo.

Parágrafo 1. Precio del combustible en planta de abasto, PA_{mi} . Para determinar el precio del combustible en planta de abasto PA_{mi} se tomarán los valores aprobados por Resolución del Ministerio de Minas y Energía en la Planta de Abasto más cercana a cada generador del Parque de Generación. A partir del tercer año de vigencia de la presente Resolución, para aquellas localidades con plantas de capacidad de potencia de más de 2000 kW, el costo de combustible reconocido será el correspondiente a Fuel Oil No. 6.

Parágrafo 2. Costo de transporte, T_{mi} : El costo máximo de transporte de combustible se determinará de la siguiente manera:

- Para transporte terrestre con una matriz de costos de orígenes y destinos que será desplegada en la página web de la Comisión y que forma parte integral de la presente Resolución. La matriz de costos de orígenes y destinos será actualizada con el Índice de Precios al Productor Total Nacional publicado por la autoridad competente, hasta que sea establecido un índice de incremento de costos de transporte terrestre.
- Para transporte aéreo, marítimo y fluvial se reconocerán los costos por regiones del Anexo de la presente Resolución, a precios de la Fecha Base.
- El prestador del servicio podrá solicitar a la Comisión, con la justificación correspondiente, la revisión de los costos máximos establecidos, en aquellos casos en los cuales los costos máximos regulados de transporte de combustibles que se indican en la presente resolución sean inferiores a los costos reales eficientes del mismo.
- La Comisión podrá revisar los costos aquí establecidos cuando se encuentre justificable.

Parágrafo 3. Costo de almacenamiento, $Calm_m$: El costo de almacenamiento reconocido por galón, equivalente a $C_{alm0} = \$82,14/\text{Galón}$ (\$ de diciembre de 2006). Este valor será actualizado por medio de la siguiente fórmula:

$$Calm_m = (Calm_0) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

$Calm_0$ = Cargo Máximo de Almacenamiento definido por la CREG y expresado en precios de la Fecha Base.

IPP_{m-1} Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para el mes $(m-1)$.

IPP_0 Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para la Fecha Base del cargo de Almacenamiento $Calm_0$.

ii) Costo de Lubricante (CL):

El costo unitario por consumo de lubricante está dado por:

$$CL_m = \frac{1}{E_{tm}} \sum_{i=1}^{i=n} CEL_i * P_{Lim} * E_{im}$$

Donde:

CL_m = Costo medio de combustible de todo el Parque de Generación del Mercado Relevante para el mes m (\$/kwh).

CEL_i = Consumo Específico de Lubricante, según se indica a continuación:
 = 0,00050 gal/kWh para plantas de capacidad ≤ 2000 kW
 = 0,00025 gal/kWh para plantas de capacidad > 2000 kW

P_{Lim} = Precio del Galón de lubricante en el sitio para el generador i en el mes m (\$/gal). El costo del transporte por galón corresponderá al de transporte de combustible y el precio del lubricante se determinará con base en los precios promedio del mercado.

Parágrafo 4. Gastos Administrativos (CA): Los gastos administrativos para el mes m corresponderán al 10% de la suma de los costos por consumo de combustible y lubricante, más el costo de las pérdidas de transformación de la conexión del generador al sistema de distribución.

$$CA_m (\$/kWh) = 0,1 \times (CC_m + CL_m)$$

Las pérdidas de energía reconocidas en transformación serán las siguientes (de conformidad con la Norma ICONTEC NTC 819):

KVA	150	225	300	400	500	630	750	800	1000	1250	1600	2000	2500	3000
Pérdidas de Transformación	1,79%	1,73%	1,64%	1,57%	1,53%	1,49%	1,46%	1,45%	1,43%	1,39%	1,33%	1,30%	1,27%	1,26%

Parágrafo 5. En caso de utilizarse Biocombustibles para generación eléctrica, hasta que la Comisión no defina los costos máximos regulados, éstos serán como máximo los establecidos para generación eléctrica con base en ACPM.

24.2 Gastos de Administración y Operación de generadores Diesel operando con Fuel Oil No. 6.

Gastos de Operación

i) Costo de Combustible (CC):

El costo unitario por consumo de combustible está dado por:

$$CC_m = \frac{1}{E_{tm}} \sum_{i=1}^{i=n} CEC_i * PC_{im} * E_{im}$$

Donde:

CC_m = Costo medio de combustible del Parque de Generación para el mes m (\$/kwh)

CEC_i = Consumo Específico de Combustible = 0.0722 gal/kWh

E_{im} = Energía entregada al Sistema de Distribución por el generador i en el mes m. Esta energía será verificada con la información de la Actividad de Monitoreo (kWh-mes).

E_{tm} = Energía total entregada al Sistema de Distribución por las n plantas del parque generador en el mes m. (kWh-mes).

PC_{im} = Precio del Galón de Combustible en el sitio para el generador i en el mes m (\$/gal). Está dado por la fórmula:

$$PC_{im} = PA_{mi} + T_{mi} + Cal_{mm}$$

Donde:

PA_{mi} = Precio del combustible en la planta de abasto más cercana al generador i en el mes m (\$/gal).

T_{mi} = Costo del transporte de combustible desde la planta de abasto más cercana hasta el generador i en el mes m (\$/gal).

Cal_{mm} = Costo de almacenamiento de combustible en el mes m (\$/gal).

Parágrafo 6. El Precio del combustible en planta de abasto, PA_{mi} ; el Costo de Transporte, T_{mi} ; y el Costo de Almacenamiento, Cal_{mm} ; se determinarán conforme se establece en los Parágrafos 1, 2 y 3 del presente Artículo.

Parágrafo 7. En caso de utilizarse Biocombustibles para generación eléctrica, hasta que la Comisión no defina los costos máximos regulados, éstos serán como máximo los establecidos para generación eléctrica con base en ACPM.

ii) Costo de Lubricante (CL):

El costo unitario por consumo de lubricante está dado por:

$$CL_m = \frac{1}{E_{tm}} \sum_{i=1}^{i=n} CEL_i * PL_{im} * E_{im}$$

Donde:

CL_m = Costo medio de combustible de todo el parque de generación del mercado relevante para el mes m (\$/kwh).

CEL_i = Consumo Específico de Lubricante = 0,00025 gal/kWh

PL_{im} = Precio del Galón de lubricante en el sitio para el generador i en el mes m (\$/gal). El costo del transporte por galón corresponderá al de transporte de combustible y el precio del lubricante se determinará con base en los precios promedio del mercado.

Parágrafo 8. Gastos Administrativos (CA): Los gastos administrativos corresponderán al 10% de la suma de los costos por consumo de combustible y lubricante, más el costo de la energía consumida en la central de generación y el costo de las pérdidas de transformación de la conexión del generador al sistema de distribución.

$$CA_m (\$/kWh) = 0,1 \times (CC_m + CL_m)$$

La energía consumida en la central de generación más las pérdidas de transformación reconocidas serán máximo del cinco por ciento (5%) de la energía bruta generada.

24.3 Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento de Centrales Hidroeléctricas a Pequeña Escala

El cargo máximo para la remuneración de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento de Centrales Hidroeléctricas a Pequeña Escala será de 44,78 \$/kWh (\$ de diciembre de 2006).

24.4 Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos.

El cargo máximo para la remuneración de los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento será de 188,06 Wp-mes (\$ de diciembre de 2006).

24.5 Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento para otras tecnologías de conversión.

Los costos unitarios de Administración, Operación y Mantenimiento para tecnologías de generación no definidos en la presente resolución, podrán solicitarse a la Comisión, quien los definirá en Resolución particular.

Artículo 25. Fórmula de Actualización de Cargos Máximos de Generación.

Los Cargos Máximos de Generación expresados en pesos de la Fecha Base, se actualizarán con las siguientes fórmulas generales:

a) Fórmula de Actualización de Cargos Máximos para Generación Diesel

La fórmula general para el Cargo de Generación con tecnología diesel es la siguiente:

$$G_m = (CI_m + CM_m + M_m) + (CC_m + CL_m) * 1,1 + CP$$

G_m = Cargo Máximo de Generación correspondiente al mes m de prestación del servicio (\$/kWh), para cada mercado relevante.

CI_m = Costo de Inversión promedio.

CM_m = Costo de Mantenimiento promedio.

M_m = Costo de Monitoreo

CC_m = Costo promedio de Combustible correspondiente al mes m de prestación del servicio.

CL_m = Costo promedio de Lubricante correspondiente al mes m de prestación del servicio.

CP = Costo del consumo propio y pérdidas de transformación de la conexión del generador al sistema de distribución.

Las componentes de inversión, mantenimiento y de monitoreo se actualizarán de la siguiente manera:

$$CI_m = CI_0 * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

$$CM_m = CM_0 * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

$$M_m = M_0 * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

CI_0 = Costo de Inversión promedio ponderado por la energía generada en cada planta del parque de generación, determinado según lo dispuesto en el , expresado en precios de la Fecha Base.

CM_0 = Costo de Mantenimiento promedio ponderado por la energía generada en cada planta del parque de generación, determinado según lo dispuesto en el de la presente Resolución expresado en precios de la Fecha Base.

IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para el mes m-1.

IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para la Fecha Base del cargo por Generación.

M_0 = Cargo que remunera la Actividad de Monitoreo, expresado en precios de la Fecha Base y establecido por la CREG en Resolución posterior.

b) Fórmula de Actualización de Cargos Máximos de Generación para Centrales Hidroeléctricas a Pequeña Escala

$$G_m = (G_0 + AOM_0 + M_0) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

G_m = Cargo Máximo de Generación correspondiente al mes m de prestación del servicio.

G_0 = Cargo Máximo de Generación expresado en precios de la Fecha Base. Resulta de la suma de los componentes correspondientes a cada tecnología, establecidos en el literal b) del de la presente resolución.

AOM_0 = Cargo Máximo de Administración, Operación y Mantenimiento expresado en precios de la Fecha Base, establecido en el numeral de la presente resolución.

IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para el mes m-1.

IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para la Fecha Base.

M_0 = Cargo que remunera la Actividad de Monitoreo, expresado en precios de la Fecha Base.

c) Fórmula de Actualización de Cargos Máximos de Generación para Soluciones Fotovoltaicas Individuales

$$G_m = [G_0 + AOM_0] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

G_m = Cargo Máximo de Generación correspondiente al mes m de prestación del servicio.

G_0 = Cargo Máximo de Generación expresado en precios de la Fecha Base. Corresponde a la suma de los componentes correspondientes a la tecnología, establecidos en la Tabla 3 de la presente Resolución.

AOM_0 = Cargo Máximo de Administración, Operación y Mantenimiento expresado en precios de la Fecha Base, establecido en el numeral 24.4 de la presente resolución

IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para el mes m-1.

IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para la Fecha Base.

Artículo 26. Monitoreo de la calidad y continuidad del servicio. Cada prestador del servicio con capacidad instalada total nominal superior a 100 kW, deberá contar con equipos instalados en las centrales de generación, que permitan realizar las siguientes funciones:

- Registro de la producción horaria de energía con acumuladores mensuales.
- Registro de los niveles de voltaje.
- Envío satelital, telefónico o por cualquier otro medio de la información generada.

Parágrafo 1. La información producida por cada prestador del servicio será enviada al Ministerio de Minas y Energía y formará parte del Sistema Único de Información que administra la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y de la información del Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos que administra el Ministerio de Minas y Energía para la definición de subsidios y contribuciones del sector eléctrico.

Parágrafo 2. Una vez se comience a reportar la información del Parágrafo 1 y a partir de la entrada en vigencia del cargo que remunere la Actividad de Monitoreo, se cobrará el componente **Mo** incluido en las fórmulas del cargo máximo de generación, establecidas en el Artículo 25 de la presente Resolución.

Parágrafo 3. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá revisar el cargo regulado de la Actividad de Monitoreo, cuando se haga aconsejable extender la cobertura de la misma.

Parágrafo 4. La actividad de Monitoreo es complementaria a la prestación del servicio público domiciliario de electricidad en las ZNI, en consecuencia le aplica lo dispuesto en las Leyes 142 y 143 de 1994 y las demás normas vigentes.

Parágrafo 5. Los prestadores del servicio con capacidad de generación instalada mayor a 100 kW contarán con un plazo de 2 años para la instalación de los equipos de medición a distancia. En el caso de las Áreas de Servicio Exclusivo el plazo será de un año.

Artículo 27. Compra de energía a sistemas eléctricos de otros países. La determinación del costo de energía comprada a otros países seguirá las reglas pertinentes para Procesos Competitivos establecidas en el Capítulo III de la presente Resolución. En todo caso los costos de adquisición de energía eléctrica a otros países no podrán ser superiores al costo de reserva establecido por la Comisión, o en su defecto a los cargos máximos regulados de generación diesel que se establecen en la presente resolución.

Parágrafo. En aquellos casos donde a la fecha de expedición de la presente resolución ya existieran compromisos de compra con otros países, dichos compromisos se honrarán hasta su extinción, momento en el cual se adoptará lo dispuesto en el Capítulo III o IV de la presente resolución, según sea el caso.

CAPÍTULO V

CARGOS POR USO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Artículo 28. Principios Generales. La aplicación de los cargos por uso de los Sistemas de Distribución tendrá en cuenta los siguientes principios generales:

- Los cargos por uso de los Sistemas de Distribución aprobados por la CREG se aplicarán de forma tal que los usuarios de las redes paguen un único cargo por el uso de cada sistema, independientemente del número de propietarios del mismo.
- Los cargos por uso del Sistema de Distribución remunerarán al Distribuidor la infraestructura necesaria para llevar el suministro desde el Punto de Salida del Generador, hasta el punto de entrega al usuario. Incluyen los costos de conexión del Sistema de Distribución al Generador, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo Sistema de Distribución ni los costos de los equipos auxiliares y transformadores elevadores que requiera el generador para conectarse al Sistema de Distribución.

Artículo 29. Remuneración de la Actividad de Distribución de Energía Eléctrica. La actividad de Distribución de Energía Eléctrica se remunerará utilizando los siguientes Cargos Máximos para los niveles de tensión 1 y 2 (\$ de diciembre de 2006):

TABLA 4. Componente de remuneración de inversiones y de gastos de AOM en Sistemas de Distribución (\$ de diciembre de 2006).

Nivel de Tensión	Componente de Inversión	Componente de AOM	Total
n = 1	\$ 65,17/kW h	\$ 12,04/kWh	\$ 77,21/kWh.
n = 2	\$ 10,38/kWh	\$ 2,42/kWh	\$ 12,80/kWh.

Parágrafo 1. En caso de requerirse Sistemas de Distribución con niveles de voltaje superiores a los establecidos en el presente artículo, la Comisión establecerá los cargos máximos correspondientes en Resolución particular.

Parágrafo 2. Las inversiones correspondientes a activos tales como conexiones individuales de usuarios, activos para uso particular y activos no requeridos para el desarrollo de la actividad de Distribución de Energía Eléctrica, no serán consideradas en los cargos de distribución de que trata la presente Resolución.

Parágrafo 3. Los Sistemas de Distribución expuestos al efecto de contaminación salina, tendrán derecho a una remuneración adicional de 12.5% por concepto de AOM sobre el valor de la componente de AOM expresados en la Tabla 4 de la presente resolución. Para determinar qué sistemas de distribución están expuestos a contaminación salina, se adoptará la normatividad vigente para el Sistema Interconectado Nacional.

Artículo 30. Fórmula de Actualización de Cargos Máximos de Distribución. Los Cargos Máximos de Distribución expresados en pesos de la Fecha Base, se actualizarán con la siguiente fórmula general:

$$D_{mn} = D_{0n} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

- D_{mn} = Cargo Máximo de Distribución en el nivel de tensión n correspondiente a los meses m de prestación del servicio.
- D_{0n} = Cargo Máximo de Distribución en el nivel de tensión n establecido en el Artículo 29 de la presente Resolución y expresado en precios de la Fecha Base.
- IPP_{m-1} = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para el mes $(m-1)$.
- IPP_0 = Índice de Precios al Productor Total Nacional reportado por la autoridad competente para la Fecha Base del cargo por distribución D_0 .
- n = Nivel de tensión

Artículo 31. Sistemas de Distribución de Propiedad Múltiple. Si en un Sistema de Distribución existen dos o más propietarios, o cuando un Distribuidor utiliza activos de terceros para uso general, el procedimiento que se aplicará para la asignación de la remuneración y para la administración, operación y mantenimiento (AOM) del respectivo sistema tendrá en cuenta las siguientes reglas generales:

- La asignación de los ingresos que remuneran la Inversión, se efectuará con el porcentaje de participación de cada propietario en la inversión, el cual será definido entre ellos, entre otros criterios, con base en la longitud de red y/o de la capacidad de transformación de cada uno.
- La Administración, Operación y Mantenimiento de dichos activos será realizada por el Distribuidor y a éste le corresponderá el Cargo de AOM establecido por la CREG.

Parágrafo 1. Cuando sea necesario realizar la reposición de redes de terceros que sean de uso general, la obligación de reposición corresponde en primer lugar al propietario del activo. Si éste no hace la reposición oportunamente, el Distribuidor que está utilizando dicho activo podrá realizarla. En este caso, el Distribuidor ajustará la remuneración al tercero de conformidad con el esquema regulatorio que esté vigente y con la reposición efectuada.

Parágrafo 2. La enajenación, de las obras de infraestructura construidas por un suscriptor o usuario dentro de un Sistema de Distribución se determinará de común acuerdo entre las partes y en ningún caso podrá ser a título gratuito.

Artículo 32. Vigencia de los Cargos. El Cargo Máximo de Distribución aprobado por la Comisión tendrá una vigencia de cinco (5) años, contados a partir de la entrada en

de la presente Resolución. Vencido este período, dichas fórmulas continuarán rigiendo hasta tanto la Comisión no fije las nuevas.

Artículo 33. Calidad del Servicio en las ZNI. Con el propósito de garantizar condiciones mínimas de calidad de la potencia y del servicio a los usuarios, el prestador del servicio deberá cumplir con las siguientes disposiciones:

a) Calidad de la Potencia

- Contar con equipos adecuados para el monitoreo de los valores de frecuencia y magnitud del voltaje
- Mantener la frecuencia dentro de un rango de + ó - el 1% del valor nominal de la frecuencia, en los bornes de generación.
- Mantener la tensión del voltaje dentro de un rango de + ó - el 10% del valor nominal del voltaje.
- Contar con los medios necesarios para obtener registros que permitan observar de manera horaria los valores de frecuencia y magnitud del voltaje, con una antigüedad de por lo menos tres (3) meses, de manera que sea posible su vigilancia por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos.

b) Calidad del Servicio Técnico

Hasta que no se regule lo contrario, para aquellas localidades con servicio las 24 horas, el índice de desconexiones del servicio (DES) no podrá superar los índices vigentes para el grupo 4 de calidad del SIN.

c) Calidad del servicio comercial

Contar con oficinas o puestos móviles de atención de Peticiones, Quejas y Recursos, los cuales estarán sujetos a las condiciones y términos definidos en la Ley 142 de 1994.

Artículo 34. Compensaciones por deficiencias en la calidad del servicio. Las compensaciones por deficiencias en la calidad del servicio técnico serán compensadas con la metodología vigente para usuarios del Sistema Interconectado Nacional. Hasta tanto no se determine lo contrario dichas compensaciones se efectuarán considerando el valor del primer escalón del Costo de Racionamiento. Para las localidades con servicio menor a 12 horas diarias, las compensaciones deberán realizarse con horas de servicio equivalentes al tiempo de interrupción.

CAPITULO VI

CARGOS DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS

Artículo 35. Prestadores del Servicio de Comercialización. De conformidad con el Artículo 3 de esta Resolución, sólo podrán prestar el servicio de Comercialización de

energía eléctrica en Zonas No Interconectadas las personas de que trata el Título I de la Ley 142 de 1994.

Artículo 36. Aforos de carga. Para efectos de realizar aforos de carga a usuarios que aún no dispongan de medidor individual, se podrán utilizar los valores de potencia instalada por electrodoméstico de la Tabla 5, hasta que se instalen los correspondientes medidores de kWh. La energía correspondiente se determinará teniendo en cuenta los factores de utilización respectivos, los cuales varían con las horas de prestación del servicio:

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

TABLA 5. Guía para efectuar aforos de carga

Aparato	Potencia (vatios)
Iluminación	
Bombillo	20-60
Conservación y Preparación de Alimentos	
Nevera	250
Licuada	200
Estufa	1.200 (por cada parrilla)
Comodidades	
Televisor	100
Equipo de sonido	100
Grabadora	50
VHS o DVD	50
Ventilador	160
Plancha	1.200

Parágrafo. En aquellos casos donde exista medición colectiva, la energía entregada al Sistema de Distribución menos las pérdidas reconocidas, será prorrateada entre los usuarios con base en los aforos individuales de carga. En los casos en que existan usuarios con micromedición, a la energía entregada al Sistema de Distribución menos las pérdidas reconocidas se le restará el consumo de estos usuarios, y la energía resultante será prorrateada entre los usuarios sin medición con base en los aforos individuales de carga.

Artículo 37. Cargo Máximo Base de Comercialización. El Cargo Máximo Base de Comercialización C^*_0 corresponde a un valor mensual de \$3.834 por Factura (\$ de diciembre de 2006).

Parágrafo 1. El Cargo Máximo Base de Comercialización de que trata el presente Artículo se variabilizará con el consumo mensual promedio del Mercado Relevante de Comercialización en el último año, expresado en kWh mes. En caso de nuevos mercados o de no existir dicha información se tomará el consumo promedio del Mercado Relevante de Comercialización más cercano del SIN.

Parágrafo 2. Cuando el comercializador con recursos propios instale medidores a los usuarios en los mercados en que no exista medición individual de los consumos, adicionará un cargo mensual de \$2.000 a estos usuarios durante un periodo de cinco años.

Parágrafo 3. Los aforos de carga se realizarán cada seis meses. En estos casos el Cargo Máximo Base de Comercialización C^*_0 corresponderá a un valor mensual de \$2.739 por Factura (\$ de diciembre de 2006).

Artículo 38. Fórmula de Actualización del Cargo de Comercialización. El Cargo de Comercialización se actualizará utilizando la siguiente fórmula:

$$C^*_m = C^*_0 \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0}$$

Donde,

C^*_m = Cargo Máximo Base de Comercialización, expresado en pesos por factura, correspondiente al mes m de prestación del servicio.

C^*_0 = Cargo Máximo Base de Comercialización establecido en el de la presente Resolución, expresado en pesos por factura, a precios de la Fecha Base.

IPC_{m-1} = Índice de Precios al Consumidor reportado por la autoridad competente para el mes $(m-1)$.

IPC_0 = Índice de Precios al Consumidor reportado por la autoridad competente para la Fecha Base del Cargo por Comercialización C_0 .

CAPITULO VII

FÓRMULA TARIFARIA PARA EL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ZONAS NO INTERCONECTADAS.

Artículo 39. Fórmulas Tarifarias Generales para Usuarios Regulados del Servicio Público de Energía Eléctrica en Zonas No Interconectadas. Las Fórmulas Tarifarias Generales para los Usuarios Regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica en las ZNI, serán las siguientes:

a) La aplicable a usuarios regulados del servicio de energía eléctrica con red

b) La aplicable a usuarios regulados del servicio de energía eléctrica sin red

Artículo 40. Fórmulas Tarifarias Generales para Usuarios Regulados del Servicio Público de Energía Eléctrica con Red. La Fórmula Tarifaria General aplicable a los Usuarios Regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica, tendrá los siguientes componentes de cargos:

$$\text{Costo Unitario: } CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + D_{m,n} + C_m \quad (\$/kWh)$$

$CU_{n,m}$ = Costo unitario de prestación del servicio para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m .

m = Mes de prestación del servicio

n = Nivel de tensión

p = Fracción (o Porcentaje expresado como fracción) de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n . Hasta tanto la Comisión no determine lo contrario, las pérdidas eficientes reconocidas serán del 10%.

C_m = Costo de Comercialización del mes m , expresado en \$/kWh, que se calculará de la siguiente forma:

$$C_m = \frac{C_{mt}^*}{CFM_{t-1}}$$

Donde:

C_{mt}^* = Cargo Máximo Base de Comercialización para el mes m del año t , expresado en \$/Factura.

CFM_{t-1} = Consumo Facturado Medio en cada mercado en el año $t-1$. (Total kWh vendidos a los usuarios dividido por el total de facturas expedidas, sin considerar las debidas a errores de facturación).

Artículo 41. Fórmulas Tarifarias Generales para Usuarios Regulados del Servicio Público de Energía Eléctrica sin Red en ZNI. La Fórmula Tarifaria General aplicable a los Usuarios Regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica sin red en Zonas No Interconectadas tendrá los siguientes componentes:

Cargo Fijo: $CF_m = C_m^*$ (\$/Factura)

Cargo Variable: $CV_m = G_m$ (\$/W)

Donde:

G_m = Cargo Máximo por Capacidad Disponible (\$/W-pico disponible) de que trata el literal c) del Artículo 22.

C_m^* = Cargo Base de Comercialización de que trata el Artículo 37 de la presente Resolución.

W = Capacidad disponible en W-pico por usuario, para el mes m de prestación del servicio.

CAPITULO VIII DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 42. Publicidad. Mensualmente y antes de su aplicación, el Comercializador hará públicas las tarifas que facturará a los usuarios en forma simple y comprensible, a través de un medio de comunicación de amplia divulgación en los municipios donde preste el servicio. Dicha publicación incluirá los valores de cada

componente del costo de prestación del servicio. Los nuevos valores deberán ser comunicados por el Comercializador a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Artículo 43. Autorización para fijar Tarifas. Dentro del régimen de libertad regulada, previsto en la Ley 142 de 1994, los prestadores del servicio de energía eléctrica a los que se refiere la presente Resolución podrán aplicar las Fórmulas Tarifarias Específicas del Mercado Relevante correspondiente, a partir del mes siguiente a la publicación tarifaria de que trata el Artículo 42 de la presente Resolución.

Artículo 44. Periodo de Transición cuando se realice interconexión al SIN. El prestador del servicio de energía eléctrica en una Zona No Interconectada, cuyo sistema de distribución se integre físicamente al Sistema Interconectado Nacional, tendrá dos opciones para la prestación del servicio:

- 1) Entrar a formar parte del Sistema de Distribución del Operador de Red al que se conectó, en cuyo caso sus redes se consideran una prolongación de la red de dicho OR y por lo tanto aplicará en su mercado los cargos de distribución y el Costo Base de Comercialización aprobados para ese mercado. El Operador de Red al que se conecta podrá solicitar la revisión de los cargos de distribución.
- 2) Conformar un mercado de comercialización independiente en cuyo caso el prestador del servicio tendrá un plazo de seis (6) meses, contados a partir de la interconexión, para presentar ante la CREG lo siguiente:
 - La solicitud de aprobación del Costo Base de Comercialización, según lo previsto en la Resolución CREG-031 de 1997 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
 - La solicitud de cargos de Distribución de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG-082 de 2002 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.
 - Adicionalmente, deberá adelantar los trámites correspondientes para registrar las fronteras comerciales y los contratos de compra de energía ante las entidades competentes, de conformidad con las normas vigentes.

Parágrafo. Hasta tanto la CREG apruebe los anteriores cargos, el prestador del servicio aplicará la fórmula tarifaria general del Sistema Interconectado Nacional, con las siguientes precisiones:

- i) El componente que remunera la actividad de generación se sustituirá por los costos de compra de energía en el Sistema Interconectado Nacional.
- ii) Los costos de transmisión corresponderán a los cargos regulados para el Sistema de Transmisión Nacional.
- iii) Al cargo de distribución se le adicionará el cobro por concepto de cargos de distribución de niveles superiores que efectúe el Operador de Red al cual se conecta la antigua zona no interconectada. En caso de entrar a formar parte de un STR, el LAC realizará los pagos y cobros correspondientes, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG-082 de 2002 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

- iv) El cargo de comercialización corresponderá al aprobado para las ZNI.
- v) Los demás cargos de la fórmula tarifaria general del SIN podrán ser aplicados por el prestador del servicio el mes siguiente a la interconexión.

Artículo 45. Costo de Capital Invertido. El costo de capital invertido para remunerar los activos de la actividad de generación y de distribución de energía eléctrica en las ZNI, es de 12,18% en pesos constantes antes de impuestos. Una vez la Comisión defina el costo de capital invertido para la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN para el próximo período tarifario, podrá ajustar la tasa establecida en este artículo.

Parágrafo. Para el caso en el cual los activos correspondan a tecnologías que utilicen fuentes de energía renovables, se reconocerá una prima de riesgo tecnológico equivalente a 3,5 puntos del costo de capital propio (ke), adicional al costo de capital definido en el presente artículo.

Artículo 46. Aportes Públicos en inversión. En caso de existir aportes públicos en la inversión y si así lo dispone la entidad propietaria de tales activos, dicha inversión podrá deducirse de la tarifa aplicada al usuario final beneficiario. Para tal efecto la entidad propietaria de los activos deberá manifestarlo por escrito al prestador del servicio correspondiente.

Artículo 47. Vigencia de la presente Resolución. La presente resolución rige a partir del mes siguiente a la fecha de su publicación en el Diario Oficial, y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias, en especial las Resoluciones CREG-077 y 082 de 1997.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dada en Bogotá a los

MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro
Presidente

HERNAN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

ANEXO

COSTOS ADICIONALES DE TRANSPORTE FLUVIAL, MARÍTIMO y AÉREO

Para determinar el costo de transporte de combustible en medio marítimo, fluvial y aéreo, se reconocerá el costo adicional que se indica en la Tabla 6 para cada grupo regional, considerando un costo desde el centro de abasto más cercano hasta las principales cabeceras municipales del grupo regional. A partir de estas cabeceras municipales se reconocerá adicionalmente un costo de \$200/gal para transporte marítimo y fluvial y de \$2.000/gal para transporte aéreo hacia las áreas rurales de cada municipio (corregimientos, inspecciones y localidades menores) (a pesos de diciembre de 2006).

Los costos adicionales reconocidos hasta las cabeceras principales de cada una de los grupos regionales, son los siguientes a precios de diciembre de 2006:

Tabla 6. Costo adicional de transporte de combustible desde el centro de abasto más cercano hasta las principales cabeceras municipales de la región (pesos de diciembre de 2006).

Grupo Regional	Fluvial y marítimo	Aéreo	Observaciones
Grupo 1	\$ 600/gal		
Grupo 2	\$ 600/gal		
Grupo 3	\$ 600/gal		
Grupo 4	\$ 600/gal		Terrestre + Fluvial
Grupo 5	\$ 600/gal		Terrestre + Fluvial
Grupo 6	\$1000/gal		
Grupo 7	\$1000/gal		
Grupo 8	\$1000/gal		
Grupo 9		\$6700/gal	
Grupo 10	\$2500/gal		
Grupo 11	\$ 600/gal		

Los costos de transporte definidos en este Anexo serán actualizados mensualmente con el Índice de Precios al Consumidor hasta que sea establecido por la entidad competente un índice de incremento de costos de transporte fluvial y marítimo.

Grupo 1. Chocó-Atrato

Este grupo lo conforman los centros poblados localizados en los municipios ribereños al Río Atrato y Golfo de Urabá, en los departamentos del Chocó y Antioquia, como son:

Antioquia: Vigía del Fuerte
Chocó: Acandí, Unguía, Riosucio área rural y Bojayá

El río Atrato constituye el eje de la región, comunica por el norte con Turbo y Cartagena y por el Sur con Quibdó. Las poblaciones de este grupo se abastecen de combustible desde Cartagena.

Grupo 2. Litoral Pacífico-Chocó

Este grupo lo conforman los centros poblados localizados en los municipios costeros al mar Pacífico y del centro del departamento del Chocó, como son:

Chocó: Juradó, Nuquí, Bahía Solano, Alto Baudó, Bajo Baudó, Litoral del Bajo San Juan, Sipí, Bagadó, Istmina, Lloró, Novita, Condoto, Cantón de San Pablo y Quibdó.

El centro de abastecimiento de combustible para este grupo es Buenaventura y se realiza por el mar Pacífico.

Grupo 3. Litoral Pacífico-Nariño-Cauca

Este grupo lo conforman los centros poblados localizados en los municipios costeros del mar Pacífico localizados en los departamentos de Nariño y Cauca, como son:

Nariño: El Charco, La Tola, Francisco Pizarro, Mosquera, Olaya Herrera, Santa Bárbara, Barbacoas, Roberto Payan, Magui Payan y Tumaco (área rural).

Cauca: Guapi, Lopez de Micay y Timbiquí.

Por el mar Pacífico y desde el centro de abastecimiento de combustible, que para este grupo es Buenaventura, se accede a todas las poblaciones.

Grupo 4. Río Meta y Casanare

Este grupo lo conforman los centros poblados localizados en los municipios ribereños a los ríos Meta y Casanare de los departamentos de Meta, Casanare y Arauca, como son:

Meta: Puerto Gaitán

Casanare: Orocué, Paz de Ariporo, Trinidad y Villanueva.

Arauca: Cravo Norte

Vichada: La Primavera y Santa Rosalía.

El centro de abastecimiento de este grupo es Mansilla (Cundinamarca).

Grupo 5. Río Guaviare-Meta- Guaviare-Vichada-Guainía

Este grupo lo conforman los centros poblados localizados en los municipios ribereños al río Guaviare de los departamentos de Meta, Guaviare y Guainía, como son:

Meta: La Macarena, Vista Hermosa, Puerto Rico, Puerto Concordia y Mapiripán.

Guaviare: San José del Guaviare (área rural).

Vichada: San José de Ocune

Guainía: Barranco Minas.

El centro de abastecimiento de este grupo es Mansilla (Cundinamarca).

Grupo 6. Ríos Caquetá y Caguán-Caquetá-Putumayo-Amazonas

Este grupo lo conforman los centros poblados localizados en los municipios ribereños a los ríos Caquetá y Caguán, en los departamentos del Caquetá, Putumayo y Amazonas, como son:

Caquetá: Solano, Solita, San José del Fragua, Curillo y Valparaiso.

Putumayo: municipio de Puerto Guzmán y poblaciones ribereñas al río Caquetá del municipio de Puerto Leguizamo (Identificadas: Tagua, Mecaya, Sensella, Delicias, Nueva Apaya).

Amazonas: Corregimiento departamental de Puerto Santander.

Los centros de abastecimiento de combustible están en Neiva o Yumbo.

Grupo 7. Río Putumayo-Putumayo-Amazonas

Este grupo lo conforman los centros poblados de las ZNI localizados en los municipios ribereños al río Putumayo en los departamentos del Putumayo y Amazonas, como son:

Putumayo: Puerto Asís (área rural) y Puerto Leguizamo (Puerto Leguizamo, Piñuña Negro, Puerto Ospina, Puerto Nariño, refugio).

Amazonas: Corregimiento de El Encanto.

Los centros de abastecimiento de combustible están en Neiva, Yumbo o en los países vecinos.

Grupo 8. Departamento del Amazonas

Este grupo lo conforman los centros poblados localizados en el departamento de Amazonas, excluyendo las localidades ubicadas en jurisdicción de los corregimientos de El Encanto y Puerto Santander, así:

Municipios: Puerto Nariño y Leticia

Corregimientos departamentales: La Chorrera, Tarapacá, La Pedrera y Mirití Paraná,

El combustible es traído de Perú o Brasil a través del río Amazonas constituyéndose Leticia en el centro de abasto para las demás localidades.

Grupo 9. Departamento del Vaupés

Este grupo lo conforman los centros poblados del departamento de Vaupés, así:

Municipios: Mitú, Taraira y Carurú

Corregimientos departamentales: Pacoa, Morichal y Yavaraté.

El centro de abastecimiento de este grupo está en Mansilla (Cundinamarca).

Grupo 10. Departamento del Guainía

Este grupo lo conforman los centros poblados del departamento de Guainía excluyendo las localidades ubicadas en jurisdicción del corregimiento departamental de Barrancominas, así:

Municipios: Puerto Inírida
Corregimientos departamentales: San Felipe, Puerto Colombia, La Guadalupe, Cacahual, Campo Alegre y Morichal nuevo.

El centro de abastecimiento de este grupo está en Mansilla (Cundinamarca).

Grupo 11. Departamento del Vichada

Este grupo lo conforman los centros poblados del departamento del Vichada excluyendo las localidades ubicadas en jurisdicción de los municipios de Santa Rosalía y La Primavera, y del corregimiento departamental de San José de Ocune, así:

Municipios: Puerto Carreño
Corregimientos departamentales: Santa Rita y Cumaribo

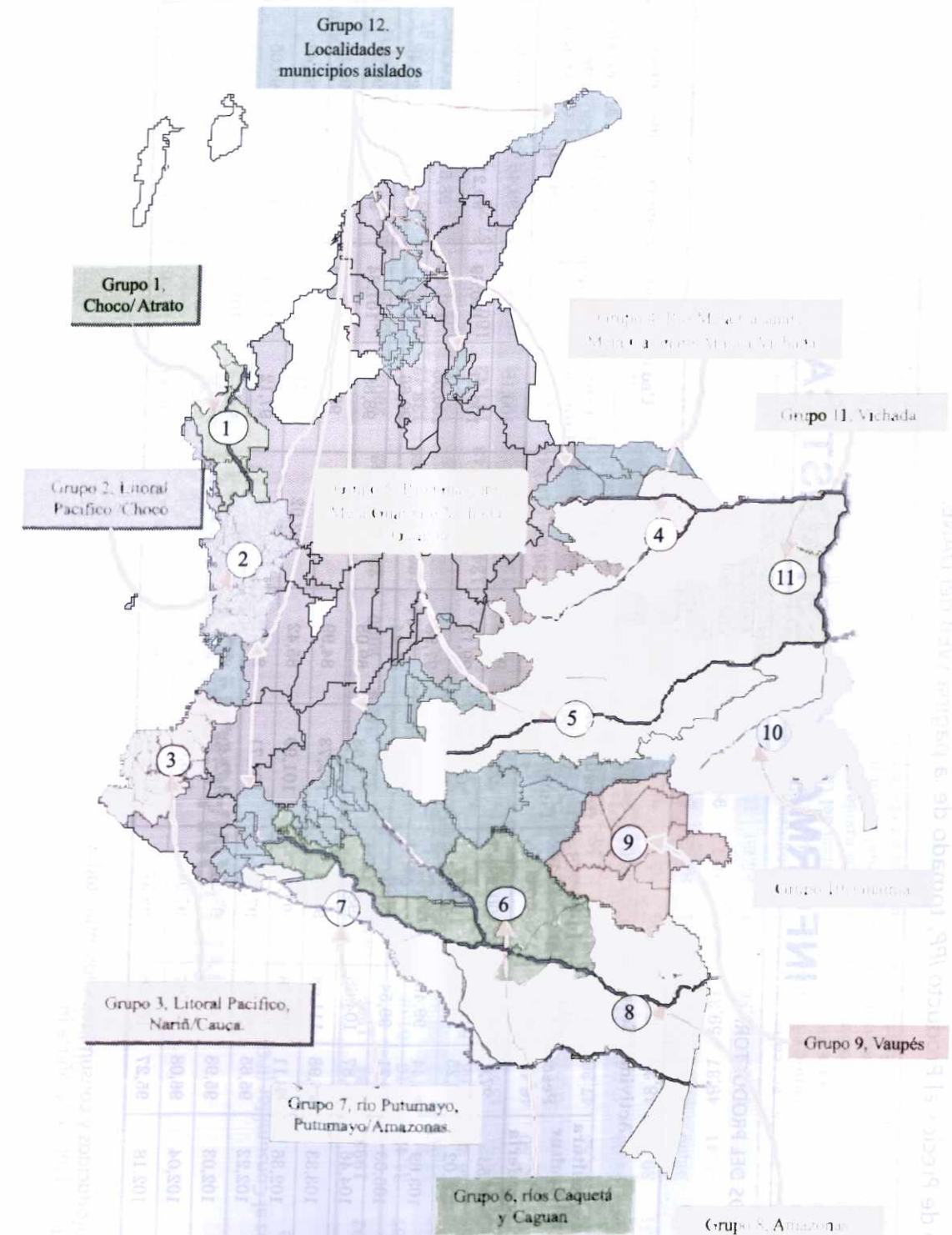
El centro de abastecimiento de este grupo está en Mansilla (Cundinamarca).

Grupo 12. Localidades y municipios aislados

En este grupo se encuentran un gran número de localidades que cumplen con una de las siguientes características: Pertenecen a municipios que están aislados geográficamente de los grupos 1 a 11 o sus cabeceras son cubiertas por el SIN. Para este grupo se aplican los costos de transporte terrestre incluidos en la matriz de origen-destinos.

El grupo lo conforman las localidades pertenecientes a las ZNI de los siguientes departamentos y municipios:

Arauca: áreas rurales de los municipios de Araucuita, Arauca y Tame
Atlántico: área rural del municipio de Juan de Acosta.
Bolívar: áreas rurales de los municipios de Achí, Pinillos, Tiquisio, Mompo y San Fernando.
Caquetá: municipio de Cartagena del Chairá y áreas rurales de los municipios de Florencia, Doncello, Montañita, Paujil, Puerto Rico, San Vicente del Caguán, Belén de los Andaquíes y Valparaíso.
Casanare: área rural del municipio de Pore.
Cauca: área rural de Santa Rosa.
Cesar: áreas rurales del municipio de Aguachica y San Martín.
Guajira: áreas rurales de los municipios de Uribia y San Juan del Cesar.
Guaviare: municipios de Calamar, Miraflores y El Retorno.
Magdalena: áreas rurales de los municipios de Guamal, Pivijay, Plato y Santa Ana.
Meta: Municipio de la Uribe. Áreas rurales de los municipios de El Calvario, Fuente de Oro, Lejanía, San Juanito, San Juan de Arama y Puerto Lleras.
Putumayo: municipios de Orito y Valle del Guamuez. Áreas rurales de los municipios de Mocoa, La Dorada y Villa Garzón.
Valle del Cauca: área rural del municipio de Buenaventura.



MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro
Presidente

HERNAN MOLINA VALENCIA
Director Ejecutivo

Tabla No. 17 Índice de Precios al Producto IPP, tomado de la página WEB del DANE.



INFORMACIÓN ESTADÍSTICA

ÍNDICE NACIONAL DE PRECIOS DEL PRODUCTOR.
(noviembre) 2007
(Base: Diciembre 2006 = 100)

AÑO Y MES	TOTAL/ 1	Actividad Económica				Procedencia de los bienes			Uso o destino económico de los bienes			
		Agricultura Silvicultura y Ganadería	Pesca	Minería	Industria Manufacturera	Productos y Consumidos	Importados	Exportados/ 2	Consumo Intermedio	Consumo Final	Formación de Capital	Materiales de Construcción
2007 Ene	100,20	99,53	97,6	100,17	100,35	100,45	99,33	100,55	100,18	100,3	99,45	100,56
2007 Feb	100,33	101,02	98,25	99,81	100,24	100,68	99,13	100,2	100,21	100,69	99,21	100,42
2007 Mar	100,61	103,69	98,44	99,43	100,07	101,37	97,98	99,04	100,06	101,76	98,5	100,28
2007 Abr	100,46	105,03	98,71	99,54	99,61	101,97	95,24	96,9	99,66	102,25	96,93	99,46
2007 May	99,54	104,46	96,87	104,68	98,3	102,58	89,08	91,72	98,88	101,64	92,58	98,82
2007 Jun	98,74	103,33	95,98	111,68	97,12	102,73	84,99	88,47	98,1	101,14	89,32	98,33
2007 Jul	98,26	102,36	96,11	104,78	97,1	101,99	85,42	92,02	97,21	101,06	89,79	98,44
2007 Ago	98,48	102,22	95,65	98,93	97,72	101,71	87,36	97,96	97,12	101,48	91,31	99,05
2007 Sep	99,43	102,03	95,98	112	98,24	102,42	89,13	100,94	98,59	101,79	92,25	99,03
2007 Oct	99,54	102,04	96,08	119,87	97,94	103,03	87,54	98,55	99,27	101,32	90,93	98,89
2007 Nov	100,29	102,18	95,27	128,66	98,37	103,71	88,51	103,04	100,49	101,48	91,51	98,96

1/ El total incluye bienes producidos y consumidos y los importados.

2/ No participa en el cálculo del IPP de la Oferta interna

FUENTE: DANE



INFORMACIÓN ESTADÍSTICA

Colombia, Índice de Precios al Consumidor (IPC)
Índices - Serie de empalme
1992 - 2007

Tabla No. 18 Índice de Precios al Consumidor IPC, tomado de la página WEB del DANE.

Base Diciembre de 1998 = 100,00

Mes	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Enero	27,57	34,41	42,16	51,03	61,36	74,02	87,22	102,21	110,64	120,04	128,89	138,42	146,98	154,97	162,04	169,67
Febrero	28,49	35,53	43,71	52,83	63,82	76,33	90,09	103,94	113,19	122,31	130,51	139,96	148,75	156,55	163,10	171,66
Marzo	29,15	36,20	44,68	54,21	65,17	77,51	92,43	104,92	115,12	124,12	131,43	141,42	150,21	157,76	164,25	173,74
Abril	29,98	36,91	45,74	55,43	66,46	78,77	95,12	105,74	116,27	125,54	132,63	143,04	150,90	158,45	164,98	175,30
Mayo	30,68	37,50	46,45	56,35	67,49	80,05	96,60	106,25	116,88	126,07	133,43	143,74	151,47	159,10	165,52	175,83
Junio	31,37	38,08	46,87	57,03	68,26	81,01	97,78	106,55	116,85	126,12	134,00	143,67	152,38	159,74	166,03	176,05
Julio	32,00	38,55	47,30	57,47	69,30	81,69	98,25	106,88	116,81	126,26	134,03	143,46	152,34	159,81	166,71	176,34
Agosto	32,24	39,03	47,76	57,84	70,06	82,63	98,28	107,41	117,18	126,59	134,16	143,90	152,38	159,82	167,37	176,10
Septiembre	32,51	39,47	48,28	58,33	70,90	83,67	98,57	107,76	117,68	127,06	134,64	144,22	152,83	160,50	167,85	176,25
Octubre	32,78	39,90	48,82	58,84	71,71	84,48	98,92	108,14	117,86	127,29	135,39	144,31	152,82	160,87	167,60	176,26
Noviembre	33,02	40,41	49,37	59,31	72,29	85,17	99,09	108,66	118,24	127,44	136,45	144,81	153,24	161,05	168,00	177,09
Diciembre	33,33	40,87	50,10	59,86	72,81	85,69	100,00	109,23	118,79	127,87	136,81	145,69	153,70	161,16	168,38	

* Entre marzo de 1994 y febrero de 1995, se realizó la Encuesta de Ingresos y Gastos en 28.000 hogares de los antiguos departamentos, para determinar cambios en los hábitos de consumo y la estructura del gasto de la población colombiana. Con los resultados de esta encuesta, bajo el trabajo de un grupo interdisciplinario de especialistas y la asesoría de la entidad estadística del Canadá, se desarrolló una nueva metodología para calcular el IPC, que es aplicada a partir de enero. Se creó una nueva canasta con una estructura de dos niveles, uno fijo y uno flexible, que permite actualizar la canasta de bienes y servicios, por cambios en el consumo final en un periodo relativamente corto (lo cual no era posible en la anterior canasta). Además la nueva canasta quedó conformada por 405 artículos (la anterior poseía 195), amplió la cobertura socioeconómica a toda la población del índice e igualmente mejoró la fórmula de cálculo.

FUENTE: DANE

Tabla No. 19 Estructura de costos para electrocombustible 2007

Estructura de costos

Vigencia

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
1. Ingreso al Productor	3005,14	3015,31	3048,5	3092,18	3151,65	3180,34	3230,18	3251,58	3232,29	3212,74	3283,04	3337,88
2. IVA	480,82	482,45	487,76	494,75	504,26	508,85	516,83	520,27	517,17	514,04	525,29	534,06
3. Tarifa de Transporte de Combustibles	(*)											
4. Precio Máx. de Venta al Distribuidor Mayorista	(**)											
5. Margen del distribuidor mayorista	181,37	189,62	200,59	198,92	193,65	182,55	172,37	175,2	193,37	213,15	210,01	224,36
6. Precio Máximo en Planta de Abasto Mayorista	(***)											
7. Transporte planta abasto mayorista a usuario		--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Nota: Tabla construida a partir de información disponible en la página WEB de ECOPETROL

5. Glosario

AOM	Abreviatura de Administración, Operación y Mantenimiento
COMISIÓN	Entiéndase, Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG -
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
ELECTROCOMBUSTIBLE	Combustible empleado para la generación de energía eléctrica
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IPP	Índice de Precios al Productor
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas
MWh	Mega vatio hora, unidad de energía equivalente a 1000 kWh
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

