
Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe - Colombia



Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organização Latino-Americana de Energia



Foreign Affairs, Trade and
Development Canada

Affaires étrangères, Commerce
et Développement Canada

Marzo de 2013

Este informe fue elaborado durante la Gestión de:

Victorio Oxilia Dávalos

Secretario Ejecutivo de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)

Néstor Luna

Director de Estudios y Proyectos

ISBN: (colocar el número una vez inscrito)

2013

Autor: Camilo Quintero Montaña

Colaboración: Gabriel Salazar

Byron Chiliquina

Daniel Orbe

Esta publicación fue posible gracias al apoyo de la Cooperación Canadiense, en el marco del Proyecto Energía Sostenible para América Latina y el Caribe 2012-2017, como parte del programa: Mejora en el Acceso a La Electricidad por la Red: “Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe”.

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad del autor y las mismas no necesariamente refleja las opiniones ni la posición oficial de OLADE y los que apoyaron el proyecto.

Se permite la reproducción parcial o total de éste documento siempre y cuando no se alteren los contenidos, ni los créditos de autoría.

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO	3
LISTA DE FIGURAS	10
LISTA DE TABLAS	13
1 INTRODUCCIÓN	15
2 NORMATIVIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	17
2.1 CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE COLOMBIA DE 1991	17
2.2 LEY 142 DE 1994.....	17
2.3 LEY 143 DE 1994.....	18
2.4 LEY 1340 DE 2009.....	18
3 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	18
3.1 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA (MME)	22
3.2 COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG).....	22
3.3 UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME)	23
3.4 SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS (SSPD).....	25
3.5 SUPERINTENDENCIA DE INDUSTRIA Y COMERCIO (SIC)	26
3.6 EXPERTOS DEL MERCADO (XM)	27
3.6.1 <i>Centro Nacional de Despacho (CND)</i>	27
3.6.2 <i>Mercado de Energía Mayorista (MEM)</i>	28
3.7 COMITÉS ASESORES	28
3.7.1 <i>Consejo Nacional de Operación (CNO)</i>	28
3.7.2 <i>Comité Asesor de la Comercialización (CAC)</i>	29
3.7.3 <i>Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión (CAPT)</i>	30
4 CADENA PRODUCTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	30
4.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	31

4.2	TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	40
4.3	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	46
4.3.1	<i>Sistema de Transmisión Regional (STR)</i>	46
4.3.2	<i>Sistema de Distribución Local (SDL)</i>	46
4.4	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	48
4.5	DEMANDA.....	50
4.5.1	<i>Demanda de energía</i>	50
4.5.2	<i>Demanda de potencia</i>	50
4.5.3	<i>Demanda de energía por tipos de mercados y actividades económicas</i> 51	
4.5.3.1	Usuarios Regulados	51
4.5.3.2	Usuarios No Regulados	56
5	MODELOS DE MERCADO EN EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO..	3
5.1	MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA.....	3
5.1.1	<i>Mercado spot o bola de energía</i>	5
5.1.1.1	Despacho ideal, programado y real.....	8
5.1.1.2	Desviaciones	8
5.1.1.3	Restricciones.....	8
5.1.1.4	Reconciliaciones	9
5.1.1.5	Cargo por confiabilidad	11
5.1.1.6	Regulación primaria de frecuencia	17
5.1.1.7	Regulación secundaria de frecuencia	17
5.1.1.8	Transacciones internacionales de electricidad	17
5.1.2	<i>Mercado de contratos</i>	21
5.1.2.1	Contratos bilaterales	21
5.1.2.2	Contratos para el mercado regulado	24
5.1.2.3	Contrato para el mercado secundario cargo por confiabilidad	25
5.1.2.4	Contrato demanda desconectable voluntaria del cargo por confiabilidad.....	26
5.1.3	<i>Cifras del mercado mayorista</i>	26

5.2	MERCADO DE ENERGÍA MINORISTA.....	27
5.2.1.1	Mercado de usuarios regulados	28
5.2.1.2	Mercado de usuarios no regulados	30
5.2.1.3	Subsidios y contribuciones	30
6	FÓRMULA TARIFARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA.....	32
6.1	ASPECTOS LEGALES A CONSIDERAR EN EL ESTABLECIMIENTO EN COLOMBIA	32
6.1.1	<i>Criterios legales para el establecimiento de las fórmulas tarifarias</i>	<i>32</i>
6.1.2	<i>Vigencia de las fórmulas tarifarias.....</i>	<i>35</i>
6.2	COMPONENTE DE GENERACIÓN (G)	40
6.2.1	<i>Primera Fase.....</i>	<i>40</i>
6.2.2	<i>Segunda y tercera fase</i>	<i>43</i>
6.2.2.1	<i>Segunda fase</i>	<i>43</i>
6.2.2.2	<i>Tercera fase</i>	<i>44</i>
6.3	COMPONENTE DE TRANSMISIÓN (T)	45
6.4	COMPONENTE DE DISTRIBUCIÓN (D)	47
6.5	COMPONENTE DE COMERCIALIZACIÓN (C)	49
6.6	COMPONENTE DE PÉRDIDAS (PR).....	51
6.7	COMPONENTE DE RESTRICCIONES (R)	53
7	SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES	55
7.1	FUNDAMENTO LEGAL Y REGULATORIO DE SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES	55
7.1.1	<i>Constitución Política de Colombia de 1991</i>	<i>55</i>
7.1.2	<i>Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, Ley 142 de 1994.....</i>	<i>56</i>
7.1.3	<i>Ley 143 de 1994.....</i>	<i>56</i>
7.1.4	<i>Ley 1117 de 2006.....</i>	<i>57</i>
7.1.5	<i>Ley 1430 de 2010.....</i>	<i>57</i>
7.1.6	<i>Decreto 847 de 2001</i>	<i>58</i>
7.1.7	<i>Resoluciones CREG.....</i>	<i>58</i>
7.1.8	<i>Resoluciones UPME.....</i>	<i>59</i>
7.2	ESQUEMA DE SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES EN ENERGÍA ELÉCTRICA	59

8 FONDOS DE APOYO PARA LA FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE ENERGIZACIÓN	65
8.1 FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS (FAZNI)	66
8.1.1 <i>Objetivo</i>	66
8.1.2 <i>Financiación</i>	66
8.1.3 <i>Reglamentación</i>	66
8.1.4 <i>Otra normatividad aplicable</i>	67
8.1.5 <i>Presentación de los planes, programas y proyecto, destinación y ejecución de los recursos</i>	68
8.1.6 <i>Grupo de apoyo técnico</i>	68
8.1.7 <i>Estadísticas</i>	69
8.2 FONDO DE APOYO FINANCIERO PARA LA ENERGIZACIÓN DE LAS ZONAS RURALES INTERCONECTADAS (FAER)	70
8.2.1 <i>Objetivo</i>	70
8.2.2 <i>Financiación</i>	70
8.2.3 <i>Reglamentación</i>	70
8.2.4 <i>Otra normatividad aplicable</i>	71
8.2.5 <i>Presentación de los planes, programas y proyecto, destinación y ejecución de los recursos</i>	73
8.2.6 <i>Grupo de apoyo técnico y operativo</i>	74
8.2.7 <i>Estadísticas</i>	74
8.3 PROGRAMA DE NORMALIZACIÓN DE REDES ELÉCTRICAS (PRONE)	76
8.3.1 <i>Objetivo</i>	76
8.3.2 <i>Financiación</i>	76
8.3.3 <i>Reglamentación</i>	76
8.3.4 <i>Otra normatividad aplicable</i>	76
8.3.5 <i>Presentación de los planes, programas y proyecto</i>	77
8.3.6 <i>Elegibilidad de los planes, programas y proyectos y ejecución de los recursos</i>	78
8.3.7 <i>Grupo de apoyo técnico</i>	78

8.3.8	<i>Estadísticas</i>	79
8.4	FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS (FSSRI).....	80
8.4.1	<i>Objetivo</i>	80
8.4.2	<i>Financiación</i>	80
8.4.3	<i>Reglamentación</i>	81
8.4.4	<i>Otra normatividad aplicable</i>	81
8.4.5	<i>Estadísticas</i>	82
8.5	FONDO DE ENERGÍA SOCIAL (FOES).....	82
8.5.1	<i>Objetivo</i>	82
8.5.2	<i>Financiación</i>	83
8.5.3	<i>Reglamentación</i>	83
8.5.4	<i>Estadísticas</i>	85
9	METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	86
9.1	INGRESOS Y CARGOS.....	86
9.1.1	<i>Unidades constructivas (UC)</i>	86
9.1.2	<i>Expansión del STN</i>	88
9.1.3	<i>Tasa de retorno de los activos</i>	88
9.1.4	<i>Activos no eléctricos</i>	89
9.1.5	<i>Terrenos y servidumbres</i>	89
9.1.6	<i>Cargos por uso del STN</i>	90
9.2	ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	90
9.3	CALIDAD DEL SERVICIO EN EL STN	91
10	METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	92
10.1	INGRESOS Y CARGOS DEL DISTRIBUIDOR.....	93
10.1.1	<i>Unidades constructivas (UC)</i>	94
10.1.2	<i>Expansión del STR y SDL</i>	95
10.1.3	<i>Tasa de retorno de los activos</i>	96

10.1.4	<i>Activos no eléctricos</i>	96
10.1.5	<i>Terrenos</i>	96
10.2	ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	97
10.3	CALIDAD DEL SERVICIO EN EL STR Y SDL	98
10.4	ÁREAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ADD)	100
10.5	PLANES DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS.....	108
11	ANÁLISIS COMPARATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO RESPECTO A OTROS PAÍSES LATINOAMERICANOS	111
11.1	ESQUEMA INSTITUCIONAL	111
11.2	NATURALEZA DEL SERVICIO	111
11.3	VIGILANCIA Y CONTROL	111
11.4	PLANEAMIENTO DEL SECTOR	112
11.5	AGENTES DEL MERCADO	113
11.5.1	<i>Operador del mercado eléctrico</i>	113
11.5.2	<i>Actividad de comercialización</i>	113
11.6	PRODUCTOS DEL MERCADO.....	114
11.7	DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	114
11.8	COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	115
11.9	USUARIOS NO REGULADOS	115
12	PROPUESTAS GENERALES DE MEJORAS A LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	116
12.1	CÓDIGO DE REDES.....	116
12.1.1	<i>Código de planeamiento</i>	116
12.1.2	<i>Código de conexión</i>	116
12.1.3	<i>Código de operación</i>	117
12.1.4	<i>Código de medida</i>	118
12.2	REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN.....	118
12.3	PROPUESTA REGULATORIA SOBRE EL MOR.....	120
12.4	DESARROLLOS REGULATORIOS FUTUROS	121
12.4.1	<i>Transmisión de energía eléctrica</i>	122

12.4.2	<i>Distribución de energía eléctrica</i>	122
13	PROPUESTAS PARTICULARES DE MEJORAS A LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	124
13.1	CONSIDERACIONES SOBRE EL MARCO INSTITUCIONAL COLOMBIANO	124
13.2	CONSIDERACIONES SOBRE EL MERCADO MAYORISTA COLOMBIANO	125
13.2.1	<i>Despacho con ofertas semanales o periodos diferentes</i>	126
13.2.2	<i>Asignación de sobrecostos por generaciones de seguridad</i>	126
13.2.3	<i>Creación del mercado de energía reactiva</i>	127
13.3	CONSIDERACIONES SOBRE LAS ACTIVIDADES DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	127
13.3.1	<i>Libre acceso</i>	127
13.3.2	<i>Acceso a las redes remuneradas con la metodología de ingreso regulado</i>	128
13.3.3	<i>Cargos a nivel de transformación</i>	128
13.3.4	<i>Conexión de usuarios abriendo líneas</i>	128
13.3.5	<i>Ajuste del cargo de administración, operación y mantenimiento (AOM)</i>	129
13.3.6	<i>Determinación de los costos eficientes en las actividades monopólicas</i>	129
13.4	CONSIDERACIONES SOBRE LA INTEGRACIÓN HORIZONTAL Y VERTICAL	130
	ANEXO A - SIGLAS	131
	ANEXO B - BIBLIOGRAFÍA	135

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Esquema institucional del sector eléctrico en Colombia.....	20
Figura 2 Generadores que son o no despachados centralmente.....	31
Figura 3 Evolución de la capacidad efectiva del SIN (2005-2011)	33
Figura 4 Capacidad efectiva neta del SIN (2011).....	37
Figura 5 Generación de energía eléctrica del SIN (2011)	38
Figura 6 Evolución de la generación de energía eléctrica en el SIN por recursos	38
Figura 7 Evolución de la generación de energía eléctrica en el SIN con recursos térmicos.....	39
Figura 8 Sistema de transmisión nacional a 2011	44
Figura 9 Visión de largo plazo sistema de transmisión nacional 2025	45
Figura 10 Representación del sistema de transmisión y distribución colombiano	47
Figura 11 Consumo de energía por comercializador en el 2011	49
Figura 12 Número de cuscriptores por comercializador en el 2011	49
Figura 13 Evolución de la tasa de crecimiento demanda del SIN (1995 – 2011) .	50
Figura 14 Evolución de la demanda máxima de potencia (2005 – 2011).....	51
Figura 15 Evolución de la demanda comercial regulada y no regulada de Colombia.....	52
Figura 16 Comportamiento de la demanda de energía regulada por operador de red	53
Figura 17 Comportamiento de la demanda de energía no regulada por operador de red	58
Figura 18 Agentes participantes en mercado mayorista de energía colombiano ...	3
Figura 19 Precio de energía eléctrica en bolsa vs. precio promedio de contratos de atender usuarios no regulados (UNR) y usuarios regulados (UR)	4

Figura 20 Esquema cargo por confiabilidad	12
Figura 21 Liquidación de contratos en la bolsa para un generador	22
Figura 22 Liquidación de contratos en la bolsa para un comercializador	23
Figura 23 Tarifas de energía para usuarios residenciales.....	31
Figura 24 Tarifas de energía para usuarios no residenciales.....	32
Figura 25 CU de la prestación del servicio de energía eléctrica en el nivel de tensión 1.....	39
Figura 26 Costo compra de energía (G).....	45
Figura 27 Costo por uso del sistema de transmisión nacional (T).....	47
Figura 28 Costo de distribución del nivel de tensión 1 (D)	49
Figura 29 Costo de comercialización (C)	51
Figura 30 Costo de pérdidas del nivel de tensión 1 (PR)	53
Figura 31 Costo de restricciones (R).....	55
Figura 32. Aplicación subsidios y contribuciones	62
Figura 33 Evolución de subsidios y contribuciones sector eléctrico (millones de pesos)	63
Figura 34 Evolución de subsidios sector eléctrico por estrato.....	64
Figura 35 Evolución contribuciones sector eléctrico por estrato.....	65
Figura 36 Unificación de cargos de distribución	103
Figura 37 CU de Codensa con Dt y DtUn, para nivel de tensión 1.....	105
Figura 38 CU de Codensa con Dt y DtUn, para nivel de tensión 2.....	105
Figura 39 CU de Codensa con Dt y DtUn, para nivel de tensión 3.....	106
Figura 40 CU de EBSA con Dt y DtUN, para nivel de tensión 1	107
Figura 41 CU de EBSA con Dt y DtUN, para nivel de tensión 2.....	107
Figura 42 CU de EBSA con Dt y DtUN, para nivel de tensión 3.....	108

LISTA DE TABLAS

Tabla I Plantas hidráulicas por empresa administrador y capacidad neta (Dic-2011)	34
Tabla II Plantas térmicas por empresa administrador y capacidad neta (Dic-2011)	35
Tabla III Resumen de los últimos proyectos de convocatorias públicas UPME ...	40
Tabla IV Futuros proyectos de convocatorias públicas UPME	41
Tabla V Demanda de energía del mercado no regulado y por actividad económica	56
Tabla VI Resultados de subasta cargo por confiabilidad 2008 (tipo reloj descendente).....	13
Tabla VII Resultados de subasta cargo por confiabilidad 2008 (tipo GPPS).....	14
Tabla VIII Resultados de subasta cargo por confiabilidad 2011, para el periodo 2015-2016 (tipo reloj descendente).....	14
Tabla IX Resultados de subasta cargo por confiabilidad 2011, para los años 2016 a 2012 (tipo GPPS)	15
Tabla X Resumen transacciones TIE para Colombia y Ecuador.....	19
Tabla XI Resumen cifras del mercado mayorista de energía	27
Tabla XII Subsidios, contribuciones y aportes de la nación al sector eléctrico (2005-2011) en millones de pesos colombiano	62
Tabla XIII Inversiones con recursos FAZNI (millones de pesos)	69
Tabla XIV Usuarios beneficiados con recursos FAZNI.....	69
Tabla XV Inversiones con recursos FAER (millones de pesos)	74
Tabla XVI Usuarios rurales beneficiados FAER con servicio de energía	75
Tabla XVII Inversiones con recursos PRONE (millones de pesos)	79
Tabla XVIII Usuarios beneficiados con recursos PRONE	79

Tabla XIX Distribución de recursos fondo FOES (millones de Pesos)	85
Tabla XX Componentes de las UC.....	87
Tabla XXI Máximas horas anuales de indisponibilidad permitidas por activo	92

1 INTRODUCCIÓN

En cumplimiento de los términos del Contrato No. CPSC 086/2012 CIDA 09/2012, entre la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y el Consultor Camilo Quintero Montaña, que tiene como objeto general *“Elaborar un levantamiento, descripción y análisis de los modelos de mercado, métodos regulatorios y esquemas de estructuración de tarifas aplicadas al usuario final, vigentes en Colombia, realizando un análisis comparativo de su marco legal y regulatorio, así como de los modelos económicos y sociales que influyen en la fijación de tarifas, en el cálculo de costos del servicio y en la repartición de costos en las distintas etapas de la cadena de producción de la electricidad, a continuación se presenta el documento final de este Estudio.*

Este documento contiene 13 Capítulos incluida esta introducción.

Los Capítulos 2, 3 y 4 presentan la normatividad más relevante del sector eléctrico colombiano, una descripción del marco institucional y de las diferentes etapas de la cadena de producción: generación, transmisión, distribución, comercialización y demanda.

En el Capítulo 5 se presenta un análisis del mercado de energía mayorista (mercado spot y mercado de contratos) y del mercado minoristas, respectivamente.

En el Capítulo 6 se presenta el desarrollo de las fórmulas para calcular cada una de las componentes que hacen parte de la fórmula tarifaria de energía eléctrica que permite a los comercializadores de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a los usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

En el Capítulo 7 y 8 se presenta la normatividad y características de los subsidios y contribuciones del sector de energía, así como la descripción de los diferentes

fondos de apoyo para la financiación de proyectos de energía eléctrica en Colombia.

En el Capítulo 9 y 10 se presenta un análisis de las metodologías para la remuneración de las actividades de transmisión y distribución (establecimiento de cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local) de energía eléctrica.

En el Capítulo 11 se presenta un análisis comparativo del sector eléctrico Colombiano respecto a otros países Latinoamericanos (Perú, Honduras, Ecuador y Panamá) en aspectos como el esquema institucional, agentes del mercado, el producto transado, entre otros.

En el Capítulo 12 se presenta propuestas generales de mejoras a la regulación del sector eléctrico colombiano en temas del Código de Redes, remuneración de la actividad de comercialización, la propuesta regulatoria del Mercado Organizado Regulado y de los futuros desarrollos regulatorios en las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica.

En el Capítulo 13 se presenta propuestas particulares de mejoras a la regulación del sector eléctrico colombiano en temas particulares como: marco institucional, consideraciones sobre el mercado mayorista, libre acceso, determinación de costos de las actividades de distribución y transmisión, entre otros aspectos.

Finalmente, en los Anexos A y B se presenta el listado de siglas que ayudarán en la lectura del presente documento y las fuentes de información que fueron empleadas.

2 NORMATIVIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

2.1 Constitución Política de Colombia de 1991

Los siguientes son algunos de los principios constitucionales que soportan el desarrollo legal e institucional del sector de energía en Colombia:

- El Estado considera que los servicios públicos domiciliarios son indispensables para que los ciudadanos tengan un nivel de calidad de vida adecuado.
- Por tanto el Estado se subroga la intervención en la prestación de estos servicios a través de la función de regulación y la vigilancia y control.
- Los agentes que desarrollen su actividad económica en la prestación de servicios públicos domiciliarios la desarrollan bajo el principio de libre competencia y no abuso de la posición dominante.

2.2 Ley 142 de 1994

Esta Ley, denominada la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, cubija los servicios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural.

En particular define la naturaleza jurídica de las Empresas Servicios Públicos – E.S.P., establece las diferentes comisiones de regulación, definiendo sus funciones y composición. Define los diferentes regímenes de regulación. Igualmente define los derechos y obligaciones de los usuarios. Establece el régimen de subsidios y contribuciones.

2.3 Ley 143 de 1994

A diferencia de otros servicios públicos domiciliarios, el sector de energía eléctrica fue reglamentado de forma específica por una Ley complementaria a la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios. La Ley 143 de 1994 detalla los siguientes aspectos:

- Especifica las funciones del Ministerio de Minas y Energía como entidad rectora de la política energética del país.
- Establece la función de la planeación del sector y ratifica la responsabilidad de la Unidad de Planeación Minero Energética frente al tema.
- Especifica las funciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, su estructura, su estructura presupuestal y financiera.
- Establece los mecanismos básicos de transacción de energía entre agentes.
- Define la actividad de interconexión como una actividad que debe estar separada de las demás actividades de la cadena productiva de la electricidad (generación, transporte, distribución y comercialización).

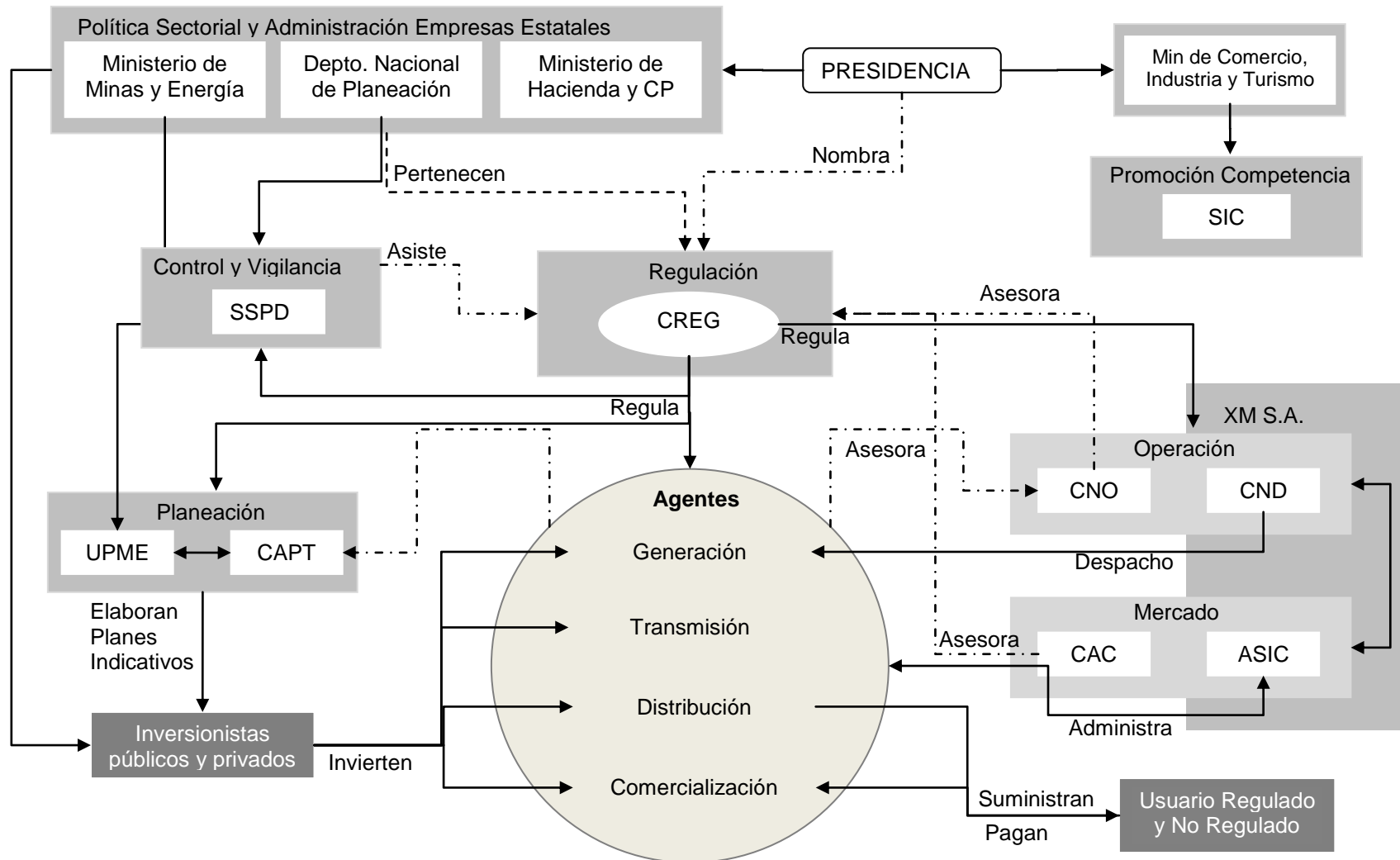
2.4 Ley 1340 de 2009

Centralizó en la Superintendencia de Industria y Comercio la función de vigilancia y control de la competencia.

3 ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

En la siguiente figura se presenta la estructura institucional del sector eléctrico de Colombia.

Figura 1 Esquema institucional del sector eléctrico en Colombia



3.1 Ministerio de Minas y Energía (MME)

Es la institución que representa la máxima autoridad del sector de energía. Tiene a su cargo la definición de las políticas del sector para lo cual tiene adscritas entidades como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME); institutos como el Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE) y el Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero Ambiental y Nuclear (INGEOMINAS). Si bien la política de Estado ha sido reforzar los roles de la regulación la vigilancia y el control, aún es importante la participación del Estado como productor a través de empresas que están vinculadas al Ministerio como Ecopetrol S.A., Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., Isagen S.A. E.S.P., la Financiera Eléctrica Nacional (FEN), Ecogas.

Actualmente el Ministerio de Minas y Energía está organizado por el despacho del señor Ministro; la secretaría general que cumple las funciones administrativas y financieras de la entidad; un Viceministerio de minas con dos direcciones: dirección de minería empresarial y dirección de formalización minera; un Viceministerio de energía con dos direcciones: dirección de energía eléctrica y dirección de hidrocarburos.

3.2 Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Es una entidad eminentemente técnica, creada por las Leyes 142 y 143 de 1994, con el objeto de realizar la función de regulación del Estado frente a los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible (gas natural y gas licuado de petróleo), para lo cual es su función promover la competencia donde sea pertinente y regular los monopolios naturales; establecer las fórmulas tarifarias para los usuarios regulados asumiendo criterios de ley; promover que los servicios se presten al menor costo posible para los usuarios, garantizando la calidad, cobertura y expansión y con una remuneración adecuado para las empresas.

La CREG está conformada por un cuerpo colegiado de cinco expertos comisionados, de los cuales uno hace las funciones de director ejecutivo, igualmente son miembro de la CREG el Ministerio de Minas y Energía, quien realiza las funciones de presidencia de las sesiones de la CREG, por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, por el Departamento Nacional de Planeación y por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, esta última con voz y sin voto.

Cuenta con órganos asesores como el Consejo Nacional de Operación, creado por la Ley 143 de 1994, en los temas operativos y el Comité Asesor de la Comercialización, creado por la Resolución CREG 068 de 1999.

3.3 Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

Es una unidad administrativa especial del orden nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por los Decretos 255 y 256 de 2004.

Su objetivo general es planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético, tanto entidades públicas como privadas, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, producir y divulgar la información minero energética. Sus principales funciones son:

- Establecer los requerimientos minero-energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos minero-energéticos destinados al desarrollo del mercado nacional, con proyección a la integración regional y mundial, dentro de una economía globalizada.
- Establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos minero-energéticos existentes, convencionales y no

convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales.

- Elaborar y actualizar el plan nacional minero, el plan energético nacional, el plan de expansión del sector eléctrico, y los demás planes subsectoriales, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.
- Desarrollar análisis económicos de las principales variables sectoriales y evaluar el comportamiento e incidencia del sector minero energético en la economía del país.
- Organizar, operar y mantener la base única de información estadística oficial del sector minero-energético, procurar la normalización de la información obtenida, elaborar y divulgar el balance minero-energético, la información estadística, los indicadores del sector, así como los informes y estudios de interés para el mismo.

Adicional a estas funciones, la UPME es el administrador del libre acceso al Sistema de Transmisión Nacional (STN). En ese sentido, cuando un agente desea conectarse al STN presenta a través del transportador dueño del punto de conexión a donde se va a conectar, un estudio técnico y económico a la UPME para que esta lo apruebe y si se requieren obras adicionales en los activos de uso (los que todos los usuarios pagan), la UPME los incluye en el plan de expansión. Todos los agentes que desean conectar plantas de generación al Sistema Interconectado Nacional (SIN), deben surtir un procedimiento equivalente al mencionado en el párrafo anterior.

Uno de los productos más relevantes que desarrolla la UPME es el Plan de Expansión Generación Transmisión, el cual se realiza anualmente y es adoptado mediante resolución por el Ministerio de Minas y Energía. Los proyectos incluidos en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, se convocan para seleccionar al transportador que los ejecutará y operará, estos procesos de convocatorias son realizados por la UPME.

La UPME tiene una dirección general, una secretaría general y tres subdirecciones: energía, información, minería. La Ley 1362 de 2009 ha conformado un consejo directivo para la UPME, del cual harán parte el Ministro de Minas y Energía, el director de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el director de la entidad encargada del despacho eléctrico (XM), y dos miembros más de libre nombramiento y libre remoción.

3.4 Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)

Es un organismo de carácter técnico, adscrita al Departamento Nacional de Planeación, fue creada por el artículo 370 de la Constitución de 1991 para que, por delegación del Presidente de la República, ejerza el control, la inspección y la vigilancia de las entidades prestadoras de servicios públicos domiciliarios.

Igualmente tiene a su cargo la administración del sistema de información de las empresas del sector, para lo cual ha desarrollado el Sistema Único de Información del sector de servicios públicos domiciliarios (SUI); resuelve como última instancia los recursos de reposición que interponen los usuarios frente a las empresas; proporciona la orientación y el apoyo técnico necesarios para la promoción de la participación de la comunidad en las tareas de vigilancia y control; certifica que la estratificación ha sido correcta, cuando se trate de otorgar subsidios con los recursos nacionales y a exigencia de la nación; Sanciona a las entidades encargadas de prestar servicios públicos domiciliarios cuando no cumplen las normas a que están obligadas; publica las evaluaciones de gestión realizadas a los prestadores y proporciona la información pertinente a quien la solicite. Adicionalmente, administra el sistema de Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos Domiciliarios.

Los servicios a cargo de la SSPD son: acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica y gas combustible (gas natural y gas licuado de petróleo).

Su estructura es de superintendencias delegadas para cada uno de los servicios a su cargo: superintendencia delegada para acueducto, agua y alcantarillado, superintendencia delegada para telecomunicaciones y la superintendencia

delegada para energía y gas. Adicionalmente, cuenta con una dirección general territoriales, una dirección de entidades intervenidas y en liquidación, y una secretaría general.

Desde 2005, la SSPD estableció el Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (CSMEM), como un cuerpo interno de la superintendencia, el cual analiza los aspectos más importantes que inciden en el comportamiento del mercado de energía mayorista y propone recomendaciones para que los entes rectores del sector las discutan, profundicen y tomen las medidas que consideren convenientes.

3.5 Superintendencia de Industria y Comercio (SIC)

La SIC es una entidad adscrita al Ministerio de Comercio, Industria y Turismo que goza de autonomía administrativa, financiera y presupuestal. Fue creada el 3 de diciembre de 1968 para apoyar, promocionar y vigilar la actividad empresarial y fortalecer los niveles de satisfacción del consumidor Colombiano.

La SIC se encuentra dividida en cuatro delegaturas: i) Promoción de la competencia, ii) Protección al consumidor, iii) Propiedad industrial y iv) Asuntos jurisdiccionales.

Con la Ley 1340 y 1341 de 2009 se le asignaron nuevas funciones a la SIC. En particular con la promulgación de la Ley 1340 de 2009, se convierte en la única autoridad en materia de competencia lo cual implicó la eliminación de esta función a entidades como: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Comisión Nacional de Televisión, Superintendencia Financiera, Superintendencia de Puertos y Transporte, entre otras, para ser centralizadas en la SIC. Con la Ley 1341 de 2009, la SIC asumió la competencia en materia de protección de usuarios de los otros servicios domiciliarios de telecomunicaciones.

3.6 Expertos del Mercado (XM)

Es la entidad encargada de la supervisión de la operación del sistema interconectado nacional, y de la administración de la operación comercial del mercado de energía mayorista: Centro Nacional de Despacho (CND) y Mercado de Energía Mayorista (MEM), respectivamente.

Tanto las funciones del CND como del MEM, inicialmente las desarrollaron dependencias de la empresa Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA). Posteriormente, el Decreto 848 de 2005 autorizó la creación de una sociedad anónima para la ejecución de las funciones del CND y MEM, con este fundamento legal ISA creó la filial denominada XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM), la cual realiza estas dos funciones. XM es una empresa regulada por la CREG y su ingreso es el resultado de una contribución de los agentes que intervienen en el mercado

3.6.1 Centro Nacional de Despacho (CND)

La Ley 142 de 1994, en el artículo 172 y posteriormente la Ley 143 de 1994, establecen para el Centro Nacional de Despacho (CND), como entidad encargada de la operación las siguientes funciones:

- Planear la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica.
- Ejercer la coordinación, supervisión, control y análisis de la operación de los recursos de generación, interconexión y transmisión incluyendo las interconexiones internacionales.
- Determinar el valor de los intercambios resultantes de la operación de los recursos energéticos del sistema interconectado nacional.

- Coordinar la programación del mantenimiento de las centrales de generación y de las líneas de interconexión y transmisión de la red eléctrica nacional.
- Informar periódicamente al Consejo Nacional de Operación acerca de la operación real y esperada de los recursos del sistema interconectado nacional y de los riesgos para atender confiablemente la demanda.
- Informar las violaciones o conductas contrarias al reglamento de operaciones.

3.6.2 Mercado de Energía Mayorista (MEM)

Es el encargado de la administración del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) mediante el registro de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores.

Liquida y Administra las Cuentas (LAC) de cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional, realizando el cálculo de ingresos y compensaciones de los transportadores y distribuidores, la liquidación y facturación de cargos para comercializadores y la gestión financiera del proceso.

3.7 Comités Asesores

3.7.1 Consejo Nacional de Operación (CNO)

El Consejo Nacional de Operación fue creado por las Leyes 142 y 143 de 1994, artículos 172 y 36 respectivamente. Su principal función es acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación conjunta del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica.

Es el órgano ejecutor del reglamento de operación, todo con sujeción a los principios generales de la Ley 143 del 1994 y a la preservación de las condiciones de competencia. Las decisiones del CNO son apelables ante la CREG.

El CNO está conformado por un representante de cada una de las empresas de generación, conectadas al sistema de interconectado nacional que tengan una capacidad instalada superior al cinco por ciento del total nacional, por dos representantes de las empresas de generación del orden nacional, departamental y municipal conectadas al sistema interconectado nacional, que tengan una capacidad instalada entre el uno y el cinco por ciento del total nacional, por un representante de las empresas propietarias de la red nacional de interconexión con voto sólo en asuntos relacionados con la interconexión, por un representante de las demás empresas generadoras conectadas al sistema interconectado nacional, por el director del Centro Nacional de Despacho, quien tendrá voz pero no tendrá voto, y por dos representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación siendo por lo menos una de ellas la que tenga el mayor mercado de distribución. La Comisión de Regulación de Energía y Gas establece la periodicidad de las reuniones del CNO.

3.7.2 Comité Asesor de la Comercialización (CAC)

Es un comité creado y modificado por la CREG mediante las Resoluciones 068 de 1999 y 123 de 2003, respectivamente. Su función primordial es asistirle en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado de energía mayorista.

Sus funciones principales son:

- Seguimiento del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) en forma regular, incluyendo los índices de desempeño del administrador del SIC en la operación del sistema, sin perjuicio de lo dispuesto en el parágrafo 3º del artículo 31 de la Resolución CREG 024 de 1995.
- Realizar una revisión anual de los procedimientos del SIC y enviar a la CREG un reporte de los resultados.
- Apoyar a las auditorías que se designe, de acuerdo con lo estipulado en la Resolución CREG 024 de 1995, en los procesos a ejecutar.

- Analizar y recomendar cambios a las reglas comerciales de la bolsa y de la actividad de comercialización en el mercado mayorista, así como cualquier otro aspecto del SIC y del mercado que involucre aspectos que afecten a la comercialización de energía.

3.7.3 Comité Asesor del Planeamiento de la Transmisión (CAPT)

Este comité fue creado originalmente por la CREG (Resoluciones 025 de 1995 y 085 del 2002) y posteriormente ratificado por el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución 181313 de 2002, tiene por objetivo asesorar a la UPME en el proceso de revisión anual del plan de expansión de la transmisión, compatibilizando criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión del STN.

El CAPT conceptúa sobre el plan de expansión de transmisión de referencia preliminar elaborado por la UPME. El CAPT está conformado por un generador, un distribuidor, tres grandes usuarios, tres comercializadores y tres transportadores.

4 CADENA PRODUCTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

En Colombia la energía eléctrica surge una cadena productiva que involucra las siguientes actividades: Generación, transmisión, distribución y comercialización.

Aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley 143 de 1994, sólo pueden ejercer una de las actividades de la cadena productiva, con excepción de la comercialización, la cual puede ejercerse en forma simultánea con la generación y la distribución.

A continuación se presentan las principales características, estadísticas, agentes y normatividad para cada actividad.

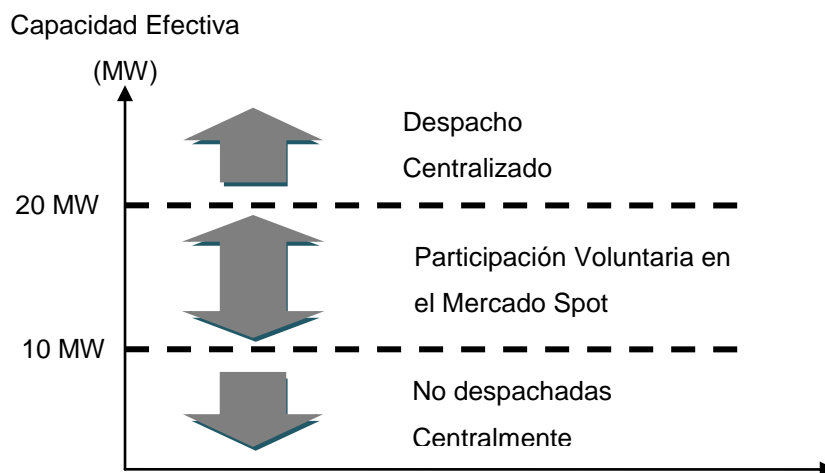
4.1 Generación de energía eléctrica

La producción de la energía eléctrica, la puede desarrollar cualquier agente económico. La ley establece dos modalidades de transacción: i) como resultado de las fuerzas del mercado (bolsa de energía) y ii) mediante contratos bilaterales (Ver Capítulo 5).

En la reglamentación del mercado se distinguen los siguientes tipos de generadores:

- Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 20 MW, están obligados a ofertar precios y declarar capacidad para el despacho central (transar en la bolsa de energía), de acuerdo con la Resolución CREG 054 de 1994. En la Figura 2 se presentan los generadores que son o no despachados centralmente.
- Los generadores conectados al SIN con plantas menores o unidades de generación, con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor a 20 MW, pueden optar por participar en la oferta para el despacho central, de acuerdo con las Resoluciones CREG 086 de 1996 y 039 de 2001.

Figura 2 Generadores que son o no despachados centralmente



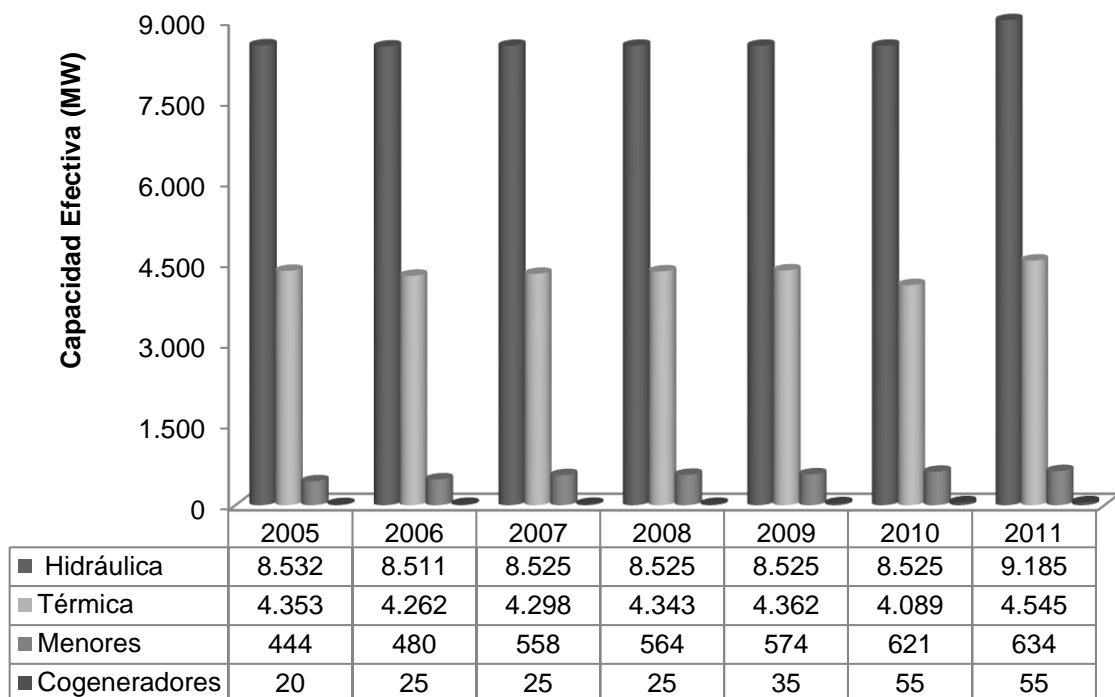
- **Las plantas menores** con capacidad efectiva menor de 10 MW, no tienen acceso al despacho central y por lo tanto no participan en el mercado mayorista de electricidad. La energía generada por dichas plantas puede ser comercializada de las siguientes formas: i) vendida a un comercializador que atiende mercado regulado directamente sin convocatoria pública y cuando no exista vinculación económica entre el vendedor y el comprador; ii) vendida a un comercializador que atiende mercado regulado participando en convocatorias públicas que abran estas empresas; iii) vendida a precios pactados libremente a los siguiente agentes: usuarios no regulados, generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados.
- **Los autogeneradores** son aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usan la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del sistema interconectado nacional, los autogeneradores no pueden vender parcial o totalmente su energía a terceros, no obstante en situaciones de racionamiento declarado de energía los autogeneradores pueden vender energía a la bolsa en los términos comerciales establecidos en el Estatuto de Racionamiento¹. (Resolución CREG 084 de 1996 y Resolución CREG 190 de 2009).
- **Los cogeneradores** son aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía utilizando un proceso de cogeneración, entendiendo como cogeneración, el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de la actividad productiva de quien produce dichas energías, destinadas ambas al

¹ Resolución CREG 119 de 1998: Por la cual se modifican y complementan algunas de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 217 de 1997, que establece el Estatuto de Racionamiento, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

consumo propio o de terceros en procesos industriales o comerciales. Los cogeneradores pueden vender sus excedentes de energía y atender sus necesidades en el MEM, previo cumplimiento de los requisitos exigidos por la CREG. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes, está contenida en la Resolución CREG 005 de 2010.

A continuación se presentan datos históricos de la capacidad efectiva neta de generación del sistema interconectado nacional clasificada por tipo de recurso, evolución de la generación de energía eléctrica y otras cifras de esta actividad. En la Figura 3 se presenta la evolución de la capacidad efectiva neta del SIN (MW) de acuerdo al tipo de recurso empleado para el periodo 2005 – 2011. Comparando la información de 2011 con 2010, los incrementos se dieron principalmente por la entrada en operación de la central hidroeléctrica Porce III y la central térmica Flores IV.

Figura 3 Evolución de la capacidad efectiva del SIN (2005-2011)



Fuente: XM, Consultor

En las siguientes tablas se enlistan las plantas hidráulicas y térmicas respectivamente, por empresa administradora y capacidad neta a corte de diciembre de 2011. De estas tablas se observa que la mayor participación de la capacidad es administrada por seis grandes generadores: Emgesa S.A. E.S.P. (EMGESA), Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (EPM), Isagen S.A. E.S.P. (ISAGEN), Generadora y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P. (GECELCA), Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. (EPSA), AES Chivor & Cía S.C.A. E.S.P. (CHIVOR).

Tabla I Plantas hidráulicas por empresa administrador y capacidad neta (Dic-2011)

Nombre Empresa/ Planta hidráulica	Capacidad Neta (MW)
AES CHIVOR & CÍA S.C.A. E.S.P.	
Chivor	1000
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	
Esmeralda	30
San Francisco	135
EMGESA S.A E.S.P	
Betania	540
Guavio	1 200
La Guaca	324
Paraíso	276
EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P	
Urra	338
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P.	
Alto Anchicayá	355
Bajo Anchicayá	74
Calima	132
Prado	46
Salvajina	285
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	
Guadalupe III	202
Guadalupe IV	560
Guatapé	306
La tasajera	201

Nombre Empresa/ Planta hidráulica	Capacidad Neta (MW)
Playas	405
Porce II	660
Porce III	40
Troneras	
ISAGEN S.A. E.S.P.	
Jaguas	170
Miel I	396
San Carlos	1 240
Total SIN con plantas hidráulicas (MW)	9 185

Fuente: XM – Base de datos NEÓN.

Tabla II Plantas térmicas por empresa administrador y capacidad neta (Dic-2011)

Nombre Empresa/ Planta térmica	Capacidad Neta (MW)²
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	
Termodorada	151
COMPAÑÍA COLOMBIANA DE INVERSIONES S.A E.S.P	
Merilectrica 1	169
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	
Palenque 3	13
EMGESA S.A E.S.P	
Central Cartagena 1	61
Central Cartagena 2	60
Central Cartagena 3	66
Zipaemg 2	34
Zipaemg 3	63
Zipaemg 4	64
Zipaemg 5	64

² La capacidad técnica se muestra con el combustible que corresponde a la mayor capacidad efectiva declarada por los agentes (MW).

Nombre Empresa/ Planta térmica	Capacidad Neta (MW)²
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. "EPSA E.S.P."	
Termovalle 1	205
EMPRESA DE GENERACION DE CALI S.A. E.S.P.	
Termoemcali 1	229
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	
Termosierrab	460
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. ESP	
Barranquilla 3	64
Barranquilla 4	63
Guajira 1	145
Guajira 2	145
Tepsab	791
GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. E.S.P.	
Paipa 1	31
Paipa 2	70
Paipa 3	70
Paipa 4	150
ISAGEN S.A. E.S.P.	
Termocentro 1 Ciclo Combinado	278
PROELECTRICA & CIA S.C.A. E.S.P	
Proelectrica 1	45
Proelectrica 2	45
TERMOCANDELARIA S.C.A. E.S.P	
Termocandelaria 1	157
Termocandelaria 2	157
TERMOFLORES S.A. E.S.P.	
Flores 1	160
Flores 4b	450
TERMOTASAJERO S.A E.S.P	
Tasajero 1	155
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A. E.S.P.	
Termoyopal 2	30

Nombre Empresa/ Planta térmica	Capacidad Neta (MW) ²
Total SIN con plantas térmicas (MW)	4 545

Fuente: XM – Base de datos NEÓN.

En particular para el año 2011, la capacidad efectiva total del SIN fue de 14 419 MW y la generación de energía eléctrica fue de 58,6 TWh distribuidos por tipo de recurso como se muestran en las Figura 4 y Figura 5 respectivamente.

Figura 4 Capacidad efectiva neta del SIN (2011)

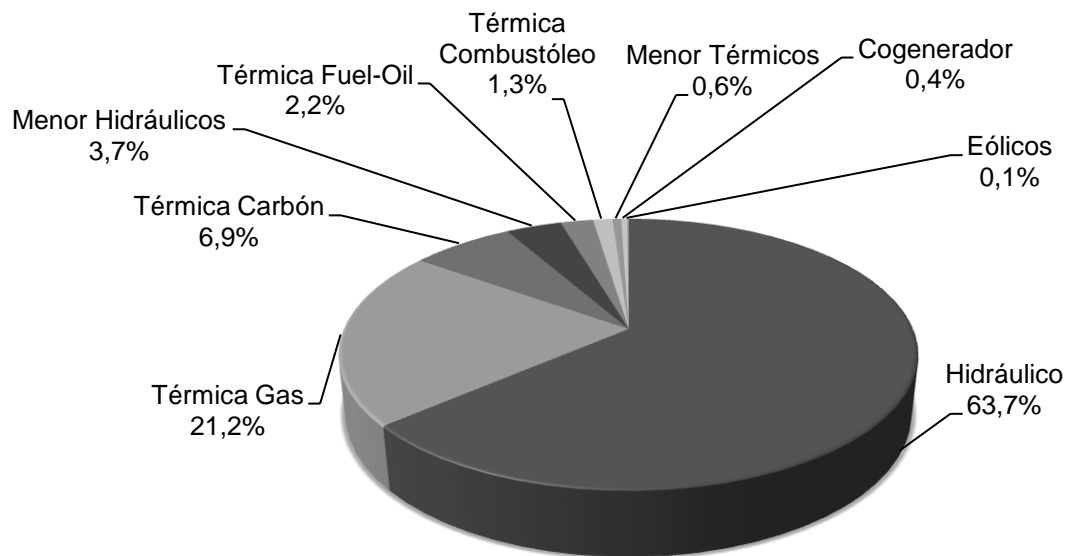
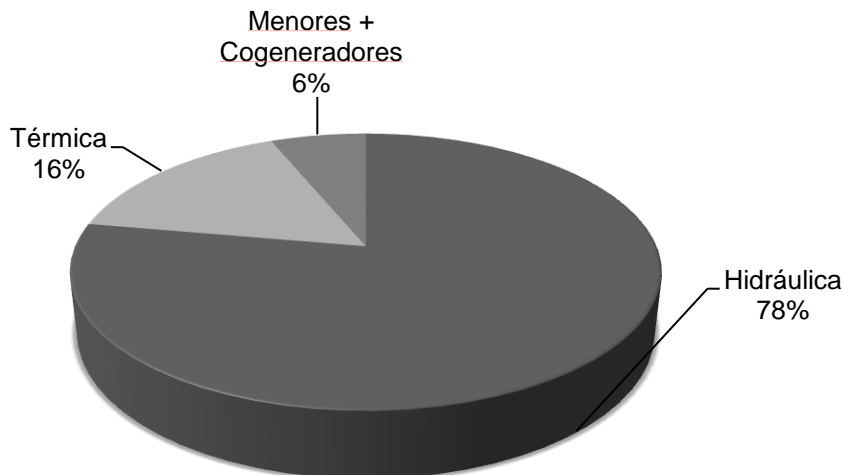
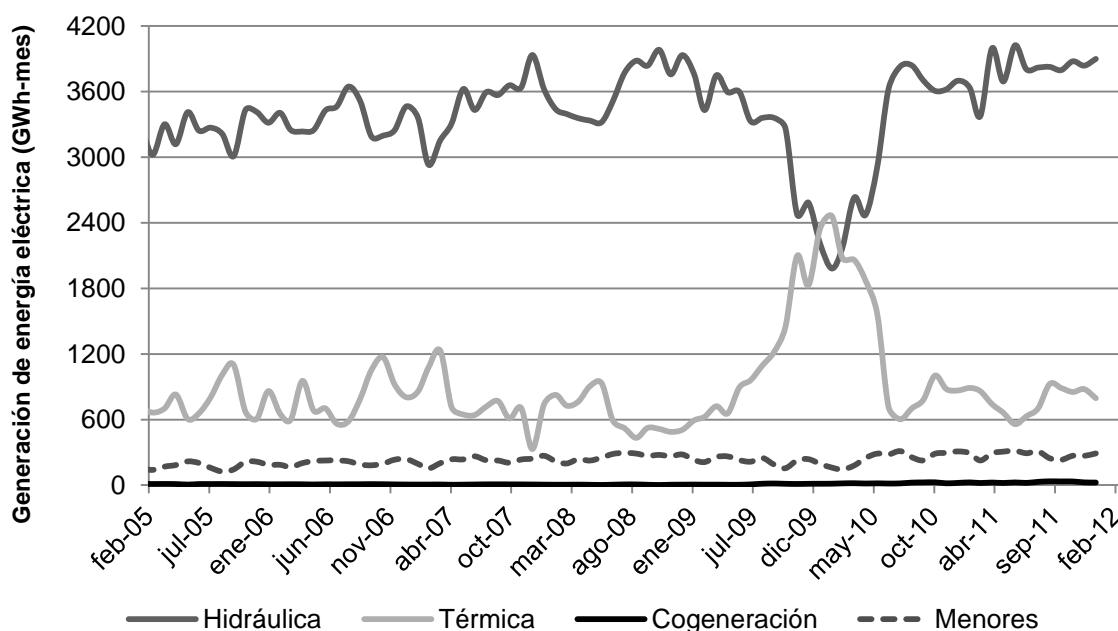


Figura 5 Generación de energía eléctrica del SIN (2011)



La Figura 6 muestra el comportamiento de la generación hidráulica, térmica, menores y cogeneradores de energía eléctrica desde enero de 2005 hasta diciembre de 2011. Se resalta el periodo comprendido entre finales de 2009 y mediados de 2010, en la cual la generación térmica en el SIN tuvo una mayor participación como consecuencia del fenómeno El Niño 2009-2010.

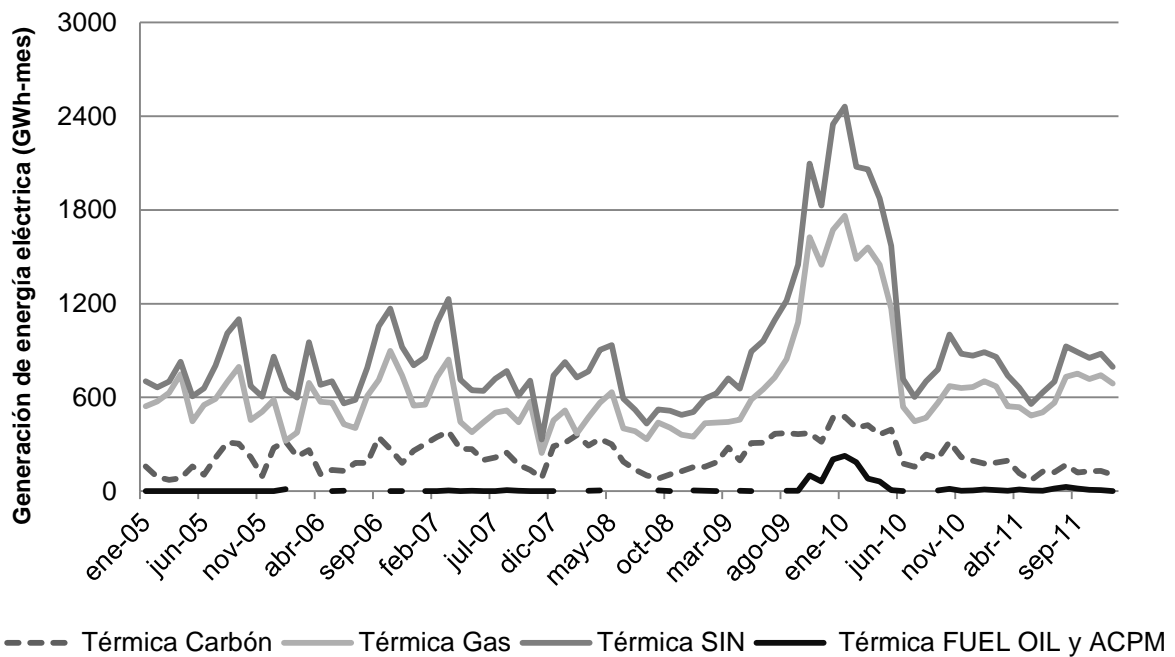
Figura 6 Evolución de la generación de energía eléctrica en el SIN por recursos



Fuente: XM, Consultor

El fenómeno El Niño es un fenómeno climático con presencia de aguas anormales cálidas en la costa occidental de Suramérica, que en Colombia se traducen en sequías, reducción de los aportes hídricos. En este sentido, en la Figura 7 se muestra la generación térmica por tipo de recurso.

Figura 7 Evolución de la generación de energía eléctrica en el SIN con recursos térmicos



Fuente: XM, Consultor

El esquema del cargo por confiabilidad implementado en Colombia desde el año 2006 (Ver numeral 5.1.1.5), el cual consiste en una remuneración que se da a aquellos generadores que adquieren el compromiso de poner a disposición del mercado determinada cantidad de energía, denominada energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), cuando los precios de bolsa superan un valor techo denominado el precio de escasez. El máximo valor que remunera la

demanda a la energía firme (ENFICC) si esta es requerida es el precio de escasez.

4.2 Transmisión de energía eléctrica

Son los agentes que desarrollan la actividad del transporte de la energía en el sistema a tensiones iguales o superiores a 220 kV, a estas redes se les denomina Sistema de Transmisión Nacional (STN).

La transmisión es una actividad de monopolio natural, por tanto es una actividad regulada en todo sentido (ingreso, calidad, acceso). La transmisión se remunera con una metodología de ingreso máximo, la cual se establece con base en:

- La tipificación de los activos existentes hasta antes de 1999, los cuales se valoran con costos índices.
- La expansión que se ejecuta mediante procesos de subastas para la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos contenidos en el plan de expansión del STN realizado por la Unidad de Planeación Minero Energética. En la Tabla III se presenta un resumen de las últimas convocatorias de transmisión que ha adelantado la UPME y en la Tabla IV se presentan los futuros proyectos de expansión que están por salir a convocatoria.

Tabla III Resumen de los últimos proyectos de convocatorias públicas UPME

Convocatoria UPME No.	Nombre Proyecto	Adjudicatario	Valor presente neto del Ingreso anual esperado		Fecha de entrada en operación
UPME 02-2009	Armenia 230 kV	EEB	US\$ 10 431 629,00	Dólares de 2011-12-31	2013-11-30
UPME 04-2009	Sogamoso 500/230 kV	ISA	US\$ 38 600 000,10	Dólares de 2010-12-31	2013-06-30
UPME 05-2009	Quimbo 230 kV	EEB	US\$ 89 238 560,00	Dólares de 2011-12-31	2014-08-31
UPME 01-2010	Alfárez 230 kV	EEB	US\$ 6 451 524,82	Dólares de	2013-11-30

				2011-12-31	
UPME 02-2010	Termocol 220 kV	ISA	US\$ 5 040 624,91	Dólares de 2011-12-31	2013-08-31

Fuente: UPME, Consultor.

Tabla IV Futuros proyectos de convocatorias públicas UPME

Nombre proyecto	Descripción del proyecto	Fecha de entrada en operación
UPME 03-2010	Nueva subestación Chivor II 230 kV y líneas doble circuito Chivor-Chivor II 230 kV y Chivor II-nueva subestación Norte 230 kV y líneas doble circuito Bacatá-Norte 230 kV.	2015-10-31
Subestación Montería 220 kV	Chinú-Montería-Urabá 220 kV + dos transformadores Montería 220/110 kV 150 MVA + Transformador Chinú 500/220 kV 450 MVA	2015-09-30
Subestación Suria 230 kV	Nueva subestación Suria a 230/115 kV 300 MVA e incorporación de la misma al STN a través de la reconfiguración de la línea Guavio-Tunal.	2015-09-30
Subestación Caracolí 220 kV	Nueva subestación Caracolí 220/110 kV 300 MVA + corredor de línea Flores-Caracolí-Sabana 220 kV + reconfiguraciones en 110 kV + nueva línea Caracolí-Malambo 110 kV + doble circuito Flores-Centro 110 kV + desacople de barras en Tebsa 110 kV. Silencio-Cordialidad 110 kV en Silencio-Caracolí-Cordialidad. Reconfiguración de la línea Veinte de Julio-Malambo 110 kV en Veinte de Julio-Caracolí-Malambo. Nueva línea Caracolí-Malambo 110 kV.	2015-09-30
Subestación Guayabal 220 kV	Nueva subestación Guayabal a 230/110 kV 300 MVA. Corredor de línea Bello-Guayabal-Ancón a 230 kV.	2015-09-30
Segundo circuito Cartagena-Bolívar a 220 kV	Segundo circuito Cartagena-Bolívar a 220 kV	2016-11-30
Subestación	Proyecto de transmisión asociado a la conexión del proyecto de	Por definir

Nombre proyecto	Descripción del proyecto	Fecha de entrada en operación
Porce IV 500 kV	generación Porce IV. Subestación Porce IV 500 kV. Secciona el circuito Primavera-Cerromatoso 500 kV.	
Interconexión Colombia - Panamá	Interconexión Colombia-Panamá a través de un enlace HVDC 450 kV con una capacidad de transporte de 600 MW Compensación capacitiva subestación Cerromatoso 500 kV	2015

Fuente: UPME, Consultor.

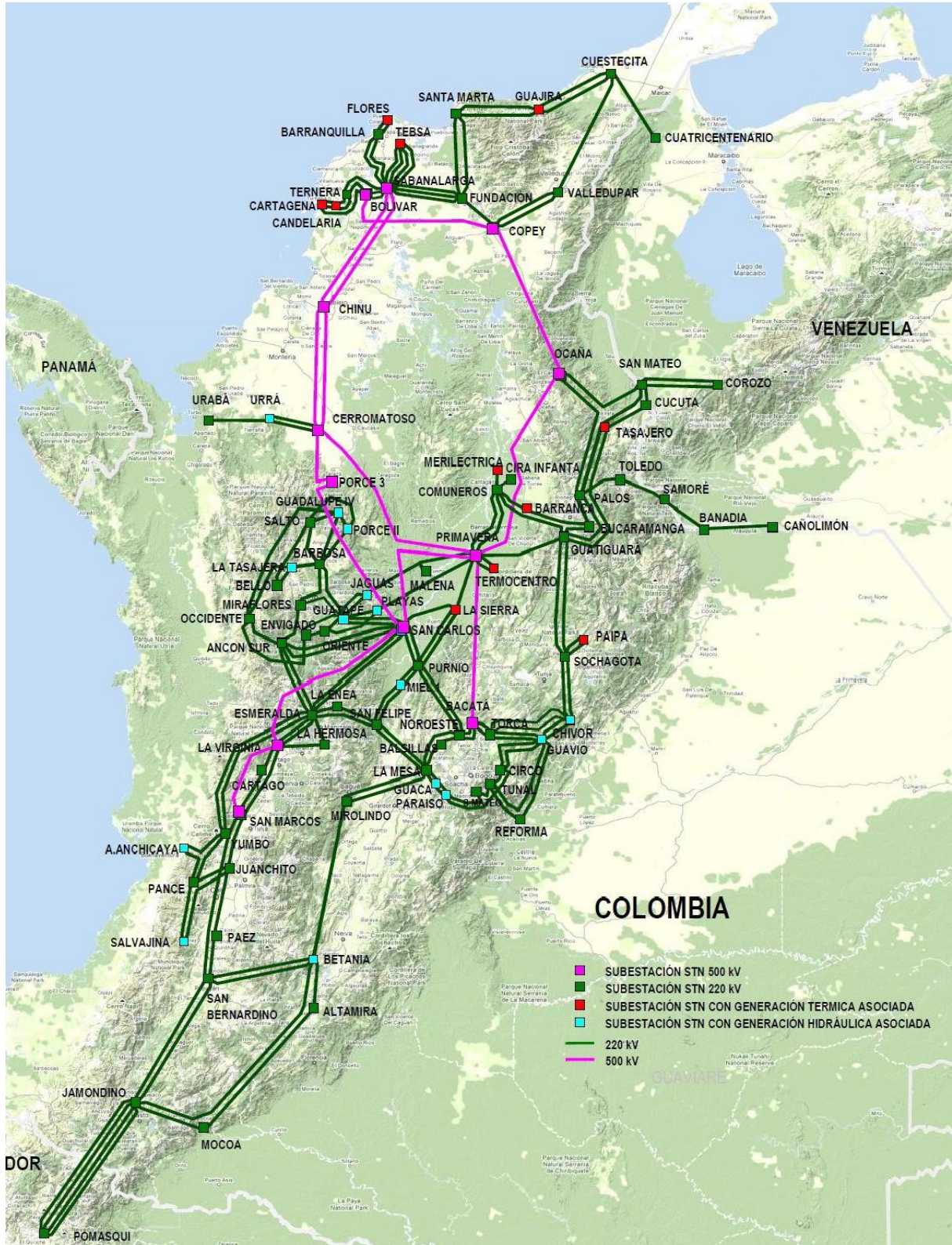
Independientemente de su ubicación, en Colombia todos los usuarios pagan una estampilla o cargo único (\$/kWh), que se calcula basado en la mensualidad que debe pagarse a los transmisores y la demanda que se presente en el respectivo mes. Los generadores no pagan transporte de energía. La Resolución CREG 011 de 2009 estableció la metodología y fórmulas tarifarias para remunerar la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

En la Figura 8 se presenta el STN a 2011 y en la Figura 9 el sistema de transmisión de largo plazo (2025). A diciembre 31 de 2011 había 2 646 km de líneas de transmisión de 500 kV y 11 655 km de líneas de transmisión de 220 kV-230 kV, y habían registrados 11 agentes ante el ASIC de los cuales nueve transaron en este año, estos son:

- Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS)
- Distasa S.A. E.S.P. (DISTASA)
- Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA)
- Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. (EBSA)
- Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB)
- Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. (EPSA)
- Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P. (EPM)
- Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA)

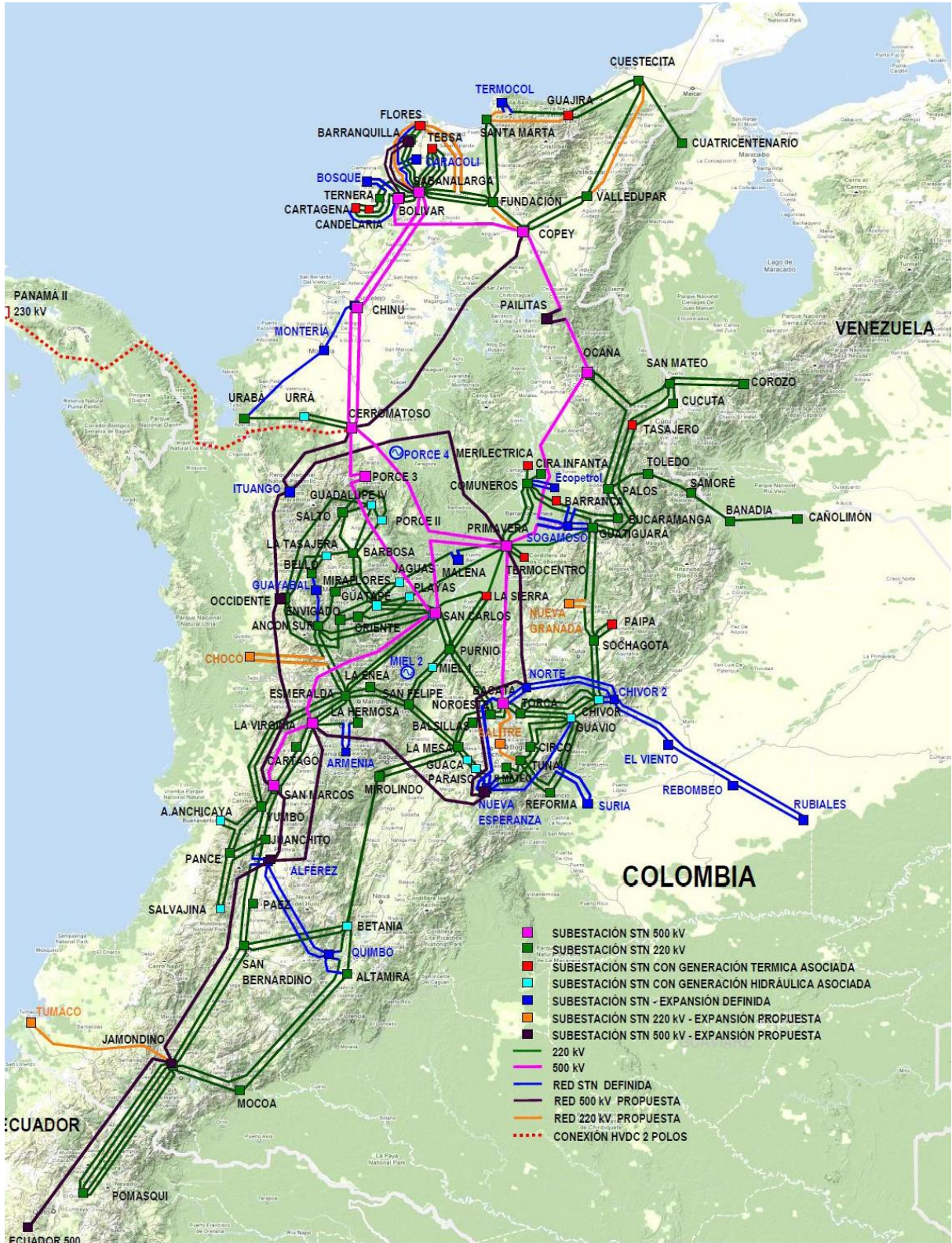
- Transelca S.A. E.S.P. (TRANSELCA)

Figura 8 Sistema de transmisión nacional a 2011



Fuente: Plan de expansión STN 2012-2025 UPME

Figura 9 Visión de largo plazo sistema de transmisión nacional 2025



Fuente: Plan de expansión STN 2012-2025 UPME

4.3 Distribución de energía eléctrica

Es la actividad del transporte de la energía en niveles inferiores a 220 kV, la cual se clasifica en:

4.3.1 Sistema de Transmisión Regional (STR)

Es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión cuatro (tensiones superiores o iguales a 57,5 kV e inferiores a 220 kV) y que están conectados eléctricamente entre sí a este nivel de tensión, o que han sido definidos como tales por la CREG. A un STR puede pertenecer uno o más operadores de red (OR). En Colombia hay dos STR (norte e centro-sur) y los usuarios conectados a un mismo STR pagan una estampilla única por kilovatio hora.

Para la remuneración del STR, la CREG adoptó una metodología de ingreso regulado, equivalente a la metodología empleada para el sistema de transmisión nacional, la base de inversión empleada se ajusta cuando las empresas entran nuevos activos y la UPME los ha aprobado. Los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) remunerado corresponde a un mismo porcentaje para todos los niveles de tensión, el cual depende de valores históricos remunerados y gastados por la empresa, que se haya aprobado a la empresa, el cual se ajusta como se verá más adelante.

La calidad en STR comprende tres ítems: i) disponibilidad de activos; ii) indisponibilidad ante eventos de orden público; iii) interrupciones del servicio que ocasionen energía no suministrada en un porcentaje igual o mayor al dos por ciento de la demanda del mercado en el cual ocurrió la contingencia

4.3.2 Sistema de Distribución Local (SDL)

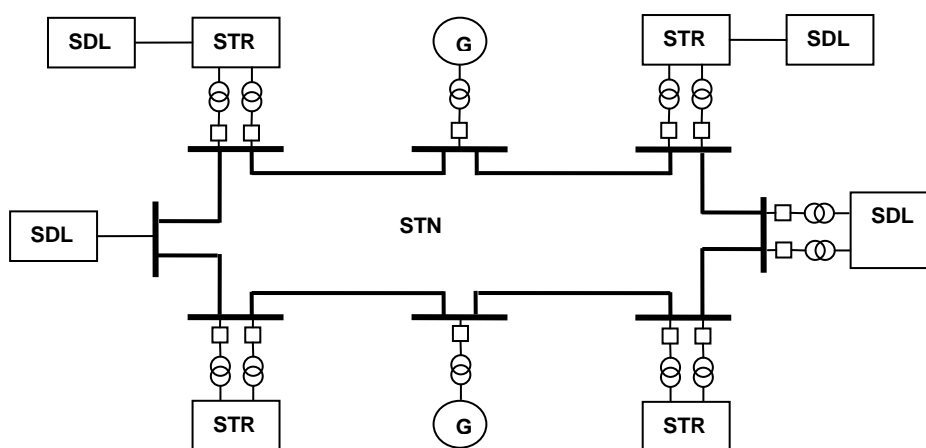
Es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión tres ($57,5 < \text{Tensión (kV)} \geq 30$), dos ($30 < \text{tensión (kV)} \geq 1$) y uno ($\leq 1\text{kV}$)

dedicados a la prestación del servicio en uno o varios mercados de comercialización.

La metodología adoptada para remunerar la actividad de distribución en los SDL, es una metodología de precio máximo, los usuarios perciben una tarifa fija (indexada con el índice de precios del producto). La CREG establece los cargos para cada nivel de tensión, los cuales se denominan CD_n , con base en los cuales se determinan los cargos acumulados que debe pagar un usuario que está conectado en un determinado nivel de tensión. Los CD_n se calculan con base en las inversiones reconocidas en el nivel de tensión n , en los activos no eléctricos (4,1 % de la anualidad del activo eléctrico), el costo de los terrenos y el AOM, que corresponde a un porcentaje sobre el valor de reposición de los activos.

En la siguiente figura se presenta un esquemático del sistema de transmisión (STN) y distribución (STR y/o SDL). A diciembre 31 de 2011 había 10 089,4 km de redes de distribución de 110 kV –115 kV y 15,5 km de redes a 138 kV.

Figura 10 Representación del sistema de transmisión y distribución colombiano



Actualmente, todas las empresas distribuidoras son a la vez comercializadoras, pero no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras.

La resolución que estableció la reglamentación técnica y de acceso de la actividad de distribución es la Resolución CREG 070 de 1998, denominada Reglamento de

Distribución. La resolución que estableció la metodología de remuneración es la Resolución CREG 097 de 2008 (modificada por las Resoluciones CREG 133, 135, 166, 178 de 2008; 042, 098, 157 de 2009; 043, 067, 166 de 2010), y durante los años 2009 y 2010 la CREG aprobó los costos y los cargos para las distintas empresas de distribución.

Mediante la Resolución 172 de 2011, la CREG estableció la metodología para la implementación de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los sistemas de distribución local, el cual consiste en un conjunto de actividades que debe ejecutar el operador de red para reducir el índice de pérdidas en su sistema en un período de tiempo.

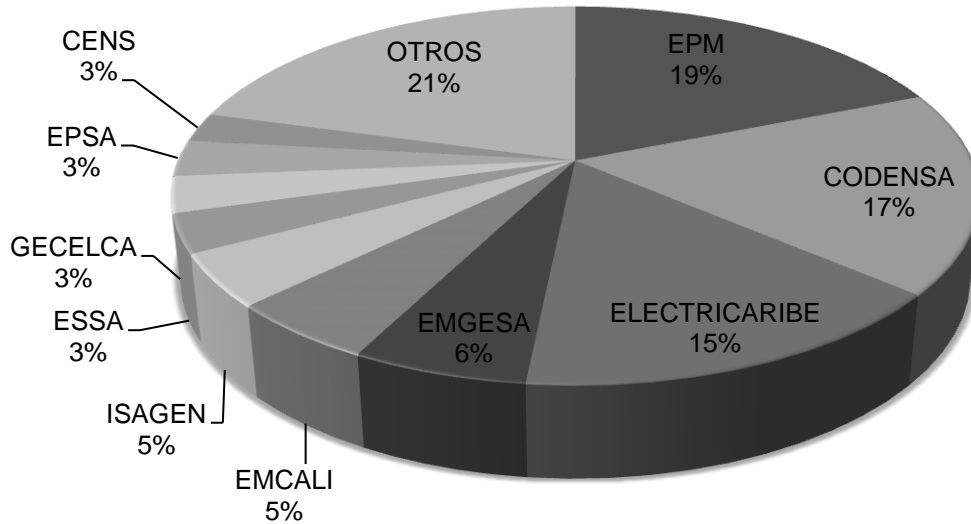
4.4 Comercialización de energía eléctrica

Los comercializadores son aquellos agentes que compran y venden energía, básicamente los comercializadores prestan un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad. Legalmente el comercializador es el prestador del servicio.

Por otra parte, las Leyes 142 (Ver artículo 73.13) y 143 de 1994 (Ver artículo 10), facultan a la CREG para determinar los límites entre usuarios regulados y no regulados. Siendo los usuarios no regulados aquellos que pueden negociar libremente sus tarifas con los comercializadores. Debido a la separación de mercados entre usuarios regulados y no regulados, las empresas comercializadoras pueden comercializar energía con destino al mercado regulado; pueden comercializar energía en el mercado no regulado; o pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados.

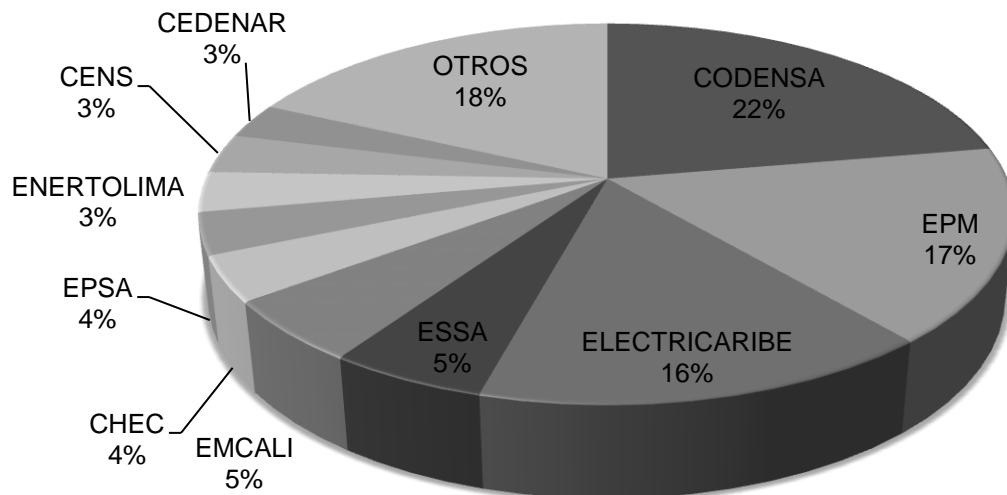
En la Figura 11 y Figura 12 se muestra el consumo de total de energía y número de suscriptores en el 2011 por comercializador.

Figura 11 Consumo de energía por comercializador en el 2011



Fuente: SUI, Consultor.

Figura 12 Número de cuscriptores por comercializador en el 2011



Fuente: SUI, Consultor.

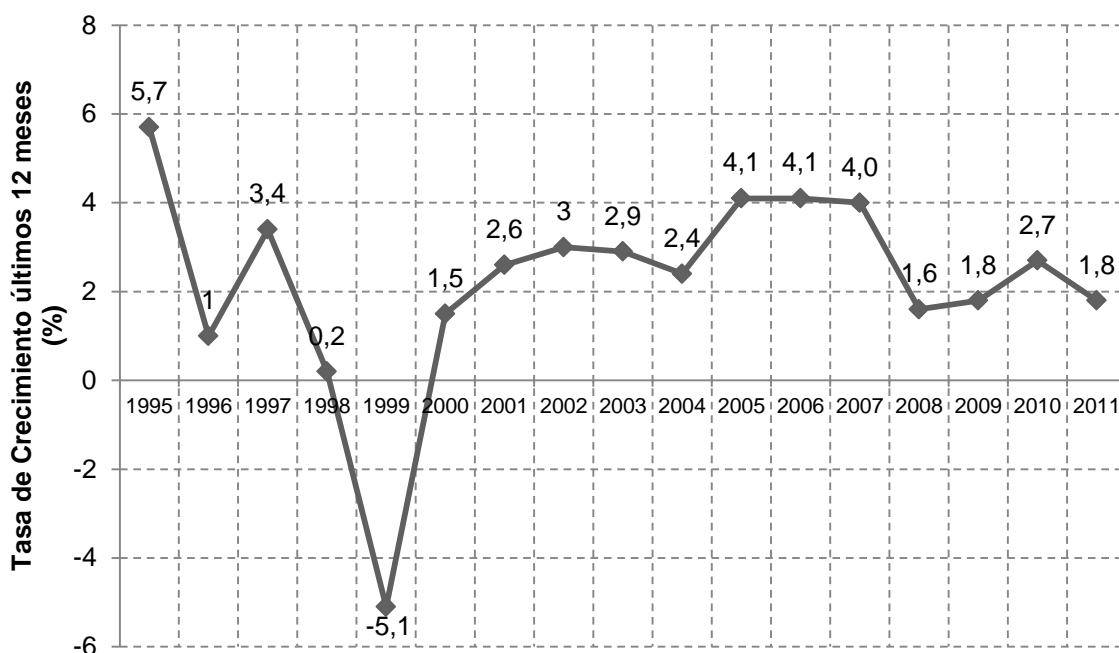
4.5 Demanda

4.5.1 Demanda de energía

En el 2011 Colombia tuvo una demanda comercial total de energía de 58,6 TWh (incluye la demanda nacional, las importaciones del Ecuador, las pérdidas del STN, las exportaciones al Ecuador y Venezuela).

La demanda de energía nacional del SIN durante el año 2011 fue de 57,2 TWh la cual creció 1,8 % comparada con el 2010 (Ver Figura 13). Se destaca una caída en el año de 1999 de -5,1 % la más baja en la historia del sistema interconectado nacional, las principales causas de esta caída fue la recesión económica y la sustitución de electricidad por gases combustibles.

Figura 13 Evolución de la tasa de crecimiento demanda del SIN (1995 – 2011)

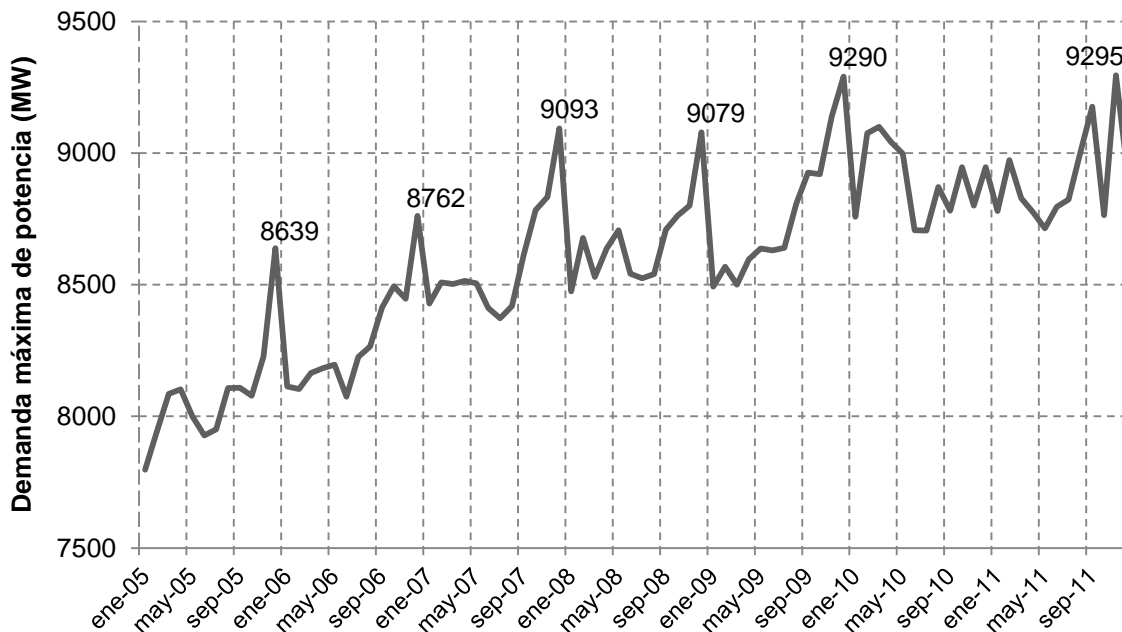


Fuente: Informes operacional anual de XM, Consultor.

4.5.2 Demanda de potencia

La demanda de potencia máxima registrada en el 2011 fue de 9 295 MW la cual creció 2,1 % comparada con el 2010 (Ver Figura 14).

Figura 14 Evolución de la demanda máxima de potencia (2005 – 2011)



Fuente: Informes operacional anual de XM, Consultor.

4.5.3 Demanda de energía por tipos de mercados y actividades económicas

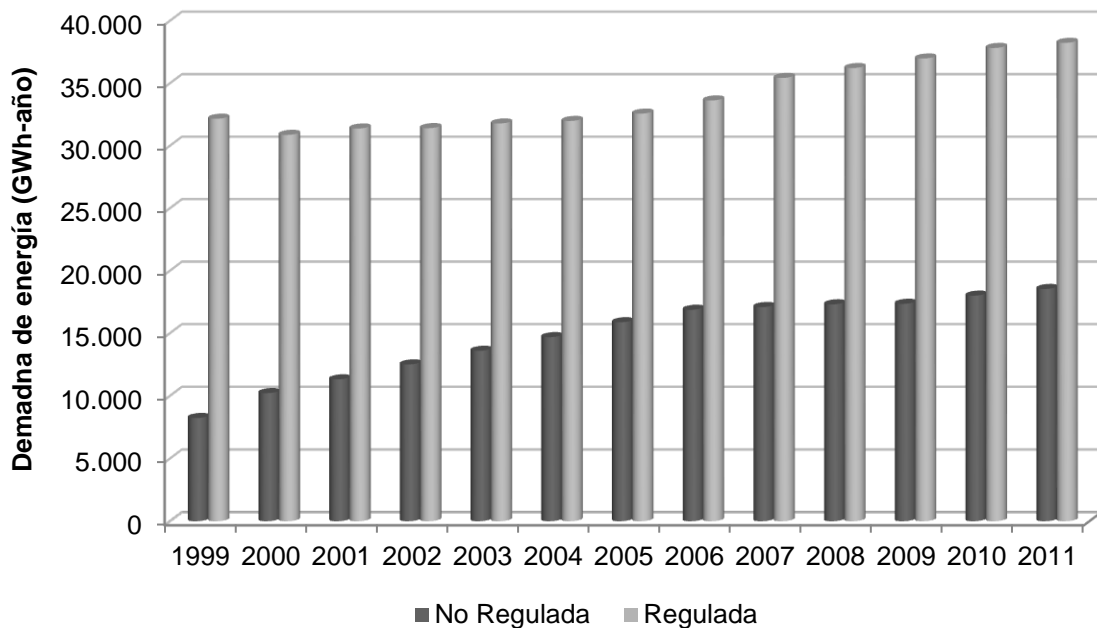
4.5.3.1 Usuarios Regulados

De acuerdo con la Resolución CREG 054 de 1994, los usuarios regulados son personas natural o jurídica que no superan los límites para contratación en el mercado competitivo y cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG. El costo unitario de prestación del servicio, establecida mediante la Resolución CREG 119 de 2007, es un costo económico eficiente que resulta de agregar los costos de cada una de las etapas: producción, transmisión, distribución, comercialización y otros costos relacionados con la operación y administración del SIN.

Las compras para el mercado regulado están reguladas mediante la Resolución CREG 020 de 1996 modificada por la Resolución CREG 167 de 2008. Adicionalmente, la CREG mediante la Resolución 090 de 2011 ha propuesto para comentarios el desarrollo de un mercado de contratos para el mercado regulado (MOR: Mercado Organizado Regulado).

La demanda regulada de Colombia en el 2011 fue de 38,2 TWh la cual creció 1,1 % respecto a 2010, esta demanda tiene un participación del 68 % frente al total de la demanda del país. En la Figura 15 se presentan la evolución de la demanda comercial de los usuarios regulados y no regulados en el país.

Figura 15 Evolución de la demanda comercial regulada y no regulada de Colombia



Fuente: XM, Consultor.

En la Figura 16 se presenta el comportamiento de la demanda de energía regulada por operador de red para los años 2010 y 2011.

Figura 16 Comportamiento de la demanda de energía regulada por operador de red

2010 2011

Antioquia		
Antioquia (EPMD)	1,7 %	1,2 %
Chocó		
Chocó	3,2 %	4,9 %
CQR		
Caldas (CHCD)	-0,5 %	-2,9 %
Quindío (EDQD)	-0,2 %	-2,2 %
Pereira (EPPD)	1,8 %	-4,5 %
Valle		
Cali (EMID)	-0,8 %	-1,4 %
EPSA	-2,3 %	-1,0 %
Tuluá (CETD)	-0,5 %	4,4 %
Cartago (CTGD)	1,3 %	0,2 %
Sur		
Nariño (CDND)	1,8 %	-0,1 %
Cauca (CDLD)	8,7 %	1,7 %
Putumayo (EPTD)	7,0 %	3,9 %
Bajo Putumayo (EBPD)	4,5 %	0,6 %

Sibundoy (EVSD)	4,2 %	11,4 %
Municipal (EMED)		



	2010	2011
Costa Atlántica		
Caribe (EDCD)	3,6 %	3,1 %
Oriente		
Santander (ESSD)	7,3 %	-3,2 %
N. Santander (CNSD)	4,4 %	-1,2 %
Boyacá (EBSA)	3,0 %	2,1 %
Arauca (ENID)	10,6 %	2,9 %
Casanare (CASD)	9,8 %	9,6 %
Ruitoque (RTQD)	23,6 %	9,8 %
Centro		
Codensa	2,0 %	1,1 %
Cundinamarca (EECD)	1,3 %	1,2 %
Meta (EMSD)	4,2 %	0,6 %
Guaviare		
Guaviare	3,2 %	-0,6 %
THC		
Tolima (CTSD)	-0,8 %	-0,2 %
Huila (HLAD)	4,7 %	3,1 %
Caquetá (CQTD)	6,0 %	3,7 %

olade

Organización Latinoamericana de Energía
Latin American Energy Organization
Organisation Latino-américaine d'Énergie
Organización Latino-Americana de Energia

Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector

Eléctrico en América Latina y el
Caribe – Colombia

Fuente: Informe operación de XM año 2011.

4.5.3.2 Usuarios No Regulados

La Resolución CREG 131 de 1998 estableció que hasta el 31 de diciembre de 1999, los usuarios que podían acceder al mercado competitivo (usuarios no regulados) eran aquellos cuya instalación superara los 0,5 MW o su consumo de energía de 270 MWh/mes y que a partir del 1 de enero del 2000, estos límites cambiaron a 0,1 MW o 55 MWh/mes, respectivamente. La CREG expidió la Resolución 179 de 2009 (proyecto de resolución) la cual plantea una modificar los límites para contratación de energía en el mercado competitivo. Adicionalmente, con la Resolución CREG 183 de 2009 se adoptan reglas relativas al cambio de usuarios entre el mercado no regulado y el mercado regulado. La demanda no regulada de Colombia en el 2011 fue de 18,5 TWh la cual creció 3,0 % respecto a 2010, esta demanda tiene un participación del 32 % frente al total de la demanda del país.

En la Tabla V se presentan el comportamiento de la demanda de energía del mercado no regulado y por actividad económica, se resalta el decrecimiento de los sectores de minas y canteras, y construcción.

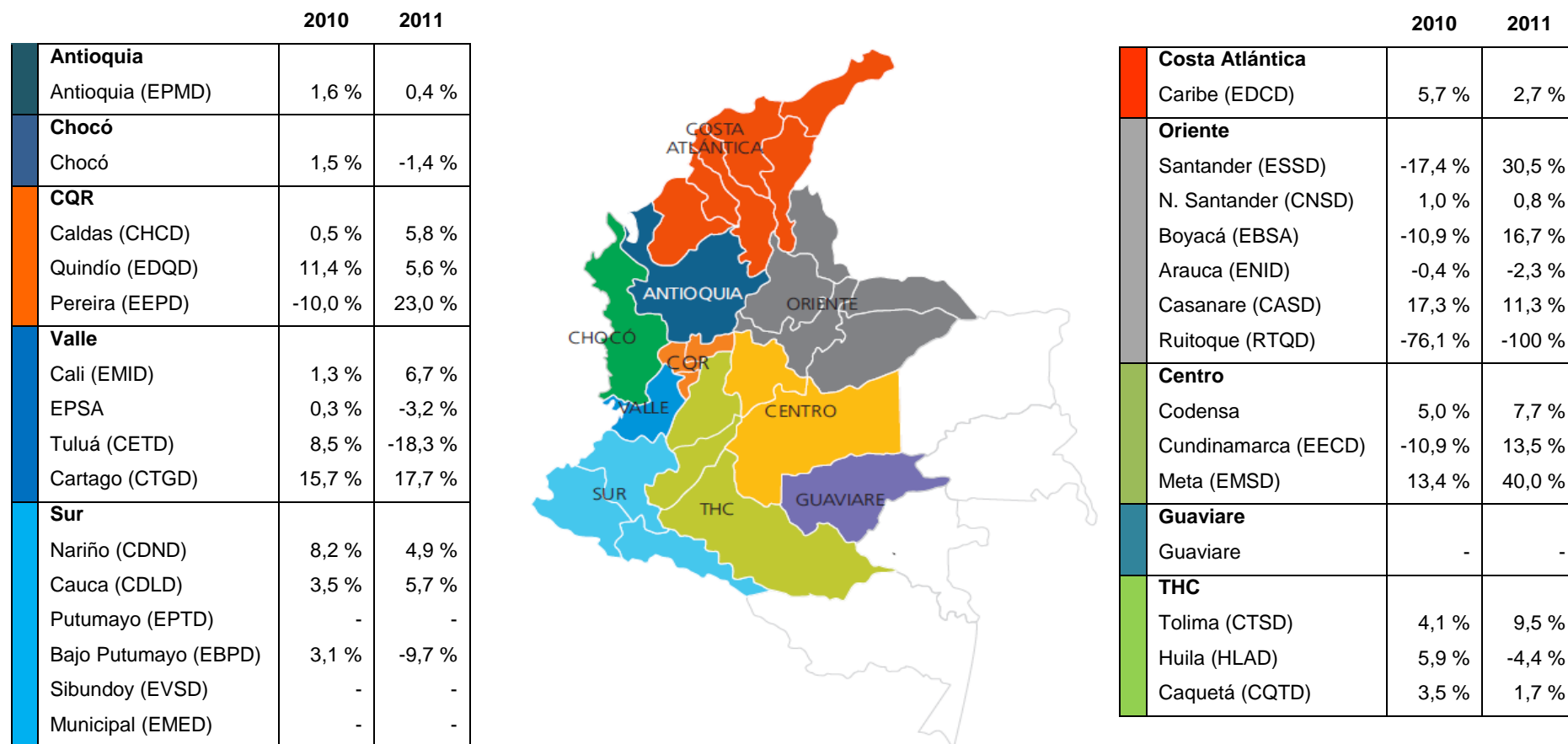
Tabla V Demanda de energía del mercado no regulado y por actividad económica

Actividad económica	2010 (GWh)	2011 (GWh)	2011 vs 2010 (%)	Participación (%)
Industrial Manufacturera	7 723,9	7 990,2	3,4 %	43,1 %
Minas y Canteras	3 635,4	3 442,0	-5,3 %	18,6 %
Servicios Sociales	2 463,6	2 657,8	7,9 %	14,3 %
Comercio, hoteles	1 452,4	1 559,4	7,4 %	8,4 %
Electricidad, gas y agua	1 281,9	1 369,5	6,8 %	7,4 %
Transporte	558,9	594,4	6,4 %	3,2 %
Agropecuario	448	467,5	4,4 %	2,5 %
Financieros	391,5	423,8	8,3 %	2,3 %
Construcción	46,6	31,4	-32,6 %	0,2 %
Total mercado no regulado	18 002,2	18 536,0	3,0 %	100 %

Fuente: XM

En la Figura 17 se presenta el comportamiento de la demanda de energía no regulada por operador de red para los años 2010 y 2011.

Figura 17 Comportamiento de la demanda de energía no regulada por operador de red



Fuente: Informe Operación XM año 2011.

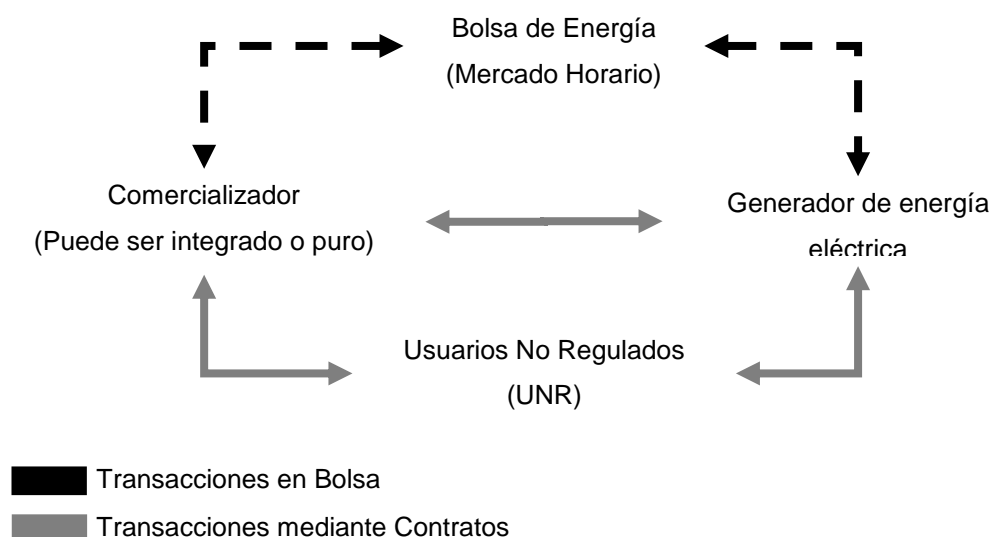
5 MODELOS DE MERCADO EN EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

5.1 Mercado de energía mayorista

De acuerdo con la Resolución CREG 024 de 1995, el mercado mayorista es el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, para realizar contratos de energía a largo plazo y en bolsa sobre cantidades y precios definidos.

Los agentes que pueden establecer contratos son los generadores, los comercializadores y los usuarios no regulados (UNR), como se indica en la siguiente figura. No obstante, en el mercado mayorista el responsable frente a la bolsa siempre será un generador o un comercializador, puesto que los usuarios no pueden comprar directamente en la bolsa.

Figura 18 Agentes participantes en mercado mayorista de energía colombiano

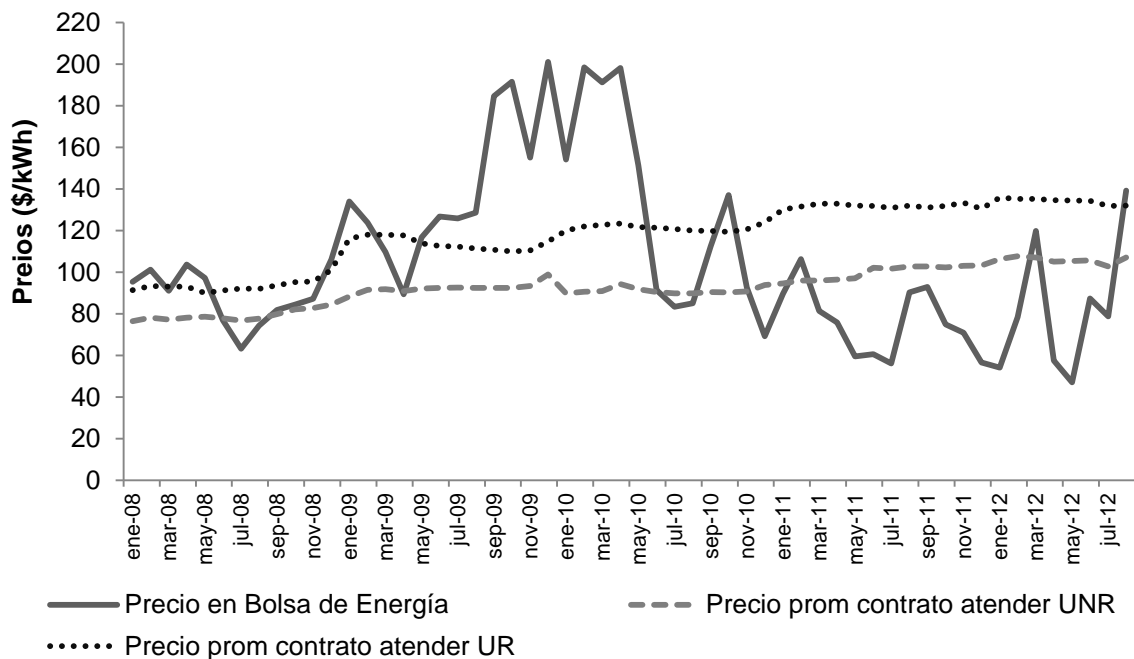


Fuente: Consultor.

En la Figura 19 se muestra el comportamiento de los precios de energía eléctrica en la bolsa nacional y el promedio del precio de contrato nacional de atender a usuarios regulados y no regulados desde enero del 2008 hasta agosto de 2012.

Se destaca los precios altos de la bolsa de energía superando ampliamente los precios de los contratos regulados y no regulados en el segundo semestre de 2009 y en el primer semestre de 2010, período en el cual Colombia enfrentaba los efectos del fenómeno de El Niño, sequías en el país.

Figura 19 Precio de energía eléctrica en bolsa vs. precio promedio de contratos de atender usuarios no regulados (UNR) y usuarios regulados (UR)



Fuente: XM, Consultor.

A continuación se presenta un resumen de aquellos requisitos que deben cumplir los diferentes agentes que participan en el mercado de energía mayorista:

- Registrarse como agente del mercado mayorista ante el ASIC.
- Suscribir con XM, empresa de la que depende el ASIC, un contrato de mandato para regular la relación entre el agente y el ASIC como administrador.
- Registrar ante el ASIC sus fronteras comerciales.

- Presentar las garantías financieras definidas en la regulación (Resolución CREG 019 de 2006 la cual ha sido modificada por las Resoluciones CREG 026 y 042 de 2006 y recientemente por la Resolución CREG 013 de 2010).
- Los generadores deben operar las plantas de generación sometidas al despacho centralizado, según las reglas definidas en la regulación (principalmente: Código de Redes y Código Comercial).
- Los comercializadores y generadores se obligan a participar en la bolsa de energía.
- Someterse a la liquidación que haga el ASIC de todos los actos y contratos de energía en la bolsa, para que pueda determinarse en cada momento, el monto de sus obligaciones y derechos frente al conjunto de quienes participan en el sistema, y cada uno de ellos en particular.
- Someterse a los sistemas de pago y compensación que aplique el ASIC, para hacer efectivas las liquidaciones aludidas.
- Todos los actos y contratos que hayan de cumplirse por medio del ASIC, serán a título oneroso.
- Cada agente debe contar con los sistemas de medición comercial y comunicaciones para envío de información al ASIC y soportar el sistema de medición comercial, según lo establecido en el Código de Medida.
- Suministrar la información que establezca y con la periodicidad que defina la regulación.

A continuación se presenta una descripción de los mercados spot y de contratos, y su principal normatividad en Colombia.

5.1.1 Mercado spot o bola de energía

La bolsa de energía es el mercado de corto plazo manejado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora.

Los generadores presentan sus ofertas de precios y declaran su capacidad disponible y son despachados en virtud de la competitividad de las mismas, en la medida en que la red física lo permita.

Con base en las ofertas de los generadores y la demanda horaria real, posteriormente a la operación se establece el precio de bolsa horario, el cual es igual al valor de la oferta marginal que cubre el último bloque de demanda. El precio de bolsa tiene en cuenta como piso la remuneración de la confiabilidad (prima del cargo por confiabilidad) y la contribución de un peso cuatro centavos por kilovatio hora para financiar el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) cuyo objetivo es promover el desarrollo eléctrico de las zonas no interconectadas (ZNI). Con el precio de bolsa horario se liquidan las compras y ventas horarias en la bolsa. Los recursos de las transacciones en bolsa son recaudados y distribuidos por el ASIC.

Los procesos para la evaluación de las transacciones comerciales en la bolsa de energía son los siguientes:

- Se inicia con la recolección de la información de la generación real que consta de los datos medidos, hora a hora, de cada uno de los generadores activos en el mercado, con el objetivo de determinar la demanda real hora a hora. Posteriormente se requiere el detalle de cada uno de los puntos de frontera de los comercializadores que reportan la información de consumos.
- Los agentes comercializadores reportan las lecturas de las fronteras comerciales a su cargo, y para tal efecto, las mismas deben estar inscritas previamente, para lo cual debe haber dado cumplimiento a los requisitos exigidos en el Código de Medida (Resolución CREG 025 de 1995).
- Al día siguiente de la operación llegan las lecturas horarias de los contadores de energía: de los generadores antes de las 8:00 horas y de los comercializadores antes de las 16:00 horas. La información se envía en forma electrónica al ASIC.

- El despacho ideal se determina a más tardar tres días después de la operación real. Es el programa de generación que resulta de usar los recursos más económicos hasta cubrir la demanda doméstica real, más las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo (TIE) que son las exportaciones o importaciones hacia y desde Ecuador, más las pérdidas del STN. Para establecer el despacho ideal y el precio de bolsa se utiliza la información de oferta de precios y la disponibilidad comercial y las características técnicas u operativas que determinan inflexibilidades de los generadores.
- Para establecer las deudas y acreencias de los diferentes comercializadores, las lecturas con las cuales se establecen las demandas de los mismos deben ser reflejadas al STN con un factor que refleje las pérdidas técnicas entre el nivel de tensión en que se encuentra la frontera y el STN.
- El despacho ideal no incluye las generaciones necesarias para cubrir restricciones del sistema, como si lo hace el despacho real.
- El precio de bolsa horario corresponde al precio de oferta del recurso marginal no inflexible que se obtiene del despacho ideal; este es el precio utilizado para valorar los intercambios en bolsa.
- Adicionalmente para establecer el precio de bolsa, desde la expedición de la Resolución CREG 051 de 2009, a aquellas generaciones que están en el despacho ideal y que tienen costos fijos (arranque/parada), los mismos se reflejan o adicionan proporcionalmente a la demanda que se presentó en las horas en que estuvo en el despacho ideal dicho recurso, incrementando el precio de bolsa de esos periodos. De acuerdo con las Resoluciones CREG 011 y 073 de 2010, este ejercicio se realiza de forma discriminada según se atienda solo demanda nacional, demanda TIE (Colombia-Ecuador), ó demanda Internacional (Colombia-Venezuela) y considerando la flexibilidad o inflexibilidad de las plantas térmicas.

Se presenta a continuación conceptos importantes en el mercado spot:

5.1.1.1 Despacho ideal, programado y real

- **Despacho ideal:** es la programación de generación que se realiza a posteriori por el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), en la cual se atiende la demanda real con la disponibilidad real de las plantas de generación. Este despacho se realiza considerando las ofertas de precios en la bolsa de energía, las ofertas de precios de arranque-parada, las ofertas de los enlaces internacionales y las características técnicas de las plantas o unidades para obtener la combinación de generación que resulte en mínimo costo para atender de demanda total del día, sin considerar la red de transporte.
- **Despacho programado:** es el programa de generación que realiza el Centro Nacional de Despacho (CND), denominado redespacho en el Código de Redes, para atender una predicción de demanda y sujeto a las restricciones del sistema, considerando la declaración de disponibilidad, la oferta en precios y asignando la generación por orden de méritos de menor a mayor.
- **Despacho real:** es el programa de generación realmente efectuado por los generadores, el cual se determina con base en las mediciones en las fronteras de los generadores.

5.1.1.2 Desviaciones

Las desviaciones operativas se determinan como el valor absoluto de la generación real con respecto a la generación programada y se penalizan si son superiores al 5 %. La penalización se liquida al precio correspondiente a la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de oferta del generador. El pago efectuado por los generadores se distribuye a los comercializadores en forma proporcional a su demanda.

5.1.1.3 Restricciones

Las restricciones son limitaciones que se presentan en la operación del sistema interconectado nacional, que tienen su origen en la capacidad de la infraestructura

eléctrica asociada ó en la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad. Las restricciones se clasifican según su naturaleza en eléctricas y operativas:

- **Restricción Eléctrica:** limitación en el equipamiento del SIN, o de las Interconexiones Internacionales, tales como límites térmicos admisibles en la operación de equipos de transporte o transformación, límites en la operación del equipamiento que resulten del esquema de protecciones (locales o remotas), límites de capacidad del equipamiento o, indisponibilidad de equipos.
- **Restricción Operativa:** exigencia operativa del sistema eléctrico para garantizar la seguridad en sub-áreas o áreas operativas, los criterios de calidad y confiabilidad, la estabilidad de tensión, la estabilidad electromecánica, los requerimientos de compensación reactiva y de regulación de frecuencia del SIN.

El sobrecosto resultante de estas restricciones, desde el punto de vista comercial, son las denominadas reconciliaciones positivas y reconciliaciones negativas.

La Resolución CREG 063 de 2000 establece el procedimiento que se debe seguir para asignar estos sobrecostos, los cuales pueden ser asumidos por usuarios en particular, transportadores que estén incumpliendo los estándares de calidad, las interconexiones internacionales, o el sistema en general. Aquellas restricciones que se asignan al sistema en su conjunto las pagan todos los comercializadores en proporción a su demanda comercial.

5.1.1.4 Reconciliaciones

La reconciliación es la compensación, positiva o negativa, que se les aplica a los generadores para cada uno de sus recursos ofertados, debido a las diferencias entre el despacho ideal y la generación real (Ver Resolución CREG 034 de 2001 y sus modificaciones).

- **Reconciliación Positiva:** un generador que sale despachado en el despacho real y no está incluido en el despacho ideal debe ser reconciliado

positivamente, esto es, al generador se le paga el menor valor entre su precio ofertado y un valor de referencia que depende del tipo de recurso (térmico o hidráulico):

$$\text{Min} (P_o, P_{reg}) \quad (1)$$

Para establecer el precio de reconciliación positiva de los generadores térmicos se tiene en cuenta:

- Costo de suministro de combustible
- Costo de transporte de combustible
- Costo de operación y mantenimiento
- Precio de arranque - parada
- Otros costos variables: costo equivalente de energía (CEE), costo equivalente real de energía del cargo por confiabilidad (CERE), Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI), aportes a la Ley 99 de 1993, costo unitario por servicio de AGC proporcional a la generación programada del agente.

Por otro lado, el precio de reconciliación positiva de los generadores hidráulicos se determina de la siguiente forma:

- Si las reservas agregadas de los embalses asociados a una planta o cadena de plantas es inferior al nivel de probabilidad de vertimiento, el precio de reconciliación positiva será igual al precio de bolsa de la hora respectiva.
- Si las reservas agregadas de los embalses asociados a una planta o cadena de plantas es igual o superior al nivel de probabilidad de vertimiento, el precio de reconciliación positiva será igual a la suma de los siguientes costos variables asociados al SIN calculados por el ASIC y expresados en pesos por kilovatio hora: CEE o CERE según el caso, FAZNI, aportes Ley 99 de 1993 y el costo unitario por

servicio de AGC proporcional a la generación programada del agente.

- **Reconciliación Negativa:** un generador que sale despachado en el ideal y no tuvo generación en el despacho real, es reconciliado negativamente. En resumen el generador que sale despachado en el ideal y no sale despachado en el real no recibe ingresos (Resolución CREG 121 de 2010):

$$PR = MPON \quad (2)$$

Donde,

MPON: Máximo precio ofertado para la demanda total.

5.1.1.5 Cargo por confiabilidad

En Colombia, después de 10 años de duración del cargo por capacidad³ y tras un largo periodo de análisis, la CREG desarrolló el denominado cargo por confiabilidad el cual está operando desde diciembre de 2006 y cuya metodología de remuneración está enmarcada en la Resolución CREG 071 de 2006 y posteriores modificaciones y adiciones.

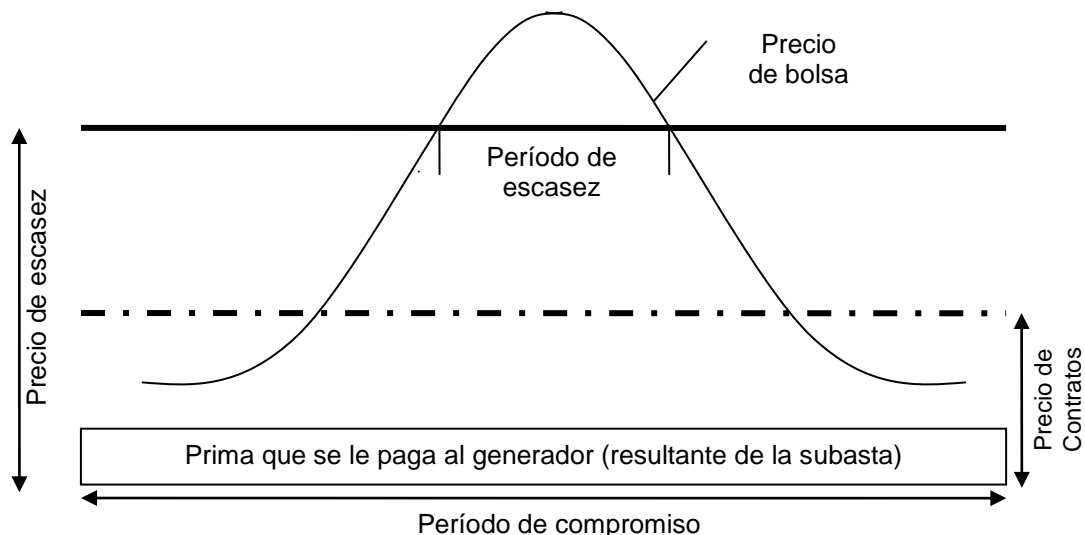
En general, el cargo por confiabilidad es una remuneración que se da a aquellos generadores que adquieren el compromiso de poner a disposición del mercado determinada cantidad de energía, denominada energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), cuando los precios de bolsa superan un valor techo denominado el precio de escasez.

La ENFICC es definida como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales. El máximo valor que remunera la

³ Esquema implementado desde 1996 hasta 2006, el cual consistía en un ingreso para los generadores que, como resultados de una simulación de la operación del sistema, le daban un soporte a la capacidad del sistema cuando este enfrentaba situaciones extremas.

demanda a la ENFICC si esta es requerida es el precio de escasez. En la Figura 20 se presenta un esquema del cargo por confiabilidad.

Figura 20 Esquema cargo por confiabilidad



En el esquema adoptado, los generadores declaran cual es su ENFICC, esto es, de la energía firme que tienen, cuanta están dispuestos a comprometer para garantizar la confiabilidad del sistema en condición crítica, para que en contraparte se les remunere por este concepto. No obstante, es probable que para un año determinado se presenten excesos o déficits de energía firme disponible para el sistema, en consecuencia se definió un mecanismo que permite asignar a cada generador, o futuro generador, la cantidad de energía firme con que se va a comprometer con el sistema, a tales cantidades se les denomina Obligaciones de Energía Firme (OEF).

Las cantidades de OEF adjudicadas a cada agente y el precio de adjudicación, prima a ser pagada a los adjudicatarios, se establecen mediante una subasta, subasta de reloj descendente, en la cual los generadores existentes prácticamente son tomadores de precio.

Aquellos generadores con proyectos que requieren periodos de construcción superior a cuatro años pueden ofertar sus proyectos posteriormente a la subasta, siendo tomadores de precio con respecto al precio de cierre de la misma. En el evento de disponerse de un exceso de oferta de las Generadores con Periodos de

Planeamiento Superior (GPPS), las cantidades de ENFICC se adjudican por una subasta adicional.

En las siguientes tablas se presentan los resultados de la primera subasta que se realizó en Colombia del cargo por confiabilidad en el 2008. La subasta de reloj descendente después de un proceso de seis rondas cerró a un precio de 13 998 US\$/MWh y asignó energía firme para el periodo que inicia el 1 de diciembre de 2012 hasta el 30 de noviembre de 2013 para las plantas existentes y hasta el 30 de noviembre de 2033 para plantas nuevas, adjudicando para las plantas existentes un total de 62 860 GWh-año y 3 009 GWh para nuevos proyectos (Amoyá, Gecelca 3 y Termocol). La subasta de GPPS se les remuneró con el precio de cierre de la subasta de reloj descendente.

Tabla VI Resultados de subasta cargo por confiabilidad 2008 (tipo reloj descendente)

Proyecto	Promotor	Tipo	No. de unidad	Capacidad (MW)		Entrada operación comercial	ENFICC (GWh-año)
				a instalar	por unidad		
Tras Guarinó	Isagen	Hidro				Ago-2010	186
Tras Manso	Isagen	Hidro				Dic-2011	
Flores IV	Termoflores	Gas Vapor	1	160	160	Abr-2011	3 745
Porce III	Epm	Hidro	4	660	165	Ene-2011	3 354
					165	May-2011	
					165	Jun-2011	
					165	Sep-2011	
Amoyá	Isagen	Hidro	2	78	39	Dic-2011	214
Gecelca 3	Gecelca	Carbón	1	150	150	Dic-2012	1 117
Termocol	Polibras	Fuel Oil	1	210	210	Dic-2012	1 678

Fuente: CREG, XM

Tabla VII Resultados de subasta cargo por confiabilidad 2008 (tipo GPPS)

Proyecto	Promotor	Tipo	No. de unidad	Capacidad (MW)		Entrada operación comercial	ENFICC (GWh-año)
				a instalar	por unidad		
Cucuana		Hidro	2	60,0	30,0	Nov-2014	50
Miel II	Epsa	Hidro	2	135,2	67,6	Nov-2014	184
Sogamoso	Isagen	Hidro	3	820	273,3 273,3 273,3	Sep-2013 Nov-2013 Nov-2013	3 791
El Quimbo	Emgesa	Hidro	2	400	200,0	Nov-2014	1 750
Porce IV	Epm	Hidro	2	400	200,0	Suspendido	1 923
Pescadero - Ituango	Central Hidroituango	Hidro	4	1 200	300,0 300,0 300,0 300,0	Dic-2017 Mar-2018 Jun-2018 Sep-2018	85 63

Fuente: CREG, XM

En el 2011 se realizó una segunda subasta de energía firme sus principales resultados fueron:

La subasta de reloj descendente asignó obligaciones por:

- 64,2 TWh-año de energía firme para plantas y unidades existentes, entre diciembre de 2015 y noviembre de 2016.
- 3,7 TWh-año de energía firme para cinco nuevos proyectos de generación desde diciembre 2015 hasta noviembre de 2035. En la siguiente tabla se presentan las características de estos nuevos proyectos.

Tabla VIII Resultados de subasta cargo por confiabilidad 2011, para el periodo 2015-2016 (tipo reloj descendente)

Proyecto	Empresa	Ubicación (Depto.)	Tipo de Generación	OEF kWh-día	Capacidad (MW)	Entrada en operación comercial
Proyecto hidroeléctrico del río Ambeima	Energía de los Andes	Tolima	Hidro	205 479	45	dic-2015

Proyecto	Empresa	Ubicación (Depto.)	Tipo de Generación	OEF kWh-día	Capacidad (MW)	Entrada en operación comercial
Central hidroeléctrica Carlos Lleras Restrepo	Hidralpor	Antioquia	Hidro	547 945	78	dic-2015
San Miguel	La Cascada	Antioquia	Hidro	336 096	42	dic-2015
Gecelca 32	Gecelca	Córdoba	Térmica	5 400 000	250	dic-2015
Tasajero II	Termotasajero	Norte de Santander	Térmica	3 192 453	160	dic-2015

Fuente: CREG, XM

La subasta de energía para proyectos con períodos de construcción mayor (GPPS), dio como resultado dos nuevos proyectos de generación que entrarán a partir del 2017, sus características se indican en la Tabla IX. Adicionalmente, se incrementaron las obligaciones asignadas a dos proyectos que ya están en construcción, los proyectos Sogamoso y Pescadero Ituango.

Tabla IX Resultados de subasta cargo por confiabilidad 2011, para los años 2016 a 2012 (tipo GPPS)

Proyecto	Empresa	Ubicación (Depto.)	Tipo de Generación	OEF kWh-día	Capacidad (MW)	Entrada en operación comercial
Termonorte	Termonorte	Magdalena	Térmica	1 696 427	88	dic-2017
Porvenir II	Producción de Energía	Antioquia	Hidro	3 958 904	352	dic-2018

Fuente: CREG, XM

Adicionalmente, la CREG estableció algunos mecanismos que denominó “anillos de seguridad” para garantizar que la energía firme está disponible cuando se requiere. Estos son:

- **Mercado secundario:** energía firme no comprometida que puede respaldar el compromiso de generadores que OEF y por algún motivo están indisponibles.

- **Demanda desconectable voluntariamente (DDV):** Los generadores pueden adquirir energía voluntariamente desconectable, que garantice que en un evento de escasez el sistema no requerirá ENFICC para esa demanda, usuarios elásticos, ya sea porque disponen de medios alternativos para producir su energía eléctrica o de los mecanismos para gestionar su uso (cogeneradores, autogeneradores o puede prescindir del uso de la energía). La CREG mediante la Resolución 063 de 2010 regula este anillo de seguridad.
- **Subastas de reconfiguración:** son subastas que permiten al regulador comprar o vender excedentes de ENFICC. Estas subastas se realizan con uno o dos años de anticipación al año de inicio de los compromisos de energía firme, como resultado de la revisión de las proyecciones de demanda para establecer si hay exceso o déficit en las OEF adquiridas previamente para ese año. En la Resolución CREG 051 de 2012 se definen las reglas para realizar la subasta de reconfiguración de venta y la subasta de reconfiguración de compra, respectivamente.
- **Generación de última instancia:** un generador que haya adquirido OEF, puede honrar su compromiso mediante la contratación o instalación de plantas que no transen energía en el mercado de energía mayorista, se exceptúan los autogeneradores y cogeneradores que se encuentran en operación al momento del registro del anillo de seguridad, las cuales pueden ser de dos tipos: i) construidas que no están conectadas al SIN y ii) por construir o instalar. Mediante la Resolución 153 de 2011 la CREG establece las reglas para este anillo de seguridad.

Así mismo, la CREG estableció un esquema de garantías para asegurar que los generadores que adquieren OEF dispongan de la misma cuando se requiera y un esquema de auditorías y pruebas en las diferentes etapas del cargo: adjudicación, construcción de los proyectos, disponibilidad de las plantas.

5.1.1.6 Regulación primaria de frecuencia

Es la variación automática, mediante el gobernador de velocidad, de la potencia entregada por la unidad de generación como respuesta a cambio de frecuencia en el sistema. En Colombia, todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente están en la obligación de prestar este servicio, el cual no es sujeto de remuneración.

5.1.1.7 Regulación secundaria de frecuencia

Es el ajuste automático o manual de la potencia del generador para establecer el equilibrio carga – generador. La regulación automática de generación (AGC) es un sistema para el control de la regulación secundaria. La parte comercial está reglamentada por la Resolución CREG 064 de 2000.

5.1.1.8 Transacciones internacionales de electricidad

- **Transacciones Colombia – Ecuador:**

Las Transacciones Internacionales de Electricidad de corto plazo (TIE), son transacciones horarias originadas por el despacho económico coordinado, entre los mercados de corto plazo de los países miembros de la Comunidad Andina, en Colombia, las TIE se realizan con Ecuador desde 2003.

Los principios para estas transacciones están enmarcados en la Decisión CAN 536 de 2002, la cual se suspendió por dos años con la Decisión CAN 720 de 2009 y recientemente la Decisión CAN 757 de 2011 deroga la Decisión 720.

Para el caso Colombia - Ecuador, tanto el costo del transporte de la interconexión del lado colombiano como del lado ecuatoriano hacen parte, respectivamente, de los costos de los activos que se pagan con cargos por uso, lo que aligera el costo de los intercambios.

Si bien todos los países de la CAN suscribieron la Decisión CAN 536, la realidad muestra que la misma sólo tuvo aplicación para las transacciones entre Colombia y Ecuador (un enlace a 138 kV entre Panamericana y Tulcán, y dos enlaces doble circuito Jamondino – Pomasqui a 230 kV), al punto que las transacciones entre

Venezuela y Colombia nunca se han ajustado a lo planteado en la Decisión CAN 536.

En 2009 la Decisión CAN 536 de 2002 fue derogada por la Decisión CAN 720, estableciéndose un marco transitorio para las transacciones entre Colombia y Ecuador, el cual básicamente se ajusta al contenido de la Decisión CAN 536 con algunas modificaciones, como son la asignación de las rentas de congestión⁴ y la limitación de las transacciones en condiciones de racionamiento.

Para ajustar el marco regulatorio colombiano a la Decisión CAN 720 de 2009, la CREG expidió las Resoluciones CREG 160 y 186 de 2009 la cual aplica transitoriamente a los intercambios de energía eléctrica entre Colombia y Ecuador, principalmente estableciendo la forma como se reparten las rentas de congestión y que la demanda del Ecuador no forma precio internamente en Colombia.

En el 2011 las autoridades de la Comunidad Andina emitieron la Decisión CAN 757, la cual mantiene la suspensión de la aplicación de la Decisión 536 por un plazo de hasta dos años. Otros aspectos importantes de esta Decisión son:

- Se acordó que el despacho económico de cada país considerará la oferta y la demanda del otro país equivalente en los nodos de frontera, en este sentido las TIE se originarían en el despacho coordinado entre Colombia y Ecuador, de conformidad con las respectivas regulaciones.
- Se permiten contratos bilaterales entre agentes de Colombia con agentes de Perú, siendo Ecuador un país de tránsito de energía.

Colombia cuenta con una capacidad de exportación de 535 MW hacia Ecuador y desde Ecuador se pueden importar 215 MW. Durante el 2011 se exportó hacia Ecuador un total de 1 294,6 GWh un 62,3 % superior al presentado en el 2010. De otra parte, Colombia importó desde Ecuador 8,2 GWh valor inferior al

⁴ Rentas de congestión: son rentas económicas que se originan como efecto de la congestión de un enlace internacional, son efecto de las diferencias de precios que se tienen en los nodos de frontera congestionados, son de carácter temporal y depende de las expansiones en transmisión.

registrado en 2010 (9,7 GWh). En la Tabla X se presenta un resumen de las transacciones TIE para Colombia y Ecuador en unidades de energía y en miles de dólares.

Tabla X Resumen transacciones TIE para Colombia y Ecuador

	Energía (GWh)		Valor (Miles de US \$)		
	Exportación	Importación	Exportación	Importación	Rentas de Congestión
Total 2003	1 144,5	67,2	80 309,2	2 334,7	44 347,75
Total 2004	1 681,1	35,0	135 109,1	738,0	76 817,23
Total 2005	1 757,9	16,0	151 733,7	509,8	75 580,96
Total 2006	1 608,6	1,1	127 104,5	50,0	56 865,04
Total 2007	876,6	38,4	66 269,4	1 336,0	20 398,65
Total 2008	509,8	37,5	35 908,4	2 309,4	7 416,98
Total 2009	1 076,7	20,8	107 751,0	1 118,5	12 625,34
Total 2010	797,7	9,7	73 821,5	565,4	7 493,62
Total 2011	1 294,6	8,2	92 995,8	231,3	10 380,42
ene-12	26,8	0,1	1 708,4	1,1	147,2
feb-12	8,3	0,1	596,0	3,1	19,0
mar-12	9,3	5,8	823,5	206,6	0,7
abr-12	19,0	0,1	1 351,3	2,6	84,6
may-12	10,5	0,1	603,0	1,5	26,0
jun-12	17,1	0,0	1 373,3	0,2	8,0
jul-12	17,4	0,0	1 386,1	0,0	3,7
ago-12	4,3	0,1	430,5	9,5	0,3
sep-12	75,8	0,1	9 793,1	3,4	0,0
oct-12	24,2	0,0	3 243,6	4,1	31,1

Fuente: XM

- **Transacciones Colombia – Venezuela:**

Las interconexiones internacionales con Venezuela fueron los primeros enlaces internacionales que se desarrollaron en Colombia (Cuestecita – Cuatricentenario 230 kV, San Mateo – Corozo 230 kV, Zulia – La Fría 115 kV).

Los intercambios de energía entre Colombia y Venezuela, se ajustan a la reglamentación establecida en la Resolución CREG 057 de 1998, que limita estos intercambios a acuerdos comerciales entre agentes (no entre mercados), de tal

forma que para atender una demanda del otro país se debe hacer por intermedio de un comercializador local. Adicionalmente las exportaciones no ven el mismo precio doméstico (se permite la discriminación de precio). El costo del transporte de los enlaces internacionales entre Colombia y Venezuela lo asumen totalmente los agentes involucrados en cada país.

Colombia cuenta con una capacidad de exportación de 336 MW hacia Venezuela y desde Venezuela se pueden importar 205 MW. Durante el 2011 se exportó hacia Venezuela un total de 248,8 GWh, en el 2010 no se realizaron exportaciones.

- **Transacciones Colombia – Panamá (futuros intercambios):**

Desde hace varios años se ha venido estudiando la iniciativa de desarrollar una interconexión entre Colombia y Panamá. Se prevé una línea en tecnología HVDC, de aproximadamente 600 km entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá en Panamá, y capacidad de 300 MW en su primera etapa (posibilidad de ampliación a 600 MW).

Mediante la Resolución CREG 055 de 2011 (modificada por las Resoluciones CREG 041 y 056 de 2012) se definió la regulación aplicable a los Intercambios internacionales de energía y confiabilidad entre Colombia y Panamá, en cuanto a los aspectos operativos y comerciales, como resultado de la armonización regulatoria realizada entre los dos países. Las principales características son: i) proyectos de conexión a riesgo; ii) El esquema definido por los reguladores para asignar los derechos de acceso es a través de una subasta pública; iii) los ingresos básicos de la interconexión provienen de la venta (a generadores de Colombia, Panamá y el MER) de derechos financieros de acceso a la capacidad de la línea.

Otros desarrollos regulatorios se han emitido en el proceso de armonización regulatoria entre los países:

- Resolución de carácter general con la formulación de las equivalencias de energía firme y potencia firme (Resolución CREG 052 de 2011).

- Resolución de consulta (Resolución CREG 04 de 2012) con las disposiciones que regirán los intercambios cuando haya racionamiento.

5.1.2 Mercado de contratos

5.1.2.1 Contratos bilaterales

Los contratos bilaterales son de carácter financiero, una cobertura de precio, por tanto la entrega física la realiza el mercado spot. Los contratos deben ser registrados ante el ASIC por las partes involucradas. Las condiciones de entrega las definen los agentes involucrados, no obstante se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Los movimientos financieros de los recursos de los contratos bilaterales son administrados por las partes involucradas directamente.
- Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a usuarios regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, se rigen por las disposiciones establecidas en las Resoluciones CREG 020 de 1996 y 167 de 2008, las cuales propenden por la competencia en este tipo de transacción.
- Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a usuarios no regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, no están reguladas y se negocian a precios y condiciones pactadas libremente. Igual condición rige para compras entre agentes generadores y entre agentes comercializadores.
- Para los contratos de energía que se celebren entre los generadores y los comercializadores, se debe presentar la solicitud de registro ante el ASIC con cinco días de anticipación a la fecha en la cual entra en operación comercial el contrato. El contrato debe contener reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, las cantidades de energía exigibles bajo el contrato, y el precio respectivo, durante su vigencia.
- No hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales, ni sobre la capacidad que un agente generador o

comercializador, puede comprometer en ellos. Es decisión de los agentes comercializadores y generadores su grado de exposición a la bolsa.

En la Figura 21 se presenta el fundamento de la liquidación de los contratos de energía eléctrica en la bolsa para un generador y en la Figura 22 para un comercializador. La liquidación se realiza de la siguiente forma:

- **Para los agentes generadores:** si la diferencia generación ideal menos contratos es positiva, es una venta a la bolsa que se le abona al generador en la cantidad que resulta de valorar la energía al precio de bolsa de la hora correspondiente. Si por el contrario, la diferencia es negativa, es una compra que se le factura por una cantidad igual a la diferencia valorada al mismo precio de bolsa.
- **Para los agentes comercializadores:** se tiene en forma equivalente, el balance demanda – contratos, la diferencia entre la demanda y los contratos se factura al precio de bolsa. Si es positiva, es una compra a la bolsa que se le factura al agente. Si es negativa, es una venta y como tal se le abona.

Figura 21 Liquidación de contratos en la bolsa para un generador

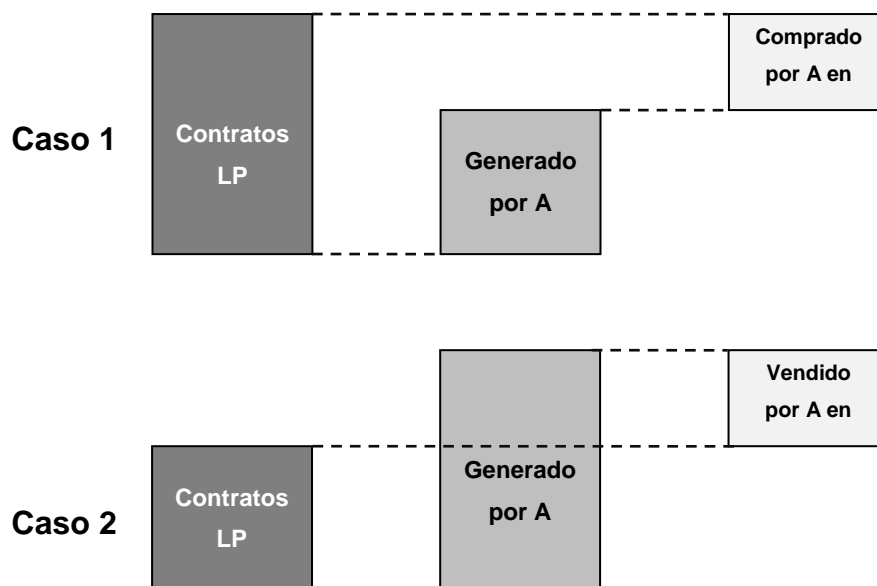
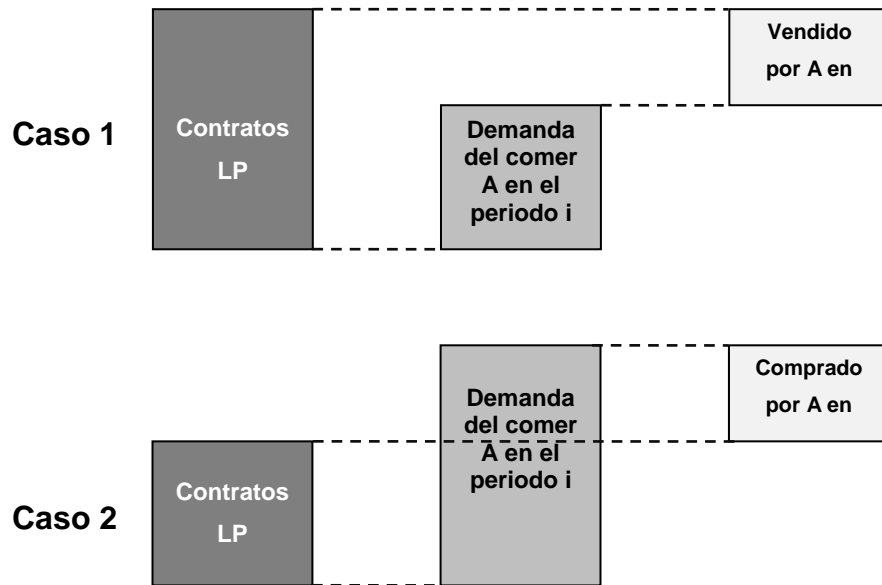


Figura 22 Liquidación de contratos en la bolsa para un comercializador



En general, en Colombia se han aplicado diversas modalidades de contratos y cada contrato regula los riesgos de las partes. No obstante, se pueden identificar tres modalidades contractuales: pague lo contratado, pague lo demandado y pague lo demandado condicionado, sus principales características son:

- **Pague lo contratado:** la parte vendedora asume la volatilidad de los precios en la bolsa por las cantidades contratadas y en contraprestación recibe el precio acordado por el periodo de tiempo especificado. Si el vendedor es un generador, el contrato pague lo contratado le permite vender su producción, las cantidades acordadas, al precio acordado y por consiguiente disponer de un ingreso garantizado. El comprador debe recibir dichas cantidades al precio acordado. Si el generador no dispone de la energía debe comprarla en la bolsa, por tanto asume el riesgo de los precios en la bolsa. De otra parte si el comprador no demanda todas las cantidades acordadas, las cantidades no consumidas, las vende el comercializador a precio de bolsa y le traslada esos recursos al usuario.
- **Pague lo demandado:** en este tipo de contrato las cantidades vendidas son inciertas y dependen de la demanda del comprador, si no hay demanda no hay transacción. Los precios se acuerdan entre las partes. Por

lo cual este tipo de contrato no garantiza un ingreso para el vendedor. En este tipo de contrato el riesgo de cantidades y precios lo asume el vendedor.

- **Pague lo demandado condicionado:** en este tipo de contrato el vendedor asume el riesgo de precios y cantidades hasta una cantidad limitada. Al igual que el contrato pague lo demandado no representa un ingreso estable para el vendedor. El riesgo de cantidades y precios lo asume el vendedor pero hasta un límite de cantidades.

Por otra parte, las garantías del contrato se pactan libremente. Sin embargo, el vendedor del contrato debe cumplir con el establecimiento de las garantías en la bolsa, puesto que todos los contratos se liquidan contra la bolsa (Resolución CREG 019 2006 y sus modificaciones).

Adicionalmente, los contratos deben ser registrados ante el ASIC, para que puedan ser despachados en la bolsa, los términos y procedimientos para realizar este registro se encuentran establecidos en las Resoluciones CREG 006 de 2003, 047 de 2007 y 013 de 2010, 156 y 157 de 2011 entre otras.

5.1.2.2 Contratos para el mercado regulado

La CREG en los últimos años ha venido desarrollando un propuesta regulatoria para la creación de un mercado organizado y centralizado de contratos de energía denominado Mercado Organizado Regulado (MOR), el cual busca cubrir la demanda regulada y no regulada, de manera voluntaria. Estas compras harán parte de las transacciones de la bolsa de energía. La CREG publicó el proyecto de resolución, mediante la Resolución CREG 090 de 2011.

El objetivo central de este modelo es que las ventas de los contratos de energía tengan precios eficientes como los obtenidos en un mercado competitivo, cubrir la demanda e igualar las condiciones de compra para todos los comercializadores. Las principales características propuestas para el MOR son:

- **Producto estandarizado:** equivalente a 1 000 kWh para un día laboral, el sábado equivale al 95 % y el domingo a un 85 % del día laboral, con perfiles de demanda horaria diferentes. El producto para la demanda no

regulada es de 40 kWh para cada hora del periodo de compromiso. El período de compromiso es de un año calendario tanto para la demanda regulada como no regulada.

- La demanda objetivo sale de las proyecciones de demanda que reportan todos los agentes que cubren demanda regulada, verificada por la CREG con proyecciones de demanda de la UPME y de crecimientos históricos.
- Se proponen que el MOR se realice a través de subastas de reloj descendente o sobre cerrado. Este último caso se realiza cuando CREG determine que hay un agente pivotal o que la oferta es insuficiente.
 - Los compradores serían: demanda regulada (obligatoria) y demanda no regulado (voluntaria) a través de un comercializador.
 - Los vendedores sería: generador y comercializador con garantías.
 - Los agentes que participen como comprador voluntario no podrán ser vendedores en la misma subasta, ni aquellos que tengan vinculación económica.
- Las transacciones se realizan a través del MEM, se liquidan y se recaudan por el ASIC.
- Se propone crear el mercado secundario del MOR para la demanda regulada y la demanda no regulada, en el cual se busca flexibilizar, el cubrimiento de la curva de demanda, comercializadores, y la oferta de energía, generadores. El producto mínimo que se transaría en este mercado sería de un mes.

5.1.2.3 Contrato para el mercado secundario cargo por confiabilidad

Mediante la Resolución CREG 071 de 2006 (y sus modificaciones, en particular las Resoluciones CREG 079 y 096 de 2006) se estableció el esquema del cargo por confiabilidad la modalidad de contratos para el mercado secundario de energía firme para el cargo por confiabilidad.

El mercado secundario de energía firme es un mecanismo que le permite a cada generador que determine que su energía no es suficiente para cumplir su OEF, negociar con otros generadores que tengan energía de referencia para el mercado secundario el respaldo de sus compromisos a través de contratos de respaldo.

Estos contratos de respaldo celebrado entre generadores, como resultado de su negociación en el mercado secundario, se deben registrar ante el ASIC y su contenido, forma y condiciones se pactan libremente entre las partes siguiendo los lineamientos del mercado secundario establecido en la regulación.

5.1.2.4 Contrato demanda desconectable voluntaria del cargo por confiabilidad

Mediante la Resolución CREG 063 de 2010 se regula el anillo de seguridad del cargo por confiabilidad denominado demanda desconectable voluntariamente (DDV), en el cual los generadores pueden adquirir energía voluntariamente desconectable, garantizando que en un evento de escases el sistema no requerirá ENFICC para esa demanda.

En este sentido las partes, generador y DDV representado por un comercializador, deben firmar un contrato en el cual la DDV se obliga a reducir su consumo de energía eléctrica del sistema interconectado nacional a cambio de un precio que se obliga a pagar el generador.

La forma, contenido, garantías y condiciones de los contratos de la DDV se pactan libremente entre las partes y deben contener, como mínimo, la información referente a la identificación del generador y el comercializador, la identificación del usuario, el recurso de generación asociado, la frontera comercial, la cantidad diaria de DDV negociada en el contrato, expresada en kWh-día, y el término de duración del contrato.

5.1.3 Cifras del mercado mayorista

A continuación se presenta un resumen de las cifras del mercado de energía mayorista colombiano desde el año 2008 a corte 31 de diciembre de 2011. Los valores corresponden a los montos liquidados y están dados en pesos colombianos corrientes.

Tabla XI Resumen cifras del mercado mayorista de energía

Variables	Unidad	2008	2009	2010	2011
Energía transada en bolsa	GWh	16 468	17 939	18 251	16 787
Energía transada en contratos	GWh	58 056	63 686	63 552	62 179
Total energía transada en el mercado	GWh	74 524	81 625	81 802	78 966
Desviaciones	GWh	68	152	77	77
% de la demanda transado en bolsa	%	30,30 %	32,10 %	32,10 %	28,60 %
% de la demanda transado en contratos	%	136,90 %	113,80 %	111,70 %	106,10 %
Precio medio en bolsa nacional	\$/kWh	89,0	139,5	130,4	76,2
Precio medio en contratos	\$/kWh	88,8	104,7	109,9	118,0
Compras en bolsa	Millones de pesos	1 466 194	2 503 255	2 378 933	1 270 891
Restricciones	Millones de pesos	348 338	281 677	428 255	691 635
Responsabilidad comercial AGC	Millones de pesos	177 213	174 863	188 545	136 266
Desviaciones	Millones de pesos	5 141	9 552	5 626	8 075
Cargos CND y ASIC	Millones de pesos	57 273	66 496	70 169	67 670
Total transacciones mercado sin contratos	Millones de pesos	2 054 159	3 035 843	3 068 247	2 174 537
Valor transado en contratos	Millones de pesos	5 155 785	6 670 480	6 986 575	7 338 582
Total transacciones del mercado nacional	Millones de pesos	7 209 944	9 706 324	10 054 822	9 513 119
Rentas de congestión	Millones de pesos	14 877	27 817	7 047	9 780
Valor a distribuir cargo por confiabilidad	Millones de pesos	1 452 594	1 620 050	1 451 636	1 602 635

Fuente: XM

5.2 Mercado de energía minorista

En el mercado de energía minorista, existen dos tipos de mercados: i) mercado de usuarios regulados y ii) el mercado de usuarios no regulados.

Según la definición de la Resolución CREG 131 de 1998, para ser considerado usuario no regulado se requiere tener una demanda promedio mensual de

potencia durante seis meses mayor a 0,1 MW o en energía de 55 MWh/mes. Así mismo es requisito indispensable tener un equipo de medición con capacidad para efectuar tele-medida y estar representado por un comercializador. Adicionalmente, y de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 183 de 2009, el usuario no regulado que cumpliendo los requisitos mínimos para ostentar dicha condición decida pasar al mercado regulado debe mantenerse en este mercado y ser atendido como usuario regulado por un período mínimo de tres años.

5.2.1.1 Mercado de usuarios regulados

Para el mercado de usuarios regulados, la CREG estableció mediante la Resolución 119 de 2007 (modificada por las Resoluciones CREG 017 de 2008 y 156 de 2009), la fórmula tarifaria, la cual contiene los diferentes componentes que definen el costo unitario del servicio (CU) que debe ser aplicado para determinar las tarifas, las cuales a su vez resultan de aplicar el esquema de subsidios y contribuciones establecidos en la Ley.

Esta fórmula tarifaria es un instrumento establecido para garantizar que el usuario regulado perciba costos eficientes, la cual está compuesta por los cargos de las diferentes etapas de la cadena productiva: generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y las restricciones (R), como se indica a continuación.

$$CU_{V_{n,m}} = G_m + T_m + D_{n,m} + Cv_m + PR_{n,m} + R_m \quad (3)$$

$$CU_{f_m} = Cf_m \quad (4)$$

Donde,

$CU_{V_{n,m}}$: Representa el componente variable de la fórmula tarifaria para el nivel de tensión n, en el mes m.

CU_{f_m} : Representa el componente fijo de la fórmula tarifaria, no obstante este valor es cero.

n : Nivel de tensión de conexión del usuario

m: Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

Variable G: corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador y representa el costo de producción de energía, independientemente del sitio donde sea generada. Como se indicó anteriormente, esta compra la puede realizar a través del mercado spot o de contratos bilaterales.

Variable T: corresponde al pago del transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes regionales de transmisión. Es una estampilla nacional, cualquier usuario independientemente de su ubicación geográfica paga el mismo valor. El valor de la estampilla corresponde a la aplicación por parte de XM de la metodología definida por la CREG y contenida en la Resolución 011 de 2009, la cual es una metodología de ingreso regulado, en tal sentido una vez establecido el ingreso regulado a cada uno de los transportadores nacionales, el mismo permanece constante, sujeto al cumplimiento de los requerimientos de calidad establecidos en la mencionada resolución. XM liquida y factura al comercializador los cargos por la energía que este representa y este los transfiere al usuario.

Variable D: corresponde al valor que se paga por transportar la energía desde las subestaciones del STN hasta el usuario final. Depende del nivel de tensión al que esté conectado el usuario y del operador de red que lo atiende, ubicación geográfica. Cada operador de red tiene cargos por nivel de tensión aprobadas por la CREG, cuya metodología se encuentra en la Resolución CREG 097 de 2008 y sus modificaciones. El distribuidor liquida y factura los cargos de distribución al comercializador y este transfiere el costo al usuario.

Variable Cv: remunera el margen de comercializar la energía e incluye los costos variables de la actividad de comercialización como los son: facturación, lectura, atención, reclamos, entre otros.

Variable PR: corresponde a los costos de pérdidas de energía, pérdidas de transporte y reducción de las mismas. Las liquida el comercializador, con base en los factores de pérdidas aprobados por la CREG para cada distribuidor, según el nivel de tensión en el que esté conectado.

Variable R: corresponde a los costos por restricciones y servicios asociados con la generación. Representa un sobre costo de la operación calculado mensualmente por XM, y los liquida y los factura a los comercializadores en proporción a sus demandas comerciales. De tal forma que el precio unitario cobrado a cada comercializador es el mismo. Los comercializadores trasladan estos costos a los usuarios estableciendo un precio unitario que es la relación de los costos de restricciones que le facturó el ASIC y las ventas del periodo correspondiente. De esta forma los costos unitarios de restricciones de los usuarios son diferentes entre comercializadores.

5.2.1.2 Mercado de usuarios no regulados

Los usuarios no regulados si bien no pueden acceder directamente a comprar en la bolsa de energía, si pueden elegir el comercializador y pueden pactar con éste libremente los precios de la energía, variable G, y de comercialización, variable Cv, las demás componentes de la fórmula tarifaria (T, D, PR y R) son un “pass-through” que se les traslada directamente a los usuarios.

5.2.1.3 Subsidios y contribuciones

La Ley 142 de 1994 en particular los artículos 87, 89 y 99, y la Ley 143 de 1994 Artículos 6o., 23 Literal h y 47, fijaron subsidios y contribuciones a la prestación del servicio de electricidad (CU).

Los porcentajes de subsidios y contribuciones que contienen las tarifas finales, no dependen de la CREG sino que son fijados por el Congreso de la República de Colombia a través de leyes (artículo 116 de la Ley 812 de 2003; Artículo 3 de la Ley 1117 de 2006; artículo 1 de la Ley 1428 de 2010). La tarifa, es entonces, el cobro que se le hace al usuario dependiendo de su estrato o caracterización socioeconómica, industrial o comercial.

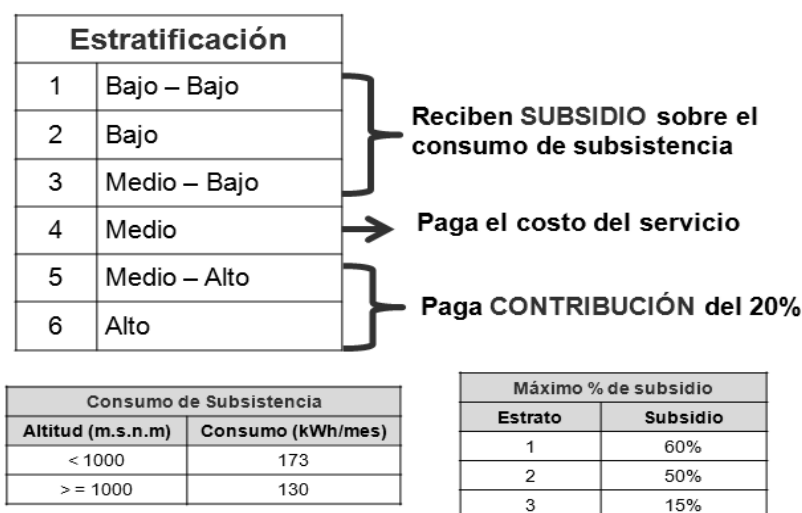
En cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 1428 de 2010, la CREG mediante la Resolución 186 de 2010 estableció que la aplicación de subsidios al costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica para los usuarios de los estratos uno, dos y tres, a partir del mes de enero de 2011 y hasta

diciembre de 2014, debe aplicarse al denominado consumo de subsistencia⁵. Los usuarios de los estratos uno, dos y tres reciben subsidios equivalentes al 60 %, 50 % y 15 % respectivamente.

Los usuarios del estrato cuatro, los servicios especiales como hospitales, clínicas, puestos y centros de salud, centros educativos y asistenciales sin ánimo de lucro, no reciben subsidio ni contribuyen. Los usuarios de los estratos cinco y seis así como los usuarios pertenecientes al sector comercial, pagan una contribución del 20 % sobre el costo de prestación del servicio.

El artículo 2 de la Ley 1430 de 2010 reglamentado por el Decreto 2915 de 2011 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, estableció que los usuarios industriales tienen derecho a descontar del impuesto de renta a cargo, por el año gravable 2011, el cincuenta por ciento (50 %) del valor total de la sobretasa y que dichos usuarios no serán sujetos del cobro de la contribución a partir del año 2012. En las siguientes figuras se presenta un resumen de las tarifas de energía para los usuarios residenciales y no residenciales, respectivamente.

Figura 23 Tarifas de energía para usuarios residenciales



⁵ Por disposición de la Resolución UPME 0355 de 2004, para los municipios localizados en altitudes superiores o iguales a 1 000 metros el valor del consumo de subsistencia (CS) es 130 kWh-mes, y en altitudes menores a 1 000 metros el CS es 173 kWh-mes para el año 2007.

Figura 24 Tarifas de energía para usuarios no residenciales

Tipo Usuario	Contribución
Industrial	NO (a partir de 2012)
Comercial	SI (20%)
Oficial	NO
Especial asistencial (Hospitales, Clínicas, puestos de salud)	NO
Especial Educativo (Colegios y Universidades)	NO
Industrial Bombeo (Prestación servicio de acueducto y alcantarillado)	NO
Distrito de riego (Tienen un régimen especial de subsidios).	NO

6 FÓRMULA TARIFARIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA

6.1 Aspectos legales a considerar en el establecimiento en Colombia

6.1.1 Criterios legales para el establecimiento de las fórmulas tarifarias

La Ley 142 de 1994 denominada la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, establece de forma explícita y taxativa los criterios que deben acoger las comisiones de regulación para establecer las fórmulas tarifarias que deben aplicar los prestadores del servicio a los consumos de los usuarios, igualmente define el alcance de tales criterios.

A continuación se presentan tales principios y su alcance:

“Artículo 87. Criterios para definir el régimen tarifario. El régimen tarifario estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia.

87.1. Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un

mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.

87.2. Por neutralidad se entiende que cada consumidor tendrá el derecho a tener el mismo tratamiento tarifario que cualquier otro si las características de los costos que ocasiona a las empresas de servicios públicos son iguales. El ejercicio de este derecho no debe impedir que las empresas de servicios públicos ofrezcan opciones tarifarias y que el consumidor escoja la que convenga a sus necesidades.

87.3. Por solidaridad y redistribución se entiende que al poner en práctica el régimen tarifario se adoptarán medidas para asignar recursos a "fondos de solidaridad y redistribución", para que los usuarios de los estratos altos y los usuarios comerciales e industriales, ayuden a los usuarios de estratos bajos a pagar las tarifas de los servicios que cubran sus necesidades básicas.

87.4. Por suficiencia financiera se entiende que las fórmulas de tarifas garantizarán la recuperación de los costos y gastos propios de operación, incluyendo la expansión, la reposición y el mantenimiento; permitirán remunerar el patrimonio de los accionistas en la misma forma en la que lo habría remunerado una empresa eficiente en un sector de riesgo comparable; y permitirán utilizar las tecnologías y sistemas administrativos que garanticen la mejor calidad, continuidad y seguridad a sus usuarios.

87.5. Por simplicidad se entiende que las fórmulas de tarifas se elaborarán en tal forma que se facilite su comprensión, aplicación y control.

87.6. Por transparencia se entiende que el régimen tarifario será explícito y completamente público para todas las partes involucradas en el servicio, y para los usuarios.

87.7. Los criterios de eficiencia y suficiencia financiera tendrán prioridad en la definición del régimen tarifario. Si llegare a existir contradicción entre el criterio de eficiencia y el de suficiencia financiera, deberá tomarse en cuenta que, para una empresa eficiente, las tarifas económicamente eficientes se definirán tomando en cuenta la suficiencia financiera.

87.8. Toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras. Un cambio en estas características se considerará como un cambio en la tarifa.

87.9. Cuando las entidades públicas aporten bienes o derechos a las empresas de servicios públicos, podrán hacerlo con la condición de que su valor no se incluya en el cálculo de las tarifas que hayan de cobrarse a los usuarios de los estratos que pueden recibir subsidios, de acuerdo con la ley. Pero en el presupuesto de la entidad que autorice el aporte figurarán el valor de éste y, como un menor valor del bien o derecho respectivo, el monto del subsidio implícito en la prohibición de obtener los rendimientos que normalmente habría producido.

Parágrafo 1o. Cuando se celebren contratos mediante invitación pública para que empresas privadas hagan la financiación, operación y mantenimiento de los servicios públicos domiciliarios de que trata esta Ley, la tarifa podrá ser un elemento que se incluya como base para otorgar dichos contratos. Las fórmulas tarifarias, su composición por segmentos, su modificación e indexación que ofrezca el oferente deberán atenerse en un todo a los criterios establecidos en los artículos 86, 87, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95 y 96, de esta Ley. Tanto éstas como aquellas deberán ser parte integral del contrato y la Comisión podrá modificarlas cuando se encuentren abusos de posición dominante, violación al principio de neutralidad, abuso con los usuarios del sistema. Intervendrá asimismo,

cuando se presenten las prohibiciones estipuladas en el artículo 98 de esta Ley. Con todo las tarifas y las fórmulas tarifarias podrán ser revisadas por la comisión reguladora respectiva cada cinco (5) años y cuando esta Ley así lo disponga.

Parágrafo 2. Para circunstancias o regímenes distintos a los establecidos en el parágrafo anterior, podrán existir metodologías tarifarias definidas por las comisiones respectivas. Para tal efecto, se tomarán en cuenta todas las disposiciones relativas a la materia que contiene esta Ley.

Artículo 88. Regulación y libertad de tarifas. Al fijar sus tarifas, las empresas de servicios públicos se someterán al régimen de regulación, el cual podrá incluir las modalidades de libertad regulada y libertad vigilada, o un régimen de libertad, de acuerdo a las siguientes reglas:

88.1. Las empresas deberán ceñirse a las fórmulas que defina periódicamente la respectiva comisión para fijar sus tarifas, salvo en los casos excepcionales que se enumeran adelante. De acuerdo con los estudios de costos, la comisión reguladora podrá establecer topes máximos y mínimos tarifarios, de obligatorio cumplimiento por parte de las empresas; igualmente, podrá definir las metodologías para determinación de tarifas si conviene en aplicar el régimen de libertad regulada o vigilada.

88.2. Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas cuando no tengan una posición dominante en su mercado, según análisis que hará la comisión respectiva, con base en los criterios y definiciones de esta Ley.

88.3. Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas, cuando exista competencia entre proveedores. Corresponde a las comisiones de regulación, periódicamente, determinar cuándo se dan estas condiciones, con base en los criterios y definiciones de esta Ley.

6.1.2 Vigencia de las fórmulas tarifarias

Las situaciones bajo las cuales una empresa puede solicitar la modificación de sus tarifas se enmarcan en situaciones especificadas en el artículo 126 de la Ley 143 de 1994 y las mismas se formalizan mediante la expedición de actos

administrativos de las respectivas comisiones de regulación. Estas condiciones están dadas por:

- Que antes de culminar el periodo tarifario haya acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la comisión para modificarlas o prorrogarlas por un período igual.
- De oficio o a petición de parte, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los usuarios o de la empresa;
- Que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas. Vencido el período de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas.

En caso de no presentarse ninguna de estas condiciones, las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años.

La fórmula tarifaria contiene los diferentes costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica que definen el costo unitario (CU), de la prestación del servicio de energía eléctrica al usuario final regulado que debe ser aplicado para determinar las tarifas, las cuales a sus vez resultan de la aplicación del esquema de subsidios y contribuciones establecidos por la ley colombiana.

La fórmula tarifaria vigente para el servicio de energía eléctrica en Colombia, fue adoptada mediante la Resolución CREG 119 de 2007, modificada y complementada por las Resoluciones CREG 017 de 2008, 158 de 2009 y 173 de 2011, y se presenta a continuación:

$$CU_{V_{n,m,i,j}} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i} \quad (5)$$

$$CU_{f_{m,j}} = Cf_{m,j} \quad (6)$$

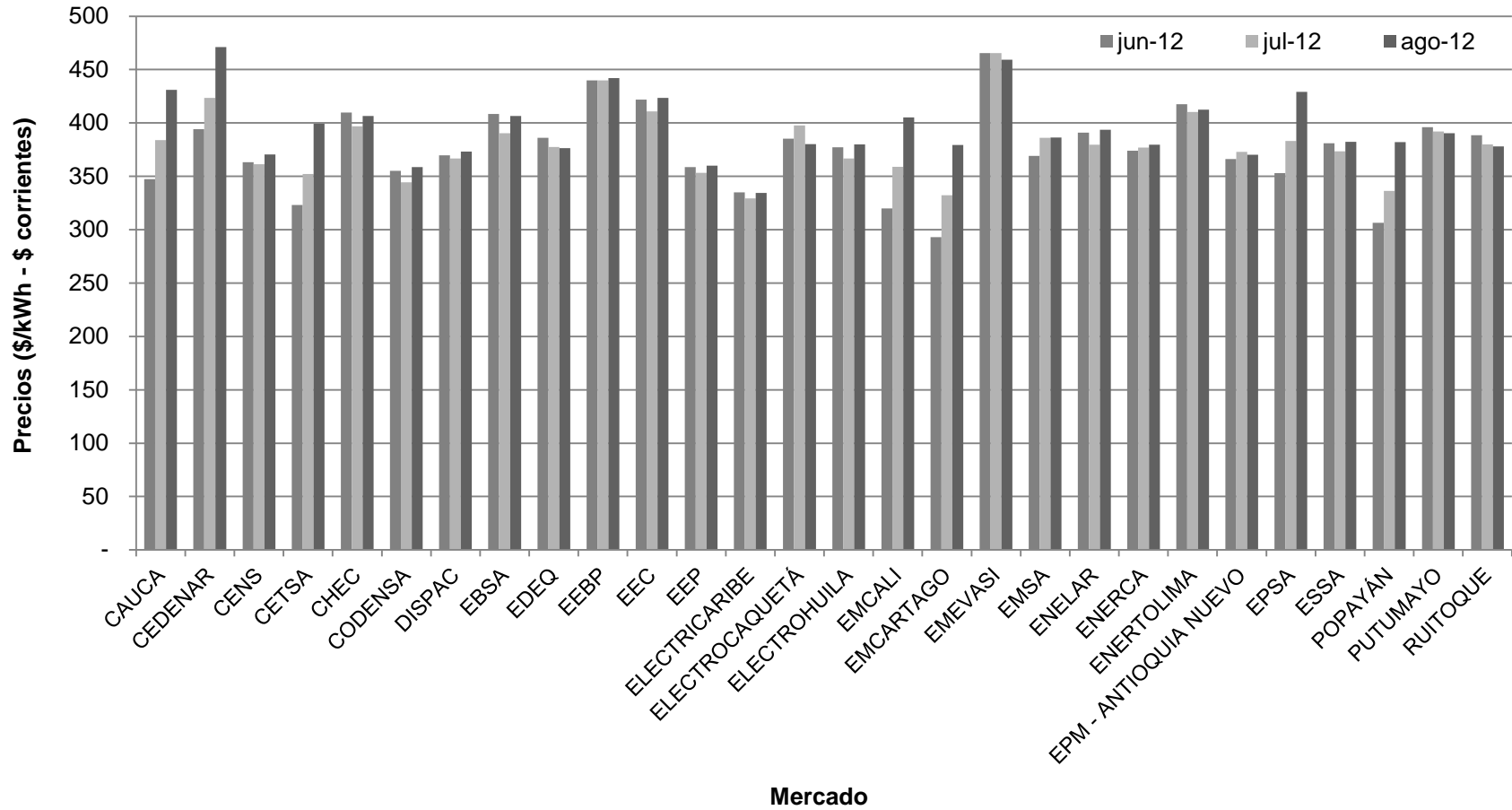
Donde,

$CUv_{n,m}$:	Componente variable del costo unitario de prestación del servicio (\$/kWh) para los usuarios conectados al nivel de tensión n , correspondiente al mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j .
CUf_m :	Representa el componente fijo de la fórmula tarifaria, no obstante este valor es cero, actualmente.
n :	Nivel de tensión de conexión del usuario.
m :	Es el mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.
i :	Comercializador Minorista.
j :	Es el mercado de comercialización.
$G_{m,i,j}$:	Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j .
T_m :	Costo por uso del sistema nacional de transmisión (\$/kWh) para el mes m .
D_m :	Costo por uso de sistemas de distribución (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m .
$CV_{m,i,j}$:	Margen de comercialización correspondiente al mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j que incluye los costos variables de la actividad de comercialización, expresado en (\$/kWh).
$PR_{n,m,i,j}$:	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) acumuladas hasta el nivel de tensión n , para el mes m , del comercializador minorista i , en el mercado de comercialización j .
$R_{m,i}$:	Costo de restricciones y de servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al comercializador minorista i en el mes m .

En particular para los *usuarios no regulados*, los cuales son usuarios cuya instalación supera los 0,1 MW o su consumo de energía de 55 MWh/mes, pueden elegir el comercializador y pactar con éste libremente los precios de la energía ($G_{m,i,j}$) y de comercialización ($Cv_{m,i,j}$), las demás componentes de la fórmula tarifaria (T_m , D_m , $PR_{n,m,i,j}$, $R_{m,i}$) son un “pass-through” que se les traslada directamente a los usuarios.

En la Figura 25 se presenta el costo unitario de la prestación del servicio de energía eléctrica en el nivel de tensión 1. En promedio, para los mercados consultados, el CU fue de aproximadamente 359,8 \$/kWh en junio de 2012, 360 \$/kWh en julio de 2012 y 370,2 \$/kWh en agosto de 2012.

Figura 25 CU de la prestación del servicio de energía eléctrica en el nivel de tensión 1



Fuente: Boletín Tarifarios SSPD, Publicaciones de las empresas, Prensa.

6.2 Componente de generación (G)

El costo de compra de energía por parte del comercializador, el cual representa el costo de producción de energía independientemente del sitio donde sea generada, se puede realizar a través del mercado spot o de contratos bilaterales (Ver Capítulo 5).

Para determinar el precio de la energía que puede aplicar el comercializador a los consumos del usuario, la CREG ha previsto tres fases:

- Primera fase: sin aplicación del mercado organizado regulado (MOR).
- Segunda fase: aplicación del MOR y contratos bilaterales vigentes con destino al mercado regulado.
- Tercera fase: aplicación del MOR.

Como se observa estas fases dependen de la aplicación del MOR, el cual es una propuesta regulatoria que ha adelantado la CREG en los últimos años, cuyo objetivo es crear un mercado organizado y centralizado de contratos de energía para cubrir la demanda regulada y no regulada (de manera voluntaria), estas compras harían parte de las transacciones de la bolsa de energía. La última versión de esta propuesta regulatoria fue en el 2011 mediante la Resolución CREG 090.

6.2.1 Primera Fase

De acuerdo con lo anterior, actualmente se aplica la primera fase la cual se presenta a continuación:

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + (1 - Qc_{m-1,i}) * Pb_{m-1,i} + Aj_{m,i} \quad (7)$$

$$Qc_{m-1,i} = \text{Min} \left[1, \frac{Cc_{m-1,i}}{DCR_{i,m-1}} \right] \quad (8)$$

Donde,

m: Mes en el que se va a aplicar la tarifa.

i :	Comercializador minorista i .
j :	Mercado de comercialización j .
$DCR_{i,m-1}$:	Demanda comercial regulada del comercializador minorista i en el mes $m-1$.
$QC_{m-1,i}$:	Representan la proporción de las cantidades contratadas (para atender el mercado regulado) por el comercializador que atiende al usuario, este valor no puede ser mayor a 1 para efectos de determinación del G.
$(1-Qc)$:	Representa las cantidades no contratadas o compradas en bolsa.
$CC_{m-1,i}$:	Energía comprada mediante contratos bilaterales por el comercializador minorista i con destino al mercado regulado en el mes $m-1$.
$PC_{m-1,i}$:	Costo promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de las compras propias del comercializador minorista i mediante contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$.
MC_{m-1} :	Costo promedio ponderado por energía, expresado en \$/kWh, de todos los contratos bilaterales liquidados en el mercado de energía mayorista en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado.
$\alpha_{i,j}$:	Ponderador de las compras propias y del mercado mediante contratos destinados al mercado regulado. El α es un elemento heredado de la fórmula tarifaria anterior, era un elemento dinámico, pero en la Resolución CREG 119 de 2007, se estableció como un valor fijo correspondiente al valor vigente a enero de 2007.
$Pb_{m-1,i}$:	Precio de bolsa al cual compró el comercializador en la bolsa (no se diferencia si es para el mercado regulado o no regulado).

AJ: Factor de ajuste que se aplica al precio máximo de compra de energía, expresado en \$/kWh. El cual busca mantener las variaciones de precio en un rango que no supere el 30 % con respecto a un valor de referencia, determinado por los demás elementos del Q diferentes al AJ, en el periodo anterior. Este factor se calcula así:

$$AJ_m = \min \left[(Máx_m - CR_m), \frac{AD_m}{VR_{m-1}} \right] \quad (9)$$

$$Máx_m = REF_m * 1,3 \quad (10)$$

$$AD_m = [AD_{m-1} + (CR_{m-1} - G_{m-1}) * VR_{m-1}] * (1 + i) \quad (11)$$

$$REF_m = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + (1 - Qc_{m-1,i}) * Mc_{m-1} \quad (12)$$

$$CR_m = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + (1 - Qc_{m-1,i}) * Pb_{m-1,i} \quad (13)$$

Donde:

m: Mes para el cual se calcula el costo unitario de prestación del servicio.

AJ_m: Factor de ajuste que se aplica al costo máximo de compra de energía expresado en \$/kWh del comercializador *i* para el mes *m*.

VR_m: Ventas de energía al mercado regulado para el mes *m* del comercializador *i*, expresado en kWh.

AD_m: Saldo acumulado de las diferencias entre el costo reconocido *CR_{m,i}* y el valor trasladado en la tarifa *G_{m,i}* del comercializador *i*, expresado en \$.

i: Tasa de interés nominal mensual que se le reconoce al comercializador minorista por los saldos acumulados en la variable AD. Este valor es el promedio de la tasa de

créditos de tesorería reportada por los establecimientos bancarios a la Superintendencia Financiera para el último mes disponible.

- MAX_m : Valor máximo a trasladar, expresado en \$/kWh, en el mes m, por el comercializador i.
- REF_m : Valor de referencia, expresado en \$/kWh, que aplicará el comercializador i, en el mes m.
- CR_m : Costo reconocido de compra de energía (\$/kWh) para el mes m del comercializador i. Este valor equivale al valor del componente G_m descontado la variable AJ_m .

Como puede verse el componente G es bastante dinámico, puesto que varios de los factores que lo determinan son dinámicos, entre otros eventos que pueden variar el G están: La terminación de un contrato, la entrada de un nuevo contrato, el precio de bolsa, el precio promedio de los contratos del mercado con destino al mercado regulado.

6.2.2 Segunda y tercera fase

Cuando se implemente el MOR, se prevé dos etapas, una primera en la cual el MOR convive con los contratos bilaterales (segunda fase) y una etapa final en la que no hay contratos bilaterales (tercera fase).

Las fórmulas a aplicar, previstas en la Resolución CREG 119 de 2007, para estas etapas estarían dadas por las siguientes ecuaciones:

6.2.2.1 Segunda fase

$$G_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1,i}} + Qb_{m-1,i} * Pb_{m-1,i} + AJ_{m,i} \quad (14)$$

$$Qc_{m-1,i} + Q_{MOR_{m-1,i}} + Qb_{m-1,i} = 1 \quad (15)$$

$$Qc_{m-1,i} = \left[\frac{Cc_{m-1,i}}{DCR_{m-1,i}} \right] \quad Q_{MOR_{m-1,i}} = \left[\frac{CMOR_{m-1,i}}{DCR_{m-1,i}} \right] \quad (16)$$

Siendo los Q ($Q_{C_{m-1,i}}$, $Q_{MOR_{m-1,i}}$ y $Q_{b_{m-1,i}}$) las diferentes proporciones, con respecto a la demanda comercial del agente, de las compras en cada mercado: contratos, MOR o bolsa, en el periodo anterior al de fijación del G.

El precio MOR ($P_{MOR_{m-1}}$) corresponde a un promedio ponderado por cantidades de los diferentes precios de las cantidades compradas en este mercado para el periodo anterior al de fijación del precio del G.

Para calcular el *AJ* se sigue el mismo procedimiento establecido anteriormente, con la diferencia de que en el precio de referencia (REF_m), las cantidades compradas en bolsa se valoran con precio MOR (P_{MOR_m}) y el costo reconocido de compra de energía (CR_m) se establece con la componente G del periodo anterior sin incluir el *AJ*, como se indica a continuación:

$$REF_m = Q_{C_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{C_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{C_{m-1}}) + Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1}} + Q_{b_{m-1,i}} * P_{b_{m-1,i}} \quad (17)$$

$$CR_m = Q_{C_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{C_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{C_{m-1}}) + Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1}} + Q_{b_{m-1,i}} * P_{b_{m-1,i}} \quad (18)$$

6.2.2.2 Tercera fase

En la etapa final, en la cual no hay contratos bilaterales la fórmula para establecer el precio del G estaría dada por:

$$G_{m,i} = Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1}} + Q_{b_{m-1,i}} * P_{b_{m-1}} + AJ_{m,i} \quad (19)$$

$$Q_{MOR_{m-1}} + Q_{b_{m-1}} = 1 \quad (20)$$

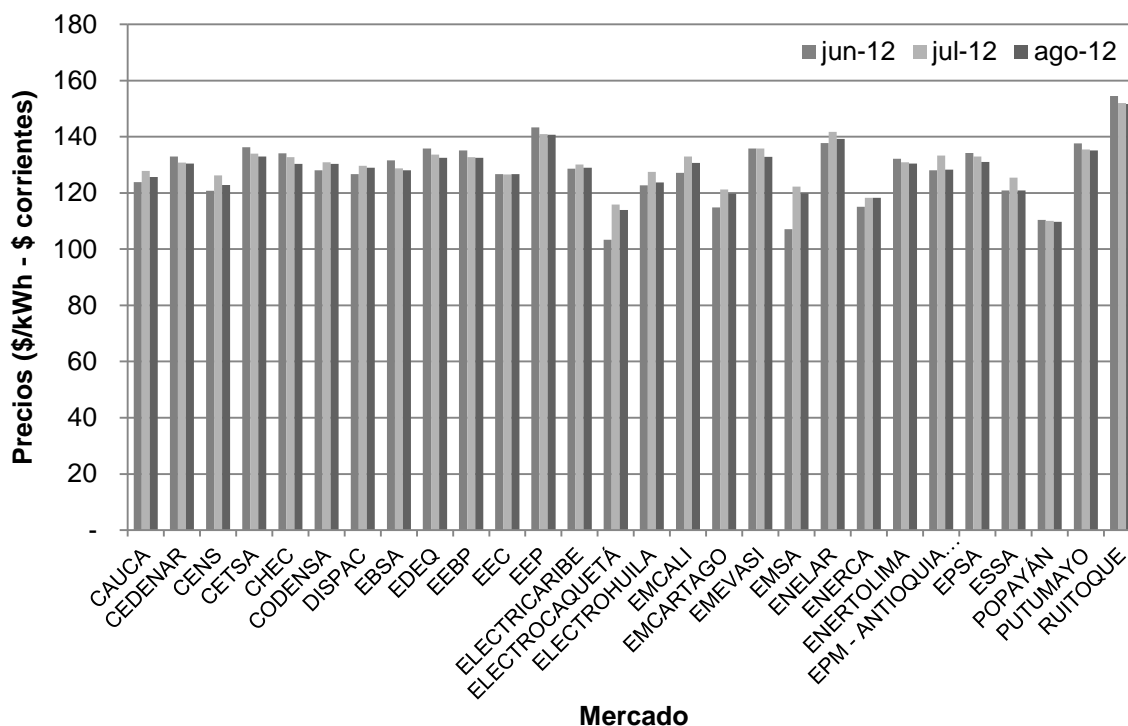
En esta etapa para el cálculo del *AJ*, el precio de referencia (REF_m) corresponde al precio MOR (P_{MOR_m}), y el costo reconocido de compra de energía (CR_m) corresponde al G del periodo anterior sin incluir en *AJ* como se indica a continuación:

$$REF_m = P_{MOR_m} \quad (21)$$

$$CR_m = Q_{MOR_{m-1,i}} * P_{MOR_{m-1}} + Q_{b_{m-1,i}} * P_{b_{m-1}} \quad (22)$$

En la Figura 26 se presenta el costo de compra de energía por parte de los comercializadores. En promedio, para los mercados consultados, el valor de la componente de generación fue de aproximadamente 128,10 \$/kWh en junio de 2012, 131,22 \$/kWh en julio de 2012 y 128,64 \$/kWh en agosto de 2012.

Figura 26 Costo compra de energía (G)



Fuente: Boletín Tarifarios SSPD, Publicaciones de las empresas, Prensa.

6.3 Componente de transmisión (T)

El costo por uso del sistema nacional de transmisión corresponde al pago del transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes regionales de transmisión.

Este costo es una estampilla nacional, cualquier usuario independientemente de su ubicación geográfica paga el mismo valor. El valor de la estampilla corresponde a la aplicación de la metodología definida por la CREG y contenida en la Resolución 011 de 2009 (modificada por la Resolución CREG 025 de 2009), la cual es una metodología de ingreso regulado. En tal sentido, una vez

establecido el ingreso regulado a cada uno de los transportadores nacionales, el mismo permanece constante, y solo se modifica en los siguientes eventos:

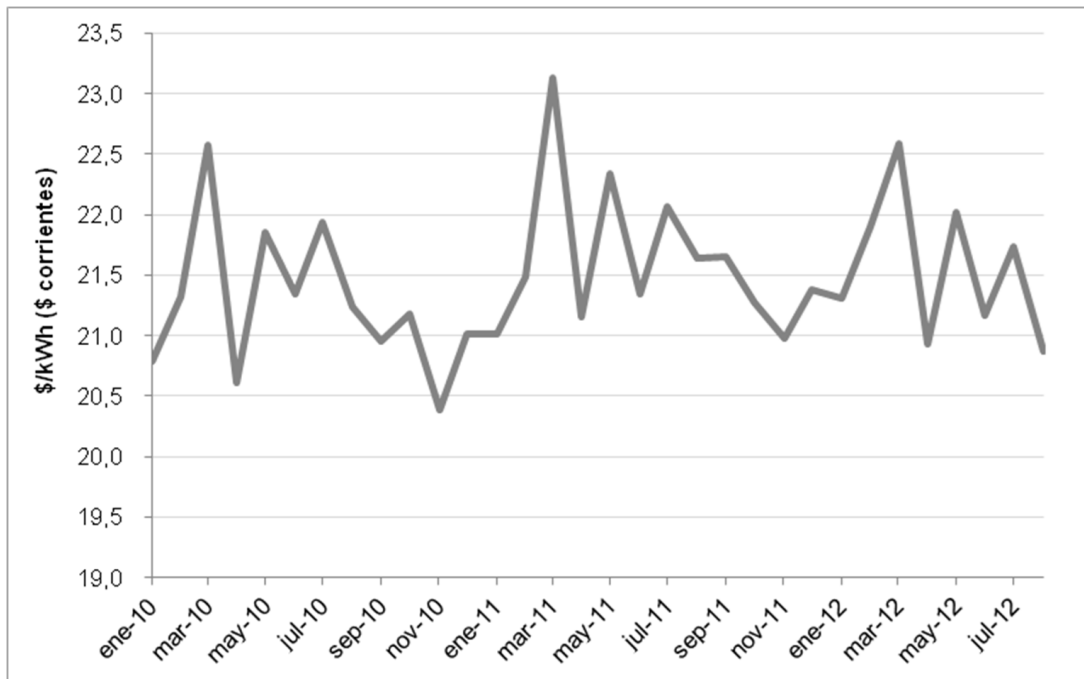
- I. Como resultado de la entrada en operación de proyectos convocados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).
- II. Como resultado de aplicar la metodología en lo referente a eventos de orden público que dejen fuera de servicio activos del STN por un periodo superior a seis meses.
- III. Ante eventos originados en activos de un transportador nacional que ocasionen racionamiento de energía en una proporción igual o superior al dos por ciento de la energía esperada para el mercado de comercialización donde se produjo el racionamiento.

Mayor detalle de la metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía en el sistema de transmisión nacional en Colombia se presenta en el Capítulo 10, entre estos: determinación de los activos a remunerar, esquema de calidad, tasa de retorno de los activos, administración, operación y mantenimiento (AOM).

Corresponde a XM calcular esta componente, para lo cual se requiere de una parte determinar el ingreso regulado mensual de cada agente y la demanda comercial del sistema. XM factura al comercializador los cargos por la energía que este representa y este los transfiere al usuario.

En la Figura 27 se presenta el costo por uso del sistema nacional de transmisión (\$/kWh) desde enero de 2010 hasta agosto de 2012.

Figura 27 Costo por uso del sistema de transmisión nacional (T)



Fuente: Boletín Tarifarios SSPD, Publicaciones de las empresas, Prensa.

6.4 Componente de distribución (D)

El costo por uso de sistemas de distribución, el cual se compone de Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Sistemas de Distribución Local (SDL), corresponde al valor que se paga por transportar la energía eléctrica desde las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional (STN) hasta el usuario final. Este costo depende del nivel de tensión al que esté conectado el usuario y del operador de red que lo atienda, ubicación geográfica:

STR:	Nivel IV: $57,5 \text{ kV} \leq \text{Tensión Nominal} < 220 \text{ kV}$
SDL:	Nivel III: $30 \text{ kV} \leq \text{Tensión Nominal} < 57,5 \text{ kV}$
	Nivel II: $1 \text{ kV} \leq \text{Tensión Nominal} < 30 \text{ kV}$
	Nivel I: $\text{Tensión Nominal} < 1 \text{ kV}$

Cada operador de red tiene cargos por nivel de tensión aprobadas por la CREG, cuya metodología se encuentra en la Resolución CREG 097 de 2008 (modificada y adicionada por las Resoluciones CREG 133 de 2008, 135 de 2008, 166 de

2008, 178 de 2008, 042 de 2009, 098 de 2009, 157 de 2009, 043 de 2010, 067 de 2010), en general:

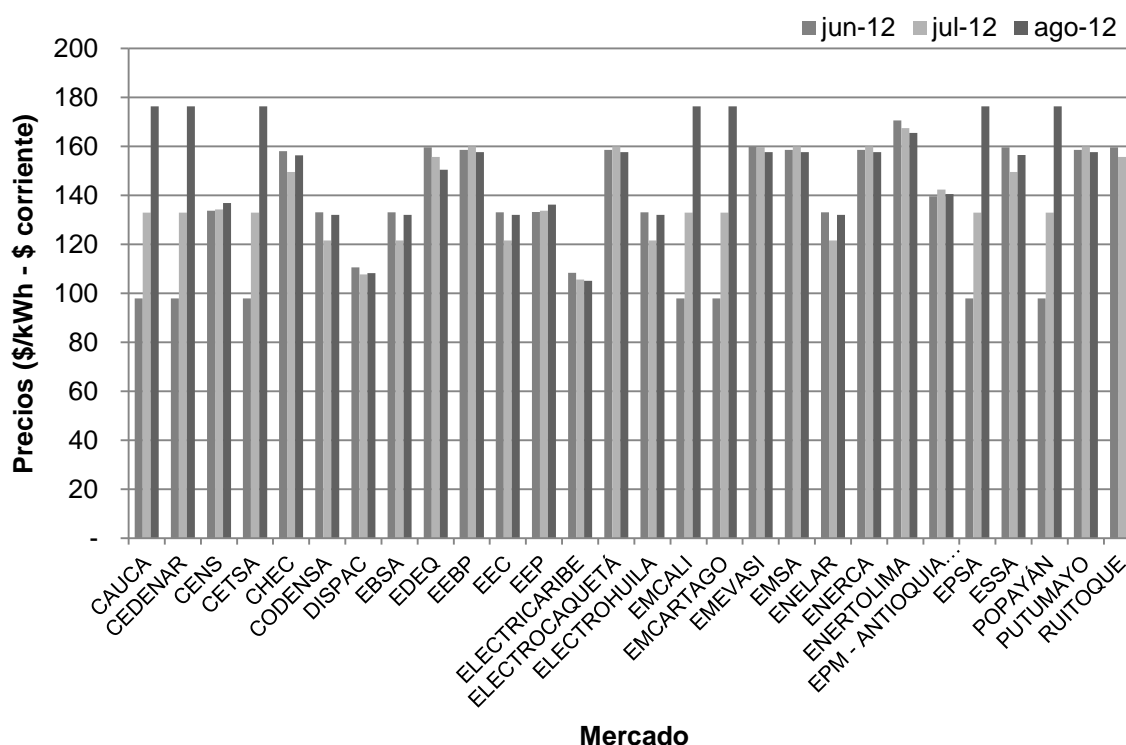
- Los STR se remunera con una metodología de ingreso regulado, en el cual se hace el cálculo anual considerando los cambios en la demanda y en la inversión en todo el STR, en Colombia hay dos STR (norte, centro-sur) y los usuarios conectados a un mismo STR pagan una estampilla única por kWh.
- Los SDL se remunera con una metodología de precio máximo, en el cual el riesgo de demanda durante el periodo tarifario es asumido por el OR.

Mayor detalle de la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los STR y SDL se presenta en el Capítulo 11, entre estos: determinación de los activos a remunerar, esquema de calidad, tasa de retorno de los activos y administración, operación y mantenimiento (AOM). De igual forma se profundizará en el tema de las áreas de distribución (ADD) las cuales fueron definidas por el Ministerio de Minas y Energía y cuya conformación busca aproximar, hasta donde ello sea factible, los cargos por uso únicos por nivel de tensión que enfrenten los usuarios finales del sistema Interconectado Nacional, esta metodología fue determinada por la CREG mediante la Resolución 058 de 2008 y posteriores modificaciones, en cumplimiento del mandato del Decreto 388 de 2007 (modificado por el Decreto 1111 de 2008).

Es importante resaltar, que al distribuidor le corresponde liquidar y facturar los cargos de distribución al comercializador y este transfiere el costo al usuario. En Colombia la distribución puede desarrollarse conjuntamente con la comercialización en un régimen de separación contable entre ambas actividades.

En la Figura 28 se presenta el costo de distribución para el nivel de tensión 1 (\$/kWh) que se trasladó a los usuarios en los meses de junio, julio y agosto de 2012, dependiente del mercado de comercialización al cual se encuentra conectado.

Figura 28 Costo de distribución del nivel de tensión 1 (D)



Fuente: Boletín Tarifarios SSPD, Publicaciones de las empresas, Prensa.

6.5 Componente de comercialización (C)

Los costos de comercialización del servicio de electricidad tienen una componente fija y una componente variable. Dado que en la actualidad no se cuenta con la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización (propuesta regulatoria presentada mediante la R. CREG 044 de 2012), los costos variables de la comercialización corresponden a los establecidos con base en la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{Componente Fija: } Cf_m = 0 \text{ (Cero)} \quad (23)$$

$$\text{Componente Variable: } Cv_{m,i} = C_{m,t}^* + \frac{CER_{m-1,i} + CCD_{m-1,i}}{V_{m-1,i}} + CG_m \quad (24)$$

Donde,

$C_{m,t}^*$: Costo de comercialización definido de acuerdo con la siguiente expresión:

$$C_{m,t}^* = \frac{C_0^*}{CFM_{t-1}} (1 - \Delta IPSE) \frac{IPC_{m-1}}{IPC_0} \quad (25)$$

C_0^* : El costo base de comercialización expresado en \$/factura del comercializador, determinado con base en lo dispuesto en la Resolución CREG-031 de 1997

CFM_{t-1} : Consumo facturado medio del comercializador minorista en el año t-1 de los usuarios del mercado de comercialización correspondiente. (Total de kWh vendidos a usuarios regulados dividido entre el total de facturas expedidas a usuarios regulados, sin considerar las debidas a errores de facturación).

$\Delta IPSE$: Variación acumulada en el Índice de productividad del sector eléctrico. Esta variación se asumirá como del 1% anual.

IPC_{m-1} : Índice de precios al consumidor del mes m-1.

IPC_0 : Índice de precios al consumidor del mes al que está referenciado el C_0^* .

$CER_{m,i}$: Costo mensual de las contribuciones a las entidades de regulación (CREG) y control (SSPD) liquidado al comercializador minorista i, conforme a la regulación vigente. El costo mensual de las contribuciones corresponderá a una doceava parte del pago anual que se efectúa a la CREG y a la SSPD.

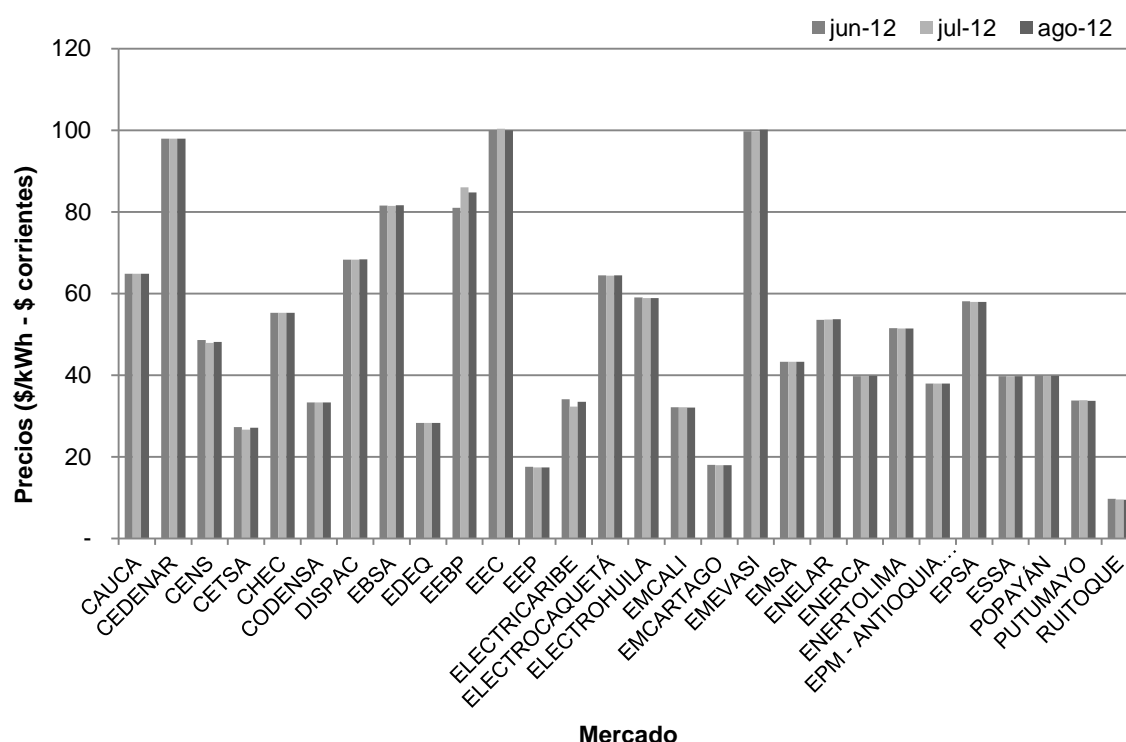
$V_{m-1,i}$: Ventas totales a usuarios finales, regulados y no regulados del comercializador minorista i, expresadas en kWh, en el mes m-1.

$CCD_{m-1,i}$: Costos de los servicios del CND y ASIC expresados en pesos (\$) asignados al comercializador minorista i, correspondientes al mes m-1, de acuerdo con la regulación vigente.

CG_m : Costos de garantías en el mercado mayorista, expresados en \$/kWh, que se asignen al comercializador conforme la regulación vigente. En la transición dichos costos corresponden a los que se ocasionan como consecuencia de la Resolución CREG 036 de 2006, o aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan

En la Figura 29 se presenta el costo de comercialización (\$/kWh) que se trasladó a los usuarios en los meses de junio, julio y agosto de 2012.

Figura 29 Costo de comercialización (C)



Fuente: Boletín Tarifarios SSPD, Publicaciones de las empresas, Prensa.

6.6 Componente de pérdidas (PR)

Esta componente corresponde a los costos de i) las pérdidas eficientes de energía; ii) transporte de las pérdidas eficientes de energía; y iii) los costos del programa de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica. El costo trasladable al usuario final, se determina con base en la siguiente expresión:

$$PR_{m,n,i,j} = \frac{G_{m,i,j} * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + CPROG_{j,m} \quad (26)$$

Donde,

$G_{m,i,j}$: Costos de compra de energía (\$/kWh) del comercializador minorista i, en el mercado de comercialización j, para el mes m.

$IPRSTN_{m-1}$: Fracción que corresponde a las pérdidas de energía por uso del sistema de transmisión nacional asignadas por el ASIC durante el mes m-1.

$IPR_{n,m,j}$: Fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG, para el mercado de comercialización j, en el mes m, acumulados hasta el nivel de tensión n del sistema de distribución respectivo.

Esta variable es igual al factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión n del operador de red j al STN ($PR_{n,j}$) de que trata el Cap. 12 de la Resolución CREG 097 de 2008 (con $n=1,2,3,4$).

En particular el factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 1 del operador de red j al STN ($PR_{1,j}$) se calcula considerando el valor de las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 del OR j ($P_{j,1}$) resultante de la aplicación de la Resolución CREG 172 de 2011.

T_m : Costo por uso del sistema nacional de transmisión (\$/kWh) para el mes m.

$CPROG_{j,m}$: Cargo en \$/kWh por concepto del plan de pérdidas, del mercado de comercialización j, en el mes m.

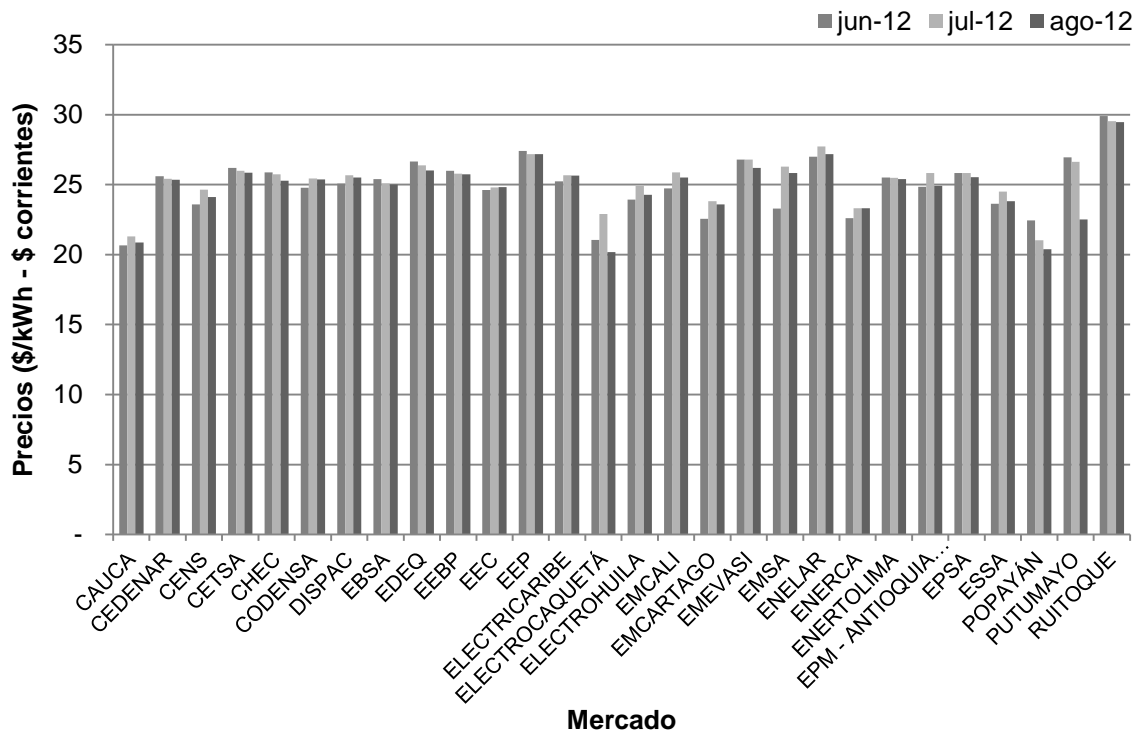
Actualmente, la CREG se encuentra evaluando el programa de reducción de pérdidas no técnicas de los operadores de red que

presentaron el Plan en el 2012, de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 172 de 2011.

Las pérdidas son liquidadas por el comercializador, con base en los factores de pérdidas aprobados por la CREG para cada distribuidor, según el nivel de tensión en el que esté conectado.

En la Figura 30 se presenta el costo de pérdidas para el nivel de tensión 1 (\$/kWh) que se trasladó a los usuarios en los meses de junio, julio y agosto de 2012.

Figura 30 Costo de pérdidas del nivel de tensión 1 (PR)



Fuente: Boletín Tarifarios SSPD, Publicaciones de las empresas, Prensa.

6.7 Componente de restricciones (R)

Esta componente corresponde a los costos por restricciones y servicios asociados con la generación. Representa un sobrecosto de la operación calculado mensualmente por XM - ASIC, y los liquida y los factura a los comercializadores

en proporción a sus demandas comerciales. De tal forma que el precio unitario cobrado a cada comercializador es el mismo.

Los comercializadores trasladan estos costos a los usuarios estableciendo un precio unitario que es la relación de los costos de restricciones que le facturó el ASIC y las ventas del periodo correspondiente. De esta forma los costos unitarios de restricciones de los usuarios son diferentes entre comercializadores.

Estos costos se determinan según la siguiente expresión:

$$R_{m,i} = CRS_{m-1,i} / V_{m-1,i} \quad (27)$$

Donde,

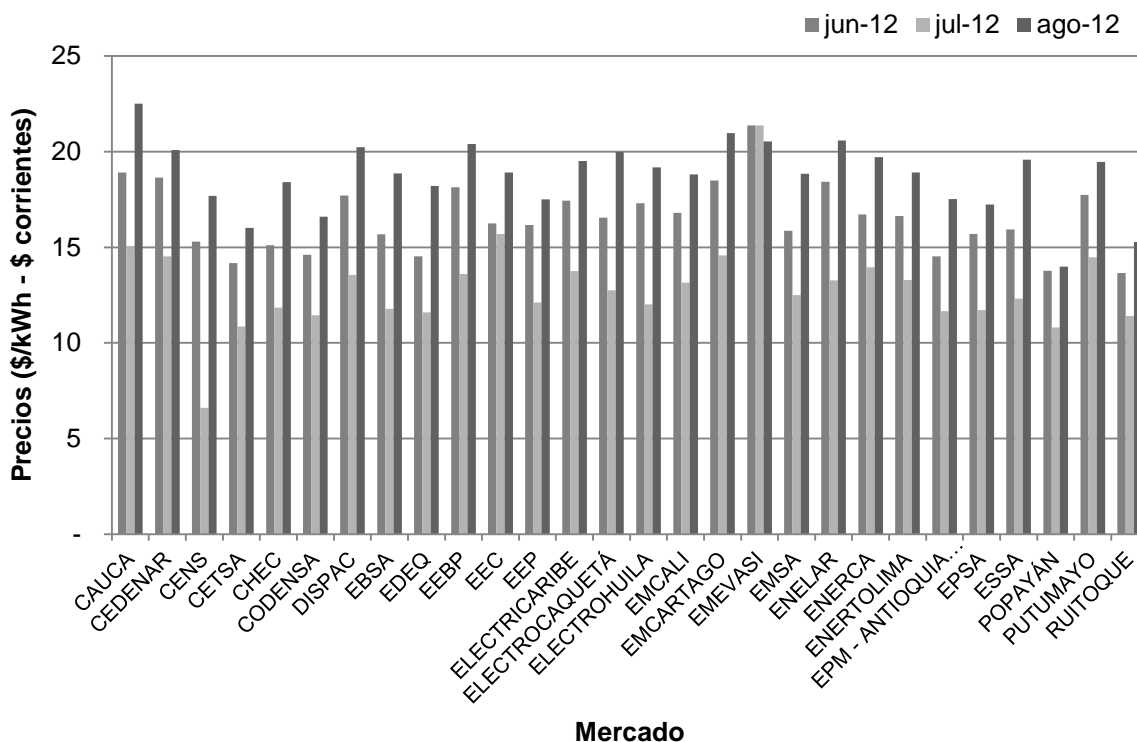
$R_{m,i}$: Costo de restricciones y de servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al comercializador minorista i en el mes m.

$V_{m-1,i}$: Ventas del comercializador minorista i en el mes m-1, expresado en kWh con destino a usuarios regulados y no regulados de los mercados de comercialización que atiende.

$CRS_{m-1,i}$: Costo total de las restricciones expresado en pesos (\$) asignados por el ASIC al comercializador minorista i en el mes m-1.

En la Figura 31 se presenta el costo restricciones (\$/kWh) que se trasladó a los usuarios en los meses de junio, julio y agosto de 2012.

Figura 31 Costo de restricciones (R)



Fuente: Boletín Tarifarios SSPD, Publicaciones de las empresas, Prensa.

7 SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES

7.1 Fundamento legal y regulatorio de subsidios y contribuciones

7.1.1 Constitución Política de Colombia de 1991

La Constitución Política de Colombia en el artículo 368 establece:

“La Nación, los departamentos, los distritos, los municipios y las entidades descentralizadas podrán conceder subsidios, en sus respectivos presupuestos, para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubran sus necesidades básicas”.

7.1.2 Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, Ley 142 de 1994

Los artículos 86 al 88 establece las reglas generales para la aplicación del régimen tarifario de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, el artículo 89 contempla los criterios de solidaridad y redistribución de ingresos y el artículo 90 presenta los elementos que deben contener como mínimo las fórmulas tarifarias.

En materia de subsidios, los artículos 99 y 100 de la mencionada Ley establece la forma de subsidiar y sus fuentes, las cuales pueden ser: i) aportes o contribuciones de solidaridad que pagan los usuarios de los estratos 5 y 6 y del sector industrial y comercial; ii) subsidios que concedan las entidades territoriales a través de ingresos corrientes y de capital, las participaciones en ingresos corrientes de la nación, entre otros.

En particular para el sector eléctrico, se establece un esquema de subsidios cruzados como mecanismo de financiación y como herramienta se emplea la estratificación para poder focalizar dichos subsidios.

Adicionalmente la ley establece cuotas máximas para subsidiar los consumos básicos o de subsistencia de los usuarios residenciales de menores ingresos, para los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 del 50 %, 40 % y 15 % respectivamente. No obstante, las cuotas para los estratos 1 y 2 han sido modificadas (Ver numeral 7.1.4), manteniéndose el 15 % para el estrato 3. Por otro lado, se estableció una contribución de solidaridad máxima del 20 % del costo de prestación del servicio para los usuarios de los estratos 5 y 6, usuarios comerciales e industriales, para estos últimos la regla de contribución cambió (Ver numeral 7.1.5).

7.1.3 Ley 143 de 1994

En concordancia con lo establecido en la Ley 142 de 1994, la Ley 143 de 1994 en los artículos 6, 23 literal h y 47 fija las políticas de subsidios y contribuciones para la prestación del servicio de electricidad.

7.1.4 Ley 1117 de 2006

El artículo 3 de la Ley 1117 de 2006, modificado por el artículo 1 de la Ley 1428 de 2010 dispone lo siguiente para la aplicación de subsidios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y de gas combustible por redes:

“Aplicación de subsidios. La aplicación de subsidios al costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y de gas combustible para uso domiciliario distribuido por red de tuberías de los usuarios pertenecientes a los estratos socioeconómicos 1 y 2 a partir del mes de enero de 2011 hasta diciembre de 2014, 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; sin embargo, en ningún caso el porcentaje del subsidio será superior al 60% del costo de la prestación del servicio para el estrato 1 y al 50% de este para el estrato 2.

Los porcentajes máximos establecidos en el presente artículo no aplicarán para el servicio de energía eléctrica de las zonas no interconectadas.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ajustará la regulación para incorporar lo dispuesto en este artículo a más tardar el 31 de diciembre de 2010. Este subsidio podrá ser cubierto con recursos de los Fondos de Solidaridad, aportes de la Nación y/o de las entidades territoriales.

PARÁGRAFO. En los servicios públicos domiciliarios de energía y gas combustible por red de tuberías, se mantendrá en el régimen establecido en la Ley 142 de 1994 para la aplicación del subsidio del estrato 3”.

7.1.5 Ley 1430 de 2010

El artículo 2 de la Ley 1430 de 2010 reglamentado por el Decreto 2915 de 2011 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, estableció que para los usuarios industriales a los cuales se les aplica el 20 % de contribución sobre el costo de prestación del servicio de energía eléctrica, tiene derecho a descontar del impuesto de renta a cargo, por el año gravable 2011, el 50 % del valor total de la

sobretasa y que dichos usuarios a partir del 2012 no serán sujetos del cobro de esta contribución.

7.1.6 Decreto 847 de 2001

El Decreto 847 de 2001 (modificado por los Decretos 201 de 2004, 1590 de 2004, 2287 de 2004, 4272 de 2004 y 549 de 2007) reglamenta las Ley 142 y 143 de 1994, 223 de 1995, 286 de 1996 y 632 de 2000, en relación con la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible distribuido por red física.

En este fondo se incorpora, tanto para energía como gas combustible distribuido por red física, los recursos provenientes de los excedentes de la contribución de solidaridad una vez se apliquen para el pago de la totalidad de los subsidios requeridos en las respectivas zonas territoriales (Ver Capítulo 8).

7.1.7 Resoluciones CREG

- **Resolución CREG 119 de 2007:** mediante esta resolución y sus modificaciones, Resoluciones CREG 017 de 2008, 158 de 2009 y 173 de 2011, se adopta la fórmula tarifaria para el servicio de energía eléctrica en Colombia. La fórmula tarifaria contiene los diferentes costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica que definen el CU, de la prestación del servicio de energía eléctrica al usuario final regulado (Ver Capítulo 6). Aplicando la fórmula tarifaria se obtiene el Costo Unitario para el estrato 4, que no incluye subsidios ni contribuciones
- **Resolución CREG 186 de 2010:** en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 1428 de 2010, la CREG estableció que la aplicación de subsidios al costo de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica para los usuarios de los estratos 1, 2 y 3, a partir del mes de enero de 2011 y hasta diciembre de 2014, debe aplicarse al denominado consumo de subsistencia. Los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 reciben subsidios equivalentes al 60 %, 50 % y 15 % respectivamente.

7.1.8 Resoluciones UPME

- **Resolución UPME 355 de 2004:** estableció el Consumo de Subsistencia en 173 kWh-mes, para alturas inferiores a 1 000 m.s.n.m. y en 130 kWh-mes, para alturas iguales o superiores a 1 000 m.s.n.m. Al respecto, el artículo 1 de la citada Resolución, establece lo siguiente:

“ARTÍCULO 1o. CONSUMO DE SUBSISTENCIA. Se define como consumo de subsistencia, la cantidad mínima de electricidad utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer las necesidades básicas que solamente puedan ser satisfechas mediante esta forma de energía final. Se establece el Consumo de Subsistencia en 173 kWh-mes para alturas inferiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar, y en 130 kWh-mes para alturas iguales o superiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar.”

- **Resolución UPME 013 de 2005:** estableció el consumo de subsistencia para barrios subnormales en 184 kWh-mes para alturas inferiores a 1 000 m.s.n.m. y en 138 kWh-mes para alturas iguales o superiores a 1 000 m.s.n.m.

7.2 Esquema de subsidios y contribuciones en energía eléctrica

Para abordar el tema de subsidios y contribuciones en el servicio de energía eléctrica es preciso tener en cuenta las siguientes definiciones:

- **Contribución de Solidaridad:** Es un recurso público nacional, su valor resulta de aplicar el factor de contribución que determina la ley (20 %), a los usuarios pertenecientes de los estratos 5 y 6 y sector comercial, sobre el valor del servicio.
- **Subsidio:** Es la diferencia entre lo que se paga por el servicio y el costo de éste, cuando tal costo es mayor al pago que se recibe, y se refleja como el descuento en el valor de la factura a los usuarios de menores ingresos.

- **Consumo básico o de subsistencia:** Es aquel que se destina a satisfacer las necesidades básicas de los usuarios de menores ingresos. Es determinado por la UPME.
- **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) y en pesos por factura que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.
- **Tarifa:** Es el valor resultante de aplicar al costo unitario de prestación del servicio el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente.

Así las cosas, los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales como: especial asistencial⁶, especial educativo⁷ e industrial bombeo⁸, que no son beneficiarios de subsidio ni están sujetos al pago de contribución, les corresponde una tarifa igual al costo unitario de prestación del servicio.

Los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 reciben subsidios equivalentes hasta el 60 %, 50 % y 15 % respectivamente, del costo unitario de la prestación del servicio.

Y los usuarios de los estratos 5 y 6 y sector comercial contribuyen un 20 % sobre el costo unitario de prestación del servicio.

En particular, los distritos de riego tienen un régimen especial de subsidios, de acuerdo con la Ley 1450 de 2011 artículo 64 el cual establece:

⁶ **Especial asistencial:** Usuarios especiales tales como hospitales, clínicas, puestos o centros de salud, y demás instituciones asistenciales exentas de pago de contribución conforme a lo dispuesto por la ley.

⁷ **Especial educativo:** Usuarios especiales tales como colegios, universidades y demás instituciones educativas exentas de pago de contribución conforme a lo dispuesto por la ley.

⁸ **Industrial Bombeo:** Usuarios cuyos consumos de energía son utilizados específicamente en las actividades operativas inherentes a la propia prestación del servicio de acueducto y/o alcantarillado.

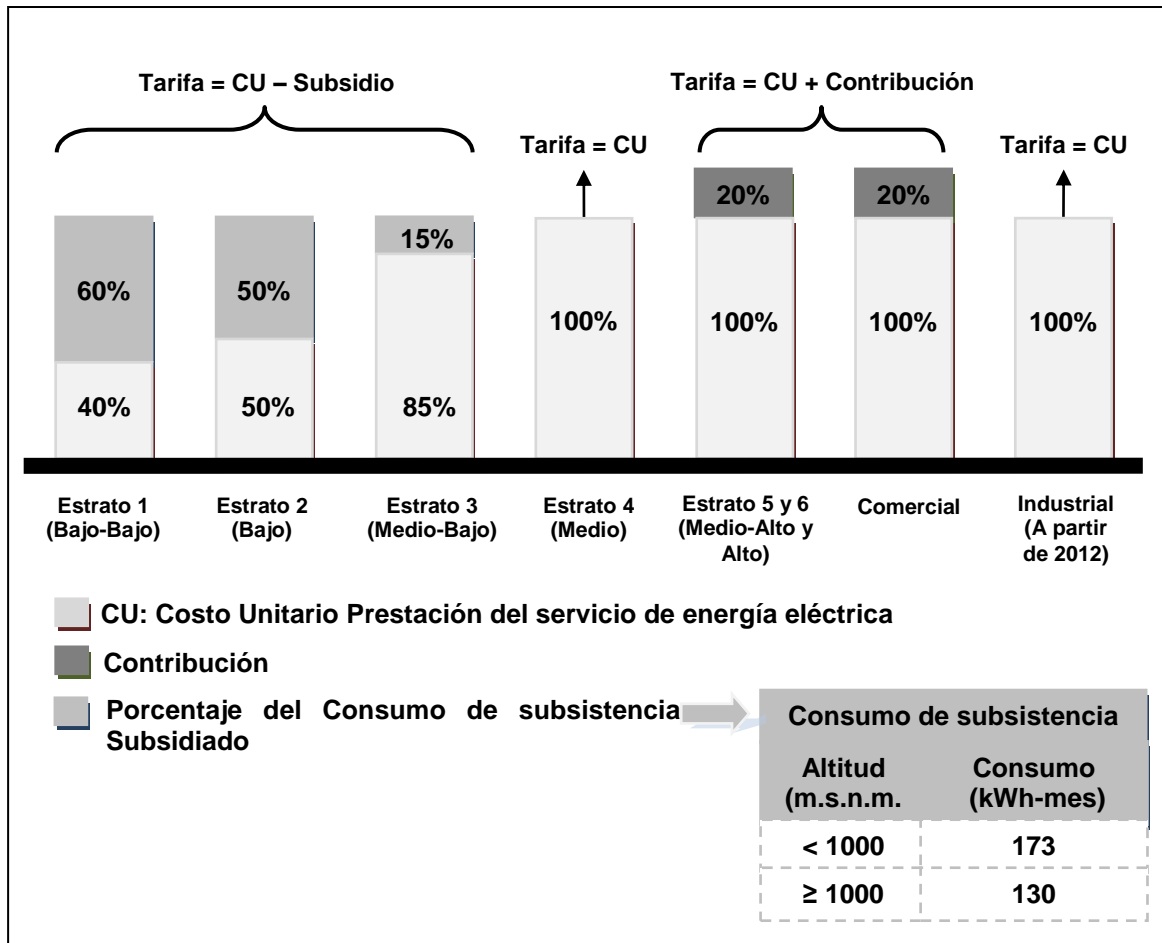
“Artículo 64. Subsidio de energía para distritos de riego. La Nación asignará un monto de recursos destinados a cubrir el valor correspondiente a un porcentaje del cincuenta por ciento (50%) del costo de la energía eléctrica y gas natural que consuman los distritos de riego que utilicen equipos electromecánicos para su operación debidamente comprobado por las empresas prestadoras del servicio respectivo, de los usuarios de los distritos de riego y de los distritos de riego administrados por el Estado o por las Asociaciones de Usuarios debidamente reconocidos por el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural.

Parágrafo 1°. Para el caso de los usuarios de riego cuya facturación sea individual, este beneficio se otorgará solo para aquellos que no posean más de cincuenta (50) hectáreas.

Parágrafo 2°. Para efectos de la clasificación de los usuarios del servicio de energía eléctrica y gas natural, según la Ley 142 de 1994, la utilización de estos servicios para el riego dirigido a la producción agropecuaria se clasificará dentro de la clase especial, la cual no pagará contribución. Además con el objeto de comercializar la energía eléctrica y el gas natural, los usuarios de los distritos de riego, se clasificarán como usuarios no regulados.”

En la Figura 32 se presenta un esquemático de la aplicación de subsidios y contribuciones en el servicio de energía eléctrica en Colombia.

Figura 32. Aplicación subsidios y contribuciones



De acuerdo con las memorias al Congreso de la República 2011-2012 del Ministerio de Minas y Energía, en el año 2011 el Gobierno Nacional Colombiano entregó \$ 959 861 millones de pesos a través del Presupuesto General de la Nación (PGN) y se otorgaron \$ 1 877 890 millones de pesos en subsidios.

Adicionalmente, se estima que en promedio, los usuarios del servicio de energía eléctrica beneficiados fueron del estrato uno: 2 853 422, del estrato dos: 4 179 825 y del estrato tres: 2 366 951, para un total de usuarios beneficiarios de 9 400 198.

Tabla XII Subsidios, contribuciones y aportes de la nación al sector eléctrico (2005-2011) en millones de pesos colombiano

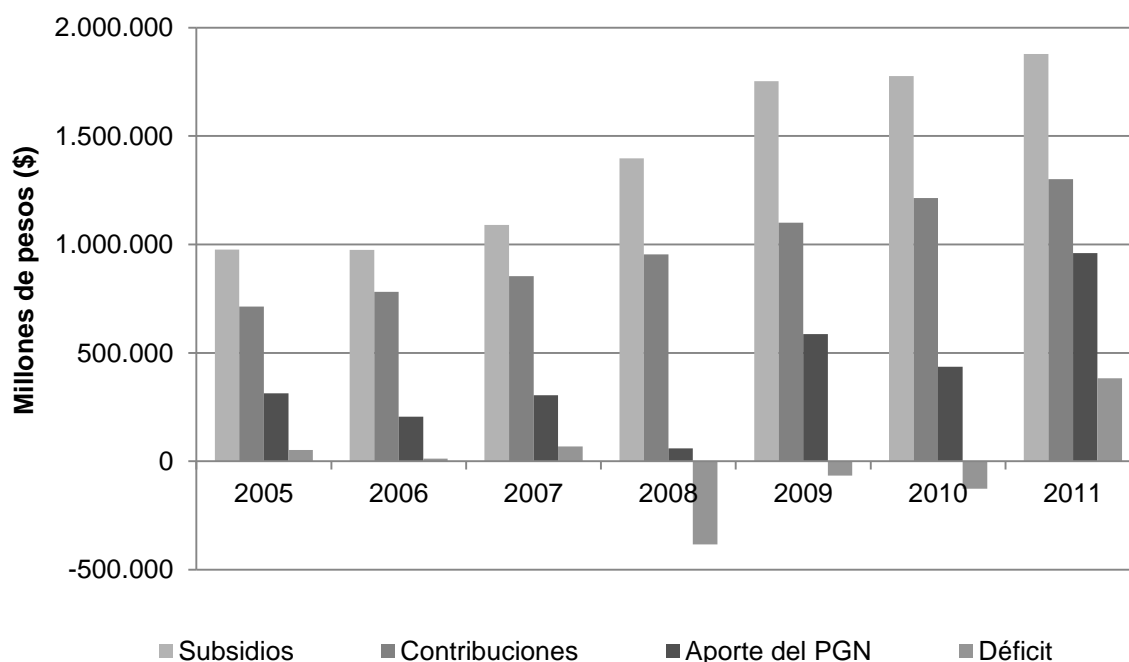
Año	Subsidios	Contribuciones	Aporte del Presupuesto Nacional
2005	976 604	714 135	314 138

Año	Subsidios	Contribuciones	Aporte del Presupuesto Nacional
2006	974 939	781 870	205 859
2007	1 090 656	854 050	304 646
2008	1 397 034	954 318	59 912
2009	1 753 602	1 101 104	587 000
2010	1 776 813	1 214 085	436 505
2011	1 877 890	1 301 124	959 861

Fuente: MME, mayo 2012

En la Figura 33 se presenta la evolución de subsidios, contribuciones y aportes del PGN. En general, se observa que a partir del año 2008 los requerimientos de subsidios han crecido sustancialmente respecto de los aportes de las contribuciones.

Figura 33 Evolución de subsidios y contribuciones sector eléctrico (millones de pesos)

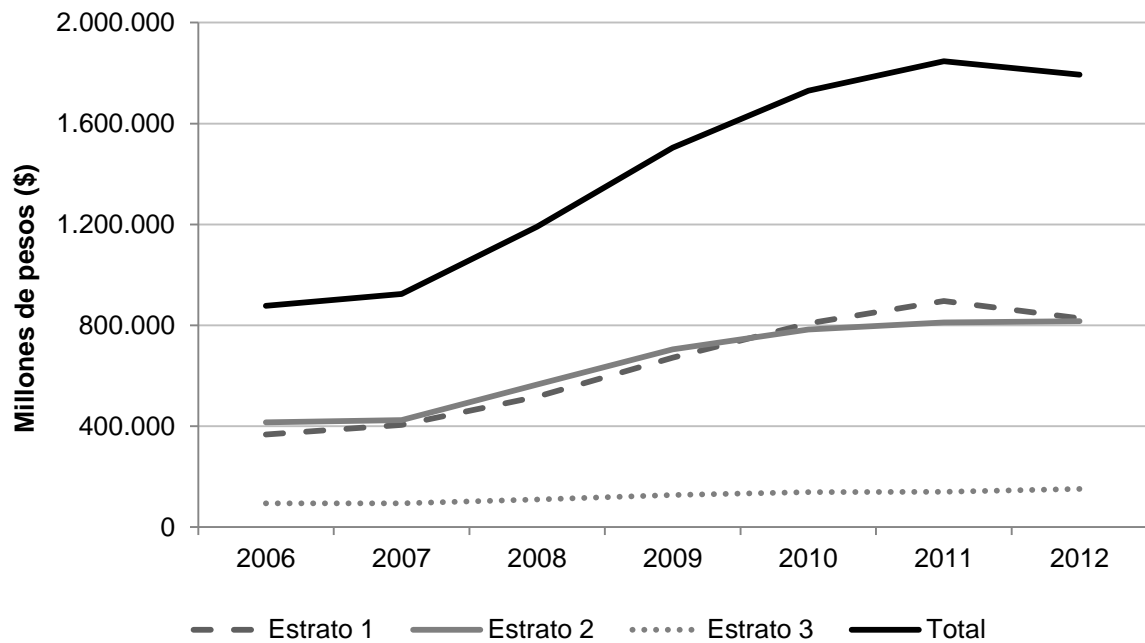


Fuente: MME, mayo 2012

En la Figura 34 y Figura 35 se presenta la evolución de subsidios y contribuciones por estrato, respectivamente, de acuerdo con la información del Sistema Único de Información (SUI) reportada por las empresas.

Como se indicó anteriormente los requerimientos de subsidios a partir del 2008 han crecido sustancialmente. En particular en el 2012 los subsidio otorgados para los estratos uno y dos representaron el 46% respectivamente y el estrato tres el 8%.

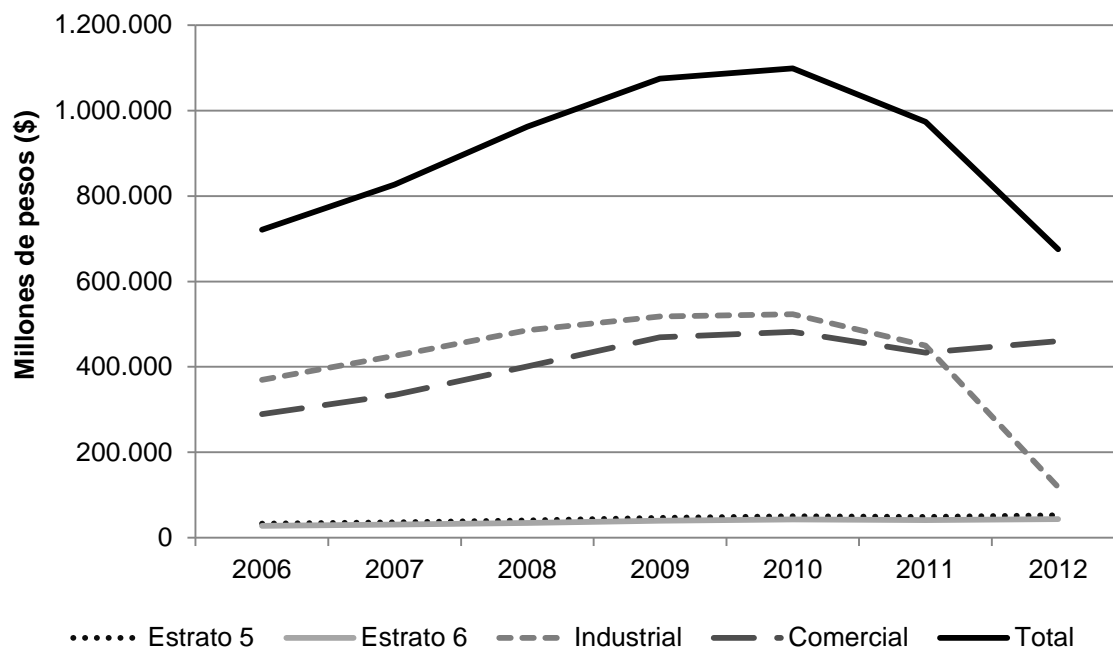
Figura 34 Evolución de subsidios sector eléctrico por estrato



Fuente: SUI

En el caso de las contribuciones se resalta la disminución de aportes del sector industrial en 2012 de aproximadamente el 74 % respecto al año anterior, esto como resultado de la implementación del artículo 2 de la Ley 1430 de 2010 en la cual se estableció el desmonte de la contribución para los usuarios industriales a partir del año 2012.

Figura 35 Evolución contribuciones sector eléctrico por estrato



Fuente: SUI

8 FONDOS DE APOYO PARA LA FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE ENERGIZACIÓN

En Colombia existen diferentes fondos de apoyo de financiación, los cuales son instrumentos que permiten al estado realizar su función social en lo que tiene que ver ampliación y mejoramiento de la prestación del servicio de energía eléctrica y gas. En esta sección se presenta, para el sector eléctrico, la normatividad y principales características para los siguientes fondos:

- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización e las Zonas No Interconectadas (FAZNI)
- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER)
- Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE)

- Fondo de Energía Social (FOES)
- Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI)

8.1 Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas (FAZNI)

8.1.1 Objetivo

El FAZNI fue creado mediante la Ley 633 de 2000, artículos 81 al 83, con el objetivo de financiar planes, programas y/o proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de la nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas no interconectada.

8.1.2 Financiación

Los recursos del fondo provienen del recaudo que realiza el ASIC, a razón de un peso (\$1,00) moneda corriente por cada kilovatio-hora (kWh) despachado en la bolsa de energía mayorista pago por los generadores de energía, e indexado anualmente con el IPP.

8.1.3 Reglamentación

El Decreto 1124 de 2008 el cual derogó el Decreto 2884 de 2001, reglamenta el FAZNI, establece el comité administrador del FAZNI (CAFAZNI) que está conformado por el Ministro de Minas y Energía, por el Viceministro de minas y energía y por el director de la UPME o sus respectivos delegados, de igual forma el secretario del CAFAZNI será un funcionario del MME, que no tendrá ni voz ni voto.

El CAFAZNI aprobará, objetará e impartirá instrucciones y recomendaciones sobre los planes, programas y proyectos que por intermedio de su secretario le hayan sido presentados para financiación con cargo a los recursos del FAZNI.

8.1.4 Otra normatividad aplicable

- **Ley 1099 de 2006**: *“Por medio de la cual se prorroga la vigencia del artículo 81 de la Ley 633 de 2000 y se dictan otras disposiciones”*, prorroga la vigencia del FAZNI hasta el 31 de diciembre de 2014 y se establece que todos los proyectos a financiar con fondos FAZNI serán presentados a la entidad que designe el MME.
- **Resolución CREG 102 de 2006**: *“Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento al Artículo 1 de la Ley 1099 de 2006”*, establece que el ASIC es el encargado de liquidar, facturar y recaudar de los agentes generadores de energía el tributo para el fondo FAZNI, e incluye un costo variable (FAZNI) del generador para efectos del precio de las ofertas en la bolsa de energía, como se indica a continuación:

$$FAZNI_t = 1000 * [IPP_{(t-1)}/IPP_{(0)}] \quad (28)$$

Donde,

$FAZNI_t$: Gravamen con destino al FAZNI (\$/kWh) vigente para el año t.

$IPP_{(t-1)}$: Índice de precios al productor total nacional del mes de diciembre del año t-1, calculado por el Banco de la República.

$IPP_{(0)}$: Índice de precios al productor total nacional del mes de diciembre del año 2006, calculado por el Banco de la República.

- **Ley 855 de 2003**: *“Por el cual se definen las Zonas No Interconectadas”* define las localidades que se consideran como zonas no interconectadas – ZNI y para prioridad a las zonas de Orinoquía, Amazonía y costa Pacífica para efectos de inversión de los recursos del FAZNI.

8.1.5 Presentación de los planes, programas y proyecto, destinación y ejecución de los recursos

Los mecanismos para presentar planes, programas y proyectos para ser financiados con recursos FAZNI, establecidos en el artículo 7 del Decreto 1124 de 2008, son:

- a) Invitaciones públicas diseñadas por el MME para presentar proyectos de inversión en infraestructura en las ZNI.
- b) Invitaciones públicas diseñadas por el MME para la implementación parcial o total de la infraestructura requerida por medio de los esquemas sostenibles de gestión para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI de que habla el art. 65 de la Ley 1151 de 2007.
- c) Por iniciativa de los entes territoriales (ET), del Instituto de Planeación y Promoción de Soluciones Energéticas (IPSE), o de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica.

Para los esquemas de presentación de proyectos descritos en a) y b) anteriores, el MME establece las condiciones de los proyectos en los reglamentos respectivos.

Los recursos del FAZNI se ejecutarán por parte del MME quien definirá las políticas para su ejecución, control y liquidación. Para todo caso, las inversiones tendrán como titular a la Nación – Ministerio de Minas y Energía en proporción a su aporte.

Las inversiones realizadas con recursos FAZNI, deben estar definidas como inversiones prioritarias en los planes de desarrollo territorial y en los programas de Energización del MME para las ZNI elaborados conforme con los lineamientos de política establecidos por el Consejo Nacional de Política Económica y Social en documentos Conpes 3108 de 2001 y 3453 de 2006.

8.1.6 Grupo de apoyo técnico

El IPSE es el encargado de emitir los conceptos de viabilidad técnica y financiera para cada proyecto presentado para ser financiado con fondos FAZNI.

8.1.7 Estadísticas

En las siguientes tablas se resumen las inversiones con recursos FAZNI desde el año 2009 hasta el 2012 (preliminar) por departamento, así mismo el número de usuarios que se han beneficiado, información oficial del Ministerio de Minas y Energía.

Tabla XIII Inversiones con recursos FAZNI (millones de pesos)

Departamento	2009	2010	2011	2012 *	Total
Amazonas	4 323	8 200	0	6 800	19 323
Antioquia	0	0	0	0	0
Caquetá	8 093	0	0	0	8 093
Casanare	0	0	0	0	0
Cauca	9 120	37 802	82 403	0	129 325
Chocó	0	0	0	0	0
Guainía	1 336	0	0	0	1 336
Guaviare	0	0	0	0	0
Meta	0	0	0	0	0
Nacional	0	0	0	0	0
Nariño	4 196	25 202	54 935	0	84 333
Putumayo	0	0	0	0	0
San Andrés Isla	0	15 000	0	35 000	50 000
Vaupés	26 422	37 122	24 800	0	88 344
Vichada	3 000	0	0	0	3 000
Total	56 490	123 326	162 138	41 800	383 754

Fuente: Ministerio de Minas y Energía; * Preliminar

Tabla XIV Usuarios beneficiados con recursos FAZNI

Departamento	2007	2008	2009	Total	%
Nacional	23 563			23 563	18,10 %
Nariño	8 100	1.831	7.097	17 028	13,10 %
San Andrés Isla	8 471			8 471	6,50 %
Caquetá	2 962	2.393		5 355	4,10 %
Cauca	980		6.093	7 073	5,40 %
Chocó	4 469			4 469	3,40 %

Departamento	2007	2008	2009	Total	%
Amazonas		6 740		6 740	5,20 %
Vichada	1 982		2 949	4 931	3,80 %
Meta	1 207	11		1 218	0,90 %
Putumayo	2 309			2 309	1,80 %
Guainía		2 562		2 562	2,00 %
Vaupés	557			557	0,40 %
Guaviare	912	9		921	0,70 %
Antioquia	729			729	0,60 %
Casanare	84			84	0,10 %
Total	56 325	13 546	16 139	130 188	100,00 %

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

8.2 Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas (FAER)

8.2.1 Objetivo

El FAER fue creado mediante la Ley 788 de 2002, artículo 105, con el objetivo de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas rurales interconectadas, conforme con los planes de ampliación de cobertura que estructurarán cada uno de los OR y que deberá contar con la viabilidad de la UPME.

8.2.2 Financiación

Los recursos provienen del recaudo que realiza el ASIC, a razón de un peso con treinta y cuatro centavos (\$ 1,34) moneda corriente por cada kilovatio-hora (kWh) despachado en la bolsa de energía mayorista, pago por los propietarios de los activos del STN. Este valor es indexado anualmente de acuerdo con el IPP.

8.2.3 Reglamentación

El Decreto 1122 de 2008 el cual derogó los Decretos 3652 de 2003 y 3704 de 2007, reglamenta el FAER. Este decreto establece el comité de administración FAER, reglamenta la información que deben presentar los OR y los ET para la actualización y seguimiento del Plan Indicativo de Expansión de Cobertura del servicio de energía eléctrica (PIEC), los criterios para la elaboración, requisitos

básicos y contenido del plan de expansión de cobertura que cada OR debe hacer y entregar a la UPME, las reglas para la aprobación de planes y ejecución de proyectos.

El CAFAER será conformado por el Ministro de Minas y Energía, el Viceministro de Minas y Energía y por el director de energía del Ministerio de Minas y Energía o por sus respectivos delegados. El CAFAER, tiene como función aprobar, objetar e impartir instrucciones y recomendaciones sobre los planes, programas y proyectos que hayan sido presentados para financiación con recursos del FAER.

8.2.4 Otra normatividad aplicable

- **Artículo 115 de la Ley 1450 de 2011:** establece que el fondo FAER se siga conformando por los recursos económicos que recaude el ASIC correspondiente a \$ 1,34 por kilovatio hora despacho en la bolsa de energía mayorista.
- **Ley 1376 de 2010:** se extiende el término de vigencia del FAER hasta el 31 de diciembre de 2018.
- **Artículo 1 de la Ley 1117 de 2006:** programa de normalización de redes:

“El Gobierno Nacional llevará a cabo un programa de normalización de redes eléctricas cuyos objetivos comprende la legalización de usuarios y la adecuación de las redes a los reglamentos técnicos vigentes, en barrios subnormales, situados en municipios del Sistema Interconectado Nacional.

El programa será financiado con recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas, creado por la Ley 788 de 2002, en un porcentaje de su recaudo hasta un veinte por ciento (20%).

Las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica participarán en los programas de normalización con recursos económicos, aportando a título gratuito los diseños y especificaciones técnicas, así como la interventoría técnica. El término para la ejecución del programa de normalización de redes eléctricas será igual a la vigencia definida para el

Programa de Apoyo para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas”.

- **Resolución CREG 068 de 2003 (Modificada por la Resolución CREG 080 de 2011)**: *"Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 115 de la Ley 1450 de 2011”, establece que el ASIC liquidará mensualmente la contribución para el FAER, el cual es incorporado al valor correspondiente a los cargos regulados que se reconocen por el uso del sistema de transmisión nacional. La expresión para el cálculo de la contribución es:*

$$VMR_{m,k} = ETDB_{m,k} * FAER * [IPP_{(t-1)}/IPP_{(0)}] \quad (29)$$

Donde,

$VMR_{m,k}$: Valor de la contribución en el mes m del año k

$ETDB_{m,k}$: Energía total despachada en la Bolsa de Energía, en kWh, para el mes m de consumo del año k. Esta energía corresponde a la generación real de las plantas despachadas centralmente, más las ventas en Bolsa de las plantas no despachadas centralmente, incluyendo plantas menores, cogeneradores y autogeneradores que participan en el mercado mayorista.

$FAER$: Contribución con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas. Su valor es 1,34 \$/kWh.

$IPP_{(k-1)}$: Hasta el 31 de diciembre de 2011 esta variable tendrá un valor igual a IPPo. Después, será igual al Índice de Precios del Productor correspondiente al mes de diciembre anterior al inicio del año k.

$IPP_{(0)}$: Índice de Precios del Productor correspondiente al mes de junio del año 2011”.

- **Resolución UPME 180465 de 2012:** por la cual se adopta el reglamento de las convocatorias para la presentación, evaluación y aprobación de los planes de expansión de cobertura que presente los operadores de red, así como para la asignación de recursos del FAER.
- **Resolución MME 180018 y 181056 de 2009:** definen los criterios generales para la aprobación de los planes, proyectos y programas con recursos del FAER y se crea el grupo técnico y operativo para el fondo FAER.

8.2.5 Presentación de los planes, programas y proyecto, destinación y ejecución de los recursos

De acuerdo con lo establecido en el reglamento de que trata la Resolución UPME 180465 de 2012 se establece que:

- La asignación de los recursos del fondo FAER destinados a la financiación de los proyecto o programas presentados por los OR tendrán como objetivo principal la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica en las zonas rurales interconectadas, en zonas atendidas por los OR del SIN, que permitan ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía eléctrica.
- Los recursos del FAER no podrán ser destinados para la compra de predios, ni servidumbres, ni la ejecución de los planes de mitigación ambiental necesarios para el desarrollo de los proyectos o programas de electrificación rural.
- Los proyectos o programas que buscan ser financiados con fondos FAER deben tener relación beneficio costo mayor que uno, u la asignación de los recursos será a nivel de proyectos.

La metodología y requisitos para la presentación de proyectos o programas a ser financiados con recursos FAER se presenta en el numeral 5.1 del Reglamento anteriormente mencionado.

Todos los planes, programas y proyectos con fondo FAER deberán ser considerados como inversión social y estos tendrán como titular a la Nación-MME. La ejecución de los recursos FAER están a cargo del MME.

8.2.6 Grupo de apoyo técnico y operativo

El grupo de apoyo técnico y operativo para el fondo FAER, está a cargo de la dirección de energía del Ministerio de Minas y Energía, el cual está integrado por dos funcionarios de la dirección de energía del MME y un funcionario de la UPME.

8.2.7 Estadísticas

En las siguientes tablas se resumen los montos aprobados del fondo FAER por departamento, así mismo el número de usuarios que se han beneficiado, información oficial del Ministerio de Minas y Energía. En general, la suscripción de convenios en 2011 fue de \$ 43 250 millones de pesos, beneficiando a 26 414 usuarios rurales.

Tabla XV Inversiones con recursos FAER (millones de pesos)

Departamento	2009	2010	2011	Total hasta 2011
Antioquia	605			13 561
Arauca	608			1 015
Bolívar			6 010	6 786
Boyacá	3 973			21 715
Caldas				1 603
Caquetá				3 001
Casanare				655
Cauca	3 433		13 051	56 584
Cesar			3 558	4 463
Córdoba	2 006		5 892	11 117
Cundinamarca				4 011
Huila				3 747
La Guajira			4 480	6 550
Magdalena			7 000	9 007
Meta				208
Nariño	610		1 358	9 292
Norte de Santander	11 688			37 230

Departamento	2009	2010	2011	Total hasta 2011
Putumayo	841			4 630
Santander			528	6 790
Sucre	20 000	9.243		33 243
Tolima	4 875	11.840	1 375	32 126
Valle	232			3 420
Total	48 871	21.082	43 251	270 753

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Tabla XVI Usuarios rurales beneficiados FAER con servicio de energía

Departamento	2009	2010	2011	Total hasta 2011	%
Antioquia				3 398	5,0 %
Arauca				161	0,2 %
Bolívar			963	1 102	1,6 %
Boyacá				4 804	7,1 %
Caldas				306	0,5 %
Caquetá				346	0,5 %
Casanare				223	0,3 %
Cauca			1 723	11 074	16,4 %
Cesar			3 722	3 898	5,8 %
Córdoba			15 920	16 630	24,6 %
Cundinamarca				860	1,3 %
Huila				1 037	1,5 %
La Guajira			1 974	2 324	3,4 %
Magdalena			1 586	1 992	2,9 %
Meta				34	0,1 %
Nariño			237	2 253	3,3 %
Norte de Santander				5 344	7,9 %
Putumayo				1 450	2,1 %
Santander			77	1 378	2,0 %
Sucre	2 019	933		3 356	5,0 %
Tolima		1 500	212	5 016	7,4 %
Valle				722	1,1 %
Total	2 019	2 433	26 414	67 708	100,0 %

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

8.3 Programa de normalización de redes eléctricas (PRONE)

8.3.1 Objetivo

El PRONE fue creado mediante la Ley 812 de 2003, artículo 3, con el objetivo la legalización de usuarios y la adecuación de las redes a los reglamentos técnicos vigentes, en barrios subnormales, situados en municipios del sistema interconectado nacional.

8.3.2 Financiación

El PRONE es financiado hasta un 20 % del recaudo de los recursos del FAER, art.1 Ley 1117 de 2006, y además un peso (\$ 1,00) moneda corriente por cada kilovatio-hora transportado, art.104 de la Ley 1450 de 2011, pagado por los usuarios del STN como una componente de la remuneración de los activos del STN, el cual es recaudado por el Liquidador y Administrador de Cuentas del STN (LAC).

8.3.3 Reglamentación

El Decreto 1123 de 2008 modificado por el Decreto 4926 de 2009, reglamenta el desarrollo administrativo y la aplicación de los recursos correspondientes al PRONE.

Este Decreto establece el comité de administración del PRONE (CAPRONE), los requisitos para la presentación y criterios de priorización de los planes, programas o proyectos que busquen financiarse con cargo a los recursos PRONE.

CAPRONE, está conformado por el Ministro de Minas y Energía, el viceministro de Minas y Energía y por el director de energía MME o sus respectivos delegados. Su función principal es aprobar la priorización de los planes, programas o proyectos y determinar los mecanismos para la interventoría de los proyectos a ejecutarse y establecer su propio reglamento.

8.3.4 Otra normatividad aplicable

- **Artículo 1 de la Ley 1117 de 2006:** define los objetivos del PRONE, los cuales comprenden la legalización de usuarios y la adecuación de las

redes a los reglamentos técnicos vigentes, en barrios subnormales, situados en municipios del SIN.

- **Resolución CREG 094 de 2011**: *Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 104 de la Ley 1450 de 2011*”: establece que el ASIC liquidará mensualmente la contribución para el PRONE, el cual es incorporado al valor correspondiente a los cargos regulados que se reconocen por el uso del sistema de transmisión nacional. La expresión para el cálculo de la contribución es:

$$VCP_m = ETSTN_m \times PRONE \quad (30)$$

Donde:

VCP_m : Valor de la contribución PRONE en el mes m, expresado en pesos

$ETSTN_m$: Energía transportada en el sistema de transmisión nacional, en el mes m, expresada en kWh, que corresponderá a las importaciones mensuales de energía del STN, medidas horariamente en las fronteras conectadas al STN.

$PRONE$: Contribución creada para financiar el PRONE, cuyo valor es 1 \$/kWh

8.3.5 Presentación de los planes, programas y proyecto

El MME realiza las convocatorias necesarias con amplia publicidad, anunciando las fechas de presentación de planes, programas o proyectos en cada una de ellas. Cada convocatoria establece los requisitos, plazos y condiciones para la priorización y ejecución de los proyectos.

Para la presentación y desarrollo de planes, programas y proyectos de normalización, el MME puede determinar en cada convocatoria establecida para la asignación de recursos del PRONE, los desarrolladores de proyectos y si considera necesaria la apertura de una o varias convocatorias para su

adjudicación. En todo caso, el OR presenta sus planes de normalización y es el encargado de operar la nueva infraestructura.

8.3.6 Elegibilidad de los planes, programas y proyectos y ejecución de los recursos

Para el procedimiento de priorización de proyectos, se tendrá en cuenta los siguientes criterios con los factores de ponderación establecidos en cada convocatoria:

1. El menor costo por usuario.
2. El mayor número de usuarios de barrios subnormales incluidos en los proyectos de inversión de normalización realizados enteramente por el operador de red.
3. En los casos en que el Ministerio de Minas y Energía presente zonas prioritarias se dará especial ponderación a los operadores de red que presenten proyectos en dichas zonas.

El Ministerio de Minas y Energía realizará las convocatorias de planes, programas o proyectos hasta que se asignen los recursos disponibles del PRONE y también puede incluir en las convocatorias las zonas que sean prioritarias para normalizar buscando favorecer las poblaciones con mayores índices de pobreza.

8.3.7 Grupo de apoyo técnico

El grupo técnico de apoyo de la dirección de energía del MME fue adoptado por medio de la Resolución MME 180071 de 2009, está integrado por dos funcionarios de la dirección de energía del MME y un funcionario de la UPME, y tiene la responsabilidad de elaborar los reglamentos que regirán cada convocatoria, los cuales fijarán los requisitos, plazos y condiciones para la presentación de documentos, así como los factores de ponderación para la priorización de los planes, programas y proyectos.

8.3.8 Estadísticas

En las siguientes tablas se resumen los montos aprobados del fondo PRONE por departamento, así mismo el número de usuarios que se han beneficiado, información oficial del Ministerio de Minas y Energía. En general, la suscripción de convenios en 2011 fue de \$ 59 217 millones de pesos, beneficiando a 29 016 usuarios.

Tabla XVII Inversiones con recursos PRONE (millones de pesos)

Departamento	2009	2010	2011	Total hasta 2011
Atlántico	20 466	14 752	5 649	71 447
Bolívar	6 941	2 746	13 012	33 772
Cesar	5 718	5 181	4 067	19 969
Chocó	360	0		545
Córdoba	4 406	1 663	1 895	13 227
Guajira	4 764	789	2 587	10 786
Huila	3 630	582		5 285
Magdalena	9 234	8 170	17 956	41 862
Nariño	0	12 266	13 141	25 407
Santander	2 829	963		7 307
Sucre	2 772	830	910	6 050
Tolima	133	0		6 355
Valle del Cauca	1 690	4 743		6 895
Total	62 944	52 686	59 217	248 906

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Tabla XVIII Usuarios beneficiados con recursos PRONE

Departamento	2009	2010	2011	Total hasta 2011	%
Atlántico	11 267	7 853	3 232	60 544	64,70 %
Bolívar	3 821	1 964	6 788	25 591	27,30 %
Cesar	3 148	4 123	1 288	12 688	13,60 %
Chocó	198	0		300	0,30 %
Córdoba	2 425	885	907	11 044	11,80 %

Departamento	2009	2010	2011	Total hasta 2011	%
Guajira	2 623	420	862	5 827	6,20 %
Huila	1 998	310		2 899	3,10 %
Magdalena	5 084	4 349	8 244	24 530	26,20 %
Nariño	0	6 530	7 309	13 839	14,80 %
Santander	1 558	513		8 606	9,20 %
Sucre	1 526	442	386	4 015	4,30 %
Tolima	73	0		6 871	7,30 %
Valle del Cauca	931	2 525		3 710	4,00 %
Total	34 653	29 914	29 016	93 583	100,0 %

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

8.4 Fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos (FSSRI)

8.4.1 Objetivo

El FSSRI fue creado mediante la Ley 142 de 1994 (artículo 89.3) y Ley 286 de 1996, con el objetivo de administrar y distribuir los recursos asignados del presupuesto nacional y del mismo fondo, destinados a cubrir los subsidios de los usuarios de menores ingresos del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

8.4.2 Financiación

Los recursos de este fondo provienen de la asignación del presupuesto Nacional y de los excedentes de la contribución de solidaridad una vez se apliquen para el pago de la totalidad de los subsidios requeridos en las respectivas zonas territoriales.

Los municipios, departamentos y distritos también pueden incluir apropiaciones presupuestales para este fin.

8.4.3 Reglamentación

El decreto 847 de 2001 (modificado por los Decretos 201 de 2004, 1590 de 2004, 2287 de 2004, 4272 de 2004 y 549 de 2007), reglamenta el FSSRI en lo referente a la liquidación, cobro, recaudo y manejo de las contribuciones de solidaridad y de los subsidios en materia de los servicios públicos de energía eléctrica y gas natural.

Las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica deben efectuar y enviar a este fondo, Ministerio de Minas y Energía, con el fin de consolidar y validar, y que se reconozcan los déficits o superávits, según sea el caso, las conciliaciones de las cuentas de subsidios y contribuciones de solidaridad trimestralmente.

La asignación de estos recursos es competencia del MME, quien tiene en cuenta preferentemente, a los usuarios que residan en aquellos municipios que tengan menor capacidad para otorgar subsidios con sus propios recursos.

8.4.4 Otra normatividad aplicable

El ámbito de administración del FSSRI abarca también a los usuarios ubicados en ZNI, a los cuales se les reconoce subsidios bajo el esquema establecido en la Ley 1117 de 2006 y la Resolución 182138 de 2007.

Esta resolución del ministerio establece el procedimiento para otorgar subsidios del sector eléctrico en ZNI y determina las condiciones para el cálculo de los subsidios de la siguiente forma:

“El monto de los subsidios totales del sector eléctrico para las Zonas No Interconectadas será determinado, tomando como referencia la estratificación de los usuarios de las localidades en estas zonas y la diferencia existente entre el costo de prestación del servicio aprobado por la CREG para dichas localidades actualizado para diciembre del año inmediatamente anterior a la respectiva vigencia, y la tarifa a diciembre del año inmediatamente anterior aplicada a los usuarios residenciales correspondientes al mismo estrato del mercado de comercialización incumbente del Sistema Interconectado Nacional, SIN, en el departamento

donde se encuentran ubicadas las localidades. En caso de que la localidad se encuentre en un departamento que no pertenezca al Sistema Interconectado Nacional, se tomará como referencia la tarifa aplicable en la capital del departamento del SIN con punto de conexión a 115 kv más cercano a la capital del departamento al cual pertenece la localidad.”

8.4.5 Estadísticas

De acuerdo con las memorias al Congreso de la República 2011-2012 preparado por el Ministerio de Minas y Energía del sector de energía, en el 2011 el gobierno nacional entregó \$ 959 861 millones a través del Presupuesto General de la Nación y se redistribuyeron \$ 115 000 millones de recursos de excedentes de contribuciones del fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos (FSSRI) para cubrir el total de los subsidios de los usuarios de los estratos socioeconómicos con bajos ingresos del servicio de energía eléctrica.

8.5 Fondo de energía social (FOES)

8.5.1 Objetivo

El FOES fue creado mediante la Ley 812 de 2003 artículo 118 (Plan Nacional de Desarrollo para el período 2003-2006), con el objetivo de cubrir un monto \$ 46 de pesos por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo y zonas subnormales definidas por el gobierno.

Este fondo ha sido prorrogado mediante el artículo 59 de la Ley 1151 de 2007 (Plan Nacional de Desarrollo para el período 2006-2010) y recientemente por el artículo 103 de la Ley 1450 de 2011 (Plan Nacional de Desarrollo para el período 2010-2014).

8.5.2 Financiación

El FOES de acuerdo con el artículo 103 de la Ley 1450 de 2011, es financiado con recursos provenientes del 80% de las rentas de congestión⁹ producto de las exportaciones de energía eléctrica, calculado por el ASIC, y del presupuesto general de la nación, cuyo objeto consiste en cubrir un valor variable de hasta cuarenta y seis pesos (\$ 46) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de subsistencia de los usuarios residenciales de estratos 1 y 2 de las áreas rurales de menor desarrollo, zonas de difícil gestión y barrios subnormales, que se asigna de acuerdo a la disponibilidad de recursos y que se considera inversión social en los términos de la Constitución Política y normas orgánicas de presupuesto, el cual es administrado por el Ministerio de Minas y Energía.

8.5.3 Reglamentación

Mediante el Decreto 0111 de 2012 (Modificado por el Decreto 883 de 2012), se reglamenta el Fondo de Energía Social (FOES) en el cual se establecieron las siguientes definiciones de las áreas especiales:

- **Áreas rurales de Menor Desarrollo:** es el área perteneciente al sector rural de un municipio o distrito que reúne las siguientes características:
 1. Presenta un índice superior a 54,4 conforme con el indicador de las necesidades básicas insatisfechas publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística.
 2. Está conectada al circuito de alimentación por medio del cual se le suministra el servicio público de energía eléctrica.
- **Zonas de Difícil Gestión:** conjunto de usuarios ubicados en una misma zona geográfica conectada al sistema interconectado nacional, delimitada

⁹ Rentas de Congestión: Rentas económicas que se originan como efecto de la congestión de un Enlace Internacional, son efecto de las diferencias de precios que se tienen en los Nodos de Frontera congestionados.

eléctricamente, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características:

1. Cartera vencida mayor a 90 días por parte del 60 % o más de los usuarios de estratos 1 y 2 pertenecientes a la zona.
 2. Niveles de pérdidas de energía eléctrica superiores al 40 % respecto a la energía de entrada del sistema de distribución local que atiende exclusivamente a dicha zona.
- **Barrios Subnormal:** es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipio o distritos que reúne los siguientes requisitos:
 1. Que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o es que éste se obtenga a través de derivaciones del sistema de distribución local o de una acometida, efectuadas sin aprobaciones del respectivo operador de red.
 2. Que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994, las normas de la Ley 388 de 1997 y en general en aquellas zonas en las que esté prohibido prestar el servicio.
 3. Certificación del alcalde municipal o distrital o de la autoridad competente en la cual conste la clasificación y existencia de los barrios subnormales, la cual deberá ser expedida dentro de los 15 días siguientes a la fecha de la respectiva solicitud efectuada por el operador de red.

El encargado de administrar el fondo es el Ministerio de Minas y Energía, quien tiene la función de calcular mensualmente el monto de los recursos FOES que asignará a los usuarios ubicados en cada una de las áreas especiales y que canalizará a través de los comercializadores de energía eléctrica, las cuales a su vez vía factura del servicio de energía eléctrica, distribuye el beneficio a los usuarios registrados en las áreas especiales.

Adicionalmente, este decreto reglamentario establece varios esquemas diferenciales de prestación del servicio de energía, con el objetivo de que los usuarios ubicados en las áreas especiales puedan acceder al servicio en forma proporcional a su capacidad o disposición de pago, estos son:

- Medición y facturación comunitaria
- Facturación con base en proyecciones de consumo
- Pago anticipado o prepago
- Periodos flexibles de facturación.

8.5.4 Estadísticas

De acuerdo con las memorias al Congreso de la República 2011-2012 preparado por el Ministerio de Minas y Energía del sector de energía, en el 2011 se distribuyeron recursos para las áreas especiales, reportadas por los comercializadores de energía por un valor de \$ 74 968,7 millones y se benefició un promedio de 2 590 273 usuarios. Durante la vigencia del fondo desde el 2004 al 2011 se han girado recursos por valor de \$ 854 310 millones así:

Tabla XIX Distribución de recursos fondo FOES (millones de Pesos)

Año	Recursos asignados (1)	Recursos ejecutados (2)	Porcentaje ejecutado (2) / (1)
2004	70 000	70 000	100,00 %
2005	120 000	120 000	100,00 %
2006	162 949	161 100	99,00 %
2007	104 080	87 677	84,00 %
2008	100 000	87 677	88,00 %
2009	132 600	132 600	100,00 %
2010	120 289	120 289	100,00 %
2011	75 000	74 969	99,96 %

(1) Apropriación Vigente; (2) Compromisos

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

9 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La transmisión de energía eléctrica es una actividad de monopolio natural, por tanto es una actividad regulada en todo sentido (ingreso, calidad, acceso). La transmisión en Colombia se remunera con una metodología de ingreso máximo o revenue cap la cual garantiza a la empresa un nivel de ingreso de tal forma que la tarifa se constituye en una tarifa variable.

La CREG mediante la Resolución 11 de 2009 (modificada y/o complementada por las Resoluciones 025 de 2009, 128 de 2010, 024 de 2012 y 093 de 2012) estableció la metodología y fórmulas tarifarias para remunerar la actividad de transmisión de energía eléctrica en el sistema de transmisión nacional. A continuación se exponen las principales características:

9.1 Ingresos y cargos

Se prevén dos fuentes de ingresos de los transportadores:

- Por los activos existentes hasta antes de 1999, los cuales se tipifican como unidades constructivas y se valoran con costos índices, se descuentan en anualidades con una tasa regulada en un periodo de vida útil establecido por regulación (Ver numeral 9.1.1).
- Por la remuneración de activos ejecutados mediante convocatorias públicas realizadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Según los ingresos anuales durante 25 años, solicitados por el transportador al que se le hayan adjudicado los activos (Ver Numeral 9.1.2).

9.1.1 Unidades constructivas (UC)

Las unidades constructivas son un conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de activos del STN.

La CREG definió los valores de las UC teniendo en cuenta los siguientes componentes:

Tabla XX Componentes de las UC

CIF (1)	DDP (2)	Costo Directo	FI: Factor Instalación	FOB: Suma de Costos de Elementos Técnicos
				Transporte Marítimo
				Seguro Marítimo
				Bodegaje
				Arancel
				Transporte Terrestre
				Seguro Terrestre
				IVA equipos (16% (CIF+ARANCEL))
				Obra civil, montaje, pruebas y puesta en marcha
				Repuestos
				Gestión Ambiental
				Servidumbres
		Costo Indirecto		Ingeniería (Diseño + DDA + EIA) (3)
				Interventoría
				Administración de la ejecución (Asesoría)
				Costos Financieros

Fuente: CREG

CIF: Cost, Insurance & Freight – Costo incluido seguros y fletes a puerto de destino; DDP: Delivery Duty Paid, en puerto nacional y nacionalizado; DDA: Diagnóstico ambiental de alternativas; EIA: Estudio de impacto ambiental.

Adicionalmente la CREG definió la vida útil de las UC como por ejemplo: líneas de transmisión 40 años; sistemas de control, comunicaciones y protecciones diferenciales 10 años; demás UC 30 años.

Los valores de las UC de la Resolución CREG 011 de 2009 están dados en miles de pesos colombianos de diciembre de 2008, su actualización es mediante el Índice de Precios al Productor (IPP) nacional.

9.1.2 Expansión del STN

La UPME es la entidad encargada de elaborar el plan de expansión de generación y transmisión, el cual realiza anualmente y es adoptado mediante resolución por el Ministerio de Minas y Energía. Los proyectos incluidos en el plan de expansión de transmisión se convocan para la selección del transportador que los ejecutará, operará y mantendrá a mínimo costo (exceptuando las ampliaciones de activos existentes).

Este mecanismo de convocatoria pública está regulado por las Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía 181314 de 2002 y 180924 de 2003, y la Resolución CREG 022 de 2001(modificada y/o complementada por las Resoluciones CREG 147 de 2011, 093 de 2007, 120 de 2003, 105 de 2003, 062 de 2003, 085 de 2002 y 093 de 2001).

La UPME, por delegación del Ministerio, es la encargada de las gestiones administrativas necesarias para la selección de los inversionistas que asumirán los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos, conforme el artículo 85 de la Ley 143 de 1994, aprobados en el plan de expansión de transmisión.

La remuneración al inversionista seleccionado será la que haya presentado en el proceso de convocatoria con el menor valor presente de los ingresos anuales esperados durante los 25 años del flujo de ingresos contados desde la fecha oficial de puesta en operación, aplicando la tasa de descuento aprobada por el regulador. Este ingreso debe cubrir todos los costos y gastos en que incurra para llevar a cabo el proyecto, como lo son: costos asociados con la pre construcción, construcción, costos de conexión, costo de oportunidad del capital invertido, las utilidades a las que aspira, gastos de administración, operación y mantenimiento, entre otros.

9.1.3 Tasa de retorno de los activos

- **Activos existentes:** de acuerdo con lo definido por la CREG en la Resolución 083 de 2008, la tasa de descuento empleada para remunerar los activos existentes es del 11,50 % en pesos constantes antes de

impuestos. Esta tasa fue calculada aplicando la metodología de Weighted Average Cost of Capital (WACC) a partir del costo de la deuda y del costo del capital propio. Se asumió una estructura deuda/capital de 40/60 con el objetivo de no trasladar a los usuarios una estructura de costos que no fuese eficiente.

- **Procesos de convocatoria:** de acuerdo con lo definido por la CREG en la Resolución 035 de 2010, la tasa de descuento empleada para comparar el valor presente del ingreso anual esperado de las propuestas que se presenten a los procesos de libre concurrencia que se adelanten para ejecutar proyectos de expansión del sistema de transmisión nacional, será igual a la última tasa de retorno que haya aprobado la CREG, antes de la iniciación del respectivo proceso, para remunerar la actividad de transmisión con la metodología de ingreso máximo. Actualmente, esa tasa es del 11,50 %.

9.1.4 Activos no eléctricos

Los activos no eléctricos, son aquellos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de energía eléctrica, pero que son requeridos para cumplir con su objeto social. Hacen parte de estos activos, entre otros, los siguientes: edificios (sedes administrativas, bodegas, talleres, etc.), maquinaria y equipos (grúas, vehículos, herramientas, etc.), equipos de cómputo y equipos de comunicaciones.

A los transmisores nacionales se les remunera la inversión en activos no eléctricos cuya remuneración equivale al 5 % de los activos eléctricos.

9.1.5 Terrenos y servidumbres

A los transmisores nacionales también se les remunera los terrenos que ocupan los activos de subestación cuyo valor se calcula como el 5,69 % de su valor catastral (\$ COL por m²) multiplicado por el área definida por la CREG para cada tipo de equipo.

Así mismo se les remunera las servidumbres, valor que corresponde al demostrado por los transmisores nacionales en el reporte de inventario presentado a la CREG.

9.1.6 Cargos por uso del STN

Independientemente de su ubicación geográfica y del nivel de tensión del STN al que se conecte (tensiones ≥ 220 kV), en Colombia todos los usuarios pagan, a través del comercializador, una estampilla o cargo único (\$/kWh) que se calcula basado en la mensualidad que debe pagarse a los transmisores y la demanda que se presente en el respectivo mes. Los generadores no pagan este cargo.

- **El cargo por uso monomio del STN:** se determina dividiendo el ingreso regulado mensual para el mes m entre la demanda total registrada por los comercializadores del SIN en el mes m , referida a 220 kV. Se utiliza solo la demanda activa para el cálculo del cargo por uso monomio
- **El cargo por uso monomio horario del STN:** se determina a partir del respectivo cargo por uso monomio de las demandas registradas en cada uno de los períodos y de la duración de los mismos.

Los cargos por uso del STN son recaudados y distribuidos por el operador del sistema (XM - LAC).

9.2 Administración, operación y mantenimiento

Para los activos existentes, los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) se establecieron como un porcentaje de referencia del promedio de los valores históricos gastados y los valores históricos remunerados. Este valor se pagaría en 2009 (primer año de vigencia de la metodología) y posteriormente se ajustaría el porcentaje de AOM con base en los valores de AOM demostrados en el año anterior al año de revisión del AOM. Para establecer este porcentaje de AOM, la CREG excluyó las siguientes cuentas:

- Asociados con otras actividades de la cadena de prestación del servicio.
- Asociados con los servicios prestados a otros agentes.
- Asociados a activos de conexión al STN o a activos de conexión de usuarios.
- Asociados a activos ejecutados mediante Convocatorias Públicas.

- Asociados con servicios prestados a terceros.
- Asociados con reposición de activos.
- Asociados al costo de la prima por lucro cesante por efecto de indisponibilidad ocasionada por fuerza mayor.

Para los procesos de convocatoria, los costos de AOM hacen parte del ingreso esperado que presente el oferente.

9.3 Calidad del servicio en el STN

La calidad en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de transmisión nacional se mide mediante el cumplimiento de metas de disponibilidad y en el evento en que las mismas excedan o superen los límites definidos, genera una reducción del ingreso del transportador, respectivamente.

El LAC (XM) calcula mensualmente las compensaciones aplicables a cada transportador nacional, no obstante dichas compensaciones por energía no suministrada o por dejar no operativos otros activos no puede superar el 60 % de la suma de los ingresos antes de Compensaciones. En el caso que el valor a descontar fuere mayor a 60 %, el saldo pendiente por descontar se deducirá durante los siguientes meses verificando que no se supere el tope del 60 %.

A continuación se mencionan las características de la calidad a que está asociado el ingreso regulado de cada transportador nacional, de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009:

- La duración de las indisponibilidades de los activos utilizados en la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica en el STN no superará las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas.
- Las indisponibilidades máximas permitidas de un activo originadas en catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados, y las debidas a actos de terrorismo, no superarán los seis meses, contados desde la fecha de ocurrencia de la catástrofe.

- La energía no suministrada (ENS) por la indisponibilidad de un activo no superará el 2 % de la predicción horaria de demanda para el despacho económico estimada por el Centro Nacional de Despacho.
- A partir del momento en que las horas de indisponibilidad acumulada de un activo sean mayores que las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas, no se permitirá que la indisponibilidad de este activo deje no operativos otros activos. En la siguiente tabla se presenta las máximas horas anuales de indisponibilidad permitida por activo:

Tabla XXI Máximas horas anuales de indisponibilidad permitidas por activo

Activos	Máximas horas anuales de indisponibilidad
Bahía de Línea	15
Bahía de Transformación	15
Bahía de Compensación	16
Módulo de Barraje	15
Módulo de Compensación	15
Autotransformador	28
Línea de 220 a 230 kV	20
Línea de 500kV	37
VQC	5
Otros activos	10

En el 2012, la CREG expidió el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la energía no suministrada (Resolución CREG 093 de 2012)

10 METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En Colombia la distribución de energía eléctrica es la actividad de transporte que se realiza a niveles de tensión inferiores a 220 kV, los sistemas de distribución se componen de STR y SDL.

El STR es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del operador de red al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4 (sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV). Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más operadores de red.

El SDL es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3 ($57,5 \text{ kV} < \text{kV} \leq 30 \text{ kV}$), nivel 2 ($30 \text{ kV} < \text{kV} \leq 1 \text{ kV}$) y nivel 1 ($\leq 1 \text{ kV}$) dedicados a la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

Al igual que la transmisión, la distribución de energía eléctrica es un monopolio natural, por tanto es una actividad regulada en todo sentido (ingreso, calidad, acceso).

La CREG mediante la Resolución 097 de 2008 (modificada y/o complementada por las Resoluciones CREG 133 de 2008, 135 de 2008, 166 de 2008, 178 de 2008, 042 de 2009, 098 de 2009, 157 de 2009, 043 de 2010, 067 de 2010, 166 de 2010 y 094 de 2012) estableció la metodología de los cargos por uso de los STR y SDL.

Debe tenerse en cuenta que como un preámbulo al desarrollo regulatorio de la metodología de remuneración de la actividad de distribución, el Ministerio de Minas y Energía emitió los Decretos 387 y 388 de 2007, en particular el Decreto 388 establece que la CREG debe remunerar toda la base de inversión de las empresas (eliminar las cotas a la inversión establecidas en la Resolución CREG 082 de 2002), desarrollar las áreas de distribución (ADD) y prever el ajuste de los cargos de distribución cuando se presenten proyectos con costos medios superiores a los reconocidos por la CREG.

A continuación se exponen las principales características de esta remuneración:

10.1 Ingresos y cargos del distribuidor

En Colombia hay dos STR (Norte, Centro-Sur) y los usuarios conectados a un mismo STR pagan una estampilla única por kWh. Al igual que el STN, los STR se

remuneran con una metodología de ingreso regulado o revenue cap, en el cual se hace el cálculo anual considerando los cambios en la demanda y en la inversión en todo el STR.

Por otro lado, los ingresos del operador de red por los SDL se remuneran con una metodología de precio máximo o price cap en pesos por kWh transportado para cada nivel de tensión, en el cual el precio techo que determina el regulador, lo realiza para un corte en el tiempo, basado en las inversiones eficientes y la demanda del momento en que se realiza el corte. En particular, para el nivel de tensión 1 la CREG definió un cargo máximo a partir del valor de reposición nuevo de la inversión estimada de cada operador de red (definidos sobre una muestra representativa de los activos de cada empresa) y las ventas totales más las pérdidas no reconocidas.

Los ingresos que perciben los transmisores regionales y/o distribuidores locales se originan en dos conceptos: cargos por conexión y cargos por uso de la red, los mismos se diferencian por nivel de tensión. Los cargos por conexión sólo se cobran si las obras de conexión (acometida) del usuario o generador las realizó el distribuidor. Los cargos por uso difieren entre OR, puesto que los mismos dependen de la infraestructura propia de cada sistema de distribución y de la demanda que se atiende

10.1.1 Unidades constructivas (UC)

Las unidades constructivas son un conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL.

Se utilizan UC para la valoración de las inversiones en los niveles de tensión 2, 3, 4 y conexión al STN.

Las UC se pueden clasificar en siete categorías principales: UC de líneas, UC de equipos de subestaciones, UC de transformadores, UC de equipos de compensación, UC de equipos, UC de conexión al STN y UC de centros de control y calidad, las cuales se definieron teniendo en cuenta los componentes de

la Tabla XX. Los valores de estas UC contenidas en la Resolución CREG 097 de 2008 están dados en pesos de diciembre de 2007 y su actualización es mediante el Índice de Precios al Productor (IPP) nacional.

La CREG en su proceso de establecer los valores de las UC, realizó un trabajo en conjunto con las empresas en la cual se previó una disminución considerable en los cargos de las empresas por este efecto (igual por reducciones en el WACC), por tanto la CREG decidió, para todos los niveles de tensión de distribución, aplicar una ponderación 90 % - 10 % de la estimación de la inversión valorada con los costos de las unidades constructivas de la Resolución CREG 082 de 2002 y los valores obtenidos de la revisión. El 90 % corresponde a la valoración con los precios establecidos en el período regulatorio anterior (Resolución CREG 082 de 2003) y el 10 % es sobre la nueva base de costos de las unidades constructivas definidas en la Resolución CREG 097 de 2008.

10.1.2 Expansión del STR y SDL

En el caso de los STR, la expansión está a cargo del operador de red, el distribuidor, si bien el mismo requiere un visto bueno de la UPME sobre los proyectos para que una vez aprobados por esta entidad, la CREG modifique el ingreso regulado aprobado al incluir el valor de los activos una vez entren en operación. También existe la opción que la UPME, dentro del Plan de Expansión del STN, haya identificado proyectos en el STN que requieran ejecución de proyectos en los STR, en este caso se le informará al OR y este deberá manifestar su interés en desarrollar el respectivo proyecto de expansión, si este no manifiesta su interés este proyecto será ejecutado a través de mecanismos de libre competencia en los cuales puede participar otros OR.

En el caso de los SDL, la expansión está a cargo del operador de red, el distribuidor.

En cumplimiento de los Decretos 388 de 2007 y sus modificaciones, los costos del nivel de tensión 4 y los cargos de los niveles de tensión 3 y 2 pueden ser

revisados, cuando entren en operación proyectos cuyos costos promedio (\$/kWh) resulten superiores a los respectivos costos medios del OR¹⁰.

10.1.3 Tasa de retorno de los activos

Las tasas de retorno para remunerar la actividad de distribución de energía eléctrica fueron calculadas con la metodología de Weighted Average Cost of Capital (WACC) a partir del costo de la deuda y del costo del capital propio. Se asumió una estructura deuda/capital de 40/60 con el objetivo de no trasladar a los usuarios una estructura de costos que no fuese eficiente. Estas fueron definidas en la Resolución CREG 093 de 2008 así:

- STR (metodología del ingreso máximo): 13,0 %
- SDL (metodología de precio máximo): 13,9 %

Las dos en pesos constantes y antes de impuestos.

10.1.4 Activos no eléctricos

Los activos no eléctricos, son aquellos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de energía eléctrica de los OR, pero que son requeridos para cumplir con su objeto social. Hacen parte de estos activos, entre otros, los siguientes: edificios (sedes administrativas, bodegas, talleres, etc.), maquinaria y equipos (grúas, vehículos, herramientas, etc.), equipos de cómputo y equipos de comunicaciones.

A los OR se les remunera la inversión en activos no eléctricos cuya remuneración equivale al 4,1 % de los activos eléctricos.

10.1.5 Terrenos

A los OR se les remunera los terrenos que ocupan los activos de subestación cuyo valor se calcula como el 6,9 % de su valor catastral (\$ COL por m²) multiplicado por el área típica reconocida por la CREG para cada tipo de equipo.

¹⁰ Costos medios del OR: son los costos unitarios de inversión, administración, operación y mantenimiento calculados para cada OR expresados en \$/kWh para cada nivel de tensión.

10.2 Administración, operación y mantenimiento

La CREG estableció que los gastos de AOM a partir del año 2010, fueran el promedio entre el AOM remunerado y los gastos contables del año inmediatamente anterior incurridos por las empresas, condicionado a mantener los indicadores de calidad del servicio y descontando las siguientes cuentas:

- Asociados con otras actividades de la cadena de prestación del servicio.
- Asociados con los servicios prestados a otros OR.
- Asociados a activos de conexión de otro OR o a activos de conexión de usuarios.
- Asociados con servicios prestados a terceros.
- Asociados con la remuneración de la inversión de activos de terceros.
- Asociados con la reposición de activos

El AOM reconocido es diferente para cada OR y se expresa como un porcentaje del valor a reposición a nuevo del inventario de activos del OR. Otras características importantes del AOM son:

- El porcentaje de AOM de referencia inicial (2009) es diferente para cada OR y se calcula como el promedio gastado y remunerado durante el cuatrienio 2004-2007.
- El porcentaje de AOM es igual para todos los niveles de tensión.
- Se define un límite superior diferente para cada empresa, igual al valor de referencia + 0,7 % y un límite inferior igual al 1 %.
- Anualmente se exige la entrega de información desagregada. El valor reconocido y el límite superior se reduce 0,5 % cada año de no entrega de información; considerando el tope mínimo.

- Las empresas con mejor desempeño en calidad (valor promediado desde que se aplica el esquema) siempre tendrán una mejora en remuneración considerando límite individual.
- No se afecta el porcentaje de referencia por la proporción de activos en ambientes corrosivos. Está implícito en su promedio inicial.
- Se define procedimiento para el manejo de la información de empresas que se fusionen o se desintegren.
- Necesidad de realizar auditorías

10.3 Calidad del servicio en el STR y SDL

La Resolución CREG 097 de 2008 reglamenta la calidad que deben ofrecer los OR tanto a nivel de STR, como en los diferentes niveles de los SDL.

A los activos de los STR se les requiere una disponibilidad mínima, si la misma no se cumple el ingreso del OR se reduce en la proporción en que incumple la meta de disponibilidad. Al igual que en el STN se establecieron otros esquemas complementarios para determinar compensaciones ante eventos que ocasionen energía no suministrada en una proporción igual o superior a 2 % de la energía prevista en un mercado de comercialización dado, o ante situaciones en las cuales por la salida de un activo se dejen fuera de servicio otros activos, finalmente para STR se establece un esquema especial de remuneración de aquellos activos que han sido objeto de acciones terroristas (se les remunera plenamente por un periodo de seis meses y a partir del séptimo mes se disminuye en un sexto cada mes hasta que finalmente no hay remuneración).

Con respecto a la calidad en los SDL el mecanismo adoptado por la CREG para establecer la calidad en los SDL, se basa en un esquema de incentivos. La información de referencia para implementar este esquema corresponde a la información histórica de cada agente, específicamente al desempeño de la calidad en el periodo 2006 – 2007, medida trimestralmente. El objetivo del esquema es definir un precio para la calidad el cual es pagado por la empresa, en el evento de que la calidad del servicio que está entregando sea inferior a su

calidad histórica, o sea pagado por el usuario si la calidad que está recibiendo es superior a la calidad histórica con base en la cual se definieron los cargos. En complemento si la empresa entrega una calidad superior o igual a la calidad histórica, recibirá ingresos por calidad y deberá remunerar a los usuarios peor servidos, aplicando la fórmula establecida por la CREG en el numeral 11 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008:

La CREG definió como indicador base para medir la calidad la relación entre la energía no vendida y las ventas en cada trimestre, el cual se mide desde los transformadores de distribución y se integra a nivel de circuitos y posteriormente a nivel de grupos de calidad para el nivel de tensión 1, y para los niveles de tensión 2 y 3 de forma agregada. Dicho índice agregado se denomina el Índice Trimestral Acumulado de la Discontinuidad (ITAD). El cual se compara contra los valores históricos trimestrales del índice ($IRAD_{n,p}$, para establecer si el mismo supera los límites inferior o superior, y en tal sentido determinar si corresponde un incremento o una disminución de los cargos, siendo los límites superior e inferior, para cada trimestre, los valores de los trimestres del periodo 2006 al 2007, del respectivo trimestre.

Adicionalmente los OR deben compensar a los usuarios peor servidos (que están en niveles de calidad muy inferior a la calidad media del sistema).

Los eventos que originan cambios en los cargos del SDL:

La Resolución CREG 097 de 2008 prevé modificación (estas modificaciones no requieren solicitud de revisión tarifaria) de los cargos en las siguientes situaciones:

- Por modificaciones en los cargos, según lo establecido en el Capítulo 4 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008, en estos eventos se requiere de un acto administrativo de carácter particular, emitido por la CREG y se recomienda la notificación a la SSPD para facilitar el control y la vigilancia.
- Anualmente por cambio en el porcentaje de AOM: la resolución CREG 097 de 2008 en el Capítulo 10 (numeral 10.3.1) del anexo general establece

que anualmente el LAC para STR, y los OR para SDL, deben actualizar el porcentaje de AOM reconocido, ello basados en la variación del índice de calidad acumulado desde 2008 hasta el año inmediatamente anterior, (tanto para nivel 1 como para nivel 2 y 3). El objetivo es ir modificando la remuneración del AOM, para aproximarse a los valores históricos gastados por las empresas de forma controlada y en la medida en que las cuentas del AOM esté depuradas y la calidad al menos no empeore.

- Los cargos pueden variar según el desempeño del OR en la calidad trimestral (si la misma está dentro del rango o banda de indiferencia de la calidad, no se requiere ajuste, si la calidad trimestral está fuera de la banda de indiferencia, se presentarán incrementos o decrementos de los cargos, según lo establecido en el Capítulo 11 (11.2.4.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008).

En el 2012, la CREG expidió el reglamento para el reporte de eventos y el procedimiento para el cálculo de la energía no suministrada (Resolución CREG 094 de 2012).

10.4 Áreas de distribución de energía eléctrica (ADD)

Mediante el Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 de 2008 y 3451 de 2008, el gobierno nacional estableció las políticas relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, siguiendo la metodología de remuneración de los STR y SDL. Adicionalmente, dictaminó la conformación de las áreas de distribución (ADD) de manera que existiera un cargo único por nivel de tensión para los usuarios ubicados en una región determinada, con el objetivo de eliminar diferencias considerables en los pagos que hacen usuarios en mismo departamento o región, esto sujeto a que el ingreso de los operadores de red, por lo cual se requirió implementar un sistema de liquidación centralizado. Estas ADD fueron definidas como:

“Conjunto de redes de transmisión regional y/o distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía

geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”.

En primer lugar, el Ministerio ordenó a la CREG la conformación de estas ADD para los cual expidió la Resolución CREG 058 de 2008. Esta distribución tuvo en cuenta la conectividad en nivel de tensión 3, regiones naturales, cercanía geográfica y agrupación de OR teniendo en cuenta la conformación de los STR. La Resolución CREG 058 de 2008 ha sido corregida, modificada y adicionada por las resoluciones CREG 068 y 070 de 2008, 189 de 2009, 116 de 2010 y 149 de 2010.

En el mes de septiembre de 2008, el Ministerio de Minas y Energía expide el Decreto 3451 el cual modifica el Decreto 388 de 2007 y principalmente deja en cabeza del Ministerio la determinación de las ADD. De conformidad con lo anterior, se expidieron las siguientes resoluciones:

Resolución 182306 del 16 de diciembre de 2009: Se conforma el ADD ORIENTE:



5 Operadores de Red:

- CODENSA S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P. – ENELAR
- Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P. – EEC
- Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. – EBSA
- Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. – ELECTROHUILA

Resolución 181347 del 27 de julio de 2010: Se conforma el ADD OCCIDENTE:



7 Operadores de Red:

- Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. – MUNICIPAL
- Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. – EPSA
- Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. – CETSA
- Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P. – EMCARTAGO
- Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. – EMCALI
- Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P. – CEDELCA (ahora CEO)
- Centrales Eléctricas del Nariño S.A. E.S.P. – CEDENAR

Resolución 180696 del 4 de mayo de 2011: Se conforma el ADD SUR:



7 Operadores de Red:

- Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P. – EMEVASI
- Electrificado del Caquetá S.A. E.S.P. – ELECTROCAQUETA
- Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. – PUTUMAYO
- Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P. – EEBP
- Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. – EMSA
- Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. – ENERCA
- Empresa de Energía Eléctrica del Guaviare S.A. E.S.P. – ENERGUAVIARE

Resolución 180574 del 17 de abril de 2012: Se conforma el ADD CENTRO:

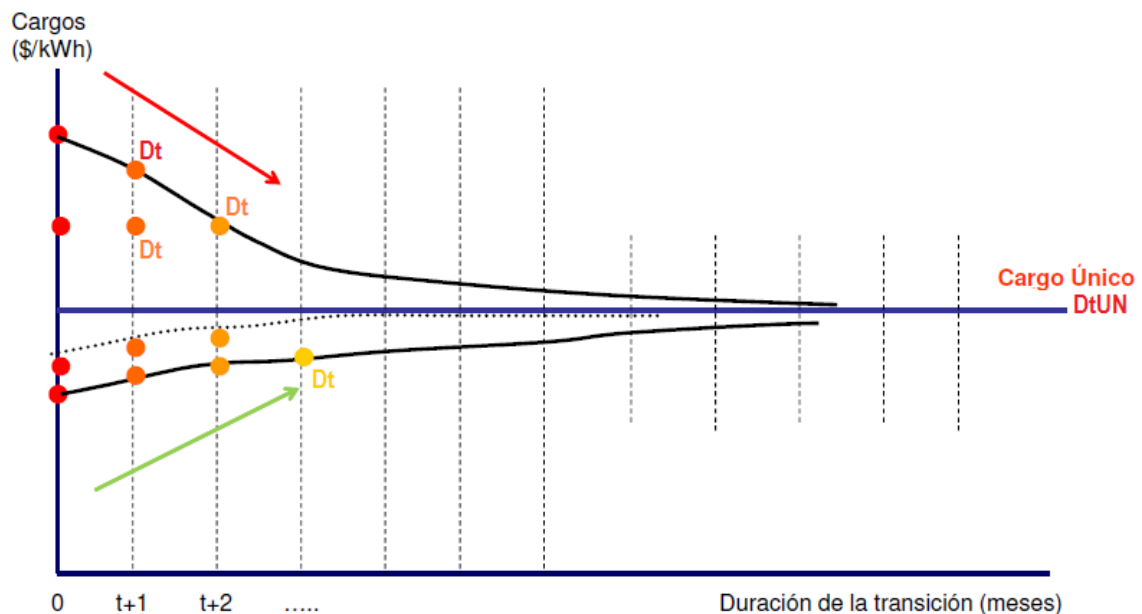


7 Operadores de Red:

- Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. – ESSA
- Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. – CENS
- Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P. - EPM
- Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. – EDEQ
- Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. – EEP
- Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. – CHEC
- Ruitoque S.A. E.S.P.

En la Figura 36 se muestra una representación de unificación de los cargos de distribución entre los Operadores de Red que pertenecen a una misma ADD, en los niveles de tensión 1, 2 y 3. La unificación de los cargos está compuesta por dos fases: **fase 1:** unificación a nivel de departamento; **fase 2:** unificación a nivel de ADD.

Figura 36 Unificación de cargos de distribución



Fuente: XM

Dt: Cargo por Uso del Nivel de Tensión n del Operador de Red j .

DtUN: Cargo por Uso Único del nivel de tensión n en el ADD a .

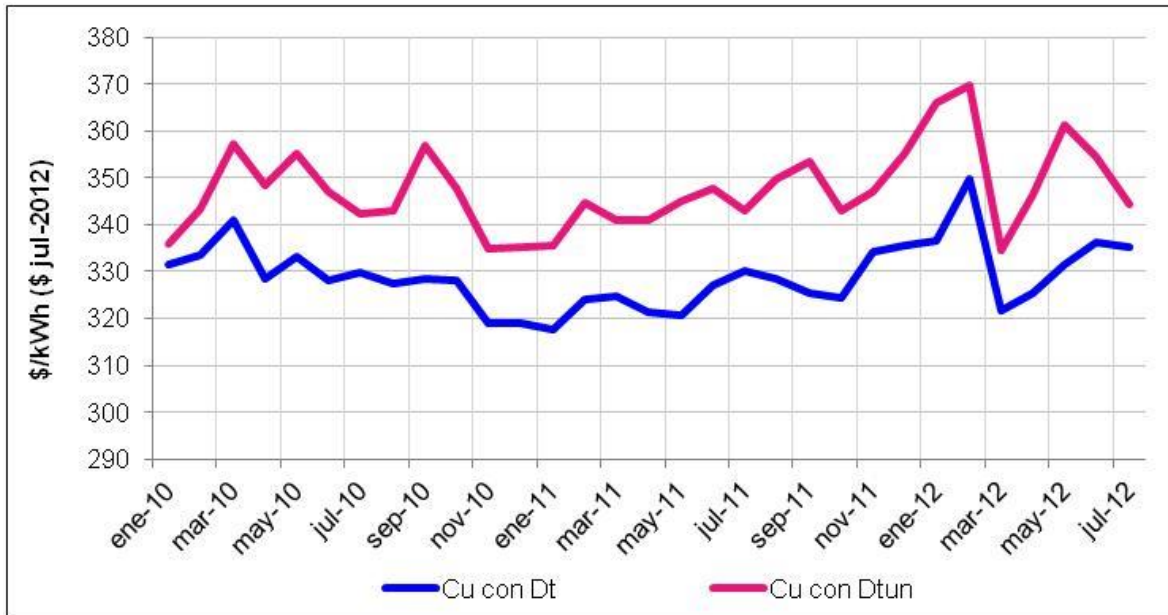
A continuación se presentan algunos ejemplos del impacto de la unificación de cargos de distribución del ADD Oriente, por ser la primera en conformarse, sobre el costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica (CU). Es así como:

- **CU con Dt:** muestra el costo de prestación del servicio que hubieran tenido los usuarios con los cargos de distribución aprobados por la CREG para el operador de red j en el nivel de tensión n .
- **CU con DtUN:** muestra el costo de prestación del servicio de los usuarios con el cargo único de distribución en el nivel de tensión n en el ADD a .

Las Figura 37, 38 y 39 presentan el CU con Dt y el CU con DtUN para el operador de red CODENSA, el cual atiende los usuarios de Cundinamarca y Bogotá D.C.

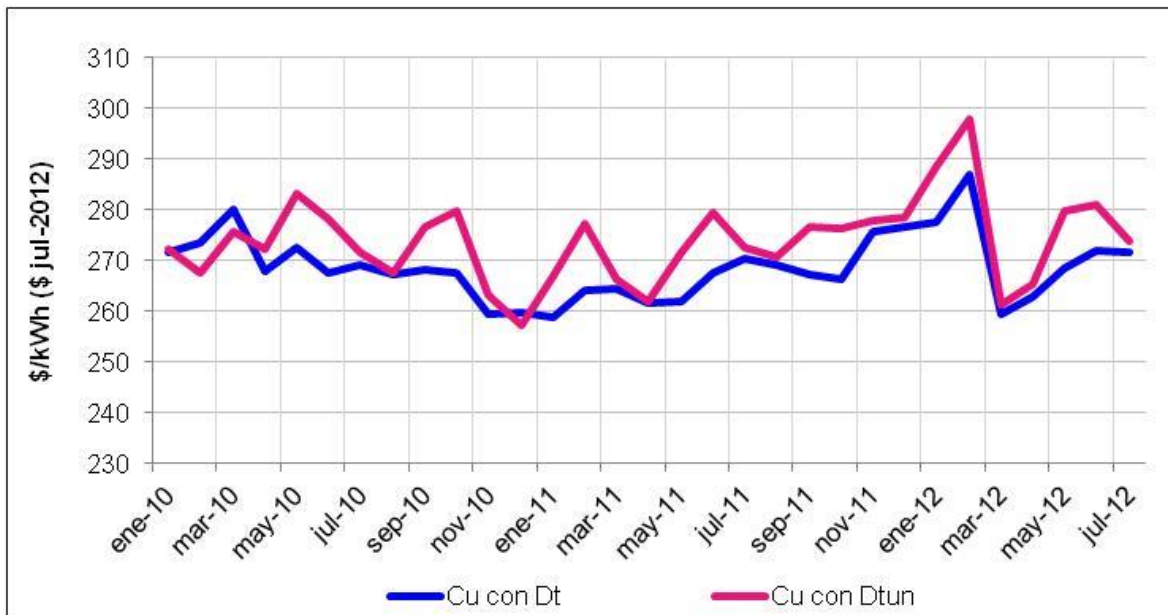
Para el nivel de tensión 1 (Ver Figura 37) se observa que el mercado de CODENSA ha sido excedentario, por tanto los usuarios han asumido costos. Los usuarios de este mercado han percibido incrementos tarifarios que van desde un 1 % hasta un 9 %, con una alta volatilidad en esta variación.

Figura 37 CU de Codensa con Dt y DtUn, para nivel de tensión 1



Fuente: Consultor

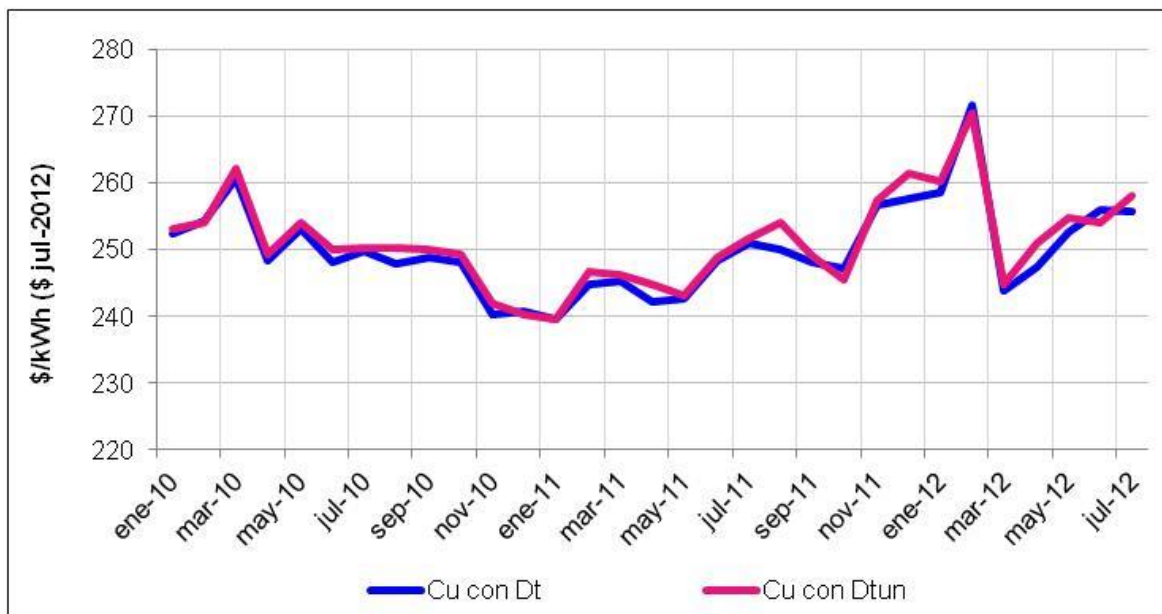
Figura 38 CU de Codensa con Dt y DtUn, para nivel de tensión 2



Fuente: Consultor

Para los niveles de tensión 2 y 3 (Ver figuras 38 y 39 respectivamente) se observa que el mercado de CODENSA ha sido deficitario y excedentario, por tanto los usuarios han obtenido beneficios y han asumido costos.

Figura 39 CU de Codensa con Dt y DtUn, para nivel de tensión 3



Fuente: Consultor

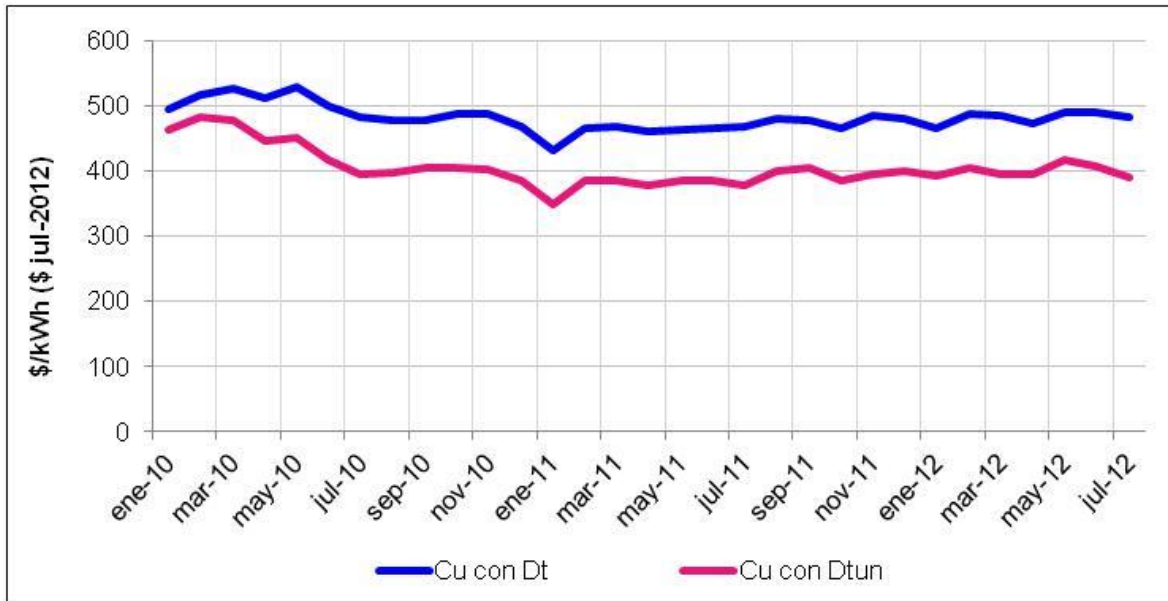
Por otro lado, las Figura 40, 41 y 42 presentan el CU con Dt y el CU con DtUN para el operador de red EBSA, el cual atiende los usuarios del mercado de Boyacá.

Para el nivel de tensión 1 (Ver Figura 40) se observa que el mercado de EBSA ha sido deficitario, por tanto los usuarios han obtenido beneficios. Los usuarios de este mercado han percibido disminuciones tarifarias que van desde un 7 % hasta un 19 %.

Para el nivel de tensión 2 (Ver Figura 41) se observa que el mercado de EBSA ha sido deficitario, por tanto los usuarios han obtenido beneficios. Los usuarios de este mercado han percibido disminuciones que van desde un 1 % hasta un 20 %.

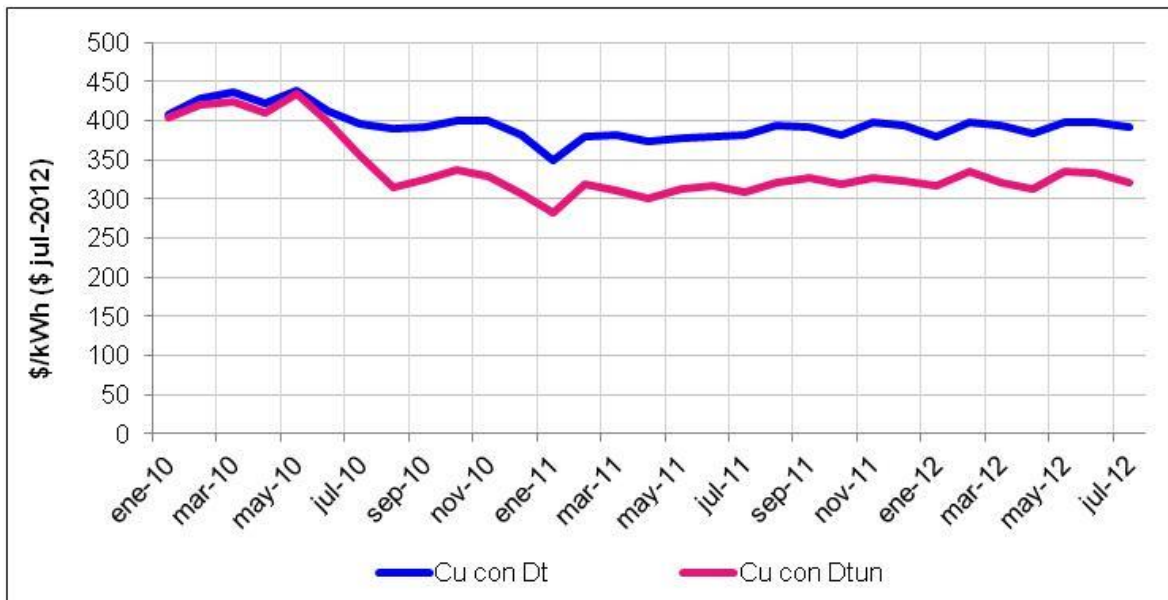
Para el nivel de tensión 3 (Ver Figura 42) se observa que el mercado de EBSA ha sido deficitario y excedentario, por tanto los usuarios han obtenido beneficios y han asumido costos. Los incrementos tarifarios percibidos oscilan entre un 0,1 % y 0,4 % y las disminuciones hasta un 1,6 %.

Figura 40 CU de EBSA con Dt y DtUN, para nivel de tensión 1



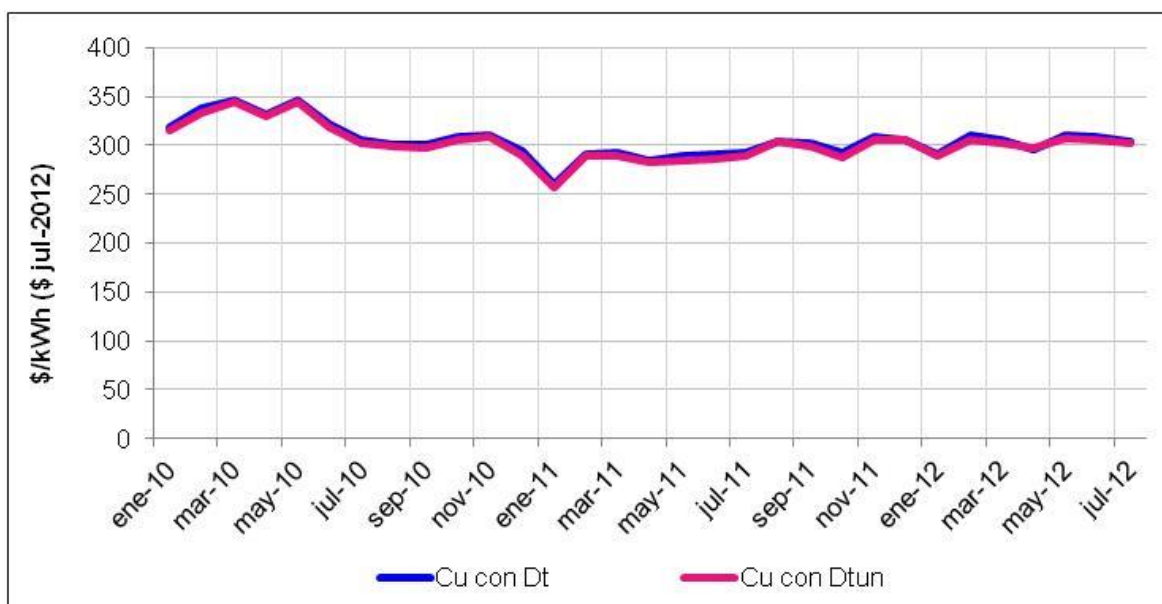
Fuente: Consultor

Figura 41 CU de EBSA con Dt y DtUN, para nivel de tensión 2



Fuente: Consultor

Figura 42 CU de EBSA con Dt y DtUN, para nivel de tensión 3



Fuente: Consultor

Actualmente, la CREG ha publicado para comentarios la Resolución 006 de 2013 la cual pretende atenuar la oscilación de los cargos unificados que han presentado algunos OR en las áreas de occidente y centro.

10.5 Planes de reducción de pérdidas

La CREG mediante la Resolución 172 de 2011, en cumplimiento del Decreto 387 de 2007, estableció la metodología para la remuneración de los planes de reducción de pérdidas no técnicas. De acuerdo con esta resolución los OR debieron haber presentado los estudios para la definición del índice de pérdidas en el nivel de tensión 1 en el caso de que las pérdidas actuales fueran inferiores a las pérdidas reconocidas actualmente, en caso contrario debieron haber presentado un plan de reducción de pérdidas los cuales tienen una duración de 5 años. Dichos estudios o planes debieron presentarse a la CREG el 27 de abril de 2012.

La metodología propuesta establece que el OR propone a la CREG un índice final de pérdidas totales del mercado de comercialización y una senda compuesta por 10 valores semestrales. No obstante, la meta final de la senda de reducción

de pérdidas no necesariamente debe corresponder con el valor de las pérdidas reconocidas actualmente.

Adicionalmente, el OR debe presentar a la CREG el valor del plan (\$ pesos COL) el cual es comparado con un modelo de costos eficiente que fue desarrollado por la CREG que define el valor máximo a pagar.

La evaluación del cumplimiento de las metas propuestas por las empresas es realizado por el operador del mercado (XM) a través del procedimiento establecido en la Resolución para dicho fin.

También se prevé la suspensión de los planes ante el incumplimiento de una meta semestral, y la cancelación del plan ante el incumplimiento de dos metas consecutivas teniendo que devolver los dineros pagados por los usuarios durante estos períodos de tiempo.

Una vez implementado los planes en un mercado de comercialización, la diferencia entre las pérdidas reconocidas y la senda, es distribuida a prorrata entre todos los comercializadores del mercado, a diferencia de la situación actual en donde el comercializador integrado con el OR asume la totalidad de las pérdidas por encima de las reconocidas.

El costo de los Planes es cobrado a los usuarios mediante la variable CPROG, la cual hace parte de la componente PR (pérdidas) de la formula tarifaria (R. CREG 119 de 2007).

Los Estudios con el índice de pérdidas del nivel de tensión 1 presentados a la CREG y que fueron aprobados fueron:

- **CODENSA S.A. E.S.P.:** mediante la R. CREG 060 de 2012 se establecieron dos años de transición con los siguientes valores: a partir de la aprobación de esta resolución y hasta el 2013-12-31 el valor de $P_{j,1}$ será igual a 10,07 %. Para el período comprendido entre el 2014-01-01 y el 2014-12-31 el valor de $P_{j,1}$ será igual a 9,84 % y a partir del 2015-01-01 corresponderá al valor $P_{j,0} = 9,60$ %.

- **Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.:** mediante la R. CREG 061 de 2012 se establecieron dos años de transición con los siguientes valores: a partir de la aprobación de esta resolución y hasta el 2013-12-31 el valor de $P_{j,1}$ será igual a 9,02 %. Para el período comprendido entre el 2014-01-01 y el 2014-12-31 el valor de $P_{j,1}$ será igual a 8,38 % y a partir del 2015-01-01 corresponderá al valor $P_{j,0} = 7,74$ %.
- **Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.:** mediante la R. CREG 062 de 2012 se establecieron dos años de transición con los siguientes valores: a partir de la aprobación de esta resolución y hasta el 2013-12-31 el valor de $P_{j,1}$ será igual a 9,16 %. Para el período comprendido entre el 2014-01-01 y el 2014-12-31 el valor de $P_{j,1}$ será igual a 8,61 % y a partir del 2015-01-01 corresponderá al valor $P_{j,0} = 8,06$ %.
- **Empresas Públicas de Medellín E.S.P.:** mediante la R. CREG 063 de 2012 se establecieron dos años de transición con los siguientes valores: a partir de la aprobación de esta resolución y hasta el 2013-12-31 el valor de $P_{j,1}$ será igual a 10,52 %. Para el período comprendido entre el 2014-01-01 y el 2014-12-31 el valor de $P_{j,1}$ será igual a 10,47 % y a partir del 2015-01-01 corresponderá al valor $P_{j,0} = 10,41$ %.
- **Ruitoque S.A. E.S.P.:** mediante la R. CREG 064 de 2012 se establecieron dos años de transición con los siguientes valores: a partir de la aprobación de esta resolución y hasta el 2013-12-31 el valor de $P_{j,1}$ será igual a 9,82 %. Para el período comprendido entre el 2014-01-01 y el 2014-12-31 el valor de $P_{j,1}$ será igual a 9,69 % y a partir del 2015-01-01 corresponderá al valor $P_{j,0} = 9,57$ %.

En la actualidad la CREG no ha expedido las resoluciones de aprobación o rechazo los planes de pérdidas que fueron presentados por las empresas a la CREG en el primer trimestre de 2013.

11 ANÁLISIS COMPARATIVO DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO RESPECTO A OTROS PAÍSES LATINOAMERICANOS

11.1 Esquema institucional

Colombia y Perú adoptaron por desarrollar un entorno institucional que apoya el desarrollo de mercados sostenibles, se hayan diferencias que inciden sobre el éxito o al menos la forma de alcanzar los objetivos; en Colombia se adopta una estrategia que busca desconcentrar funciones en múltiples entidades, en Perú y también en Ecuador se centralizan funciones como la de vigilancia, control y regulación en una sola entidad.

Tanto en Colombia como en Perú y Honduras se estableció el marco legal como resultado de una crisis del sector, en Perú por medio del Decreto Ley 25844 de 1992, en Colombia mediante las Leyes 142 y 143 de 1994 y en Honduras mediante el Decreto Ley No. 158 de 1994. En estos países esos esquemas permanecen vigentes y responden a un cambio de visión del rol del Estado de productor a regulador, no solo en el tema de la energía eléctrica, en general en todas las actividades de la economía (vías, puertos, salud, educación), lo cual implicó un proceso de privatización y separación de roles.

11.2 Naturaleza del servicio

No obstante en Perú, igualmente en Ecuador, se desarrolla la figura de las concesiones, mientras que en Colombia la concesión es una figura de última instancia para garantizar la prestación del servicio. Esta diferencia implica que la entidad que hace las veces de regulador en Perú deba verificar el cumplimiento de los contratos de concesión (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, OSINERGMIN).

11.3 Vigilancia y control

En Colombia existe una entidad desarrollada específicamente para la vigilancia al cumplimiento de la normatividad expedida por el regulador (Comisión de

Regulación de Energía y Gas, CREG), que es la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). En Perú y Ecuador estas funciones son cumplidas por la misma entidad a cargo de la autoridad encargada de la regulación (Perú: OSINERGMIN, y en Ecuador: Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC). Uno y otro esquema tiene aspectos positivos y negativos. En el primer caso el esfuerzo de coordinación interinstitucional no se requiere pero se tiene el riesgo de ser juez y parte.

11.4 Planeamiento del sector

Todo el proceso de reestructuración y privatización que se vivió en la década de los noventa, llevó a concebir la función del planeamiento como un ejercicio de referencia o incluso innecesario. No obstante la mayoría de los países delegaron en sus Ministerios la función de planeamiento, caso Peruano.

Otros como Panamá desarrollan un procedimiento en el cual la función de planeamiento en algunas de las actividades las desarrolla el transportador y el ejercicio que este agente realiza es objeto de revisión y auditoría por parte de una de las autoridades, en Panamá es la Autoridad de Servicios Públicos (ASEP) encargada de la regulación, la encargada de revisar y aprobar el Plan, para lo cual se requiere el concurso del Ministerio de Energía directamente o a través de la Secretaría Nacional de Energía.

En Colombia una entidad independiente del Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), realiza el proceso de planeamiento, para lo cual se cuenta con organismos de participación de los agentes. Corresponde finalmente al Ministerio de Minas y Energía adoptar el plan mediante resolución.

La realidad ha demostrado que cualquiera que sea el esquema institucional que se adopte, la función de planeamiento permite la coordinación del mercado y la toma de decisiones oportunas.

En conclusión, pueden darse diferentes arreglos institucionales, el aspecto más importante es que debe haber coherencia en los objetivos buscados y las instituciones por una parte y por otra debe garantizarse la funcionalidad de cada

institución, para lo cual juega un papel muy importante determinar su organización interna y la participación interinstitucional en la toma de decisiones.

11.5 Agentes del mercado

En cuanto a la naturaleza de los agentes que intervienen en el mercado, también se encuentran diferencias interesantes entre países:

11.5.1 Operador del mercado eléctrico

En Perú la operación del mercado la realiza el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). El COES está conformado por los agentes generadores, transmisores y distribuidores.

En Colombia la operación física y del mercado lo realiza XM Compañía Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM), a través de dos dependencias Centro Nacional de Despacho y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales,, entidad de naturaleza pública. No obstante en Colombia se logra la participación de los agentes en el seguimiento y orientación a través del Consejo Nacional de Operación (CON), persistiendo el enfoque de descentralización.

En Panamá y Honduras, y en otros países de Centro América, la función de centro nacional de despacho u operador del sistema la realiza el transmisor nacional quien a su vez realiza la función de planeamiento bajo la supervisión de la autoridad de regulación.

Sin embargo en países como Ecuador, la operación la realiza el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y es el transportador el encargado de realizar la función de planeamiento, si bien el CONELEC la supervisa y aprueba.

Como puede verse son múltiples los esquemas que se han adoptado para la realización de la operación.

11.5.2 Actividad de comercialización

En la mayoría de países Latinoamericanos e incluso europeos no existe la figura de comercialización separada de la actividad de distribución, como sí lo existe en Colombia, esto es, la compra y venta de la energía, la gestión frente al usuario

como prestador del servicio, tanto en el mercado mayorista como en el mercado minorista.

11.6 Productos del mercado

En Colombia, a diferencia de Perú, Honduras, Panamá entre otros países Latinoamericanos, el producto transado en el mercado mayorista sólo incluye la energía, la potencia no conforma un producto transable explícito. Lo anterior, dado que la energía como tal se transa hora a hora y en los contratos se especifica la forma de consumo, los resultados pueden ser equivalentes, no obstante el solo considerar la energía simplifica la complejidad del mercado.

El producto transado en los contratos implica la entrega física del producto, de tal forma que un generador sólo puede transar en el mercado la energía o potencia que se considera firme, es este hecho el que limita el desarrollo de la figura de comercializador puro. En Colombia, los comercializadores en sus contratos cubren al comprador de la volatilidad de los precios en el mercado de corto plazo. Esto implica que la firmeza deba transarse en un mercado diferente, el cual es el garante de que la energía esté disponible aún en las condiciones extremas (Ver numeral 5.1.1.5). Esta diferencia puede tener efectos sobre la energía, es la cobertura del precio de la energía frente a un mercado de corto plazo.

Un aspecto adicional a referir es que en Perú y en otros países Latinoamericanos existe un mercado para la energía reactivo no así en Colombia lo cual es una situación indeseable.

11.7 Distribución de energía eléctrica

Los monopolios naturales implican una regulación con mayor intervención, en la medida en que se deben determinar el valor mismo de la empresa (valoración de los activos, vida útil, tasa de la actividad).

En países como Perú, Chile y Honduras han adoptado un modelo de empresa eficiente, que requiere un ejercicio de parte del regulador y un esfuerzo equivalente de parte de la empresa, para finalmente realizar un ejercicio que considera los dos resultados. En Colombia se ha adoptado un modelo en el cual

cada una de las componentes de la tarifa resulta de un estudio; en la metodología de remuneración vigente de la actividad de distribución, Resolución CREG 097 de 2008, se propendió por realizar un benchmarking de la empresa contra sus propios resultados (determinación de la calidad, determinación de los costos de administración operación y mantenimiento).

A diferencia de Colombia los costos de la energía son incluidos dentro de la componente de distribución, igual ocurre con los costos de la comercialización. Estos elementos no permiten configurar un mercado que a futuro podría ser disputable y por otra parte no permite visualizar de forma transparente los diferentes costos de actividades de naturaleza económica diferente.

11.8 Comercialización de energía eléctrica

Como ya se indicó en la mayoría de países Latinoamericanos no existe la figura de comercialización separada de la actividad del operador de red como sí lo existe en Colombia, lo cual determina que en esta actividad el mercado relevante está configurado por todo el territorio nacional, esto es, la comercialización es disputable, no obstante esto no es del todo real por los altos costos que se deben incurrir para poder atender a un usuario específico, en especial usuarios regulados.

11.9 Usuarios no regulados

En todos los países en los cuales existe un mercado mayorista se ha desarrollado la figura de usuarios no regulados o grandes usuarios.

En Perú los grandes usuarios son aquellos que tienen capacidad superior a 2,5 MW, en Honduras 1 000 kW (Según Decreto 156 de 1994) y en Panamá 500 kW. En Colombia es Usuario No Regulado aquel que tiene una capacidad instalada de 100 kVA o un consumo mensual de 55 MWh-mes, esto implica que existan alrededor de 5 459 usuarios no regulados a marzo de 2013 y la figura del comercializador sea consolidada al existir un mercado suficientemente grande para ser disputable.

12 PROPUESTAS GENERALES DE MEJORAS A LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

12.1 Código de redes

El código de redes, que fue adoptado por la Resolución CREG 025 de 1995, ha perdido vigencia en algunos temas que ameritan su revisión. El código de redes está constituido por cuatro documentos a saber:

12.1.1 Código de planeamiento

El código de planeamiento determina los criterios y procedimientos que debe seguir la UPME para realizar el planeamiento del sistema de transmisión nacional, redes operadas a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

Posibles aspectos a revisar:

- Criterios para determinar los beneficios y costos de los proyectos del plan de expansión.
- Conformación del comité de planeamiento de la expansión del STN.
- Procedimientos para la entrega de información para el planeamiento por parte de los agentes.
- Coordinación de los planes de expansión de los sistemas de transmisión regional (STR) y de los sistemas de distribución local (SDL) y el plan de expansión del STN.
- Tratamiento a la evaluación económica de las conexiones profundas (activos de uso del STN cuya construcción se requiere para responder positivamente a una solicitud de conexión de un usuario al STN).

12.1.2 Código de conexión

El código de conexión determina los procedimientos para acceder a un punto de conexión en el sistema de transmisión nacional.

Posibles aspectos a revisar:

- Revisión de los requerimientos técnicos actualmente exigidos sobre los activos de conexión al STN, como son líneas y subestaciones (configuración, sistemas de comunicación, sistemas de protecciones).
- Revisión del procedimiento para conectar usuarios al STN.
- Revisión de los requerimientos para definir la configuración de las subestaciones y las líneas.
- Contenido mínimo del contrato de conexión.

12.1.3 Código de operación

El código de operación establece los diferentes procedimientos y criterios que deben seguir el Centro Nacional de Despacho (CND) para realizar la planeación de la operación, la coordinación y la supervisión de la misma.

Posibles aspectos a revisar:

- En particular la necesidad de realizar un planeamiento energético de largo plazo y las variables, sus fuentes y validación por parte del CND.
- Actualización del código de operación en concordancia con la incorporación del esquema de cargo por confiabilidad y el cálculo de mínimos operativos y la propuesta de variación del estatuto de riesgo de desabastecimiento, propuesta contenida en la Resolución CREG 076 de 2012.
- Responsabilidad sobre los estudios de coordinación de protecciones: Es importante garantizar que el CND disponga de la información que le permita realizar los estudios de coordinación de protecciones, que los mismos tengan carácter obligatorio en lo referente a activos del STN y que el impacto resultante de la variación o modificación de las recomendaciones dadas por el CND sean asumidas en su integridad.
- Revisión de la funcionalidad del esquema de deslastre automático de carga (EDAC). Con la implementación del esquema de áreas de distribución se

ha desarrollado un esquema que le ha permitido a XM disponer de información del estado de las redes, es necesario estudiar si la disposición de esta información permite mejoras al EDAC.

12.1.4 Código de medida

El código de medida establece las condiciones técnicas generales, los procedimientos y los criterios que debe cumplir el sistema de medida de las fronteras comerciales en el mercado de energía mayorista, incluyendo las interconexiones internacionales.

Posibles aspectos a revisar:

- Revisión de la clase requerida para los equipos de medida (contadores, transformadores de potencial, transformadores de corriente).
- Responsabilidad de los representantes de las fronteras comerciales frente al cumplimiento del código de medida.
- Revisión de los procesos de auditoría del sistema de medida.
- Consulta directa de la medida por parte de XM.
- Procedimiento ante equipos fallados.

12.2 Remuneración de la actividad de comercialización

Es importante resaltar que mediante la emisión del reglamento de comercialización de energía eléctrica (Resolución 156 de 2011 sus complementos y modificaciones) la CREG avanzó sustancialmente en el tema de la comercialización, determinando procedimientos claros y responsabilidades frente a esta actividad.

No obstante debe señalarse que la metodología de remuneración de la comercialización de energía eléctrica a usuario regulado en Colombia fue adoptada en la Resolución CREG 031 de 1997 (hace diez y seis años ya). Para establecer los costos eficientes de las empresas se adoptó la metodología de

análisis envolvente de datos para determinar la eficiencia relativa entre diferentes unidades de producción (Anexo 2 Resolución CREG 031 de 1997).

En este sentido, la CREG estableció el siguiente procedimiento para calcular estos costos:

- a) Se depuran los costos de comercialización propuestos, dejándolos netos de riesgos, retornos de capital y márgenes de comercialización.
- b) Se divide el universo de empresas en dos grupos, utilizando como criterio la mediana con relación a la escala (número de facturas). El modelo de “Análisis Envolvente de Datos” se aplica para cada grupo.
- c) La variable *producto* está relacionada con el costo de comercialización depurado de los comercializadores, utilizando como insumos variables tales como: densidad (facturas/km de red), escala (número de facturas), y nivel de productividad (planta de personal).
- d) Una vez definidos el *producto* y los *insumos*, se establece una relación funcional entre los mismos que refleje la eficiencia relativa de cada comercializador.
- e) Mediante el modelo de optimización se establecen los parámetros que ponderan, para cada comercializador, el peso relativo de los insumos, obteniendo el nivel de *producto* eficiente para cada comercializador.

Sobre el costo base eficiente de cada comercializador se estableció un margen del 15%.

Posteriormente la CREG estableció para cada empresa el C_0 .

- **Variabilización del C_0 :**

Para expresar el costo base de comercialización en pesos por unidad de energía (\$/kWh), la CREG estableció la siguiente expresión:

$$C_{m,t} = C_0^*/CFM_{t-1} * [1 - \Delta IPSE] * IPC_{m-1}/IPC_0 \quad (31)$$

Donde:

C_0^* :	El costo base de comercialización
CFM_{t-1} :	El consumo medio facturado por la empresa en el año anterior.
$\Delta IPSE$:	La variación acumulada del índice de productividad. Se ha asumido como un 1 % anual.
IPC_{m-1} :	Índice de precios al consumidor en el periodo anterior a la de aplicación de la tarifa.
IPC_0 :	Índice de precios al consumidor en el periodo al cual está referenciado el C_0 (diciembre de 1995).

Como puede verse la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica ha estado vigente aproximadamente 16 años y es urgente su revisión. En 2012, la CREG mediante el documento 020 de 2012 y las Resoluciones CREG 044 y 045 de 2012 planteó una nueva metodología. En ese sentido se requiere que la CREG adopte la nueva metodología de remuneración de esta actividad.

12.3 Propuesta regulatoria sobre el MOR

Las empresas comercializadoras que atienden usuarios regulados realizan sus compras mediante contratos bilaterales; La CREG mediante la Resolución 20 de 1996, modificada por las Resoluciones CREG 021 de 1996 y 167 de 2008, ha establecido algunos parámetros que deben cumplir estas empresas en su proceso de compra de energía.

Adicionalmente la fórmula tarifaria (Ver Capítulo 6) establece un mecanismo de benchmarking para definir la componente de generación (G), que pagan los usuarios regulados. No obstante, la existencia de una brecha entre los precios de los contratos a usuarios regulados y los precios de los contratos a usuarios no regulados, aproximadamente 20 \$/kWh, han motivado a que la CREG plantee un mecanismo centralizado de compra de energía para el mercado regulado. Se han realizado varias propuestas desde el año 2006, orientadas a desarrollar dicho mecanismo de compra centralizado para adquirir la energía del mercado regulado, documento CREG 065 de 2006, documento CREG 077 de 2008,

Resolución CREG 023 y 069 de 2009 y finalmente Resolución CREG 090 de 2011. Los principales elementos incluidos en la propuesta vigente del MOR son:

- De obligatorio cumplimiento para los comercializadores que atienden el mercado regulado.
- Voluntario para la demanda no regulada.
- No es obligación para la oferta concurrir a las subastas.
- Los contratos tendrán una duración de un año.
- El riesgo de demanda lo asume la demanda.
- La asignación de obligaciones de compra y venta se realizará mediante un mecanismo de subasta de reloj descendente.
- Se establece una curva de demanda para efecto de establecer la curva de demanda que se cruzará con la curva de oferta.
- Se prevén garantías de comprador y garantías de vendedor. Igualmente garantías para quienes participen en la subasta con ofertas de venta.

La adopción del esquema MOR cambiaría sustancialmente la práctica de compra de energía para el mercado a usuario final y abre un espacio adicional para los usuarios no regulados. Es deseable que la CREG emita la resolución final.

12.4 Desarrollos regulatorios futuros

La Ley 142 de 1994 artículo 126, prevé la revisión de las fórmulas tarifarias cada cinco años, para lo cual el Decreto MME 2696 de 2004 reglamentó el proceso regulatorio. Dentro de los aspectos más relevantes para la revisión de las fórmulas tarifarias se encuentra la emisión de un acto administrativo que contenga las bases sobre las cuales se realizará tal revisión. Adicionalmente se prevé la emisión de una resolución para comentarios.

Las metodologías de remuneración de las actividades de distribución y transmisión electricidad fueron adoptadas en 2008 y 2009, respectivamente. Por tanto si al menos con un año de anticipación se debe disponer de las bases sobre

las cuales se realizará la revisión, las mismas deberían ser establecidas en este año, como lo ha previsto la CREG en su agenda regulatoria.

A continuación se presenta genéricamente algunos aspectos que podrían requerir revisión de parte de la CREG para estas dos metodologías.

12.4.1 Transmisión de energía eléctrica

- **Definición de la inversión:** las inversiones realizadas por los transportadores antes de 1999 se remuneran con base en el establecimiento de unidades constructivas (Ver Capítulo 9). En ese sentido se requerirá la revisión de las unidades constructivas vigentes y su valoración. La CREG enfrenta una dificultad en este sentido, puesto que la expansión del sistema de transmisión nacional se ejecuta mediante procesos de convocatorias, en los cuales no es obligación de los oferentes desagregar los valores de los activos involucrados en esas convocatorias, por lo cual la disponibilidad de la información podrá convertirse en un obstáculo a tener en cuenta al momento de elaborar esta revisión.

12.4.2 Distribución de energía eléctrica

- **Esquema de calidad:** la Resolución CREG 097 de 2008 en especial modificó el esquema de calidad, el cual estaba basado en el pago de compensaciones por el incumplimiento en metas de duración (DES) de la discontinuidad del servicio y de la frecuencia (FES) de las mismas. Dichos indicadores fueron reemplazados por el ITAD, el cual mide básicamente la energía dejada de vender frente a la energía vendida. Por tanto sería relevante revisar los aspectos del esquema que son susceptibles de mejora. En particular analizar el seguimiento que del esquema han hecho XM, el operador del sistema, y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). Adicionalmente la metodología de calidad de SDL no consideró como variable a controlar la frecuencia de las interrupciones, variable que golpea a los industriales.
- **Libre acceso:** la metodología de distribución (Resolución CREG 097 de 2008) contempló algunos elementos para garantizar que el derecho del

libre acceso a las redes, establecido en la Ley 142 de 1994, se concrete a través de la disposición de información oportuna, confiable y verás de parte de las empresas hacia el usuario. Este es uno de los elementos que podría reforzarse, para que los tiempos de respuesta, la disponibilidad de información, las áreas encargadas del proceso de conexión, estén claramente definidos y el usuario pueda validar de forma concreta este derecho.

- **Remuneración de los costos de AOM:** la Resolución CREG 097 de 2008, estableció como variable de control para remunerar los costos de administración, operación y mantenimiento, la calidad del servicio, de tal forma que si estos costos aumentan o disminuyen se pueda dar un incremento o disminución en el reconocimiento de los mismos según sea que la calidad media del agente presenta mejoras o deterioro. La implementación del esquema requiere entrega de información auditada de costos y gastos de parte de las empresas a la CREG y a la SSPD. Por lo cual se deben posibles ajustes en el procedimiento validación, aceptación o rechazo de la información presentada por los operadores de red. Es deseable propender por una coordinación entre las autoridades involucradas, evitando que puedan presentarse diferencias en la información reportada por las empresas y en consecuencia remuneraciones equivocadas.
- **Expansión de las redes de los sistemas de transmisión regional:** el Decreto MME 388 de 2007 dispuso que si un operador de red no tiene disposición de hacer los proyectos de expansión de STR, los mismos podrán ser ejecutados mediante el mecanismo que la CREG disponga. En ese sentido la CREG emitió para comentarios la Resolución CREG 198 de 2011, la cual propone el desarrollo de un mecanismo de subastas. La expedición de la resolución definitiva de la CREG es indispensable para poder desarrollar proyectos que han sido identificados con anterioridad y que no han sido ejecutados por los operadores de red.

- **Metodología de remuneración de la actividad de distribución:** la actividad de distribución se remunera a nivel de los sistemas de transmisión regional (STR) con una metodología de ingreso regulado y a nivel de distribución local (SDL) con una metodología de precio máximo. No obstante la adopción de los esquemas de áreas de distribución, en el cual los usuarios de una región geográfica determinada perciben el mismo cargo, a pesar de ser atendidos por diferentes operadores de red ha obligado a que la CREG desarrolle un esquema que requiere la liquidación centralizada, actividad que realiza XM. Por tanto resulta importante evaluar si la pertinencia de adoptar una metodología de ingreso máximo para remunerar la actividad de distribución a nivel de SDL, con lo cual se abriría espacio para establecer estampillas regionales, cumpliendo con el objetivo planteado por el Decreto MME 388 y sus modificaciones, se simplificaría el esquema actual de cruce de ingresos entre empresas, se facilitaría la implementación de cargos horarios. Finalmente al remunerarse las pérdidas como una variable separada de la actividad de distribución no se genera una pérdida de la señal de gestión de pérdidas.

13 PROPUESTAS PARTICULARES DE MEJORAS A LA REGULACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

13.1 Consideraciones sobre el marco institucional colombiano

A diferencia del marco institucional de otros países como Ecuador, en Colombia las funciones de planeamiento, regulación y vigilancia al cumplimiento de la regulación son desarrolladas por entidades diferentes (UPME, CREG, SSPD), adicionalmente la función política de la determina el Ministerio de Minas y Energía. Esto implica que entre estas entidades exista un proceso de coordinación adecuado.

En ese sentido se tienen las siguientes observaciones:

- La CREG ha desarrollado mecanismos de subastas tanto para la asignación de los proyectos de generación como de transmisión, los cuales buscan la determinación de precios eficientes y trasladan los riesgos de la ejecución y administración de los proyectos a los agentes adjudicatarios. No obstante la realidad ha mostrado la dificultad de ejecución de los proyectos, en gran parte por el trámite de la licencia ambiental. Por tanto sería deseable que la gestión ambiental sectorial sea orientada y coordinada por un Viceministerio de energía dentro del Ministerio de Minas y Energía, o en su defecto por una dirección ambiental como es en el caso Peruano, de otra forma el riesgo que enfrentan los inversionistas puede ser no gestionable.
- Fortalecimiento de la UPME: es la entidad a cargo del planeamiento del sector minero energético, asesora en este sentido las decisiones de política y adicionalmente complementa desarrollos regulatorios como es el caso de la realización de convocatorias para adjudicar los proyectos de expansión del sistema de transmisión. Adicionalmente, la UPME es una fuente de información estadística sectorial que permite a los agentes que participan en el sector o que tienen interés de participar a tomar decisiones. Por tanto es importante que la entidad mantenga una base de conocimiento institucional, para lo cual se requiere la permanencia de profesionales de alta calidad. Este objetivo no se puede lograr en la medida en que los bajos salarios ocasionan una tasa de rotación del personal alta, en este sentido se recomienda revisar la estructura orgánica de la entidad y el estatus salarial de sus profesionales, asesores y cuerpo directivo.

13.2 Consideraciones sobre el mercado mayorista colombiano

Es de amplio reconocimiento que la regulación del sector eléctrico colombiano ha evolucionado permitiendo la participación tanto del sector público como privado en forma adecuada, resguardando la independencia del regulador y permitiendo una adecuada coordinación entre la política emitida por el Ministerio y la regulación.

13.2.1 Despacho con ofertas semanales o periodos diferentes

En la actualidad el despacho económico de la operación de corto plazo (spot) se realiza para un horizonte de veinticuatro horas, no obstante la estructura de costos de algunos agentes y el tiempo de respuesta no está acorde con estos tiempos (el tiempo de despacho de los agentes térmicos puede requerir coordinación con otros sectores como es el caso del gas), esto lleva a pensar que probablemente el despacho podría alcanzar un nivel de optimización mayor si se realiza para periodos superiores a 24 horas.

Un periodo de tiempo mayor permite variabilizar de forma más eficiente costos fijos no observables en períodos muy cortos,

La implementación de esta medida permitiría:

- Realizar la coordinación gas – electricidad de forma óptima.
- Realizar la coordinación de mantenimientos tanto de generación como de transmisión con mejor información.
- Obtener precios del mercado spot óptimos.
- Participación directa de los grandes usuarios en la bolsa.
- Permite un mejor planeamiento de la operación.
- Establecer con mayor claridad los cubrimientos de los agentes que transan en la bolsa.

13.2.2 Asignación de sobrecostos por generaciones de seguridad

En la actualidad los sobrecostos operativos por generaciones de seguridad se asignan según la causa (Resolución CREG 063 de 2001). Dentro de las causas establecidas está la operación de activos de STR o SDL en límites que no garantizan la operación segura y confiable del sistema. No obstante para que al agente se le asignen estos sobrecostos es necesario que el operador de red solicite dicha generación. Normalmente los agentes no solicitan la generación de seguridad por lo cual los sobrecostos son asumidos por todos los usuarios.

Se propone que para las generaciones de seguridad ocasionadas por limitaciones de infraestructura, el operador de red involucrado evalúe las alternativas de solución e informe si está dispuesto a ejecutar esta infraestructura en un término claramente definido. Si el operador de red no tiene capacidad financiera para acometer las obras, las mismas deben ser subastadas según la normativa que la CREG desarrolle.

13.2.3 Creación del mercado de energía reactiva

Es necesario establecer el mercado de energía reactiva, lo cual configura un incentivo para que los generadores que tienen que producir o consumir este tipo de energía en aras de garantizar una operación segura, perciban una remuneración que justifique la posible pérdida de capacidad de generación de energía activa.

Un punto de partida sugerido por el Consultor es aplicar la tarifa plena de la energía activa a la diferencia de la energía reactiva real frente al valor que garantizaría un factor de potencia en atraso inferior a 0,9, en la actualidad esto sólo se aplica para las cargas conectadas a niveles inferiores al STN y sólo a la componente de distribución. Estos recursos se distribuirían entre los generadores que prestan el servicio. La liquidación sería horaria y no se requiere un esfuerzo regulatorio considerable.

13.3 Consideraciones sobre las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica

13.3.1 Libre acceso

Es necesario complementar los procedimientos de solicitud de acceso a las redes, de tal forma que se garantice que el usuario accede al punto de la red que más le conviene sin detrimento de las condiciones técnicas de la red y sin interferencia de aspectos comerciales.

13.3.2 Acceso a las redes remuneradas con la metodología de ingreso regulado

Para una empresa que sus inversiones son remuneradas con la metodología de Ingreso Regulado, la conexión de un nuevo usuario no representa un ingreso, por el contrario puede representar un costo en la medida en que se aumenten las pérdidas. Para garantizar el libre acceso se requiere como requisito indispensable, que los usuarios dispongan de información pública que indique la capacidad disponible. La Resolución CREG 097 de 2008 estableció este requerimiento, sin embargo es necesario buscar canales más efectivos, como podría ser la publicación de los estudios actualizados anualmente en la página web de la empresa y el envío de los estudios a la UPME y a la SSPD.

13.3.3 Cargos a nivel de transformación

El cálculo de los cargos de los diferentes niveles de tensión agrega las inversiones tanto en transformadores como en redes, por tanto no hay una asignación eficiente de los costos entre usuarios que están conectados directamente a un transformador y aquellos que usan las redes. Se sugiere establecer, al menos para los niveles de tensión 3 y 4, cargos de transformación y cargos de red, los cuales sólo deben ser aplicados a grandes usuarios.

13.3.4 Conexión de usuarios abriendo líneas

El reglamento operativo no limita la conexión de usuarios al sistema interconectado nacional mediante la apertura de líneas, lo cual configura el concepto de conexión profunda (activos de uso requeridos para responder positivamente una solicitud de conexión de un usuario). No obstante este concepto no ha sido desarrollado suficientemente, lo cual restringe la conexión de Usuarios a las líneas cuando es esta la mejor opción técnica y económica. Se sugiere que cuando se requieran conexiones profundas, se determinen los beneficios y costos, y los costos no cubiertos por los beneficios sean asumidos por el usuario.

13.3.5 Ajuste del cargo de administración, operación y mantenimiento (AOM)

El desarrollo regulatorio actual tanto a nivel de transmisión como a nivel de distribución, contemplaron el ajuste anual del ingreso regulado y de los cargos por revisión de los costos y gastos de AOM, y del desempeño de las empresas en la calidad prestada. Sin embargo se requieren algunos ajustes en cuanto al proceso adoptado, en la medida en que intervienen varias entidades como son: la CREG, la SSPD y XM.

Las empresas deben remitir a la CREG y a la SSPD la información relevante para hacer el ajuste, no obstante no es claro desde qué momento se debe realizar el ajuste; qué entidad debe establecer la revisión y verificación de la información; qué entidad orienta a XM para que este aplique las reducciones previstas bien sea porque las empresas no entregaron la información o porque la entregaron tardíamente o porque la información no se ajusta a los requerimientos establecidos por la regulación.

La falta de precisión en estos detalles es inconveniente para todos los involucrados en especial los usuarios que están expuestos a percibir tarifas altas y que no han sido avaladas por un buen desempeño en la gestión de gastos de la empresa o en su calidad.

13.3.6 Determinación de los costos eficientes en las actividades monopólicas

Las metodologías de remuneración de las actividades que constituyen monopolios naturales requieren valorar las inversiones de las empresas. En Colombia se han aplicado dos alternativas, en transmisión se implementó el mecanismo de convocatorias, la segunda metodología, aplicada en distribución valora los activos con costos de reposición a nuevo. Esta metodología implica:

- Conocer de una parte los costos de mercado de los equipos, materiales y mano de obra empleada para la ejecución de los proyectos.
- Conocer con un grado aceptable la vida útil de los activos.
- Determinar la forma de aplicación de los costos de reposición a nuevo.

La remuneración por costo de reposición a nuevo, independientemente de la antigüedad del activo, puede terminar sobre o sub remunerando las inversiones de la empresa, según la vida útil regulatoria refleje la vida útil real del activo. De otra parte el revisar cada periodo regulatorio el valor a reposición a nuevo implica trasladar a la empresa un riesgo que no puede controlar. Una alternativa es mantener el valor remunerado por el periodo de vida útil del activo y una vez superada la vida útil remunerar de forma separada las reposiciones.

13.4 Consideraciones sobre la integración horizontal y vertical

A diferencia de otros países como Perú, en Colombia no hay un seguimiento continuo a los índices de participación de un agente en las diferentes actividades de la cadena productiva (integración vertical) o en una de ellas (integración horizontal). Por tanto se sugiere que la CREG complemente los desarrollos regulatorios al respecto (para las actividades de distribución y de comercialización las Resoluciones CREG 001 de 2006 y 008 de 2006; para la actividad de generación la Resolución CREG 060 de 2007), lo cual incluye la designación del responsable, las fuentes de información y la periodicidad, entre otros aspectos.

ANEXO A - SIGLAS

ADD	Áreas de Distribución
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
AOM	Administración, Operación y Mantenimiento
ASEP	Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (Panamá)
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
CA	Comunidad Andina
CAC	Comité Asesor de Comercialización
CAPT	Comité Asesor de Planeamiento de Transmisión
CEE	Costo Equivalente de Energía
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía (Ecuador)
CNE	Comisión Nacional de Energía (Honduras)
CNO	Consejo Nacional de Operación
CNO GAS	Consejo Nacional de Operación de Gas Natural
CND	Centro Nacional de Despacho
COES	Comité de Operación Económica del Sistema (Perú)
CONELC	Consejo Nacional de Electricidad (Ecuador)
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DGH	Dirección General de Hidrocarburos
DGM	Dirección General de Minas
DNP	Departamento Nacional de Planeación

ESP	Empresa de Servicios Públicos
EPM	Empresas Públicas de Medellín
ENFICC	Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad
FAER	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas
FAZNI	Fondo de Apoyo Financiero para las Zonas No Interconectadas
FOES	Fondo de Energía Social
FSSRI	Fondo de Solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GN	Gas Natural
GPPS	Generadores con Periodos de Planeamiento Superior
IAN	Instituto de Asuntos Nucleares
ICEL	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
ICP	Instituto Colombiano de Petróleo
IHH	Índice Herfindahl-Hirschman
INGEOMINAS	Instituto Colombiano de Geología y Minería
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IPP	Índice de Precios al Productor
IPSE	Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas
ISA	Interconexión Eléctrica S.A. ESP
IVA	Impuesto al Valor Agregado

LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas
MEM	Mercado de Energía Mayorista
MHCP	Ministerio de Hacienda y Crédito Público
MME	Ministerio de Minas y Energía
MOR	Mercado Organizado Regulado
OEF	Obligaciones de Energía Firme
OLADE	Organización Latino Americana de Energía
OR	Operador de Red
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (Perú)
OXY	Occidental de Colombia
PB	Precio de Bolsa
PE	Precio de Escasez
PO	Precio de Oferta
PGN	Presupuesto General de la Nación
PIB	Producto Interno Bruto
PRONE	Programa de Normalización de Redes Eléctricas
RN	Reconciliaciones Negativas
RP	Reconciliación Positiva
RUPS	Registro único de Prestadores de Servicios Públicos Domiciliarios
SDL	Sistema de Distribución Local
SIC	Superintendencia de Industria y Comercio

SIN	Sistema de Interconexión Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
SUI	Sistema único de Información
TRM	Tasa Representativa del Mercado
UNR	Usuarios No Regulados
UR	Usuarios Regulados
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
XM	XM Compañía de Expertos de Mercados S. A. E.S.P.
ZNI	Zona No Interconectada

ANEXO B - BIBLIOGRAFÍA

- [1] Carilla Guía de Formulación y presentación de proyectos fondos FAER, FAZNI, SGR, FECF y programa PRONE desarrollado por la Ministerio de Minas y Energía y UPME en el 2011 (disponible en la página web http://www.upme.gov.co/Docs/CARTILLA_FONDOS_2011.pdf).
- [2] Decretos y resoluciones Ministerio de Minas y Energía (MME). <http://www.minminas.gov.co/mme/>
- [3] Documento preparado por Camilo Quintero para la UPME ORDEN 220-2009189 “*Consultoría para el análisis de la normatividad y regulación aplicable al STN y a los STR en lo que respecta a las funciones de planeación que realiza la UPME y consolidación de una metodología de evaluación de proyectos del STN y STR*”, diciembre de 2009. Disponible en:
http://www.upme.gov.co/docs/Contratos/INFORME_FINAL_ORDEN_91_89.pdf
- [4] Estudio sobre “*Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Honduras*”. Producto No. 5 Propuesta de Metodología dirigida al mejoramiento tarifario y de regulación económica para el sector eléctrico de Honduras. Documento MMH-006 preparado para la OLADE. Marzo de 2013.
- [5] Estudio sobre “*Modelos de Mercado, Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico en América Latina y el Caribe – Perú*”. Producto No. 1, 2 y 3 preparados para la OLADE. Diciembre de 2012, enero y marzo de 2013.
- [6] Experiencia del Consultor en temas regulatorios en países de Panamá, Ecuador y Perú.
- [7] Informe de Administración y Operación del Mercado eléctrico Colombiano, XM S.A. E.S.P., 2011
- [8] Informes Consolidados del Mercado mensuales, XM S.A. E.S.P., 2012.

- [9] Ley 142 de 1994. Régimen de los Servicios Públicos Domiciliarios.
- [10] Ley 143 de 1994. Régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.
- [11] Memorias al Congreso de la República 2011-2012 y 2010 -2011 en lo referencia al Sector de Energía del Ministerio de Minas y Energía Eléctrica.
- [12] Resoluciones Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).
http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php
- [13] Resoluciones Unidad de Planeación Minero Energético (UPME).
<http://www1.upme.gov.co/>
- [14] Sitio Web oficial del operador del mercado eléctrico colombiano (XM).
<http://www.xm.com.co/Pages/Home.aspx>
- [15] Sistemas de información sector eléctrico colombiano:
- Neón (XM): <http://sv04.xm.com.co/neonweb/>
 - SUI (SSPD): <http://www.sui.gov.co/SUIWeb/logon.jsp>
 - SIMEC (UPME): <http://www.simec.gov.co/>