



Colombia

Análisis del Sector Eléctrico



Corporación Andina de Fomento - CAF • Vicepresidencia de Infraestructura
Informes Sectoriales de Infraestructura • Año 4 N° 3 • Septiembre de 2006

ÍNDICE

I.	INTRODUCCIÓN	2
II.	LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	2
	1. Evolución histórica del sector	2
	2. Objetivos de la reforma	4
	3. Vinculación de capital privado al sector	7
	4. Política sectorial	15
III.	ARQUITECTURA INSTITUCIONAL DEL MERCADO	18
	1. Labor de vigilancia y control: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)	18
	2. Labor de regulación: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	19
	3. Labor de planeación indicativa: Unidad Planeación Minero Energética (UPME)	21
	4. Ministerio de Minas y Energía y las políticas de los servicios públicos	22
	5. Efectos de la estructura institucional	22
	6. Reformas en marcha sobre la estructura institucional actual	24
IV.	CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO	25
	1. Aspectos generales de la organización en la prestación de los servicios públicos domiciliarios	25
	2. Mercado de energía	25
	3. Participación del sector privado	30
V.	ESTRUCTURA NORMATIVA DEL SECTOR	31
	1. Regulación de tarifas	31
	2. Condiciones de participación en la industria	32
	3. Competencia	35
VI.	FONDOS PÚBLICOS DEL SECTOR ELÉCTRICO	37
	1. Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos	37
	2. Fondo de Apoyo a la Energización Rural en Zonas No Interconectadas (FAZNI)	41
	3. Fondo de Energía Social (FOES)	42
	4. Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas	44
	5. Expectativas sobre los fondos de infraestructura	46
VII.	CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA DE ENERGÍA	47
	1. Funcionamiento del mercado colombiano	47
	2. Competencia en el mercado de generación de energía	52
VIII.	REGULACIÓN DE PRECIOS TECHO PARA LA GENERACIÓN FORZADA FUERA DE MÉRITO	54
	1. Antecedentes de la Resolución CREG 034 de 2001	54
	2. Decisiones adoptadas por la comisión	55
	3. Principales argumentos de la industria acerca de la Resolución CREG 034 de 2001	56
IX.	TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD	58
	1. Antecedentes	58
	2. Reglas fundamentales de la Decisión CAN 536	59
	3. Transacciones internacionales Colombia–Venezuela	59
	4. Transacciones internacionales de electricidad de corto plazo (TIE)	60
	5. Cifras de las transacciones de corto plazo entre Ecuador y Colombia	66
X.	METODOLOGÍAS PARA LA DEFINICIÓN DE LAS TARIFAS	67
	1. Fórmula tarifaria	67
	2. Generación	67
	3. Transmisión	68
	4. Distribución	71
	5. Comercialización	73
	6. Subsidio al consumo	75
XI.	ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN DEL ESQUEMA REGULATORIO ACTUAL	75
	1. Mercado mayorista de energía	75
	2. Fórmula tarifaria para usuarios regulados	78
	3. Indicadores de calidad	80
XII.	ALTERNATIVAS Y ESTRATEGIAS DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN EN COLOMBIA	80
	1. Proyección de la demanda en Colombia	81
	2. Proyectos de expansión en generación en Colombia	82
	3. Proyectos de expansión en Ecuador	83
	4. Proyectos de expansión en Panamá	84
	5. Costo marginal de energía para el corto y largo plazo	86
	6. Intercambios de energía	86
	7. Expansión de la transmisión	86
	8. Análisis de largo plazo	87
	9. Análisis de intercambios con la CAN y SIEPAC	87
	ANEXO 1. NÚMERO DE USUARIOS Y EVOLUCIÓN	88
	ANEXO 2.	91
	1. Demanda de potencia	91
	2. Transacciones internacionales de energía	91
	ANEXO 3. EVOLUCIÓN TARIFA MEDIA RESIDENCIAL	92

I. INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico en Colombia ha sufrido un proceso de transformación importante durante la última década. Esta transformación, en gran medida se debe a la expedición de un marco legal sectorial robusto y estable, conformado por dos importantes leyes de carácter económico. Se requiere, no obstante, de importantes esfuerzos para terminar de implementar y sostener las reformas. La descripción de los objetivos de las leyes vigentes permite identificar los derroteros que busca la regulación y los principales obstáculos que se han presentado en el camino.

La reforma del sector eléctrico colombiano, al igual que sucedió en muchos países de América Latina, buscó introducir eficiencia en la gestión de las empresas, incentivar la vinculación de capital privado y brindar transparencia en las reglas de juego del sector. Esta transformación fue sustentada en decisiones de diversa índole, pero sobre todo en el nuevo papel que debía asumir el Estado frente a la prestación del servicio de acuerdo con los preceptos constitucionales, generándose entonces una nueva arquitectura institucional.

A partir de 1994 el sector eléctrico comienza a ajustar su organización y la participación del sector privado, estableciéndose nuevas estructuras sectoriales. Se desarrolla una estructura normativa para el sector, se establecen condiciones de participación en la industria y otros elementos que permitieron definir las responsabilidades de los diversos agentes en la cadena de prestación del servicio.

Dentro de esta transformación sectorial se buscó proteger a los usuarios del servicio de menores ingresos. Para esto se ha hecho uso de un mecanismo de reasignación de rentas entre los usuarios del sector a través de un fondo de solidaridad. Paralelamente a este mecanismo de subsidios administrado por el Estado han surgido otros Fondos destinados a financiar la construcción de infraestructura, cuya la sostenibilidad y beneficio real es analizado.

Adicionalmente se resumen los principales logros obtenidos en el marco regulatorio sectorial, entre los que se incluye la organización del mercado de energía mayorista, las transacciones internacionales de electricidad y las metodologías vigentes para la estimación de las tarifas.

Finalmente se hace una revisión sobre los principales temas regulatorios en discusión durante el año 2005 y una revisión de las alternativas y estrategias para la expansión de la generación en Colombia en el mediano plazo planteadas por el Estado.

II. LA REFORMA DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

1. Evolución histórica del sector

El sector eléctrico colombiano ha evolucionado desde la existencia, en una primera etapa incipiente en los principios del Siglo XX, de empresas de carácter privado que tuvieron la iniciativa de invertir en un sector que posteriormente fue nacionalizado al considerarse, en su momento, la prestación del servicio de energía como una actividad de interés público.

A finales de los años cuarenta las empresas del sector eléctrico eran públicas y prestaban el servicio en las ciudades principales. Posteriormente el Gobierno, con el objeto de ampliar la cobertura, establece una gran empresa¹, más tarde denominada ICEL, encargada de llevar el servicio a ciudades más pequeñas y zonas más apartadas, especialmente rurales. A través de esta estrategia el Gobierno Nacional buscaba liderar la planificación del sector eléctrico y el desarrollo de la infraestructura de generación y distribución, impulsando la constitución de empresas regionales de naturaleza pública o mixta. Se establecieron otras entidades regionales, como la Corporación Autónoma del Valle del Cauca (CVC), en el suroeste del país, conformada en 1954, encargada también del suministro del servicio eléctrico a través de la ejecución directa de las actividades de generación y distribución de energía, así como la coordinación de los sistemas eléctricos en la región.

Como resultado de la transformación de las empresas surgidas en esta etapa inicial de expansión, se crearon electrificadoras regionales donde la nación tiene o ha tenido una participación accionaria importante o mayoritaria². En 1958 ya existían 16 electrificadoras regionales. Para la prestación del servicio en la Costa Atlántica se creó la empresa CORELCA, asignándosele la responsabilidad de construir y operar plantas generadoras, líneas y subestaciones de interconexión, y a través de filiales electrificadoras regionales cedidas por el ICEL, la distribución y comercialización de energía.

Durante el período 1967-1992, el Gobierno Nacional ejerció un control indirecto de las electrificadoras a través del control que ejercía sobre el ICEL y las demás empresas con operaciones en las regiones. Este mecanismo le permitía al Gobierno la administración indirecta de los recursos del Presupuesto Nacional destinados a mejorar la infraestructura y ampliar la cobertura. No obstante, esta estrategia no resultó en empresas técnica o institucionalmente fuertes.

A solicitud de la Vicepresidencia de Infraestructura de la CAF, este informe ha sido elaborado por Ana María Briceño.

1. Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (Electroaguas) (1946).

2. Actualmente existen 13 electrificadoras regionales, en 11 de las cuales la Nación cuenta con participación mayoritaria.

En 1967 se creó la Sociedad de Interconexión Eléctrica (ISA), con participación accionaria de Empresas Públicas de Medellín (EPPMM) y de la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), la empresa regional CVC y la empresa que se había creado para hacerse cargo de la electrificación en zonas más apartadas y rurales, ICEL. Esta nueva entidad tenía como responsabilidad interconectar las empresas que se habían venido conformando, lo cual explica su conformación accionaria inicial. Adicionalmente, tenía a su cargo la construcción de plantas generadoras que tuvieran relevancia nacional y la operación del sistema. En resumen, el Estado conformó empresas de carácter regional a cargo del desarrollo de la infraestructura de redes y la comercialización a usuario final y una empresa nacional que estaría a cargo de la interconexión y la ejecución de proyectos de generación. La condición regional de las empresas facilitó que su operación dependiera de intereses políticos, lo que ocasionó una gestión ineficiente tanto en su operación como en el tipo y la forma de inversiones que se ejecutaron.

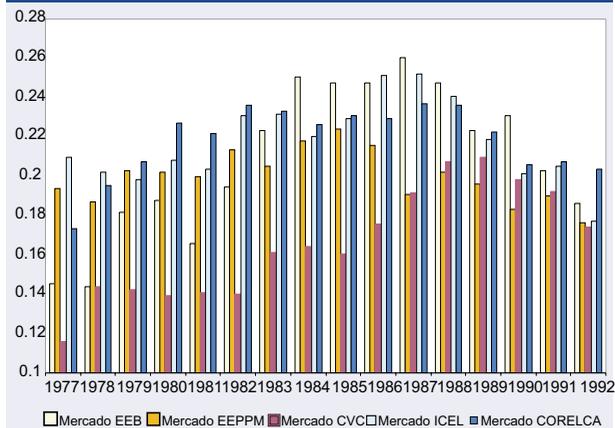
En 1938 la cobertura urbana del servicio de electricidad se estimaba en 48% y no existía cobertura rural. En 1985, el 95% de los hogares urbanos y el 41% de los rurales ya contaban con electricidad, lo cual era comparable con la cobertura de Chile, Brasil y Ecuador, que tenían coberturas promedio urbano-rurales cercanas al 80%, por otro lado, en ese momento, Venezuela, Uruguay y Argentina se consideraban países con mayor electrificación, con coberturas superiores al 90%.

A través de la Ley Orgánica del Presupuesto en 1989 (Ley 38 de 1989), se introdujo la aprobación de presupuestos de ingresos y gastos de las empresas industriales y comerciales del Estado por parte de los Ministerios de Minas y Energía, Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación. Esto significaba que la Nación podría verificar directamente la ejecución de los presupuestos de estas empresas.

En el período 1992-1994 el Gobierno Nacional modificó los mecanismos de intervención en las empresas del sector. Mediante el Decreto 700 de 1992 se eliminó el control del ICEL sobre las electrificadoras, por lo que sería la Nación la que de ese momento en adelante asumiría el control directo sobre la administración de sus filiales. Posteriormente, sin embargo, se hizo evidente las regiones adquirieron mayor influencia sobre las empresas. En este período se acentuaron las dificultades financieras de las distribuidoras y las necesidades de aportes del Gobierno Central para el sector fueron cada vez mayores.

El comportamiento histórico de los índices de pérdidas evidenciaba una mejor gestión en mercados como el de la CVC y EPPMM, mientras los mayores problemas se presentaban en los mercados de Bogotá, CORELCA e ICEL. Esto era consistente con los problemas financieros de las empresas y su necesidad inminente de reestructuración.

Gráfico 1: Pérdidas de energía por mercados (1977-1992)



Fuente: ISA Balance Energético Histórico.

Se estima que la inversión en proyectos de generación hidroeléctrica entre los años setenta y ochenta fue superior a los US\$ 9.000 millones, sin que los ingresos para financiar esta infraestructura fueran garantizados por el sector. Esto se explica por dos factores principales, las tarifas correspondían a criterios que no necesariamente eran criterios de costos y la gestión de las empresas, especialmente las distribuidoras-comercializadoras era deficiente, ocasionando déficit en todo el sector. Por otra parte, cabe destacar los sobrecostos de los mega proyectos hidroeléctricos que se acometieron en ese período.

El programa de inversiones del sector se financió casi en su totalidad con recursos de crédito externo. Entre 1970 y 1987, el Banco Mundial y el BID prestaron al sector alrededor de US \$3.800 millones. La deuda llegó a representar cerca del 30% de la deuda externa colombiana. En 1994 el 18% de la deuda externa del sector público de largo plazo correspondía al sector eléctrico.

Cuadro 1: Operaciones totales de deuda de largo plazo

	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Gobierno Central	37,1%	36,7%	37,4%	43,0%	42,8%	44,5%
Sector público no financiero	42,6%	41,1%	39,1%	31,6%	33,6%	33,3%
Eléctrico	21,2%	21,0%	20,3%	18,5%	19,4%	18,0%

Fuente: Banco de la República. Balanza de pagos.

Cuadro 2: Saldo de la deuda externa del sector público (1989-1994)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Mediano y largo plazo	13.835	14.586	14.464	13.487	13.164	12.974

Cifras en millones de dólares.
Fuente: Banco de la República.

En 1991 el sector acumuló un ahorro bruto de US\$ 550 millones, pero al considerar los pagos por concepto de servicio de la deuda, el déficit efectivo de generación de recursos se estimaba en aproximadamente US\$ 1.000 millones. De esta forma, para 1994 la deuda del sector eléctrico estaba alrededor de US\$ 2.300 millones. Esta situación motivaba el impulso a la reestructuración del sector.

Los préstamos de sólo uno de los organismos de banca multilateral llegaron a US\$ 2.750 millones, con lo que se financió el 30% de la capacidad de generación existente, representada en 11 centrales hidroeléctricas, entre las que se contaban San Carlos, Guavio y Chivor, cada una con una capacidad de alrededor de 1,000 MW y Porce II, de 400 MW, que entró en operación en 2001, así como alrededor de 35% de la infraestructura del sistema de transmisión nacional.

2. Objetivos de la reforma

Ante esta perspectiva, la reforma en la prestación de los Servicios Públicos Domiciliarios en Colombia surgió en primera instancia de la necesidad creciente de vincular inversionistas privados para liberar al Gobierno Central de la carga en las finanzas públicas que representaba asegurar la sostenibilidad del sector. La ineficiencia en la gestión de las empresas no pudo ser superada a pesar de los esfuerzos que en su momento hizo el Gobierno Nacional para incentivar a éstas a mejorar la gestión, por lo cual este era el segundo objetivo que de manera simultánea se perseguía al implementar la reforma.

La reforma que se implementó en Colombia siguió los lineamientos generales de los modelos que se comenzaron a implementar en Latinoamérica desde 1980. De esta manera, se buscó liberalizar la industria, introducir competencia e incentivar la eficiencia, protegiendo al

consumidor. De esta forma sería posible alcanzar algunos otros objetivos, igualmente importantes, entre los que se contaban mejorar la calidad del servicio, lograr la expansión y cobertura eficiente en la prestación de éste, y revelar los costos a través de un esquema tarifario que hiciera a la industria sostenible.

Para adelantar la reforma se sentaron importantes bases legales que han resultado ser el elemento más importante de los cambios desarrollados hasta el momento. El primer ajuste importante es el de la concepción del papel del Estado, que permite que inversionistas privados participen en la prestación de los servicios públicos, reservándose únicamente las facultades de regular, vigilar y controlar.

En Colombia la Constitución Política de 1991 fijó las bases legales de la reforma:

"Artículo 365. Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. Si por razones de soberanía o de interés social, el Estado, mediante ley aprobada por la mayoría de los miembros de una y otra cámara, por iniciativa del Gobierno decide reservarse determinadas actividades estratégicas o servicios públicos, deberán indemnizar previa y plenamente a las personas que en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita.

Artículo 367. La ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos.

Los servicios públicos domiciliarios se prestarán directamente por cada municipio cuando las características técnicas y económicas del servicio y las conveniencias generales lo permitan y aconsejen, y los departamentos cumplirán funciones de apoyo y coordinación.

La ley determinará las entidades competentes para fijar las tarifas.

....." (subrayado fuera de texto)

Las disposiciones constitucionales iniciaron un proceso que tomó varios años en concretarse, permitiendo los grandes cambios a partir del racionamiento de 1992-1993. En el momento en que se emprende la reforma, el sector enfrentaba diversas crisis en aspectos como: i) las empresas prestadoras del servicio, empresas públicas de carácter regional o nacional, en general tenían grandes ineficiencias de orden técnico y administrativo; ii) gran ingerencia política sobre las decisiones empresariales en el sector; iii) requerimientos importantes de recursos públicos para la inversión, especialmente en la expansión de generación; iv) déficit creciente en las operaciones del sector, que debía ser cubierto con recursos del Presupuesto General de la Nación; y v) baja calidad en la prestación del servicio.

El detonante político que impulsó un inicio más concreto de la reforma, fue el racionamiento de los años 1992 y 1993. Entre el 1º de enero y el 1º de abril de 1992 el racionamiento por déficit de energía fue de 958 GWh, que correspondía al 11% de la demanda, y entre el 2 de marzo de 1992 y el 1º de abril de 1993 de 6.138 GWh, equivalente al 16% de la demanda. El racionamiento permitió evidenciar los profundos problemas relacionadas con la gestión del sector hasta ese momento, y los costos que implicaba para el Gobierno Nacional asegurar su sostenibilidad.

De manera concreta se identificaban, entre otros, dos problemas: i) baja disponibilidad del parque térmico existente y ii) alta dependencia de la generación hidroeléctrica (cerca de 80% de la capacidad instalada). En 1992 antes de iniciarse el racionamiento, las reservas hidráulicas del Sistema Interconectado Nacional eran del 39,7% de la capacidad total del embalse y la disponibilidad de las plantas térmicas era del 63,8%. Por otra parte se

habían retrasado importantes proyectos como Guavio³ que debían incorporarse para asegurar que la demanda fuera abastecida plenamente.

Varios elementos fueron considerados dentro de la reforma:

- Que la Nación debía redefinir su papel para fortalecer instituciones reguladores que tuvieran una visión integral de costos y precios para definir las tarifas, mejoramiento de la eficiencia del servicio, disminución de costos, repunte de productividades y aproximación a criterios de mercado.
- Que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y por lo tanto, que el Estado debía organizar la prestación de los servicios públicos en la forma más conveniente para el usuario, para lo cual se debía garantizar que hubiera recursos suficientes para lograr la existencia misma del servicio, es decir, la cobertura, asegurar la eficiencia del servicio, a través de menores costos y menores tarifas, y obtener buena calidad de los servicios.
- Que se debía contar con cinco instrumentos básicos en el desarrollo de la nueva estructura: libertad de entrada a quienes quieran prestar los servicios; competencia entre quienes los presten, cuando la competencia sea posible; control sobre quienes presten servicios en condiciones de monopolio, para evitar abusos en la posición dominante; y sanciones eficaces para los infractores de las normas.

De acuerdo con la exposición de motivos de la Ley, la libertad de entrada y salida tiene como propósito buscar condiciones de competencia para los prestadores del servicio, sin necesidad de recurrir a la opción de privatización, la cual se usaría exclusivamente como alternativa para mejorar la eficiencia. A través de las "Comisiones de Regulación" el Presidente podría ejercer la facultad que le da el artículo 370 de la Constitución, de señalar las políticas generales de administración y control de la eficiencia de los servicios públicos domiciliarios⁴.

En el desarrollo de las disposiciones Constitucionales que le dieron al Congreso la facultad de determinar el régimen jurídico de los servicios públicos y de determinar quiénes serían las entidades competentes para fijar las tarifas, se expidieron dos leyes fundamentales que cimentaron las reformas del sector eléctrico Colombiano: la Ley 142 de 1994 o Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y la Ley 143 de 1994 o Ley Eléctrica.

3. Central Hidroeléctrica construida por la Empresa de Energía de Bogotá y que entró en operación en 1992 adicionando una capacidad efectiva de 1.000 MW².

4. El Artículo 370 de la Constitución Nacional establece: "Corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que los presten".

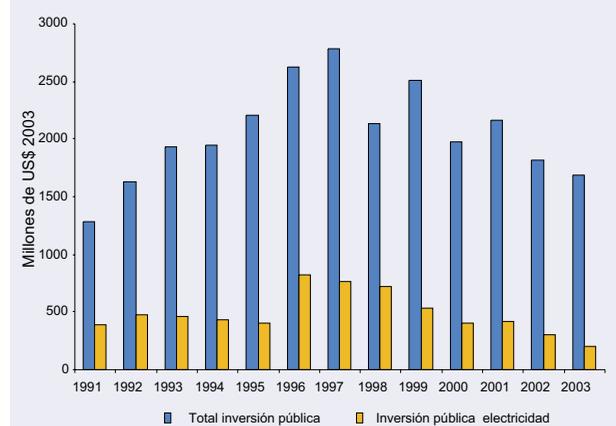
Las Leyes 142 y 143 de 1994 se consideran leyes de carácter económico que determinaron elementos esenciales sobre la forma en que se prestaría el servicio público de energía eléctrica. Entre los elementos económicos más importantes contenidos en estas leyes vale la pena destacar los siguientes:

- Promoción de la competencia: en este sentido el marco legal prevé una obligación general para las Comisiones de Regulación, y de manera específica de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), de promover la Competencia cuando sea posible. La Ley reconoce la competencia como herramienta para obtener precios eficientes y para mantener niveles de calidad adecuados en la prestación del servicio.
- Elementos de la regulación de precios en actividades monopólicas: en aquellas actividades donde existen monopolios naturales, el marco legal ordena a las Comisiones de Regulación determinar los precios a través del reconocimiento de costos en condiciones de eficiencia económica y suficiencia financiera. Se incluye la obligación de que el régimen tarifario cuente además con un esquema de solidaridad, y la obligación para las Comisiones de fijar estos precios con criterios de transparencia y simplicidad. Así mismo se obliga a las Comisiones a fijar las condiciones de calidad en la prestación de estos servicios, como criterio necesario para aplicar la regulación por incentivos que previó la Ley. El marco legal incluye otro elemento importante de la regulación por incentivos que es la determinación de períodos tarifarios con una duración de cinco años.
- Elementos de organización industrial: la Ley tiene provisiones claras sobre la organización de la industria. Es así como se dispone la separación de actividades y, se incluyen las herramientas que permiten que a través de la regulación se evite la concentración de la propiedad accionaria, cuando sea necesario.
- Derechos de Usuarios: el régimen legal determina por primera vez en Colombia, los elementos que garantizan la protección de los usuarios del servicio de energía eléctrica. El usuario no sólo cuenta con un ente especializado en la vigilancia y control de los Servicios Públicos sino que cuenta con la definición clara de sus derechos y sus obligaciones.

- Especialidad: no sólo se definió un régimen legal para la prestación de los servicios públicos en general, sino los elementos específicos de la prestación del servicio de energía eléctrica lo que le dio mayor profundidad y consistencia a las reformas. La Ley Eléctrica contiene elementos de la organización de la industria que han sido herramientas importantes del desarrollo regulatorio. Es importante destacar por ejemplo la creación del Administrador y Operador del mercado de energía mayorista dentro de la industria

A partir de la expedición del régimen legal del servicio, se empezaron a concretar las reformas en la dirección esperada. Se contaba con los elementos esenciales para comenzar a desarrollar el marco regulatorio del sector, que serviría para dar certidumbre a los inversionistas e impulsar la participación de nuevos agentes en el sector. Es importante destacar que los años posteriores a la expedición de las Leyes 142 y 143 de 1994 resultaron ser bastante críticos desde el punto de vista financiero para el sector y para la Nación, lo que obligaba a tomar decisiones rápidas para la vinculación de capital privado. Algunos de estos procesos tuvieron éxito y otros, aún hoy, no han podido ser concretados. De esta forma, dadas las necesidades de expansión en el sector y de apoyar empresas débiles financieramente, entre 1995 y 1997 la inversión pública creció a una tasa anual de 13% anual y, específicamente, la del sector eléctrico a una tasa de 43% anual aproximadamente. En 1996 el sector eléctrico llegó a participar en 31,5% de la inversión pública total en infraestructura y en 1998 en 33,6%, mientras en 2003 ya había alcanzado a reducir su participación hasta un 12%.

Gráfico 2: Inversiones en el sector eléctrico (1991-2003)



Cifras en millones de dólares de 2003.
Fuente: Dpto.Nacional de Planeación. Archivo: inversión histórica.

Cuadro 3: Déficit del sector público no financiero y sector eléctrico (1997-2001)

Entidades sector público no financiero	1997	1998	1999	2000	2001
Déficit(-) / Superávit (+) Sector eléctrico	-225	-558	-248	7	117
Déficit (-) / Superávit (+) Total	-3.498	-3.537	-5.119	-3.203	-3.138

Cifras en millones de dólares.
Fuente: Banco de la República.

En 1996 el sector eléctrico, dada la magnitud de sus proyectos y operaciones, había utilizado el 77% del cupo de endeudamiento con garantía de la Nación, que correspondía al 30% del cupo de endeudamiento total.

En 1997 el déficit del sector eléctrico público representó el 0,24% del PIB, en 1998 el 0,56% del PIB y en 1999 el 0,29% del PIB. Para el año 2000 el sector empezó a mostrar superávit en su operación. En 1996 la Nación se comprometió con un saneamiento financiero del sector que significó cruces de deuda y refinanciamientos a favor de las empresas distribuidoras por un total de cerca de \$565 millones de dólares de 1996. Estas operaciones buscaban respaldar las operaciones de las empresas distribuidoras – comercializadoras frente al mercado de energía. El déficit de estas empresas estaba generando faltantes financieros, que eran críticos en el caso de CORELCA y empezaban a volverse graves para empresas como ISA e ISAGEN y que por supuesto resultaba en señales que generaban desconfianza a los inversionistas privados para acometer proyectos en generación, transmisión y distribución.

La Nación también realizó medidas de saneamiento para ISA, CORELCA, ICEL y Central Hidroeléctrica de Betania (CHB), por valor de US\$ 1.626 millones. Los principales problemas identificados en las empresas se referían a altos gastos de funcionamiento, resultado de los altos costos de las convenciones colectivas de trabajo y de amortización de pasivos pensionales, a lo cual se destinaba en promedio, para 20 empresas del sector, el 20% de los ingresos y en promedio, para 8 empresas, más del 30%.

3. Vinculación de capital privado al sector

Como parte de las políticas de liberalización, donde el Estado adquiere un nuevo rol en la economía, Colombia emprendió procesos de privatización en varios sectores, incluyendo el eléctrico que en ese momento contaba con buena parte de los elementos requeridos para ser incorporado a este proceso.

En 1995 se creó el Comité de Participación Privada, por parte del Consejo Nacional de Política Económica y

Social (CONPES), con el fin de coordinar y hacer seguimiento a la estructuración y puesta en marcha a los procesos de vinculación de capital privado. El Comité estaba conformado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, el Departamento Nacional de Planeación y el Ministerio sectorial, que en el caso particular del sector eléctrico corresponde al Ministerio de Minas y Energía. Los procesos de privatización del sector eléctrico, emprendidos durante esa primera etapa, tuvieron buenos resultados, gracias a: indicadores macroeconómicos que reflejaban condiciones que resultaban atractivas para la inversión privada en el país, interés por la inversión en países en desarrollo y un trabajo detallado y técnico en la estructuración de los procesos. De esta manera, a través un mecanismo de ofertas públicas se logró una importante vinculación de capital privado e inversionistas estratégicos a la industria, bajo diferentes modalidades.

Procesos de vinculación de capital privado en generación

En 1997 se llevó a cabo la ejecución de la primera fase de privatizaciones del sector eléctrico, con procesos de vinculación de capital privado en la propiedad de algunos activos de generación eléctrica, y de venta de la participación accionaria de la Nación en la Empresa de Energía del Pacífico (EPSA) (antigua CVC)⁵, empresa de distribución–comercialización con una importante capacidad de generación integrada.

Los activos de generación que se ofrecieron fueron las centrales hidráulicas de Betania y Chivor, y las centrales térmicas Termocartagena y Termotasajero y tres plantas térmicas de propiedad de ECOPETROL, Ocoa, Yumbo y Gualanday. Estas últimas instaladas como resultado de las inversiones que la empresa ejecutó, de acuerdo con los lineamientos del Gobierno, para ayudar a cubrir el déficit de generación que se presentó durante el racionamiento de comienzos de la década de los 90.

Del primer paquete de operaciones que se había propuesto el Gobierno, se lograron concretar las transacciones que se exponen en el Cuadro 4.

5. De acuerdo con lo establecido en el Decreto 1275 del 21 de junio de 1994, mediante el cual se reestructuró la Corporación Autónoma Regional del Cauca (CVC) y se creó la Empresa de Energía del Pacífico S.A. (EPSA), en 1996 la FEN inició la contratación de una banca de inversión para vender el 100% de las acciones de la nueva empresa, de las cuales, hasta el 55% podían ser adquiridas por el sector privado.

Cuadro 4: Balance de los procesos de privatización del sector eléctrico (1996-1997)

PROCESO	AÑO	CAPACIDAD MW	PRECIO BASE	VALOR VENTA
Chivor	1996	1.000	601	623,9
Betania	1996	510	359	487,7
Termocartagena	1996	180	15	26,98
Termotasajero	1996	150	29	18,66
EPSA	1997	860	481	470,29

Cifras en millones de dólares.
Fuente: Banco de la República.

Se debe anotar que las ofertas tenían previstas dos etapas, de acuerdo con las obligaciones previstas en la Ley de Privatizaciones. La primera etapa de oferta al sector solidario y la segunda a cualquier inversionista calificado, de acuerdo con los requerimientos técnicos incorporados en los pliegos de condiciones de la transacción.

Por ejemplo en el caso de la oferta por la planta Termotasajero, en la primera etapa se efectuó el 100% de la operación y esto le dio la participación mayoritaria al sector solidario (56,70%) y en el caso de Termocartagena el sector solidario obtuvo el 87,5% del 100% de la participación ofrecida en la venta. En los demás procesos el sector solidario obtuvo participaciones inferiores al 1%.

Aún cuando la participación del sector solidario es deseable, este tipo de operaciones resultaba riesgosa, al no haberse logrado la incorporación de un operador estratégico. Los nuevos inversionistas vinculados al país incluyeron a Chilgener (Chile), Endesa (Chile), Houston Industries (USA) y Electricidad de Caracas (Venezuela). El Gobierno hizo esfuerzos importantes para poder emprender los procesos mencionados y otros posteriores. Estos esfuerzos incluyeron, reestructuración de la deuda de las empresas, capitalización por parte de la Nación y transformación de algunas empresas.

En 1993 se estimaba que la participación del sector privado en la actividad de generación era del 1,6% y al final de la primera etapa de privatizaciones se estimaba en el 38,6%. No obstante este cambio mostrado en la participación del sector privado no fue, en su mayor proporción, resultado de la inversión de capital de riesgo, como se verá más adelante.

Después de la primera etapa, otros procesos de vinculación de capital privado en empresas generadoras de propiedad de la Nación no tuvieron éxito. En el caso del proceso de vinculación de inversionistas privados a la

empresa ISAGEN, valorada inicialmente en cerca de US\$ 415 millones, existieron tres razones principales: la existencia de unas contingencias importantes⁶, la falta de decisión política y el interés limitado de los inversionistas. Este proceso fue suspendido en 2001, sin embargo recientemente se ha anunciado la vinculación de capital a ISAGEN en un esquema similar al utilizado por ISA en el proceso de democratización accionaria. Tampoco se concretó la vinculación de capital privado a la actividad de generación de la empresa CORELCA, que en una gran proporción contaba con activos de generación con compromisos de compra de energía de largo plazo (PPA). Esas dos circunstancias han hecho que la Nación mantenga una participación de 31% en el mercado de energía mayorista, aunque dicha participación se ha dado a través de empresas con administraciones independientes.

Papel del Estado en inversión nueva en generación en el período posterior a la reforma

Con expectativas de crecimiento en la demanda de casi el 6% anual para el periodo 1993-2000, existía motivación para buscar la incorporación de nuevos proyectos de generación, para lo cual el Gobierno se trazó dos premisas: i) que la Nación no iba a ejecutarlos directamente y ii) que se debía buscar diversificar el tipo de generación instalada en el país. De la capacidad de generación instalada hasta 1995, 240 MW habían sido construidos y eran operados por el sector privado: las termoeléctricas de Proeléctrica y Flores I, las cuales se ejecutaron exitosamente. En 1995 el 78% de la capacidad efectiva total del sistema interconectado nacional correspondía a plantas hidráulicas y 22% a plantas térmicas. Adicionalmente, se contaba con una capacidad de importación de 150 MW desde Venezuela.

6. La primera contingencia fue una demanda instaurada por las EPPMM por la utilización del agua para generación eléctrica en la cadena Nare-Guatapé y la segunda a unos supuestos pasivos con la Dirección de Impuestos Nacionales. A la fecha estas contingencias han sido superadas.

La Nación optó en ese momento por un esquema de desarrollo similar para la mayoría de los nuevos proyectos de generación. Este era bajo la modalidad de BOOM, es decir, construidos, financiados y operados por el sector privado pero con la garantía de contratos de compra de energía de largo plazo (PPA) por parte de las empresas públicas, generadoras y en otros casos empresas integradas. En una primera etapa cuatro proyectos de generación eléctrica se ejecutaron sujetos a la suscripción de contratos de compra-venta de energía a largo plazo, estos proyectos fueron: Termobarranquilla (TEBSA) (747 MW); Termovalle (232 MW); Termopaipa IV (150 MW) e Hidromiel (375 MW). Otros proyectos de generación bajo esta modalidad incluyeron: Termodorada (51 MW) y Termoemcali (210 MW). Los proyectos Termovalle, Termopaipa, TEBSA e Hidromiel tuvieron problemas para el cierre financiero, debido a que los inversionistas privados no consideraban los contratos de compra de energía propuestos, garantía suficiente para ejecutar el proyecto, o porque los pliegos no definían con claridad las cláusulas contractuales, por lo cual se requirieron largos procesos de negociación. Adicionalmente, el Gobierno Nacional se comprometió con el desarrollo de algunos proyectos que tuvieron múltiples problemas durante su ejecución, uno de ellos es la Hidroeléctrica URRÁ con capacidad de 340 MW. La construcción de esta central se inició en octubre de 1992 cuando se creó la Empresa Multipropósito Urrá S.A., de acuerdo con la recomendación del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES). No obstante, con anterioridad a la creación de Urrá S.A., Corelca e ISA habían realizado inversiones en el proyecto. El proyecto previó al comienzo algunos aportes de las regiones que finalmente no se dieron. El valor del proyecto en 1994 se estimaba en US\$ 646,3 millones y en el año 1996 en US\$ 723,8 millones. Adicionalmente, los aportes de la Nación previstos en 1994 en US\$ 130,2 millones, se habían doblado en 1997 al tener la Nación que asumir los aportes que se suponía estaría a cargo de las regiones.

En 1996 la estructura financiera prevista del proyecto era: aportes de capital Nación US\$ 299 millones y US\$ 10,4 millones de otros socios (ISAGEN y CORELCA) por créditos de banca multilateral US\$ 55 millones, banca comercial US\$ 52,2 millones y proveedores por US\$ 148,8, más US\$ 197 millones de crédito. Para un total de US\$ 762,4 millones. Esto significaba un incremento de 15% del aporte de la Nación frente a la primera aprobación y uno del 5%, sobre el valor del proyecto. Debido a que la empresa no había podido asumir el pago de los compromisos de financiación de la construcción del proyecto, a diciembre de 2003, el pasivo de la

empresa con la Nación, que ha pagado dicha deuda, ascendía a cerca de US\$ 340 millones.

Para el proyecto Hidroeléctrico Miel, con una capacidad instalada de 375 MW, el Gobierno aprobó, a finales de 1994, el otorgamiento de una garantía de la Nación a la FEN hasta por US\$ 654 millones, para respaldar los compromisos de ISAGEN con HIDROMIEL S.A., derivados del Contrato de Compra de Energía (CCE)⁷. Posteriormente, el CONPES autorizó a finales de 1996 la ampliación de la garantía de la Nación a la FEN hasta por US\$ 970 millones, ampliándola al cubrimiento de los aportes de capital de los socios de HIDROMIEL S.A. (ISAGEN y CHEC), al respaldo de sobrecostos y al cubrimiento de costos fijos de operación y mantenimiento. Se preveía la entrada en operación comercial del proyecto para mediados del año 2001.

A pesar de las sucesivas autorizaciones de garantías de la Nación, y de las gestiones realizadas por HIDROMIEL S.A., por el Ministerio de Minas y Energía, por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, por la Financiera Energética Nacional y por ISAGEN, para dar cumplimiento a las recomendaciones del Gobierno, para marzo y abril de 1997, de acuerdo con los plazos previstos, no se pudo lograr el cierre financiero del proyecto, ni el inicio de las obras.

Para 1997 el Gobierno había otorgado garantías para los Contratos de Compra de Energía a proyectos de generación por 1.470 MW: para los proyectos: Paipa IV (US\$ 656,5 millones), TEBSA (US\$ 1.254,5 millones), Flores (US\$ 460,5 millones) y Miel (US\$ 654 millones). El sector eléctrico, por el alto valor de las operaciones que se garantizaban, había utilizado el 77% del cupo de endeudamiento garantizado por la Nación hasta la fecha, que correspondía al 30% del cupo de endeudamiento total.

Para 1997 se decidió no continuar otorgando garantías a proyectos de generación, y más bien destinar todos los esfuerzos a consolidar el marco regulatorio, específicamente del mercado mayorista de energía y la competencia, para permitir la acción libre de los agentes privados. Había sido admitido por el Gobierno que la negociación de precios basados en contratos sin riesgos de mercado por parte de los inversionistas privados era un desincentivo a la competencia. Esto, junto con las implicaciones presupuestales que tenía respaldar las garantías a los contratos de compra de energía de estos proyectos, fueron motivos suficientes para decidir no seguir adelante con este tipo de estructuras para desarrollar proyectos de generación.

7. ISAGEN se comprometió a comprar el 100% de la energía, a una tarifa de 39,5 mills/kWh, durante 30 años contados a partir de la entrada en operación comercial de la Central.

También se propuso la Nación, evitar su participación directa asumiendo riesgos comerciales, de construcción, de deuda, de aportes locales y de rentabilidad de los aportes del inversionista. No obstante las proyecciones de crecimiento de la demanda, que impulsaron una serie de proyectos importantes para instalar nueva generación con el objeto de asegurar el pleno abastecimiento de ésta, en la práctica estas proyecciones no se dieron y lo que se observó fue una disminución dramática de la misma, ocasionando desbalances financieros importantes en el sector.

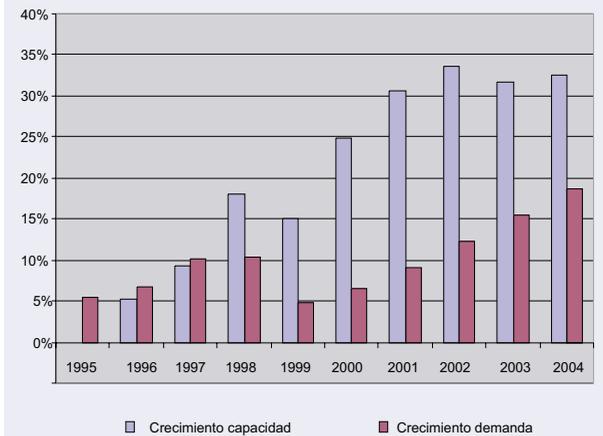
La demanda de energía cayó más de ocho puntos porcentuales entre 1998 y 1999, después de que en el período 1997-1998 su crecimiento había sido casi nulo. Sólo hasta el año 2002 se superó el nivel de la demanda del año 1998. Este comportamiento de la demanda rompió cualquier pronóstico, ocasionando ajustes en las expectativas de ingresos para los agentes generadores instalados en el mercado y en los demás agentes del mercado.

Procesos de vinculación de capital privado en distribución-comercialización y papel del Estado en el período posterior a la reforma

El proceso de vinculación de capital privado a las empresas distribuidoras-comercializadoras debía comenzar con dos importantes empresas, la Empresa de Energía de Bogotá y CORELCA⁸, y en algunas de las empresas distribuidoras-comercializadoras regionales donde la Nación tenía una participación mayoritaria, que incluían en ese momento las electrificadoras de Quindío, Tolima, Chocó, Cauca y Nariño. Simultáneamente se propuso la vinculación de capital privado a Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), pero condicionado a que fuese en proporción minoritaria.

El caso particular de la capitalización de CORELCA fue precedido por serias dificultades, por lo cual vale la pena mencionarlo de manera específica. En 1995 se aprobó una primera garantía de la Nación a la empresa para cubrir el faltante financiero de ese año. Esta sería la primera de una serie de operaciones previstas en un Convenio Interadministrativo suscrito en 1994 entre CORELCA, la Nación y la FEN⁹, que fue impulsado por la necesidad de asegurar la ejecución del proyecto de generación Termobarranquilla (TEBSA). En este conve-

Gráfico 3: Crecimiento acumulado con referencia al año 1994 de la capacidad instalada y la demanda (1995- 2004)



Fuente: UPME.

nio CORELCA adquirió compromisos de gestión e identificó los proyectos e inversiones indispensables a ser ejecutados en el período 1995-2000. Por su parte, la Nación y la FEN se comprometieron a apoyar financieramente a la empresa, mediante la asignación de créditos con el aval de la Nación para cubrir los faltantes anuales del período 1995-2000.

Inicialmente el faltante estimado para el período se esperaba que variara entre US\$ 106 millones y US\$ 424 millones, dependiendo de los ingresos por comercialización de energía. En el caso más probable los faltantes acumulados estimados para el período serían de US\$ 236 millones. Dentro del convenio se previeron las siguientes operaciones de crédito: i) para 1995 hasta US\$ 50,8 millones, ii) para 1996 hasta US\$ 65,9 millones, iii) para 1997 hasta US\$ 86,3 millones, iv) para 1998 hasta US\$ 35,1 millones, v) para 1999 hasta US\$ 22,9 millones y vi) para el 2000 hasta US\$ 9,6 millones; para un total de US\$ 270,6 millones.

Sin embargo, en 1996 se hizo una revisión de las proyecciones y se estableció que el faltante acumulado para el período 1995-2000 podría llegar a ser del orden de US\$ 346 millones, lo que significaba un aumento de 28% frente a las proyecciones del año anterior.

8. Las empresas CORELCA y Empresa de Energía de Bogotá eran empresas públicas, una de carácter nacional y la otra municipal, que tenían inversiones en las actividades de generación de energía, transmisión y distribución. CORELCA a través de las denominadas Electrificadoras de la Costa Atlántica.
9. Financiera Energética Nacional.

Cuadro 5: Resumen de proyectos de generación incorporados (1993-1999)

	PLANTA	TIPO DE INVERSIÓN	MW	TOTAL MW
1993	FLORES 1	PPA-CORELCA	100,0	919,5
	PROELÉCTRICA	PRIVADO	60,0	
	VALLE 1	ECOPETROL	28,0	
	GUAVIO		600,0	
	OCOA	ECOPETROL	28,0	
	LA TASAJERA	EPPM	103,5	
1994	LA TASAJERA		207,0	276,0
	GUALANDAY	ECOPETROL	12,5	
	VALLE 1	ECOPETROL	13,0	
	OCOA	ECOPETROL	13,5	
	PROELÉCTRICA 1	PRIVADO	30,0	
1995				
1996	TEBSA	CORELCA-PPA	291,0	566,0
	FLORES 2	PRIVADO	100,0	
	CALDERAS	ISAGEN	25,0	
	GUAVIO	EEB	150,0	
1997	TERMODORADA	CHEC-PPA	51,0	590,0
	TERMOCENTRO	ISAGEN	195,0	
	TEBSA	CORELCA-PPA	344,0	
1998	MERIELECTRICA	MERIELECTRICA	154,0	929,0
	TERMO SIERRA	EPPM	300,0	
	FLORES 3	PRIVADA	150,0	
	TEBSA	CORELCA-PPA	115,0	
	TERMOVALLE	EPSA	210,0	
1999	PAIPA 4	EBSA-PPA	152,0	414,0
	TERMOEMCALI	EMCALI-PPA	233,0	
	YUMBO 3	CHIDRAL	29,0	
TOTAL				3.694,5

Fuente: Informes Operativos ISA, Documentos CONPES.

En el año 1995, el plan del Gobierno para CORELCA era el de una reestructuración con los siguientes elementos: 1) apoyo financiero para atender adecuadamente la actividad de generación; 2) asignación precisa de responsabilidades a las diferentes empresas que prestan el servicio en la región; 3) fortalecimiento financiero, técnico, y administrativo de las electrificadoras que les permitiera asumir sus responsabilidades y mejorar la prestación del servicio; y 4) ejecución de proyectos de transmisión a través de entidades con capacidad técnica y financiera. No se hablaba en ese entonces de vinculación de capital a la empresa sino de apoyo para ajustes en su gestión.

No obstante en 1996, ante el desmejoramiento de la situación financiera de la empresa, después de aprobar la garantía para el crédito por US\$ 65,9 millones previsto para ese año, el Gobierno propuso un plan más agresivo donde de manera explícita se consideró convertir a CORELCA en empresa por acciones para incentivar la participación privada en generación y comercialización de energía y la enajenación de la propiedad accionaria de la empresa a los trabajadores, al sector solidario, a sociedades tecnológicas estratégicas, a inversionistas privados y a los usuarios.

Los problemas identificados para las empresas de CORELCA fueron los siguientes: i) mercado débil; ii) elevados índices de pérdidas de energía (técnicas y no técnicas); iii) falta de medición; iv) bajo índice de recaudo; v) elevados compromisos de origen laboral; vi) rezago tarifario; vii) ineficiencia administrativa; y viii) incapacidad de la Nación para otorgar mayores subsidios directos, debido a la difícil situación fiscal y al monto de los subsidios extralegales.

En el año 1997 la Nación debió aprobar una operación de crédito de US\$ 86,3 millones para cubrir el faltante financiero de ese año. La operación de crédito aprobada por el gobierno estuvo nuevamente condicionada a la implementación de un plan de privatización, que incluía la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución y la vinculación de capital en cada una de las empresas conformadas por parte de un inversionista estratégico que adquiriría una participación del 65%.

Para el año 1997 se efectuaron algunos cruces de deuda con ISA, ISAGEN, ESSA y EBSA, el faltante estimado de las empresas de la Costa para el periodo 1995-2000 se había incrementado a US\$ 283 millones.

Cuadro 6: Proceso de vinculación de capital privado en CORELCA

EMPRESA	ADJUDICATARIO	OFERTA
ELECTRICARIBE ELECTROCOSTA	HOUSTON INDUSTRIES Y ELECTRICIDAD DE CARACAS 65%	1.035
TRANSELCA	ISA 65%	185

Cifras en millones de dólares corrientes.
Fuente: Cálculos propios.

CORELCA estaba constituida por ocho electrificadoras regionales, activos de generación: contratos de compra de energía, Tebsa y Termoflores; y activos de generación Termoguajira (320 MW), Termoballenas (28 MW), y Termochinú (134 MW) para una capacidad efectiva total 1.360 MW, y activos de transmisión. Las pérdidas de energía promedio, estimadas entre 1995 y 1996, estaban en el 28% frente a un promedio nacional estimado de 23% y el nivel de recaudo entre 77% y 78%.

Finalmente en el año 1998 se logró culminar el proceso con la vinculación de capital en el negocio de distribución–comercialización de las electrificadoras regionales de CORELCA, ahora agrupadas en dos empresas, y en el negocio de transmisión de la empresa transformada. Para el negocio de generación finalmente no se implementó el proceso de vinculación de capital.

Más tarde la compañía Electricidad de Caracas (EDC) fue adquirida por la estadounidense AES Corporation, y posteriormente Unión Fenosa a través de varias operaciones adquirió la participación mayoritaria en EPSA y en Electrocosta y Electricaribe. Se ha informado que la operación por el 50% de la participación en cada una de las empresas, con la empresa AES, alcanzó la suma de US\$ 235 millones, el resto de la operación se efectuó con la empresa Reliant, lo que podría hacer que se contara con una operación total estimada en cerca de US\$ 500 millones.

Al momento de la adquisición por parte de Unión Fenosa, los problemas de cartera, de pérdidas y en general los problemas de gestión de la empresa persistían. Otros problemas incluían deudas de entidades oficiales de la región, que tenían facturas sin pagar por cerca de US\$ 29 millones, y deudas del Gobierno Nacional con las empresas cercanas a US\$ 25 millones, por concepto de subsidios al consumo de los estratos bajos.

En 1996 el Gobierno Nacional, conjuntamente con la Administración Distrital y la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), habían comenzado a trabajar en la reestructuración de la Empresa y sanear sus finanzas. Entre las acciones realizadas se había logrado la

contratación de una asesoría especializada para la reestructuración institucional y financiera, el diseño de mecanismos para asegurar el cubrimiento de la deuda interna y externa adquirida por el proyecto Guavio, y la transformación de la Empresa en sociedad de economía mixta.

La Empresa de Energía de Bogotá (EEB)¹⁰, que integraba importantes negocios de generación, transmisión y distribución, también afrontaba una situación financiera bastante precaria. La empresa tenía algunos empréstitos de banca multilateral cuyo cumplimiento estaba en duda. Los indicadores de gestión eran bastante inadecuados y no existía viabilidad bajo las condiciones de operación que tenía en ese momento. Las causas identificadas incluían: i) el sistema de distribución requería inversiones cuantiosas para mejorar la calidad y confiabilidad del suministro; ii) las tarifas que se cobraban presentaban un rezago con relación al costo; iii) el servicio de la deuda con relación a la generación propia de recursos no era sostenible; y iv) los índices de eficiencia estaban por debajo de los deseados debido a los sobrecostos administrativos, las altas pérdidas por el estado de las redes y la baja facturación y recaudo. En 1995 la EEB participaba en el 66,9% de la deuda distrital.

El Gobierno Nacional, distrital y la empresa adelantaron un proceso de reestructuración y saneamiento financiero. Las partes se comprometieron a emprender una serie de acciones con el fin de lograr el saneamiento financiero de la empresa, entre las cuales se tenían: i) un reajuste tarifario, aprobado por la CREG mediante Resolución 80 del 27 de diciembre de 1995; ii) la transformación de la empresa en Sociedad por Acciones, que se llevó a cabo el 31 de mayo de 1996; con participación mayoritaria del Distrito Capital y del Gobierno Nacional, quien capitalizó cerca de US\$ 161,5 millones que le adeudaba la EEB; iii) el pago de pasivos de ISAGEN a la EEB, para lo cual la Nación otorgó una garantía a ISAGEN, por su participación en el proyecto Guavio; y finalmente, iv) la vinculación de capital privado a la EEB, con lo cual se buscaba garantizar la viabilidad financiera de la empresa en el largo plazo y cumplir con los planes de cubrimiento de demanda y los de expansión.

10. En 1996 la empresa atendía 1.354.852 usuarios. En los diez años previos la demanda de energía había registrado un crecimiento promedio anual de 4,2%. En 1995 la demanda de energía fue de 9.827 GWh, aproximadamente 25% del total nacional, y la demanda máxima de potencia de 1.829 MW.

Cuadro 7: Vinculación de capital privado en la Empresa de Energía de Bogotá

EMPRESA	PRECIO BASE	PRECIO ADJUDICACIÓN
CODENSA	290	1.226
EMGESA	610	951
TOTAL	900	2.177

Cifras en millones de dólares.
Fuente: Cálculos propios.

Como parte de la transformación de la empresa se separaron las unidades de negocios con los activos correspondientes, en tres diferentes empresas, una matriz y dos subsidiarias. Las subsidiarias eran la empresa distribuidora–comercializadora (CODENSA) y la empresa generadora (EMGESA). La matriz (Empresa de Energía de Bogotá), además quedaba en cabeza de los activos de transmisión de la empresa original.

La capitalización se efectuó en el año 1997. La empresa CODENSA fue adjudicada al consorcio Luz de Bogotá, conformado por Enersis S.A. de Chile, Chilectra de Chile y Endesa Desarrollo de España. EMGESA, la generadora, fue adjudicada al Consorcio Capital Energía S.A., conformado por las firmas Endesa Desarrollo de España y Endesa Chile. El socio operador sería Akasaka Corporation filial de Endesa Chile.

Posteriormente se comenzó la estructuración del proceso de vinculación de capital privado en 14 electrificadoras del centro del país donde la Nación tenía participación accionaria mayoritaria, o participación importante con la opción de efectuar capitalización de activos, de deudas u otras operaciones, que le permitirían obtener el control de estas empresas. El proceso comenzó a ser implementado en el año 1999, pero enfrentó varios inconvenientes. Los pasivos contingentes de algunas de las empresas resultaban demasiado altos, como en el caso de las electrificadoras de Boyacá, Tolima y Caldas, generando riesgos para el éxito del proceso. Para la primera, el contrato de compra de energía del proyecto Paipa 4; para la segunda, el proyecto contratado por la empresa bajo la modalidad de BOOT para construir algunos activos de distribución, y para la última; el PPA de Termodorada que la empresa suscribió como respaldo a ese proyecto.

Se evidenciaron otros problemas relacionados con la identificación, valoración y posterior capitalización de activos de distribución, cuya construcción podía haber sido financiada con fondos especiales del Gobierno,

tales como regalías, recursos del presupuesto general de la Nación asignados a través del ICEL, o con recursos de algunos fondos privados, como de los cafeteros, entre otros. El tiempo y recursos requeridos para resolver este tema hicieron que los procesos se dilataran en el tiempo.

Otro de los hechos que hizo difícil implementar procesos de vinculación de capital privado en estas empresas, fue el hecho de que la actividad de distribución–comercialización había afrontado un cambio sustancial en los ingresos esperados para el período tarifario que había comenzado en el año 1998 y que culminaría en el año 2002. La disminución de ingresos, producto de la reducción en la demanda entre el primer y segundo año del período tarifario, pudo haber alcanzado hasta un 19%. Es importante recordar que solo hasta el año 2001 se recobró el nivel de la demanda del año 1997. Esto último aunado a que en algunas empresas los índices de gestión estaban bastante alejados de los considerados eficientes en las fórmulas tarifarias, hizo que la situación financiera de los agentes participantes se deteriorara, en algunos casos, de forma importante¹¹. Ante la reducción de los ingresos y la necesidad de contar con flujos de caja más atractivos para posibles inversionistas, se buscaron revisiones tarifarias ante la CREG bajo los parámetros definidos en la Ley¹². No obstante, ninguno de esos procesos fue exitoso, al no poderse demostrar que la fórmula tarifaria vigente fuera inadecuada para garantizar la suficiencia financiera en las nuevas condiciones del sector¹³.

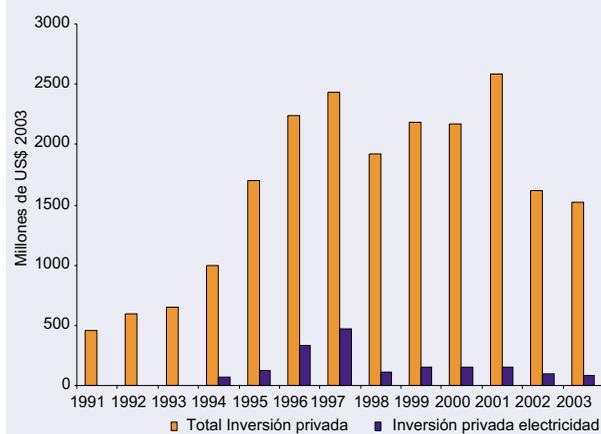
Por otra parte no se evidenciaba un clima de inversión adecuado en el país, de tal manera que los flujos de inversión privada se mantenían en niveles bajos comparados con los flujos de inversión en los años 1997 y 1998. Los sondeos de mercado efectuados no mostraban que hubiera interés de empresas nuevas para incursionar en el mercado Latinoamericano o de las empresas existentes para ampliar sus inversiones en la región.

11. En 2000 las pérdidas promedio de estas empresas eran de 28% frente al 16% que reconocía la regulación.

12. Artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

13. La metodología por incentivos utilizada por la Comisión para remunerar la actividad de distribución asigna el riesgo de demanda a los agentes distribuidores durante el período de cinco años de vigencia de las fórmulas.

Gráfico 4: Evolución de la inversión privada en infraestructura vs. sector eléctrico (1991-2003)



Cifras en millones de pesos de 2003.
Fuente: Dpto. Nacional de Planeación. Archivo: inversión histórica.

Esto se comprueba cuando se observa que entre 1995 y 1997 la inversión privada creció a una tasa anual de 21% y la del sector eléctrico casi se cuadruplicó en ese mismo período. No obstante, después de ese pico en la inversión privada los niveles se han mantenido similares a los del período 1994-1995.

Es importante mencionar igualmente que durante el tiempo en que se han tratado de llevar a cabo los procesos de vinculación de capital en estas empresas, tampoco ha existido, de manera permanente, voluntad política para que estas operaciones se efectúen. En algunos casos ha habido oposición por parte de las regiones y en otros casos el Gobierno Nacional no ha mostrado total convencimiento de efectuar la transferencia.

Después de haber evaluado las posibles alternativas y las condiciones del mercado, en 2001 se formuló un Plan de Acción con base en el diagnóstico financiero, contable, comercial, técnico, legal, laboral, organizacional y administrativo efectuado por la banca de inversión, definiéndose el esquema de vinculación del capital privado. En una primera fase se buscaba capitalizar un grupo de seis empresas¹⁴. Para una segunda fase se incluían otras cuatro empresas¹⁵. Se determinó que para los casos de las Electrificadoras de Tolima y Boyacá, era necesario resolver las contingencias de las mismas antes de proceder con su capitalización. Para la Electrificadora del Chocó se recomendó la estructuración de un esquema que permitiera la gestión de los activos, que en su totalidad eran propiedad del antiguo ICEL, para retomar la

operación a través de una nueva empresa, buscando asegurar una adecuada prestación del servicio.

Para ese momento la participación de las Empresas Públicas de Medellín en la Electrificadora de Antioquia (EADE), era mayoritaria y ya no podía ser incluida en los procesos contemplados por la Nación. Actualmente se está adelantando el procedimiento regulatorio para unificar la operación y las tarifas de estas dos empresas. Las empresas de Caldas y Quindío, incluidas en la primera fase, fueron capitalizadas durante el año 2003 por las Empresas Públicas de Medellín, a través de una operación directa, por un monto cercano a US\$ 68 millones.

La Superintendencia de Servicios Públicos ha llevado a cabo procesos de toma de posesión en las empresas de Cali, Cauca, Chocó, Arauca, San Andrés y Cauca. En el caso de Cauca, la Superintendencia entregó los activos para operación de la empresa EADE. La antigua Electrificadora del Chocó, que actualmente no presta el servicio, debe ser liquidada y aún continúa la toma de posesión de San Andrés. En agosto de 2003 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ordenó la liquidación de la Electrificadora del Tolima y en agosto de 2003 inició operaciones Enertolima para la cual se efectuó un proceso de vinculación de capital privado que culminó en 2005. Recientemente se entregó nuevamente a los accionistas de la empresa de Arauca la operación de la empresa.

Nuevamente se ha planteado dirigir los esfuerzos a redireccionar y fortalecer las empresas oficiales de distribución de energía, para lo cual se elaboraron en 2003 los Lineamientos de Política para las Empresas Oficiales Distribuidoras de Energía Eléctrica. El Gobierno Nacional formuló un plan de acción y una estrategia para las empresas oficiales de distribución–comercialización de energía eléctrica, en donde la Nación tiene participación accionaria, relacionada con las tarifas, los planes de reducción de pérdidas, y las estrategias integrales de gestión empresarial. Esta estrategia es similar a la adoptada en los primeros años de implementación de la reforma, pero aún hoy parece que no han existido los incentivos necesarios para que las empresas emprendan mejoras en su gestión. A la fecha no se ha anunciado que se vayan a reanudar los procesos de vinculación de capital privado en las Electrificadoras de Santander, Norte de Santander, Caquetá, Boyacá, Meta, Cauca y Nariño, aunque se vienen adelantando algunas valoraciones de empresas que podrían conducir a implementar procesos de vinculación de capital en el futuro.

14. Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), la Electrificadora del Quindío, Electrificadora del Huila, Empresa de Energía de Cundinamarca, Electrificadora del Meta y Electrificadora de Caquetá.

15. Centrales Eléctricas del Norte de Santander, Electrificadora de Santander, Centrales Eléctricas de Nariño (CEDENAR) y Electrificadora de Cauca.

Finalmente, se espera vincular capital en las electrificadoras de Cundinamarca y Huila. Para la primera de ellas se conjugan dos factores que hacen prever que la operación se puede concretar. Primero, existe un interés de la empresa CODENSA, explicado por razones de carácter operativo y administrativo, ya que parte del sistema de CODENSA se encuentra embebido en el sistema de Cundinamarca, y de otro lado, existe una expectativa favorable por la actual remuneración de la actividad de distribución.

Procesos de vinculación de capital privado en transmisión y papel del Estado en el período posterior a la reforma

En 1995 se culminó el proceso de escisión de las actividades de generación de la empresa Interconexión Eléctrica (ISA). La nueva empresa sería responsable exclusivamente de las actividades de transmisión, operación y expansión en alta y extra alta tensión, del Sistema de Transmisión Nacional (STN), así como de la operación del sistema.

Desde 1997 se empezó a hablar de la vinculación de capital privado a la empresa ISA, primero pensando en un proceso donde sólo se vendiera una participación minoritaria y posteriormente se estructuró un proceso de vinculación de un inversionista estratégico con control. Sin embargo, en el momento en el cual se esperaba implementar esta última alternativa, resultó que no se contaba con la decisión política y de manera particular, tampoco existía consenso sobre la oportunidad de efectuar esta operación, más aún cuando en ese momento se estaban sucediendo atentados continuos sobre la infraestructura de transmisión. Era esperable que este riesgo resultara en menor interés de inversionistas potenciales o menor valor de la empresa.

Finalmente se estructuró un proceso de vinculación de inversionistas a través de la venta de acciones dirigida a fondos de pensiones, a inversionistas minoritarios, fondos de inversión, entre otros. Entre noviembre y diciembre de 2000 se vendió 24% del capital accionario de la empresa, directamente al público, lo que permitió recaudar unos US\$ 74 millones. Este proceso ha significado un cambio en la estructura corporativa de la empresa y ha impulsado mayor transparencia en su gestión.

En el caso de la capitalización de TRANSELCA, conformada con los activos de transmisión de CORELCA, ISA resultó ser el único oferente y adquirió la participación mayoritaria en dicha empresa.

Actualmente la expansión del sistema de transmisión se hace a través de un proceso de convocatoria pública donde cualquier nuevo inversionista puede ofertar para ejecutar el Plan de Expansión propuesto por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), y hacerse agente transmisor del mercado. No obstante hasta el momento, en los procesos emprendidos, los proyectos de expansión más grandes se han adjudicado en su mayoría a ISA. En el 2001 la línea Guatiguará–Tasajero de 230 kV con una longitud de 260 km aproximadamente y con un costo de US\$ 49 millones, la línea Sabanalarga–Cartagena de 230 kV con una longitud aproximada de 86 km y con un costo de US \$17 millones, en 2004 la línea Bolívar–Copey–Ocaña–Primavera–Bacatá de 500 kV con una longitud aproximada de 1.051 km y con un costo de US\$ 320 millones. En 2005 se adjudicó bajo este mismo mecanismo la construcción de una nueva interconexión con Ecuador a la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), con un costo cercano a US\$ 42 millones. Finalmente, se han adjudicado algunos proyectos de compensación reactiva en el sistema de transmisión nacional a otras empresas.

4. Política sectorial

La Nación efectuó importantes esfuerzos para lograr que las reformas fueran efectivas y tuvieran éxito durante su etapa de implementación. En este sentido vale la pena destacar los principales logros obtenidos:

- Los procesos de vinculación de capital privado fueron acompañados, en la mayoría de los casos, de reestructuraciones de las empresas, para buscar la desintegración vertical y la separación de los negocios.
- Se vinculó capital privado en el negocio de generación, dando las señales adecuadas para que el mercado mayorista de energía tuviera impulso en su desarrollo inicial.

Cuadro 8: Vinculación de capital a la actividad de transmisión

EMPRESA	ADJUDICATARIO	OFERTA
TRANSELCA ISA	65%	185

Millones de dólares corrientes.
Fuente: Cálculos propios.

- Se logró la incorporación de inversionistas estratégicos en empresas de distribución que atienden mercados importantes, en la mayoría de las cuales se lograron rápidos y positivos cambios en los indicadores de gestión.
- Se estableció un incentivo importante para la mejora de la gestión de ISA a través de la democratización de su propiedad, aún con el Gobierno manteniendo el control accionario.

No obstante persisten grandes problemas por efecto de los procesos que no se pudieron culminar. En 1997, con dos de los procesos de vinculación de capital a empresas distribuidoras–comercializadoras finalizados, se identificó la necesidad de implementar algunas políticas sectoriales, varias de las cuales no fueron concretadas, en algunos casos posiblemente porque el diagnóstico de la situación, que sirvió para sustentarlas, era consecuencia de una historia de gestión deficiente de estas empresas.

En 1997 una de las alternativas que consideraba el Gobierno para la prestación del servicio de distribución era establecer una obligación contractual de la empresa para el cumplimiento de sus compromisos. Para esto se pretendía que la CREG y el Ministerio de Minas y Energía definieran e implantaran un compromiso contractual de carácter permanente. Entre las modalidades contractuales que se propuso analizar, estaban la licencia, la concesión, los contratos de áreas de servicio exclusivo o una modalidad de contrato regulatorio. No obstante, vale la pena señalar que dichas modalidades contractuales no son consistentes con la ley 142 de 1994 y el principio de libertad de entrada y salida que la rige. Las concesiones sólo son contempladas por esta Ley como una excepción en el caso de áreas de servicio exclusivo de gas combustible.

Se identificó la necesidad de que los procesos de toma de posesión¹⁶ que pudiera ejecutar la SSPD estuvieran acompañados de procesos de vinculación de capital

impulsados por el Ministerio de Hacienda, lo cual sólo se ha empezado a implementar en los dos últimos años. Como se observó anteriormente, la toma de posesión para administración de las empresas se ha prolongado por varios años en algunos casos, sin lograr resultados concretos de mejoras en la gestión.

El Gobierno se proponía lograr la estabilidad, transparencia, credibilidad, legitimidad, eficiencia y dinamismo de los regímenes de control y regulación establecidos, para lo cual se esperaba imponer la publicación de informes anuales con una autoevaluación de la gestión y con la evaluación de la situación de las empresas reguladas. El proceso de autoevaluación no ha sido plenamente desarrollado hasta el momento y aún se realizan esfuerzos por verificar para lograr el cumplimiento de los objetivos planteados.

El Gobierno Nacional se propuso apoyar financieramente con recursos de presupuestos públicos, tanto de la Nación como de las entidades territoriales, los mercados eléctricos débiles y las zonas no interconectadas, para la extensión de la cobertura del servicio en áreas rurales y la normalización del servicio en barrios subnormales. Dicho propósito ha sido recientemente materializado a través de la asignación de recursos de fondos especiales a ayudar el desarrollo de infraestructura para ampliar cobertura. No obstante, estos procesos no han sido dimensionados económicamente, en cuanto al efecto que tienen en el costo futuro de la prestación del servicio y a su sostenibilidad en el largo plazo, ni se han podido presupuestar en la forma adecuada, debido a las restricciones fiscales de los últimos años.

El Gobierno se propuso también promover la inscripción en bolsa de las empresas de generación vendidas en la primera fase de las privatizaciones. No se han obtenido hasta el momento resultados en este aspecto y se esperaría impulsar el desarrollo del mercado de capitales de empresas del sector, como mecanismo adicional para promover la eficiencia.

16. La Ley 142 de 1994 establece: "Superintendente de servicios públicos podrá tomar posesión de una empresa, en los siguientes casos:
 59.1.- Cuando la empresa no quiera o no pueda prestar el servicio público con la continuidad y calidad debidas, y la prestación sea indispensable para preservar el orden público o el orden económico, o para evitar perjuicios graves e indebidos a los usuarios o a terceros.
 59.2.- Cuando sus administradores persistan en violar en forma grave las normas a las que deben estar sujetos, o en incumplir sus contratos.
 59.3.- Cuando sus administradores hayan rehusado dar información veraz, completa y oportuna a una comisión reguladora o a la Superintendencia, o a las personas a quienes éstas hayan confiado la responsabilidad de obtenerla.
 59.4.- Cuando se declare la caducidad de uno de los permisos, licencias o concesiones que la empresa de servicios públicos haya obtenido para adelantar sus actividades, si ello constituye indicio serio de que no está en capacidad o en ánimo de cumplir los demás y de acatar las leyes y normas aplicables.
 59.5.- En casos de calamidad o de perturbación del orden público.
 59.6.- Cuando, sin razones técnicas, legales o económicas de consideración sus administradores no quisieren colaborar para evitar a los usuarios graves problemas derivados de la imposibilidad de otra empresa de servicios públicos para desempeñarse normalmente.
 59.7.- Si, en forma grave, la empresa ha suspendido o se teme que pueda suspender el pago de sus obligaciones mercantiles.
 59.8.- Cuando la empresa entre en proceso de liquidación".

Aun cuando la vinculación de capital privado en algunas empresas distribuidoras–comercializadoras parece haber introducido señales de eficiencia en el mercado Colombiano, esto, paradójicamente, está ocasionando problemas para el desarrollo de los procesos regulatorios, en concordancia con los propósitos trazados en la reforma. Es así como al introducir en la regulación incentivos para que se obtengan mejoras en la eficiencia, existe un grupo importante de empresas que ha evolucionado en su gestión en forma consistente con los incentivos introducidos, mientras otro grupo de empresas mantiene niveles de gestión deficientes, requiriendo que su viabilidad se asegure a través de mecanismos externos que afectan la dinámica del propio proceso regulatorio, como a través de recursos gestionados por el Gobierno Central, o a través de cambios en los preceptos regulatorios establecidos desde la reforma.

En generación, aunque algunos de los activos en operación fueron adquiridos por inversionistas estratégicos, la Nación mantiene una participación de 31% en la capacidad disponible a la fecha. Se esperaría que en las condiciones actuales de desarrollo del mercado, las señales sean suficientes y adecuadas para lograr que las decisiones de inversión futuras se den con la suficiente anticipación y bajo esquemas de riesgo.

No obstante, más allá de los esfuerzos que se hagan desde la regulación para que esto ocurra, varios hechos han introducido incertidumbre sobre las condiciones en que se van a desempeñar las empresas públicas y privadas en el sector de generación. El primero de ellos es la decisión de otorgar una garantía de la Nación a Empresas Públicas de Medellín para contratar una operación de crédito público externo con la banca multilateral por US\$ 200 millones para financiar el Proyecto Hidroeléctrico Porce III. Esta operación se ha sustentando en la necesidad que se evidencia en el Plan de Expansión de Referencia de la UPME para que se adicione nueva generación eléctrica, sin la cual se presentaría un déficit en los límites de confiabilidad de energía en el período comprendido entre 2011 y 2013. Este proyecto, inscrito en la UPME, con entrada en operación en junio de 2010 aportaría parte importante de dicha capacidad.

Por otra parte la manifestación pública de interés del Gobierno para emprender la construcción de megaproyectos

hidroeléctricos en los próximos años, con los consecuentes costos hundidos que históricamente se han dado en este tipo de proyectos cuando interviene la Nación, son otro elemento perturbador en el mercado, máxime en este momento cuando por primera vez, después de la recuperación de la demanda, se espera que inversionistas privados se incorporen al sector a través de las señales económicas implementadas hasta el momento en el mercado.

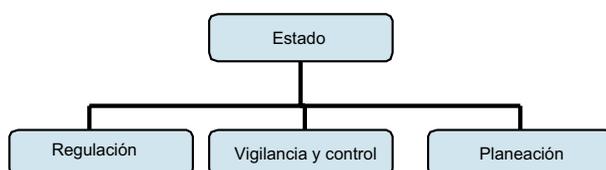
La reforma ha requerido un proceso de negociación con los actores involucrados, tanto con los gobiernos regionales como con los inversionistas privados. Los compromisos con estos grupos pueden estar generando impedimentos para su continuidad y el logro de las metas originales.

Se ha demostrado que los reformadores estaban en lo cierto cuando asumieron que los “perdedores” se opondrían a las reformas, pero no porque ellos fueran realmente perdedores. Sin embargo, las compensaciones que se requirieron en el proceso de negociación los hicieron ganadores. Los privilegios, resultantes de la compensación, crean un interés de estancar la reforma, lo que permite a los jugadores obtener ganancias de actividades donde pueden optimizar sus rentas. La coexistencia del antiguo régimen con el sector reformado resultante de estos acuerdos, o debido a otros compromisos, frecuentemente evitan la extensión de los beneficios de la reforma a los grupos críticos, debilitando de esta forma la reforma y evitando que se completen los cambios institucionales requeridos para hacer que la misma funcione. Para que sea sostenible, el proceso no debería generar o mantener opciones vivas que den lugar a nuevas negociaciones con los grupos de interés y que puedan ser valoradas como estrategia para mantener ciertas condiciones hacía el futuro.

Las reformas están dirigidas a asegurar la participación de inversionistas individuales y pretenden introducir incentivos para que éstos se comporten eficientemente. Existen, sin embargo, limitantes de naturaleza tecnológica, económica o institucional. Estos limitantes pueden conducir a pobres niveles de las organizaciones administrativas de los participantes, al debilitamiento de las entidades regulatorias, o a la limitación del alcance de la competencia, entre otros efectos que modifican el alcance previsto de la reforma.

III. ARQUITECTURA INSTITUCIONAL DEL MERCADO

Cuando en la Constitución Nacional de 1991 redefinió la función del Estado, dejando de ser el prestador directo de los servicios públicos, se generó la necesidad de reestructurar el soporte institucional de la industria. La organización del sector cambió de manera importante desde la expedición de las Leyes 142 de 1994 y 143 de 1994. Las actividades de regulación y vigilancia y control pasaron a ser desempeñadas por dos nuevas entidades y se determinó que la planeación adquiriría carácter indicativo.



1. Labor de vigilancia y control: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)

Carácter legal y funciones

Para ejercer las funciones de vigilancia y control de los servicios públicos domiciliarios se creó la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Es así como desde la propia constitución Nacional se establece:

“Artículo 370. Corresponde al Presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que los prestan.” (subrayado fuera de texto)

Las funciones específicas de la Superintendencia están contenidas en la Ley 142 de 1994, la cual fue modificada por la Ley 689 de 2001, especialmente, en aspectos relevantes a las funciones de la Superintendencia, entre las cuales se cuentan: i) vigilar y controlar el cumplimiento de la regulación por parte de los prestadores de los servicios públicos y sancionar sus violaciones, ii) vigilar y controlar el cumplimiento de los contratos entre las empresas de servicios públicos y los usuarios, iii) establecer los

sistemas uniformes de información y contabilidad para los prestadores, iv) dar concepto a las comisiones y ministerios sobre las medidas que se estudien en relación con los servicios públicos, v) vigilar la correcta asignación de los subsidios que la Nación, los departamentos y los municipios destinan a los usuarios de los servicios, vi) tomar posesión de las empresas de servicios públicos, vii) evaluar la gestión, resultados y nivel de riesgo de las empresas con las metodologías e indicadores definidas por las Comisiones de Regulación, acordar con las empresas programas de gestión e imponer sanciones por el incumplimiento de estos indicadores, viii) verificar el cumplimiento de las normas técnicas, a que están obligadas las empresas de servicios públicos, definidas por los ministerios, ix) organizar un Sistema Único de Información con la proveniente de los prestadores de servicios públicos, x) en relación con los usuarios apoyar las tareas de los Comités de Desarrollo y Control Social de los servicios públicos domiciliarios, asegurar capacitación de vocales de control y promover la participación ciudadana en el control de los servicios públicos domiciliarios. Es importante destacar que mediante la Ley 689 de 2001 se le asignó a la Superintendencia de manera específica adelantar las investigaciones por competencia desleal y prácticas restrictivas de la competencia de los prestadores de servicios públicos domiciliarios e imponer las sanciones respectivas.

Los servicios públicos vigilados y controlados por la Superintendencia incluyen electricidad, gas combustible, telefonía fija, acueducto y saneamiento básico. Puede imponer multas hasta por el equivalente a 2.000 salarios mínimos mensuales¹⁷ multiplicado por el número de años que se cometió la sanción; ordenar suspender todas o algunas de las actividades de la empresa que incumplió las normas; separar de los cargos a los administradores o empleados de una empresa de servicios públicos; y prohibir a los infractores trabajar en empresas similares, hasta por diez años; solicitar a las autoridades que decreten la caducidad de los contratos que haya celebrado el infractor; cancelar licencias; prohibir al infractor prestar directa o indirectamente servicios públicos hasta por diez años; tomar posesión de empresas de servicios públicos, o suspender temporal o definitivamente sus autorizaciones y licencias. La labor de control de las empresas de servicios públicos domiciliarios es ejercida directamente por la Superintendencia. La Procuraduría General de la Nación y la Contraloría también ejercen control sobre empresas de servicios públicos.

17. Actualmente un salario mínimo legal equivale a aproximadamente US\$ 170.

Estructura legal

La Superintendencia es una persona de derecho público y cuenta con autonomía operativa y administrativa. Inicialmente estaba adscrita al Ministerio de Desarrollo Económico, pero posteriormente, mediante Decreto 1363 de 2000, fue adscrita al Departamento Nacional de Planeación¹⁸.

La estructura de la Superintendencia fue establecida en la Ley 142 de 1994 y posteriormente modificada mediante Decreto 990 de 2002. La Superintendencia cuenta con tres delegadas, una para el servicio de telecomunicaciones, una para energía y gas y otra para el servicio de agua. Cuenta además con una Dirección de Entidades Intervenidas y en Liquidación y una Dirección General Territorial con cinco oficinas territoriales.

El Superintendente y sus delegados son nombrados por el Presidente de la República por períodos no determinados, siendo funcionarios de libre nombramiento y remoción. No existen requisitos para desempeñar el cargo de Superintendente y el régimen de inhabilidades que le aplica es el de la Ley 142 de 1994, que es el mismo que aplica para los Expertos Comisionados de las Comisiones de Regulación.

Régimen presupuestal

La Superintendencia y las Comisiones están sometidas a las normas orgánicas del Presupuesto General de la Nación, y a los límites anuales de crecimiento de sus gastos que señale el Consejo de Política Económica y Social. El presupuesto es ajustado de acuerdo con las metas de crecimiento de los gastos impuestos para los establecimientos públicos y es bastante inflexible en términos de ajustes y adiciones, en la medida en que requieren de trámite ante el Congreso de la República. No obstante, los costos de regulación o vigilancia y control son recaudados entre las empresas prestadoras de los servicios públicos domiciliarios. Se puede cobrar como contribución a las empresas hasta el 1% de los gastos de funcionamiento asociados con el servicio durante el año anterior al que se cobra el servicio de vigilancia y control o de regulación.

La Superintendencia liquida y recauda la contribución anualmente de acuerdo con los estimativos efectuados de gastos para ese año y de acuerdo con las restricciones

de crecimiento en el gasto impuestas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Otra fuente de financiación de ingresos para la Superintendencia y las Comisiones es la venta de publicaciones.

2. Labor de regulación: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Carácter legal y funciones

Las Comisiones de Regulación de los Servicios Públicos Domiciliarios fueron creadas a través de la Ley 142 de 1994. Mediante esta Ley el Congreso ejerció la facultad, otorgada por la Constitución Nacional, de fijar las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, el régimen tarifario y la designación de las entidades competentes para fijar las tarifas. De manera simultánea, mediante el Decreto 1524 de 1994, el Presidente delegó sus facultades constitucionales contenidas en la Ley 142 de 1994 en las Comisiones de Regulación, quedando con la facultad de reasumir funciones para revocar o reformar las disposiciones de éstas. Asimismo, de manera particular, mediante Decreto 2253 de 1994 se efectuó la misma delegación para la Comisión de Regulación de Energía y Gas en lo relacionado con las facultades contenidas en la Ley 143 de 1994. Esta facultad de reasumir funciones, como se verá en otro capítulo, ha sido utilizada en una ocasión por el Presidente para el caso de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Desde 1992 se había creado mediante Decreto, dentro del Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación Energética (CRE). Dicha Comisión estuvo integrada por el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda y Crédito Público y el Director del Departamento Nacional de Planeación y por tres expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva, designados por el Presidente de la República, para períodos de tres años. Esta estructura fue mantenida casi idéntica en la nueva Comisión, aún cuando se tratara de una entidad con un carácter de independencia que no estaba previsto en la Comisión creada en el Ministerio.

La CRE asumió las funciones de la antigua Junta Nacional de Tarifas, con alcances similares a las que posteriormente fueron asignadas a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

18. El Departamento Nacional de Planeación tiene dos funciones específicas en el tema de los servicios públicos domiciliarios: participar en el diseño de la política para la prestación de servicios públicos domiciliarios, a través de las Comisiones de Regulación, y promover su adopción por parte de las empresas de servicios públicos; razar las políticas generales y desarrollar la planeación de las estrategias de control y vigilancia, para la adecuada y eficiente prestación de los servicios públicos domiciliarios.

Entre estas se contaban: promover la competencia y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante, con la facultad de expedir reglas diferenciales entre empresas públicas y privadas; fijar las tarifas; señalar criterios y normas relativas a la protección de los derechos de los usuarios; regular el acceso a las redes y elaborar metodologías y fijar los cargos por transporte e interconexión a la red nacional; regular la autogeneración y cogeneración; desarrollar indicadores y modelos para evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de las empresas; revisar y proponer modificaciones al reglamento de operación y definir los montos de las tasas de contribución de cada sector de consumo con destino a cubrir los subsidios de los consumos de los usuarios residenciales de menores ingresos.

Las Comisiones de Regulación creadas en 1994 tienen como facultad general, regular los monopolios y promover la competencia donde sea posible, buscando que no se den abusos de posición dominante, y que se asegure la eficiencia y la calidad en los servicios.

En el caso particular de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la Ley 143 de 1994 le asignó entre otras las siguientes funciones, algunas de las cuales, ya habían sido asignadas por el Congreso desde la Ley 142 de 1994: i) crear condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, ii) promover y preservar la competencia y determinar las condiciones para la liberación gradual del mercado hacia la libre competencia, iii) definir tarifas por acceso a las redes y por los servicios de despacho, iv) definir la metodología para el cálculo y el valor de las tarifas aplicables a los usuarios regulados del servicio eléctrico, v) definir las condiciones que deben reunir los usuarios regulados y no regulados, vi) definir los factores de subsidios a los consumos de subsistencia de los usuarios de menores ingresos, vii) establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional, viii) definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía, ix) definir mediante arbitraje los conflictos que se presenten entre los diferentes agentes económicos en cuanto a interpretación de los acuerdos operativos y comerciales y x) velar por la protección de los derechos de los consumidores.

La Ley 142 le dio facultades a las Comisiones para ordenar escisiones de empresas que ejerzan prácticas

restrictivas a la competencia, fusiones que originen beneficios en costos y cobertura a los usuarios y para liquidar empresas monopolísticas oficiales ineficientes. Otra función de las Comisiones que resulta interesante destacar, es la de preparar proyectos de ley para someter a consideración del Gobierno, y recomendarle la adopción de los decretos reglamentarios. La Comisión también está a cargo de desarrollar su reglamento interno para proponerlo al Gobierno para su adopción.

Estructura legal

La Comisión de Regulación Energética (CRE), creada en 1992 estaba conformada por el Ministro de Minas y Energía, quien la presidía, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación (DNP), y tres expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva.

Posteriormente en la Ley 142 se mantuvo la misma conformación, pero la Ley 143 de 1994 definió que el número de expertos para la nueva Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) sería de cinco y que serían nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro años. Se dio la opción de delegar la función de los Ministros y del Director del DNP en los viceministros y en el subdirector respectivamente. El Superintendente fue autorizado para asistir a las reuniones de Comisión, con voz pero sin voto.

La CREG fue creada como una unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía con independencia administrativa, técnica y patrimonial. Esta independencia, no obstante, debe ser verificada en los reglamentos que definen las actuaciones de la Comisión. El Decreto 2641 de 1999 contiene disposiciones relacionadas con la operación del cuerpo colegiado y el procedimiento de toma de decisiones en el que se establece que la Comisión puede sesionar con la presencia de seis de los miembros y las decisiones se toman por mayoría. Existe, sin embargo, una excepción que obliga a que alguno de los miembros de la Comisión que pertenezca a uno de los Ministerios o al DNP vote a favor para que se pueda adoptar la decisión. En la práctica entonces, existe poder de veto por parte de los representantes del Gobierno en la Comisión. Esta norma fue complementada posteriormente con la expedición del Decreto 314 de 2002 que dispone, que en caso de empate en la votación, durante dos sesiones consecutivas, es el Ministro de Minas quién decide y adopta la norma.

Las decisiones de la Comisión se adoptan mediante resoluciones, las cuales son suscritas por el Presidente de la Comisión y el Director Ejecutivo, se comunican, notifican y/o publican de acuerdo con la naturaleza de la decisión que contengan. Las decisiones que no requieren la expedición de una resolución, son tramitadas por el Director Ejecutivo de la Comisión.

El Comité de Expertos Comisionados tiene funciones amplias de carácter técnico, entre las que se cuentan: conocer y discutir todos los temas que se tratan en las sesiones de Comisión, proponer el nombre del Director Ejecutivo a la Comisión (quién ejerce funciones administrativas y que se designa entre los expertos nombrados) y en general las relacionadas con el desempeño de las funciones asignadas por la Ley a la Comisión.

Como parte de las estrategias de transparencia en sus actuaciones, se elaboraban planes de gestión anuales con los objetivos y metas a alcanzar en cumplimiento de sus funciones, a partir de lo cual se desarrollaban planes operativos internos. En 2004 a través del Decreto 2696 se incluyó una obligación más específica de definir un plan estratégico para períodos mínimos de cinco años y una agenda regulatoria anual, de carácter indicativo, que se debe publicar, para comentarios, en octubre del año anterior y es finalmente adoptada por la Comisión en diciembre.

En cuanto a los procedimientos para expedir resoluciones de carácter general, la Comisión había logrado asegurar que se contara con sustentos amplios y detallados de estas decisiones y efectuaba consultas en algunos casos, que de manera discrecional determinaba, dependiendo de su alcance e importancia estratégica para el sector. Las recientes disposiciones contenidas en el Decreto 2696 obligan a consultar previamente todas las normas de carácter general, con sólo algunas excepciones que de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto quedaron previstas en resolución de la Comisión.

Los procesos tarifarios tienen su propio mecanismo de consulta, previsto en la Ley 142, que dispone la publicación de las bases de modificación de las fórmulas tarifarias un año antes de su expedición. En el Decreto se adoptaron, no obstante, algunas disposiciones adicionales para la modificación de las fórmulas tarifarias que incluyen: publicación del proyecto de resolución tres meses antes de su adopción, publicación de un documento soporte explicativo en términos sencillos y adopción de mecanismos para publicitar las disposiciones tarifarias y realizar consultas públicas.

Aunque el Decreto dispone que cada año las Comisiones deben realizar un informe de gestión, se obliga a que

cada tres años se incluya un estudio, contratado externamente, sobre el impacto del marco regulatorio en su conjunto y sobre la sostenibilidad, viabilidad y dinámica del sector respectivo. En este sentido el primer estudio, después de la expedición del Decreto, deberá estar elaborado para 2007.

Por último es importante mencionar que la Ley estableció algunas condiciones mínimas para que una persona se pueda desempeñar como experto de la CREG, éstas incluyen áreas profesionales específicas, como ingeniería y economía y experiencia laboral específica en el sector energético, de al menos seis años.

Régimen presupuestal

La Comisión está sujeta al mismo régimen presupuestal de la SSPD. La Ley obliga a que el manejo de los recursos se haga a través de una fiducia que contrata el Ministerio, pero cuya gestión está a cargo de la Comisión.

Como se explicó arriba el servicio de regulación para las empresas de servicios públicos no puede exceder el 1% del valor de los gastos de funcionamiento de éstas. En el caso de la CREG el porcentaje de contribución para las empresas siempre ha estado por debajo del 1% estipulado en la Ley, lo cual se explica por las restricciones de crecimiento en el gasto impuesto por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. La Comisión no tiene la posibilidad de gestionar directamente la apropiación final de cada año. Las necesidades presupuestales pueden variar dependiendo de los procesos tarifarios que estén cursando, las defensas legales que se requieran y los desarrollos regulatorios específicos que se estén adelantando. De esta manera, la falta de autonomía presupuestal afecta directamente el desarrollo regulatorio determinando un límite indirecto a la gestión de la Comisión.

3. Labor de planeación indicativa: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

Carácter legal y funciones

En la Ley 143 de 1994 se determinan las facultades de la Unidad de Planeación Minero-Energética. Tiene, entre otras funciones, las siguientes: i) establecer los requerimientos energéticos del país y la manera de satisfacerlos con criterios económicos, ii) elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del Sector Eléctrico en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo, iii) evaluar el uso de energéticos no convencionales, iv) evaluar la rentabilidad económica y social de las exportaciones de recursos mineros y energéticos, v) establecer programas de ahorro de energía.

Estructura legal

La Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía (UPME), cuenta con patrimonio propio, personería jurídica y con autonomía presupuestal. Tiene un régimen especial en materia de contratación, de administración de personal, de salarios y de prestaciones.

La Unidad de Planeación Minero-Energética cuenta con un Director cuyos requisitos son similares a los establecidos para un Experto de la Comisión. Su régimen salarial es determinado por el Gobierno a diferencia del de los Expertos que es determinado por el Presidente de la República directamente.

4. Ministerio de Minas y Energía y las políticas de los servicios públicos

Con la nueva estructura institucional del sector, el Ministerio adquiere un nuevo rol en cuanto a los servicios públicos domiciliarios. La Ley 142 dispuso un ajuste en las funciones del Ministerio, quién debe señalar los requisitos técnicos que deben cumplir las empresas cuando la Comisión lo haya identificado como necesario para garantizar la calidad del servicio sin restringir la competencia, elaborar un plan de expansión de la cobertura identificando las inversiones requeridas para su cumplimiento, identificar fuentes de financiamiento para el servicio público respectivo, gestionarlas y permitir que las empresas puedan acceder a estos recursos indiscriminadamente, identificar y gestionar el monto de los subsidios, identificar mecanismos de mejora tecnológica y administrativa y divulgarlos, impulsar negociaciones internacionales sobre el servicio y contar con un sistema de información.

En cuanto a los Planes de Expansión de Generación y Transmisión, es el Ministerio de Minas y Energía quien tiene la facultad de definirlos y fijar los criterios para que la UPME los desarrolle. Los planes de expansión de generación y de transmisión se convierten en planes de referencia buscando “orientar y racionalizar el esfuerzo del Estado y de los particulares para la satisfacción de la demanda Nacional de electricidad en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Energético Nacional”.

El Gobierno Nacional está facultado para tomar las medidas que resulten necesarias para asegurar que los proyectos previstos en el plan de expansión de referencia del sector eléctrico, que no hayan sido seleccionados

por el sector privado, sean ejecutados. Deja previsto la Ley que el Gobierno puede asumir los riesgos inherentes a la construcción y explotación de estos proyectos.

Adicionalmente el Ministerio es quién ha asumido el liderazgo de la administración y el manejo de la participación accionaria de la Nación en las empresas del sector.

5. Efectos de la estructura institucional

Para el sector eléctrico resultó determinante la nueva estructura institucional, al darse el cambio del papel del Estado frente a su participación en el sector. La política del servicio público de electricidad, por las características de permanencia, continuidad y consistencia que debe reunir, corresponde a las disposiciones legales y decretos reglamentarios. No se considera válido que la política se determine a través de decisiones autónomas del Ministro a cargo, o a través de documentos sectoriales, o de comunicaciones, entre otros medios. El desarrollo de la política requiere un procedimiento transparente de discusión y un soporte legal que sustente las decisiones de la Comisión que emanan de esa política. Más allá de los argumentos legales, los ajustes en la política, que determinan el desarrollo regulatorio del sector deberían ser limitados y responder a procedimientos transparentes que eviten dar señales de inestabilidad y crear incertidumbre.

En los análisis más recientes sobre el desempeño del sector y sobre la efectividad de las Comisiones de Regulación se insiste de manera permanente en el fortalecimiento técnico de estas entidades. Esta insistencia no se ha materializado en acciones concretas y se evidencian algunas necesidades adicionales que hasta el momento no han sido tratadas en el amplio debate que se ha dado sobre el tema. Una de las acciones imprescindibles para fortalecer técnicamente la Comisión es el aumento en su planta de funcionarios, con lo que se permitiría dar permanencia al *staff* de asesores que apoyan el desarrollo del proceso regulatorio y en garantizar la continuidad de los procesos regulatorios¹⁹. Aún cuando en los últimos cuatro años la Comisión ha presentado múltiples solicitudes al Ministerio de Minas y Energía y al Departamento Nacional de Planeación para lograr el ajuste en la planta de personal, que se ha identificado como necesario, no se ha contado con el apoyo de estas entidades y por lo tanto no se ha logrado iniciar el trámite respectivo ante los encargados. Tampoco se ha pensado en fortalecer la presencia de los funcionarios del Gobierno en la CREG.

19. Actualmente la Comisión desempeña sus funciones misionales con un total de cerca de 30 asesores de planta y 30 asesores contratados por prestación de servicios.

Uno de los aspectos que viene solicitando la industria como elemento que permitiría fortalecer el papel de la Comisión es el incremento en los salarios de los Comisionados, pero aún tratándose de un procedimiento que sólo exige la expedición de un Decreto por parte del Presidente de la República, esto no ha sido logrado en varios años de reiterada referencia al tema.

Es claro que los procedimientos, estudios y en general el desarrollo regulatorio de la Comisión es susceptible de mejoras importantes. No obstante la Comisión ha logrado mantener un *staff* que ha adquirido conocimiento detallado de la regulación y habilidades importantes para el análisis legal, económico y operativo del sector. Esto se demuestra cuando, en varias de las empresas reguladas con mayor presencia y actividad en la gestión regulatoria, ante la Comisión y ante el Gobierno, los representantes de los departamentos de regulación de esas empresas, cuentan con antiguos asesores de la Comisión de Regulación.

Aunque es evidente que las empresas se están especializando cada vez más en el seguimiento del proceso regulatorio, gestión regulatoria y *lobby*, no se evidencia un ajuste equiparable del esquema de respuesta del Gobierno a esta gestión, que en general requiere fortalecimiento y especialización. Esto se puede verificar en la organización interna de las entidades que participan en las Comisiones de Regulación. En el caso del Departamento Nacional de Planeación, aún siendo la única entidad que participa en las tres Comisiones creadas por la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, su estructura interna no se ha ajustado para permitir mayor especialización y consistencia en la participación de la entidad en las Comisiones.

Aún cuando en algún momento se pensó en establecer una Subdirección de Regulación para lograr este propósito, el DNP más bien ha optado por proponer que la coordinación de las políticas regulatorias se haga estableciendo una Super Comisión que aglutine todos los servicios públicos domiciliarios, o que se asigne a una comisión intersectorial el desarrollo de algunos temas transversales como la metodología de estimación de la tasa de retorno aplicable para el cálculo de los cargos regulados de monopolios de red, la metodología para medir la gestión y los niveles de riesgo de las empresas de servicios públicos domiciliarios, entre otros. Tampoco se cuenta con una participación activa del DNP como miembro de las Comisiones: es así como últimamente, para el caso de la CREG, esta función ha sido delegada en el Subdirector de la entidad quien por sus múltiples funciones no cuenta con la disponibilidad de tiempo para asegurar su participación permanente en la Comisión.

Los asesores en temas relacionados con la Comisión hacen parte de la Subdirección de Minas y Energía de la Dirección de Infraestructura y Energía de la entidad, que tiene múltiples responsabilidades y un número limitado de funcionarios. En el caso del Ministerio de Hacienda, en los últimos años, también se ha presentado la delegación permanente del Ministro de Hacienda en el Viceministro para asistir a las sesiones de la CREG. No existe en la organización interna del Ministerio una oficina que se especialice en temas de regulación sectorial.

En el Ministerio de Minas y Energía tampoco existe especialización y dedicación exclusiva de asesores para el estudio de los desarrollos regulatorios. Igualmente, en la última etapa se ha dado una delegación permanente del Ministro en el Viceministro para presidir la Comisión de Regulación. Considerando que la Comisión está compuesta por ocho miembros, cinco de los cuales son de dedicación exclusiva, es evidente que la percepción de los temas de unos y otros es profundamente diferente. En la práctica los miembros del Gobierno en la Comisión han centrado sus esfuerzos en imponer su poder de veto político, que casi siempre está influenciado por la alta capacidad de *lobby* de la industria.

El desarrollo regulatorio requiere un alto grado de especialización, pero este esfuerzo debe darse de manera simultánea en todos los miembros de la Comisión, o de otra manera lo que se espera es que cada día se profundicen más las diferencias o que se imponga en el seno de la Comisión un grupo de comisionados que no actúen de manera independiente, buscando evitar la confrontación propia que surge al tener un nivel de entendimiento diferente de las propuestas regulatorias.

Otro de los temas que ha sido ampliamente discutido por algunos de los autores de los trabajos sobre la regulación del sector, ha sido el de los límites entre la política y la regulación. Surge la inquietud si en el desempeño diario existen límites entre la política y la regulación o más bien si esto sólo parece ser evidente cuando el Gobierno quiere ejercer su poder discrecional en un sector y no lo logra por efecto de la independencia y no discrecionalidad de las decisiones de la Comisión. Por ejemplo cuando en su momento se discutió la liberación de precios de gas natural en boca de pozo, de los análisis de la CREG no surgieron argumentos técnicos para que se diera la liberación de precios. No obstante en ese momento surgió la pregunta: ¿dónde está el límite entre la política y la regulación? La decisión política más no la de política, era liberar los precios, más allá de que se verificaran las condiciones de competencia requeridas para esto según la Ley 142. Es en ese momento cuando se considera que los límites entre política y regulación no son claros.

No obstante, una decisión de liberar precios en una actividad donde no se da la competencia efectiva podría ser tomada sin restricciones, dentro de un marco de política diferente al de la Ley 142. Por ejemplo con una política que defina un esquema que no prevea la regulación de precios ex ante en ninguno de los segmentos del servicio, pero que considere la implementación de un esquema de control y la posible regulación de precios ex post, es consistente con la liberación de precios en cualquier condición de mercado. Si se considera que los ajustes en la política se deben dar de manera ordenada y consistente con el desarrollo alcanzado por un sector, es evidente que decisiones de política como las contenidas en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006, no son compatibles con estos preceptos, más aún cuando en esa Ley se incluyen disposiciones que son de la órbita propia del regulador, como por ejemplo la determinación de elementos de la fórmula de cálculo de los cargos de la actividad de comercialización.

El Gobierno, a través del Plan Nacional de Desarrollo, además introdujo elementos que hacen que se retroceda varios años frente al logro obtenido en el desmonte de subsidios a los servicios públicos domiciliarios por parte del Estado. En cuanto a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, su desempeño ha estado condicionado a la calidad técnica de quién esté a cargo de las funciones de Superintendente, lo cual no es consistente con el objetivo de las reformas emprendidas en el sector.

La función de la Superintendencia, que le permite administrar empresas que han sido intervenidas, ha hecho que esta asuma un rol de difícil manejo al interior de la Comisión de Regulación, así como sucede en algunos casos con el Gobierno, cuando simultáneamente son administradores y gestores de empresas. Por otra parte el desempeño de las funciones de vigilancia y control de la Superintendencia se ha visto, por momentos minimizada por sus otras actividades relacionadas con las peticiones, quejas y reclamos de usuarios que debe resolver y con los procesos de administración y/o liquidación de empresas prestadoras.

6. Reformas en marcha sobre la estructura institucional actual

Aunque en el Congreso se ha dado trámite a varios proyectos donde se proponen reformas a las Comisiones de Regulación, estos no se han concretado. Actualmente cursan en el Congreso dos proyectos de Ley que buscan cambiar algunos elementos importantes de la estructura institucional actual. El primero, radicado por el Senado de la República²⁰, busca ajustar varios elementos de la estructura de la Comisión: los períodos de los comisionados, el número de comisionados, los requisitos para ser experto y el régimen de inhabilidades, proponiendo la

eliminación de éstas en la entrada. Para el caso particular de la CREG se reduciría el número de comisionados de cinco a tres y los períodos se reducirían de cuatro a tres años. También se propone introducir algunos elementos de gobernabilidad y para esto la estrategia propuesta es obligar que el Director de la Comisión sea quién presente los informes de rendición de cuentas ante el Congreso de la República.

No obstante la propuesta inicial, aunque respaldada por el Gobierno, tiene varios inconvenientes. La reducción del período y el número de comisionados puede tener efectos sobre el desempeño técnico de la Comisión en la medida en que afectaría la continuidad del proceso regulatorio y el grado de especialización y estudio detallado de los temas por parte de los comisionados por el tamaño del sector regulado. Por otra parte la eliminación de las inhabilidades a la entrada o a la salida afectan la independencia y transparencia de la Comisión y por lo tanto el desempeño de la regulación. Esta estrategia ha sido planteada en respuesta a la necesidad de encontrar personas de alto desempeño profesional y amplia experiencia para hacer parte de la Comisión. Sin embargo, se deberían descartar otras opciones antes de recurrir a esta decisión, entre las que se cuenta incrementar la remuneración de los comisionados y/o remunerar el período correspondiente a la inhabilidad a la salida.

El esquema de gobernabilidad que implica la rendición de cuentas es absolutamente inconsistente con la estructura actual de la Comisión, ya que es el Ministro quien la preside y el Gobierno quien ostenta el poder de veto de las decisiones regulatorias. En este sentido el Director Ejecutivo no puede asumir con la debida propiedad, la rendición de cuentas, como se propone en este proyecto de Ley. Este esquema funciona con organismos que como el Banco Central poseen total independencia administrativa y técnica.

El segundo proyecto de Ley radicado en la Cámara de Representantes contiene, además de los cambios institucionales que se explican más adelante, otras disposiciones sobre el régimen tarifario. El proyecto de Ley 162 propone que se eliminen las Comisiones como entidades independientes adscritas al respectivo Ministerio y que ahora sean adscritas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios convirtiéndose en salas de regulación. El superintendente sería el jefe temático y contaría con voz y voto en dichas salas. Se estima por parte de los ponentes que existe una dispersión en los criterios que utilizan las Comisiones en algunos aspectos que son transversales a todos los sectores y que existe limitación de recursos físicos y presupuestales de las Comisiones y por esto se propone dar al Superintendente el control sobre la regulación a fin de unificar las prioridades y las posiciones del Estado en relación con esta temática.

20. Proyecto de Ley 135 Senado.

Aunque el Gobierno había venido impulsando la opción de reunir todas las Comisiones en una sola entidad con salas especializadas por servicios, no se había propuesto antes como opción, la posibilidad de que se cambiara toda la estructura funcional de la regulación al eliminar el cuerpo colegiado como órgano decisorio. Antes que buscar unificar todos los servicios en una entidad como la Superintendencia, que ha demostrado falencias en el manejo especializado que requiere cada servicio público, lo que se espera es que la Superintendencia supere los problemas que ha evidenciado en este aspecto.

Una de las grandes fortalezas en el esquema de Comisiones implementado en Colombia ha sido la existencia de cuerpos colegiados para la toma de decisiones regulatorias. Esto ha hecho más complicado que los agentes capturen al regulador debido a que los costos de transacción son demasiado altos o inclusive a que es imposible lograr de manera simultánea la captura entre todos los miembros del cuerpo colegiado, que se ejerzan influencias políticas o que se dé corrupción, comportamientos ampliamente estudiados por la literatura sobre el particular.

IV. CARACTERÍSTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

El mercado eléctrico Colombiano ha sido diseñado con una estructura que busca potencializar los beneficios de la competencia, y promover la eficiencia en la prestación del servicio. El Estado, a través del Ministerio de Minas y Energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, ejerce funciones centrales que determinan el desempeño del sector. No obstante, la separación entre el Estado empresario y el Estado regulador no ha sido lograda en la práctica, como se observa en la participación que aún posee en buena parte de las empresas del sector y en la participación directa del Gobierno empresario en la toma de decisiones dentro de los órganos reguladores.

1. Aspectos generales de la organización en la prestación de los servicios públicos domiciliarios

La Ley 142 de 1994 dejó prevista la participación de entidades públicas en la prestación de los servicios y de manera específica determinó que estas entidades no pueden tener un tratamiento diferencial en cuanto a los subsidios y privilegios que reciban, los cuales no pueden ser diferentes a los previstos en la misma Ley. Dispone la Ley que los aportes de capital se deben realizar en las mismas condiciones de empresas de derecho privado. El régimen legal no permite que la aplicación de los criterios de la regulación distinga entre las empresas públicas y las empresas privadas.

Desde el punto de vista de la organización de la industria, es posible legalmente que las empresas existentes en 1994 pudieran continuar teniendo por objeto la prestación de uno o más de los servicios públicos o una o más de las actividades complementarias de un servicio, pero se ordenó la separación contable de los negocios y actividades. En caso de presentarse problemas futuros que limitaran la competencia, se le dio facultad a la Comisión para ordenar la escisión de estas empresas. La Ley 143 permite que las empresas que poseían activos del sistema de transmisión nacional, pudieran mantener la propiedad de estos activos después de la expedición de la Ley. Posteriormente la Comisión expidió normas sobre integración vertical y horizontal que aplican actualmente, con la excepción ya mencionada sobre la integración vertical, como se verá más adelante. En estas condiciones, bajo el marco regulatorio vigente, una empresa generadora no puede invertir en la actividad de transmisión; los distribuidores y generadores están habilitados para ser comercializadores y la empresa de transmisión nacional no puede tener intereses en generación, distribución o comercialización.

La Ley permite varios tipos de prestadores de servicios públicos domiciliarios: los municipios, las empresas de servicios públicos, algunos tipos de organizaciones comunitarias, las entidades descentralizadas que los prestaban al momento de entrada en vigencia la Ley y los Autoprodutores. Una empresa de servicios públicos debe ser una sociedad por acciones²¹, anónima o comandita por acciones, que tiene por objeto prestar algunos o varios de los servicios públicos o de sus actividades complementarias. En el artículo 19 de la Ley 142 quedó adicionalmente definido el régimen al que quedan sometidas estas sociedades. No se han establecido requisitos mínimos sobre capital suscrito o pagado, ni otros requisitos que pudieran ser considerados como barreras de entrada al mercado. En caso de que la actividad que ejerza la empresa requiera una concesión (por ejemplo para el uso del agua) o algún permiso municipal, éstos deberán ser gestionados previamente por la empresa respectiva.

2. Mercado de energía

El sistema eléctrico Colombiano está constituido por el sistema interconectado nacional y por las zonas no interconectadas. El sistema interconectado, por su tamaño, es un sistema donde existen economías de escala aprovechables y la organización de la industria ha buscado aprovechar esta condición. En el sistema interconectado se tienen cerca de 8,5 millones de usuarios con una demanda de energía de 46.000 GWh/año. Las zonas no interconectadas corresponden a un sistema compuesto por zonas aisladas, generalmente de difícil acceso²², donde se presta el servicio a un número aproximado de 100.000 usuarios con una demanda de energía cercana a 30 GWh/año.

21. Artículo 17 de la Ley 142 de 1994.

22. Se estima que en estas zonas habitan cerca de 1,5 millones de personas, que representan cerca del 3% de la población del país.

La organización general la industria, definida desde la Ley 143 de 1994, determinó la separación de las actividades, las potencialmente competitivas de las efectuadas por los monopolios naturales. Después de la expedición de la Ley se dieron procesos de desintegración vertical en algunas empresas, dadas las reestructuraciones que en muchos de los casos antecedieron la vinculación de capital privado a éstas. Pero otras de las grandes empresas que estaban integradas continuaron en esta condición y han ampliando su participación en todos los negocios en la etapa posterior a la reforma.

Los elementos básicos que se identificaron para el desarrollo de un marco regulatorio, que permitiera eficiencia en la prestación del servicio, incluyeron, acceso abierto y sin discriminación a los sistemas de transmisión y distribución, una bolsa diaria que permitiera la coordinación de la operación del sistema, contratos bilaterales entre generadores y comercializadores y como mínimo, la existencia de competencia para alguna clase de clientes industriales y comerciales. Estos elementos requieren, por supuesto, una industria con algunas características. La separación de actividades de generación, comercialización, distribución y transmisión permite la asignación de responsabilidades a cada agente y la aplicación de regulación específica de precios y comportamiento según la condición económica de cada actividad.

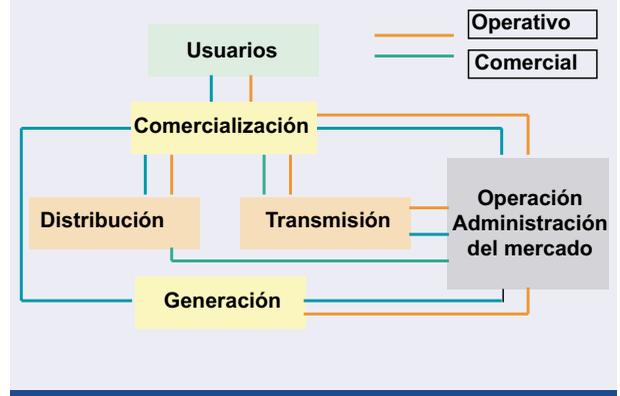
Para el sistema interconectado nacional se conformó un mercado de energía mayorista en donde generadores y comercializadores venden y compran energía y potencia en grandes bloques. Las operaciones de este mercado están sujetas a un Reglamento de Operación expedido por la Comisión, Resolución CREG 025, desde el año 1995.

Al tratarse la generación de una actividad potencialmente competitiva, el mercado se organizó con el fin de lograr competencia efectiva. Se conformó un mercado diario donde los generadores ofertan precios y un mercado de largo plazo de carácter financiero, diseñado para dar posibilidades de cubrimiento del riesgo de volatilidad de precios en el largo plazo.

La operación y administración del mercado fue encargada al Centro Nacional de Despacho, que se conformó, de manera temporal, como una dependencia de ISA, la empresa de transmisión nacional. Recientemente se conformo, a partir de la empresa existente, una filial de ISA, como una Sociedad Anónima prestadora de servicios públicos, con participación accionaria de entidades que no tienen intereses en el sector eléctrico. El nuevo operador del mercado se denominó XM. La figura ilustra la conformación del mercado y el tipo de relaciones, operativas y/o comerciales, que se establecen en la interacción de los agentes.

En el mercado de energía mayorista son despachados centralmente los generadores cuya capacidad es superior

Figura 1: Relaciones operativas y comerciales en el mercado



a 20 MW y las plantas de entre 10 MW y 20 MW pueden ser despachadas centralmente o no, según lo decidan. Del total de la capacidad instalada en el país el 56% es propiedad de inversionistas privados y el 44% pública.

Actualmente hay 56 empresas inscritas como generadoras en el mercado. La mayor parte de las electrificadoras entre las que se cuentan, Santander, Huila, Meta, Caldas, Nariño, Cauca, Tulúa, Boyacá, Cundinamarca, Pereira, entre otras, participan en el mercado como generadoras. En el Cuadro 9 se listan los mayores jugadores en el mercado de energía junto con la capacidad efectiva de sus recursos de generación.

Cuadro 9: Capacidad efectiva en MW de las principales empresas generadoras en el mercado

Empresa	Capacidad Mw
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	2.577,5
Isagen S.A. E.S.P.	2.091,0
Emgesa S.A. E.S.P.	2.074,6
Corp. Electrica de la Costa Atlántica S.A. E.S.P.	1.339,0
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	1.079,1
Chivor S.A. E.S.P.	1.000,0
Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P.	540,0
Empresa Urrá S.A. E.S.P.	334,0
Termocandelaria S.C.A. E.S.P.	314,0
Empresa de Energía de Boyaca S.A. E.S.P.	314,0
Termoflores S.A. E.S.P.	287,0
Central Hidroeléctrica Caldas S.A. E.S.P.	263,4
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P.	233,0
Central Hidroeléctrica Caldas S.A. E.S.P.	212,4
Termotasajero S.A. E.S.P.	155,0
Termocartagena S.A. E.S.P.	187,0
Merilectrica S.A. & CIA S.C.A. E.S.P.	169,0
Proelectrica & CIA. S.C.A. E.S.P	90,0
Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.	48,2

Fuente: ISA. MEM. Datos a diciembre de 2004.

Los principales jugadores del mercado son EPPMM, EMGESA, CHIVOR, EPSA, ISAGEN, CORELCA y URRÁ.

- Empresas Públicas de Medellín (EPPMM), es una empresa integrada verticalmente, que además se desempeña como prestador de los servicios de gas natural, agua y saneamiento y telecomunicaciones. En energía es la empresa que distribuye y comercializa en la ciudad de Medellín y algunos municipios cercanos y posee la mayoría accionaria en otras empresas distribuidoras: en la Empresa Antioqueña de Energía que presta el servicio en el resto del departamento de Antioquia, en la CHEC, prestadora del servicio en el departamento de Caldas y en la Electricadora del Quindío. Adicionalmente posee algunos activos de transmisión ubicados en cercanías a sus centrales de producción de energía. La empresa es propiedad del municipio de Medellín.
- EMGESA es propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá y Capital Energía, que tiene el 48,8% de las acciones y a su cargo la operación de la empresa. EMGESA hace parte de la operación consolidada en América Latina de ENDESA Chile junto con la empresa Betania (generadora).
- CHIVOR es una empresa privada, subsidiaria indirecta de la corporación AES y de propiedad de AES Gener S.A.
- TERMOTASAJERO es propiedad de Conduit Capital Partners, LLC, firma de inversiones que se ha enfocado en proyectos de productores independientes de electricidad en Latinoamérica y el Caribe. En Colombia tiene además intereses en el PPA de Termovalle, a cargo de la empresa EBSA.
- CORELCA y URRÁ son empresas propiedad de la Nación. CORELCA tiene a su cargo la operación comercial de algunos activos propios y otros que tienen suscritos contratos PPA (Flores y Tebsa). URRÁ tiene a su cargo la operación comercial de la hidroeléctrica URRÁ.
- ISAGEN es una empresa constituida a partir de la escisión de los activos de generación de ISA, decidida en su momento como parte de la estrategia de reorganización de la industria. La Nación tiene participación accionaria mayoritaria (76,9%). Participan también como accionistas minoritarios las EPPMM, la Empresa de Energía de Bogotá, EPSA, entre otros.

En la actualidad la Nación participa directamente como propietario del 31% de la capacidad de generación,

contando ISAGEN con un participación del 15% del total del mercado, EPPMM, empresa pública municipal, participa con el 21 % y EMGESA con el 19%.

La actividad de transmisión, al tratarse de un monopolio natural, está sujeta a regulación de precios. La infraestructura existente antes de 1998 es remunerada utilizando una metodología de ingreso regulado. Las necesidades de expansión del sistema se identifican mediante un proceso de planeación centralizada y no existe ninguna empresa obligada a ejecutar la expansión. Las reglas actuales impiden que las empresas integradas verticalmente amplíen su participación en la actividad de transmisión. ISA controla actualmente el 82% de la red de transmisión del país y puede ampliar esta participación en la medida en que resulte adjudicatario de las convocatorias públicas que se efectúan para la ampliación de la capacidad de transmisión, como en la práctica ha sucedido en varias de las convocatorias efectuadas hasta el momento.

- ISA es una empresa donde la Nación tiene participación accionaria mayoritaria con el 59,3% de las acciones, el 28,2% pertenece a accionistas privados (personas naturales, institucionales como fondos de pensiones), el 10,7% pertenece a las EPPMM y el resto a accionistas minoritarios. A su vez TRANSELCA es propiedad de ISA y de la Nación.
- La Empresa de Energía de Bogotá (EEB), es una empresa propiedad del Distrito Capital de Bogotá con 81,5% y de Luz de Bogotá, Capital Energía, entre otras empresas con participación minoritaria. La empresa cuenta principalmente con los activos de transmisión de que era propietario al momento de la reestructuración y escisión de la antigua empresa. No obstante, ha sido un jugador activo en los procesos de convocatorias para la expansión del sistema y recientemente resultó adjudicatario de la ampliación de la interconexión internacional con Ecuador con una inversión de US\$ 41,5 millones.

Cuadro 10: Participación de las principales empresas en la actividad de transmisión

Propietarios líneas 220–230 kV	Longitud (km)
Interconexión Eléctrica s.a. E.S.P.	8.850,6
Transelca S.A. E.S.P.	1.519,6
Empresas Públicas de Medellín	791,8
Empresa de Energía de Bogotá E.S.P.	684,0
Empresa de Energía del Pacífico	269,8
Electricadora de Santander	122,9
Distasa	27,3
Termoflores	14,8
TOTAL	12.280,8

Fuente: ISA. MEM.

La actividad de distribución, que en general se ejerce en forma conjunta con la de comercialización, la desempeñan un total de 31 operadores de red en todo el país. La actividad de distribución, tal y como se encuentra definida en la regulación vigente, implica la operación de los activos de un sistema de distribución, sujeta a las disposiciones del código de operación, su administración y mantenimiento. La tarifa regulada incluye el pago de la reposición de los activos.

El cubrimiento geográfico de cada empresa de distribución, junto con los usuarios conectados a su red, han sido los referentes para determinar el mercado de comercialización. En cada mercado de comercialización la empresa distribuidora–comercializadora, o cualquier otra empresa comercializadora pura que solicite tarifas, puede atender usuarios regulados en ese mercado de comercialización.

Los operadores de red, como se denomina a las empresas que ejecutan la actividad de distribución, de mayor tamaño dentro del mercado son CODENSA, EPPMM, ELECTRO COSTA–ELECTRICARIBE, EPSA, EMCALI y las denominadas Distribuidoras del Centro del País.

- Las empresas ELECTRO COSTA y ELECTRICARIBE, prestan el servicio en la región de la Costa Atlántica colombiana. Estas empresas atienden cerca de 1,37 millones de usuarios. La participación accionaria mayoritaria la tiene el Grupo Unión Fenosa, con el 70% y la Nación participa con 30%. La operación de la empresa está a cargo de Unión Fenosa.
- CODENSA tiene a su cargo la operación de los activos de distribución de Bogotá y áreas rurales del Departamento de Cundinamarca. La empresa CODENSA es una filial del grupo ENDESA que tiene participación mayoritaria a través de las empresas ENDESA INTERNACIONAL (26,6%), CHILECTRA (9,3%) y ENERSIS (12,5%). El Distrito de Bogotá mantiene el 51,5% de la participación accionaria de la empresa (cerca de 29% de las acciones del municipio no tienen derecho a voto). De esta manera el Grupo Endesa mantiene control de importantes activos de generación e importantes mercados de comercialización de usuarios regulados en el sector eléctrico Colombiano. CODENSA atiende un total de 1,8 millones de usuarios.

- La actividad de distribución de las EPPMM se desarrolla en el municipio de Medellín y en otros municipios cercanos de menor tamaño. No obstante, a través de filiales, la empresa cubre el servicio en el resto del departamento de Antioquia, Caldas y Quindío. En Medellín se encuentran conectados a la red de la empresa 916 mil usuarios y en el resto de los departamentos 500 mil usuarios, para un total de 1,4 millones de usuarios.
- EPSA es una empresa a cargo de prestar el servicio, principalmente, en municipios del Valle del Cauca, exceptuando Cali su capital, lo que significa que cubre importantes zonas rurales del departamento. EPSA es una empresa de propiedad mayoritaria del grupo Unión Fenosa y tiene no sólo intereses en las actividades de distribución–comercialización sino importantes intereses en generación con una capacidad efectiva de 1.079 MW. EPSA atiende aproximadamente 360 mil usuarios.
- Otra de las empresas que vale la pena mencionar es Empresas Municipales de Cali (EMCALI). Esta empresa tiene una estructura bastante similar a la de las EPPMM, pero con indicadores de desempeño bastante diferentes. La empresa ha estado en una crisis financiera de gran impacto que ha llevado a un proceso de toma de posesión por parte de la Superintendencia de Servicios que se ha prolongado por varios años. La empresa tiene a su cargo la operación de los activos de distribución de la ciudad de Cali y algunos intereses importantes en la actividad de generación. El mercado que sirve es importante y cubre 450 mil usuarios. Es de propiedad del municipio de Cali.
- Las distribuidoras del centro del país, de propiedad de la Nación, cubren casi el resto de los departamentos del sistema interconectado nacional, para un total de 2,5 millones de usuarios. La propiedad de las empresas es de la Nación, con participación accionaria, en algunos casos, de los departamentos respectivos y algunos otros entes de carácter nacional.

Los operadores de red tienen inversiones en activos de transmisión regional y en sistemas de distribución local y operan los activos de propiedad de terceros que se encuentran embebidos en su sistema, a niveles de tensión inferiores a 230 kV. El Cuadro 11 (p. 29) muestra la cantidad de activos, de los principales operadores de red que operan en el país, y el número de usuarios conectados a su sistema.

Cuadro 11: Participación de las principales empresas que operan sistemas de transmisión regional y de distribución local

EMPRESA	USUARIOS	KM DE RED	TRANSFORMADORES
CODENSA	1.810.743	15.907	48.190
EPPMM	916.633	6.584	41.940
ELECTRICARIBE	736.350	9.209	28.702
ELECTROCOSTA	602.151	11.859	24.875
EMCALI	452.168	2.383	15.245
EADE	442.265	23.598	36.937
SANTANDER	431.269	9.293	20.253
CHEC	359.247	7.201	16.317
EPSA	358.000	8.489	22.080
BOYACA	304.940	12.736	15.707
TOLIMA	303.604	8.536	9.612
NORTE DE SANTANDER	289.055	5.521	10.018
HUILA	212.557	5.171	9.084
QUINDIO	144.862	2.353	6.674
CUNDINAMARCA	177.336	5.242	8.848

Fuente: CREG. Información de activos reportada en 2002 para el cálculo tarifario.

La actividad de comercialización puede ser desempeñada por los distribuidores, por los generadores y por comercializadores puros. Desde 1995 el número de comercializadores activos en el mercado se ha casi doblado y actualmente existen 62 empresas activas y 122 registradas.

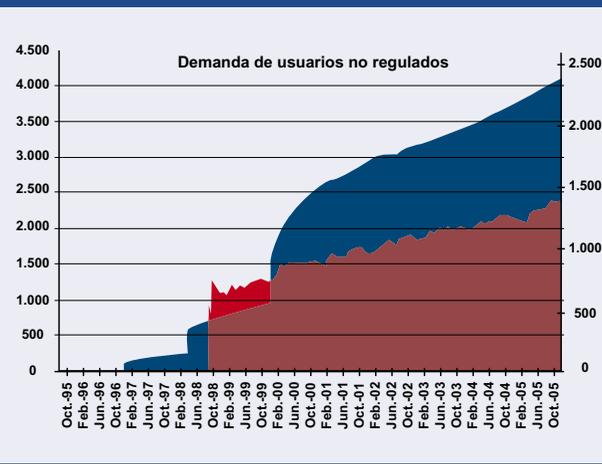
Existen en el mercado dos categorías de usuarios, los regulados y los no regulados. El usuario no regulado es definido como una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos. Los usuarios no regulados realizan las compras de electricidad a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor. En 1996 el nivel de demanda máxima para poder aspirar a ser declarado usuario No Regulado fue definido en 2 MW, en 1997 se redujo a 1 MW y en 1998 a 0,5 MW. Finalmente la Resolución CREG 138 de 1998 dispuso que a partir del 1° de enero de 2000 el límite de potencia o de energía para ser usuario No Regulado sería de 0,1 MW ó 55 MWh. De acuerdo con lo dispuesto en la regulación los usuarios no regulados deben instalar equipos de medición horaria de energía.

La posibilidad de competir ampliamente por la porción de usuarios no regulados ha permitido una dinámica importante en el número de empresas comercializadoras en el sector. En ese segmento han entrado activamente a comercializar a usuario final agentes generadores del MEM y comercializadores independientes. Los comercializadores se han desempeñado igualmente en el mercado haciendo cubrimiento financiero a través de contratos

de intermediación. Finalmente, en la porción del mercado de usuarios regulados, existen algunos comercializadores independientes prestando el servicio. No obstante, se reconoce que existen barreras importantes como el equipo de medida requerido, la falta de información a los usuarios Regulados, entre otras, que han impedido una competencia efectiva en el segmento de los usuarios regulados.

Aunque legalmente le corresponde a la CREG fijar los límites para determinar cuándo un usuario es regulado o no, el Ministerio impuso, vía reglamentaria, un límite a esta facultad. La Ley 812, Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006 determinó que el Ministerio de Minas y Energía debía reglamentar el mecanismo para obligar la incorporación, por parte de todos los comercializadores que atienden usuarios regulados, de un número de usuarios de menores ingresos (estratos 1, 2 y 3). Uno de los instrumentos que identificó el Ministerio para cumplir con esta tarea, el Decreto 3734 de 2003, fue condicionar la liberación del límite actual para ser usuario no regulado por parte de la Comisión, sí como producto de esa decisión se modificaban los ingresos del comercializador de usuarios regulados o la tarifa de estos usuarios. Esta condición, en la práctica, hace imposible modificar el límite actual, dado que al variarlo se van a afectar los ingresos del comercializador establecido que atiende usuarios regulados, por efecto del cambio de usuarios al mercado no regulado en el cual se verifican mayores niveles de competencia y disputabilidad. El Gráfico 5 ilustra la evolución que ha tenido el segmento de los usuarios no regulados en el mercado colombiano. Se observa la alta dinámica presentada en los primeros años en que los límites se fueron reduciendo.

Gráfico 5: Evolución de la demanda de usuarios no regulados y del número de usuarios no regulados (1995-2005)



Fuente: ISA Operador y administrador del mercado.

El Cuadro 12 resume el comportamiento que ha tenido el número de agentes presentes en el sector desde el año 1995. El mayor dinamismo se observa en los segmentos competitivos del negocio, generación y comercialización.

3. Participación del sector privado

Como se mencionaba, el marco legal para la prestación del servicio público en Colombia establece el principio de libertad de entrada y salida y por lo tanto el desarrollo del sector no está sustentado en un esquema de concesiones. Las concesiones están previstas en la Ley como una excepción, cuando no exista interés de alguna entidad,

bajo libre iniciativa y en condiciones de competencia, para asumir la prestación del servicio, facultando a la Nación, los municipios o los departamentos para suscribir este tipo de contratos u otros similares. En caso de que exista necesidad de establecer contratos de concesión le corresponde al Ministerio vigilar su cumplimiento.

Cualquier empresa que quiera entrar a participar libremente en el sector debe constituirse como empresa de servicios públicos domiciliarios y se obliga a cumplir con la regulación expedida por las Comisiones y al control y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. La Ley ordenó que las empresas informen a estas entidades sobre el inicio de sus actividades, razón por la cual los requerimientos de información quedaron establecidos en normas específicas. Estos requerimientos de información se refieren a la conformación de la empresa, los estados financieros, los activos con los que cuenta, entre otros²³.

En generación las señales del mercado deben ser suficientes para que se logre la entrada de nuevos agentes cuando se requiera. Cada año se publica un plan indicativo de mediano y largo plazo donde se identifican las necesidades de expansión. Con base en dicho plan, los diversos actores del mercado toman las decisiones respectivas. Los nuevos proyectos deben estar inscritos ante la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y con el visto bueno de esta entidad, le corresponde al transportador respectivo estudiar la viabilidad técnica y económica de la conexión del proyecto al sistema de transmisión nacional, y finalmente a la UPME dar la aprobación final²⁴.

Cuadro 12: Evolución del número de agentes participantes en el mercado de energía

Año	Distribuidores	Transmisores	Comercializadores		Generadores	
			Registrados	Activos	Registrados	Activos
1995	ND	10	28	34	22	17
1996	24	10	42	40	27	19
1997	26	11	68	45	41	23
1998	28	12	77	55	45	29
1999	28	12	89	55	50	26
2000	31	11	100	64	52	35
2001	31	11	102	57	58	33
2002	32	11	102	60	57	38
2003	32	11	113	60	59	42
2004	31	11	122	62	63	43

Fuente: ISA.

23. Resolución No. 867 de 2004 de la SSPD y Resolución CREG-056 de 1994.

24. Resolución CREG 025 de 1995. Código de Conexión.

En el caso de la transmisión que corresponda a la red de uso general (STN), es la UPME la encargada de identificar los refuerzos y ampliaciones del sistema. La CREG estableció los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del sistema de transmisión nacional y la metodología para determinar el ingreso regulado por concepto del uso del Sistema. Los proyectos son ejecutados por un inversionista seleccionado a través de una convocatoria pública, que garantiza la competencia a la entrada y la asignación a mínimo costo del proyecto. La oferta consiste en un flujo de caja anual por un periodo de 25 años que posteriormente es incorporado, por la CREG, dentro del ingreso regulado del sistema de transmisión nacional. El procedimiento de aprobación del ingreso regulado y las condiciones de asignación de este ingreso están definidos en regulación de la CREG²⁵.

En distribución, al tratarse de un monopolio de red, la opción para vinculación de capital privado es a través de la compra o capitalización de empresas estatales, en donde existe aún posibilidad de ampliar esta participación, o a través de fusiones o adquisiciones de empresas existentes. No obstante, la decisión de ampliar o construir activos de distribución es libre y los permisos de conexión a otros sistemas de distribución, los debe otorgar el operador de red existente en el área respectiva²⁶.

La participación en el negocio de comercialización es libre. Es importante destacar que cualquier agente que quiera participar en el mercado debe cumplir con los requerimientos sobre garantías, suscripción del contrato de mandato con el administrador del mercado y otros procedimientos y registros ante el mercado de energía mayorista²⁷.

V. ESTRUCTURA NORMATIVA DEL SECTOR

El Capítulo 5 de la Constitución Nacional, sobre la finalidad social del Estado y de los servicios públicos, determina que es la ley la que debe fijar las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y que el régimen tarifario debe tener en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos. En ese sentido la Ley establece las entidades competentes para fijar las tarifas y el marco general de desempeño del sector. La Constitución igualmente prevé que es la ley la que debe determinar los deberes y derechos de los usuarios y el régimen de su protección. Es así como cualquier ajuste en el

régimen legal de los servicios públicos está constitucionalmente reservado al Congreso.

Las leyes que fijan la estructura del sector, de acuerdo con el mandato constitucional, son la ley 142 de 1994 y la Ley 143 del mismo año. La primera es la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y la segunda es la Ley Eléctrica. Desde la expedición de la Ley 142, ha habido algunas modificaciones, especialmente relacionadas con la aplicación del régimen de subsidios. Las reformas más sustanciales al régimen de los servicios públicos son las contenidas en la Ley 689 de 2001, que modificó algunas funciones de la Superintendencia de Servicios Públicos y aspectos sobre los mecanismos de seguimiento y control de la gestión de las empresas, y las de la Ley 812 de 2003, que modificó el régimen de subsidios de la Ley 142 y algunos aspectos específicos relacionados con el funcionamiento del servicio de energía.

Las Comisiones están facultadas para desarrollar, expedir y adoptar las normas sobre el servicio que regulan y el Gobierno tiene facultades reglamentarias de las Leyes expedidas por el Congreso y puede por tanto expedir decretos con el fin de reglamentar las leyes relacionadas con los servicios públicos domiciliarios. Algunos de los principales elementos, que dentro del régimen de los servicios públicos domiciliarios, determinan condiciones sustanciales de la participación en la industria, se presentan a continuación.

1. Regulación de tarifas

Las tarifas están sujetas a varios principios definidos en la Ley. Los de suficiencia y eficiencia financiera son rectores del desarrollo tarifario que tienen a su cargo las Comisiones, sin que alguno pueda prevalecer sobre el otro. También son principios tarifarios la transparencia, la simplicidad, la neutralidad, la solidaridad y la redistribución, este último fijado por la misma Ley.

La Ley 142 en los artículos 124 a 127 contiene las condiciones para la expedición y la modificación de las fórmulas tarifarias y sobre la vigencia de éstas. Al ser la Comisión de regulación una autoridad administrativa, le corresponde impulsar la actuación administrativa para la expedición de las fórmulas tarifarias. Para dar inicio al procedimiento de fijación de tarifas, la Comisión debe contar con los estudios que respalden su propuesta y así mismo, si una empresa solicita una modificación de la fórmula tarifaria, ésta se encuentra obligada a presentar los estudios que respalden la solicitud.

25. Resoluciones CREG 022 de 2001, modificada por las Resoluciones 085 de 2002 y 105 de 2003.

26. Resoluciones CREG 070 de 1998. Código de Redes.

27. Resolución CREG-024 de 1995.

Las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cinco años. Puede haber modificaciones durante ese período si se encuentra que alguno de los principios tarifarios no se cumple o si existen razones de fuerza mayor o errores de cálculo que comprometan la suficiencia financiera de la empresa, poniendo en peligro la continuidad en la prestación del servicio. Aunque la vigencia de las fórmulas tarifarias es de cinco años, deja previsto la Ley, que éstas continúan rigiendo hasta tanto la Comisión no fije unas nuevas²⁸.

La actuación administrativa mediante la cual se manifiesta la intención de la Comisión de modificar las fórmulas tarifarias para fijar nuevas tarifas debe comenzar doce meses antes de la fecha prevista para que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias. Para iniciar la actuación administrativa la Comisión debe poner a consideración de las empresas de servicios públicos las bases sobre las cuales efectuará el estudio para determinar las fórmulas del período siguiente.

Mediante Decreto 2696 de 2004 el Gobierno reglamentó el procedimiento para la expedición de las fórmulas tarifarias. El Decreto determina los elementos mínimos que debe contener el documento con las bases de modificación de las fórmulas tarifarias y el mecanismo de consulta de la propuesta de regulación detallada. Este Decreto reglamentario establece, por primera vez, la obligación de realizar audiencias públicas en todo el país como procedimiento de consulta previo a modificar las tarifas.

El documento con las bases de modificación de las fórmulas debe incluir aspectos generales sobre el tipo de regulación a aplicar, aspectos básicos de los criterios de eficiencia que se considerarán, criterios sobre temas relacionados con costos y gastos, criterios relacionados con la calidad del servicio, criterios para remunerar el patrimonio de los accionistas y aspectos sobre los demás criterios tarifarios contenidos en la Ley. La propuesta detallada debe contener los proyectos de metodologías y de fórmulas, los estudios respectivos y los textos de los proyectos de resoluciones; su divulgación y discusión se debe iniciar como mínimo tres meses antes de su adopción por parte de la Comisión.

En lo que se refiere a las tarifas de acceso y uso a las redes, la Ley 143 de 1994 contiene disposiciones especiales. La Comisión debe definir la metodología para su cálculo, aprobar las tarifas obtenidas a partir de la metodología y definir el procedimiento para hacer efectivo su pago. Para ello, debe considerar factores de ubicación y de costos, y condiciones ambientales que puedan afectar la inversión y el mantenimiento. En el caso particular de las tarifas de acceso a las redes, esta Ley no dispuso una vigencia específica de la metodología y usualmente se ha adoptado en las resoluciones la misma

vigencia prevista en la Ley para las fórmulas tarifarias de las que habla la Ley 142 de 1994.

2. Condiciones de participación en la industria

Uno de los pilares fundamentales de la Ley de Servicios Públicos es la libertad de empresa, de manera consistente con los preceptos de la Constitución Nacional. La Ley establece como derecho de todas las personas el de organizar y operar empresas que tengan por objeto la prestación de los servicios públicos, dentro de los límites de la Constitución y la ley. Para efectos de prestar el servicio de electricidad, la Ley establece la posibilidad de que participen diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, los cuales gozarán de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de libre competencia.

Para participar en los negocios de generación, transmisión, distribución y comercialización no se requiere de manera previa la expedición de licencias o permisos específicos relacionados con la actividad que van a desarrollar las empresas. No obstante, en el desarrollo de proyectos que requieren la construcción de infraestructura se debe contar con las licencias de ambientales, se deben obtener las respectivas servidumbres y de acuerdo con las disposiciones municipales los permisos específicos que sean exigibles.

El marco legal sobre medio ambiente (Ley 99 de 1993) establece que *"la ejecución de obras, el establecimiento de industrias o el desarrollo de cualquier actividad que pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje requerirán de una licencia ambiental"*²⁹. Para el caso de la construcción de presas, represas o embalses con capacidad superior a 200 millones de metros cúbicos y construcción de centrales generadoras de energía eléctrica que excedan de 100 MW de capacidad instalada y para el caso de proyectos de ampliación del sistema de transmisión nacional es el Ministerio Vivienda, Medio Ambiente y Desarrollo Territorial quien debe expedir directamente la licencia ambiental.

En la normatividad ambiental colombiana, existe un trámite que consiste en la presentación de un diagnóstico ambiental de alternativas ante la autoridad ambiental, en el cual se comparan diferentes alternativas y la autoridad se pronuncia sobre ellas, indicando a cuál se le debe realizar el estudio de impacto ambiental. El artículo 53 de la Ley 143 identifica la obligación de efectuar consultas públicas con las comunidades afectadas informando sobre los impactos, las medidas y haciéndolos partícipes del plan de acción ambiental.

28. Artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

29. Licencia ambiental única es aquella que incluye los permisos, concesiones y autorizaciones de carácter ambiental necesarias para adelantar la obra o actividad autorizada.

El artículo 57 de la Ley 142 de 1994 reconoce el derecho de las empresas para adelantar obras en predios ajenos y en general realizar en ellos todas las actividades necesarias para prestar servicios públicos. Por otra parte en el artículo 118 se dispone "Tienen facultad para imponer la servidumbre por acto administrativo las entidades territoriales y la Nación, cuando tengan competencia para prestar el servicio respectivo, y las comisiones de regulación".

De acuerdo con estas normas, la Ley se refiere a varias clases de servidumbres y asigna a diferentes entidades la competencia para imponerlas. De acuerdo con las normas, la imposición de una servidumbre sobre un bien inmueble que se requiera para el desarrollo de un proyecto de generación eléctrica es de competencia de la Nación, a los municipios les corresponde imponer servidumbres para los proyectos de distribución, por tratarse de usuarios finales, y a los departamentos la imposición de servidumbres sobre bienes inmuebles que se requieran para permitir la construcción de líneas de transmisión de electricidad. En cuanto a la Comisión, a ésta le compete imponer servidumbres de acceso a los bienes utilizados para la prestación del servicio.

Como parte de su obligación de promover la competencia, la Comisión ha optado por establecer límites en la participación accionaria en los negocios que regula. De manera particular la Ley 142 de 1994³⁰, le atribuye a las Comisiones la facultad de establecer los mecanismos indispensables para evitar la concentración de la propiedad accionaria en empresas con actividades complementarias en un mismo sector o sectores afines en la prestación de cada servicio público. Es así como, sobre la base del límite que identificó la Ley del 25%³¹ para considerar que existe posición dominante en el mercado, la Comisión desarrolló la regulación sobre el particular.

Integración horizontal

La Resolución CREG-128 de 1996 estableció las normas de concentración del mercado para las actividades de generación, distribución y comercialización.

"ARTÍCULO 3º- Límites máximos de Participación en el Mercado, en relación con la actividad de Generación de electricidad. A partir del vencimiento del plazo previsto en el artículo 8º de la presente resolución, ninguna persona natural o jurídica podrá tener, directa o indirectamente, más del veinticinco por ciento (25%) de la Capacidad Nominal de Generación de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional, calculado en la forma prevista en el Artículo 7º. de esta Resolución. (Este texto corresponde al contenido en la Resolución 042 de 1999, que modificó el contenido en la Resolución CREG 128 de 1996).

ARTICULO 4º.- Límites a la participación en la actividad de comercialización. A partir del vencimiento del plazo previsto en el artículo 8o de la presente resolución, ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de comercialización, límite que se calculará como el cuociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el sistema interconectado nacional y las ventas totales de energía a usuarios finales en el sistema interconectado nacional, medidas en kilovatios hora (kWh).

ARTICULO 5º.- Límites a la participación en la actividad de distribución. A partir del vencimiento del plazo previsto en el artículo 8o de la presente resolución, ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de distribución, límite que se calculará como el cuociente entre las ventas de electricidad que se realicen en el sistema interconectado nacional por una o varias empresas que tengan usuarios finales conectados a la misma red de distribución y las ventas totales de energía a usuarios finales en el sistema interconectado nacional, medidas en kilovatios hora (kWh)" (Subrayado fuera de texto).

Adicionalmente, para la actividad de transmisión, en el literal b) del artículo 10 de la Resolución CREG-004 de 1999 se estableció que a partir de su vigencia, Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. no podrá adquirir participación societaria o accionaria, ni incrementar la que tuviera, en el momento de la entrada en vigencia de la resolución, en empresas de transmisión nacional existentes o futuras, así como tampoco, adquirir activos de transmisión de otras empresas transmisoras. Para la participación en los procesos de convocatoria de la ampliación del sistema de transmisión se dispusieron prohibiciones para que empresas nuevas participen en actividades diferentes a la de transmisión y para que empresas integradas verticalmente participen en empresas nuevas o futuras en más de 15% de la participación societaria.

En generación se dispuso, adicionalmente, el cálculo de una franja de potencia, como la diferencia entre la demanda máxima promedio anual de energía y la disponibilidad promedio anual, que determina el límite de participación de los generadores en el negocio. De esta manera cuando el total de los MW de la capacidad efectiva neta sea superior a la franja de potencia calculada, ninguna persona natural o jurídica puede incrementar, directa o indirectamente la participación en el mercado de generación mediante operaciones relacionadas con adquisición de participación en el capital o en la propiedad o de cualquier otro derecho, o con cualquier otro tipo de adquisición o fusión.

30. Artículo 73 numeral 25.

31. "14.13.- Posición dominante. Es la que tiene una empresa de servicios públicos respecto a sus usuarios; y la que tiene una empresa, respecto al mercado de sus servicios y de los sustitutos próximos de éste, cuando sirve al 25% o más de los usuarios que conforman el mercado".

Las disposiciones sobre integración horizontal, específicamente en lo que tiene que ver con la actividad distribución están siendo revisadas por la Comisión y una propuesta sobre este tema debe estar para discusión en corto tiempo.

Con el fin de calcular los límites de participación en el mercado, la Comisión ha determinado en el tiempo varias metodologías, pero la contenida en la Resolución CREG 042 de 1999 establece que, para el caso de un inversionista, se suman los porcentajes de participación en el capital o en la propiedad que tenga el inversionista en empresas no controladas, multiplicados cada uno de dichos porcentajes por el respectivo porcentaje de participación en el mercado que tenga cada una de tales empresas no controladas, más la sumatoria del porcentaje de participación en el mercado que tengan las empresas controladas por el inversionista. Para el caso de una empresa, el porcentaje de participación será el resultado de sumar los porcentajes de participación en el capital o en la propiedad que tenga dicha empresa en empresas no controladas, multiplicados cada uno de estos porcentajes por el respectivo porcentaje de participación en el mercado que tenga cada una de tales empresas no controladas, más la sumatoria del porcentaje de participación en el mercado que tengan sus empresas controladas, y del porcentaje de participación en el mercado que tengan sus inversionistas.

Integración vertical

En cuanto a integración vertical las disposiciones generales son establecidas desde las Leyes 142 y 143 de 1994.

El artículo 74 de la Ley 143 dispone:

"Artículo 74. Las empresas que se constituyan con posterioridad a la vigencia de esta Ley con el objeto de prestar el servicio público de electricidad y que hagan parte del sistema interconectado nacional no podrán tener más de una de las actividades relacionadas con el mismo con excepción de la comercialización que puede realizarse en forma combinada con una de las actividades de generación y distribución." (Subrayado fuera de texto).

La Ley 142 determina que la empresa dedicada a la interconexión no puede desarrollar otras actividades de generación, comercialización o distribución. La Ley dispone una excepción a las empresas integradas verticalmente continúen integradas aún después de expedida la Ley. La única empresa para la que esta Ley ordenó un proceso de escisión fue Interconexión Eléctrica S.A. ISA.

La Comisión, mediante la Resolución CREG 056 de 1994, dispuso que las empresas que se constituyan con posterioridad a la vigencia de la Ley 143 de 1994 en el sistema interconectado nacional, no pueden tener más de una de las actividades complementarias relacionadas con el mismo, salvo la de comercialización que puede realizarse en forma combinada con una de las actividades de generación y distribución. No obstante, deja previsto que si se va a ejercer conjuntamente la actividad de distribución y comercialización, la generación de energía no puede exceder una capacidad de 50 MW. Si esto sucede el objeto exclusivo de la empresa debe ser generación y comercialización.

Para la aplicación de estas normas, en cuanto a la capacidad de generación, el cálculo se hace considerando la participación directa y en forma proporcional la participación que resulta de su vinculación económica con empresas que cuentan con capacidad de generación. La vinculación económica se determina por la existencia de contratos para compartir utilidades o reducir costos, o contratos de riesgo compartido o cuando se tienen acciones o partes de capital, créditos en condiciones preferentes y contratos de suministro de combustible.

Por otra parte el artículo 6 de la Resolución CREG 128 de 1996 establece que *"ninguna empresa generadora podrá tener acciones, cuotas o partes de interés social que representen más del veinticinco por ciento (25%) del capital social de una empresa distribuidora. Igual regla se aplicará a las empresas distribuidoras que tengan acciones, cuotas o partes de interés en el capital social de una empresa generadora. Para los efectos de este artículo el concepto empresa no incluye a las personas vinculadas o subordinadas económicas de la empresa que realiza la inversión o adquiere las acciones."*(Subrayado fuera de texto).

Las empresas que tienen por objeto la actividad de transmisión de electricidad, no pueden incluir en su objeto otra actividad; pero las que presten el servicio de distribución, pueden incluir, además de ésta, la de comercialización.

Uno de los grandes inconvenientes que ha presentado este esquema de organización de la industria, a través de la fijación de límites de participación, es la definición de los elementos que determinan esa participación. En algunos casos se ha establecido que la vinculación económica debe ser considerada en el cálculo de la participación, en otros casos que sólo el control debe ser considerado para estimar la participación de una empresa en una actividad y en otros que cualquier participación accionaria debe ser considerada en el cálculo.

En el caso de la determinación de la participación, bajo consideraciones de vinculación económica, el seguimiento y control es complejo dados los múltiples factores que implican vinculación económica. En los casos en que es sólo el control accionario el que determina el porcentaje de participación no necesariamente se está reflejando el poder de un accionista en las decisiones de esa empresa y los efectos que esto tiene sobre el mercado.

3. Competencia

La función general de promoción de la competencia, está a cargo de la Comisión, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994. Esta función se debe desarrollar dentro del marco general de la misma Ley y de las demás normas sobre competencia.

En cuanto al Control y Vigilancia de la competencia, existen dos entidades con funciones asignadas por la Ley. El Decreto-Ley 2153 de 1992 establece que es la Superintendencia de Industria y Comercio tiene a su cargo vigilar el cumplimiento de las disposiciones sobre promoción de la competencia y prácticas comerciales restrictivas respecto de todo aquél que desarrolle una actividad económica, independientemente de su forma o naturaleza jurídica. Puede imponer las medidas correspondientes cuando se produzcan actos o acuerdos contrarios a la libre competencia o que constituyan abuso de posición dominante. Esta Superintendencia debe también pronunciarse sobre la fusión, consolidación, integración y adquisición del control de empresas. La Ley 155 de 1959 establece normatividad sobre prácticas restrictivas de la competencia.

No obstante, posteriormente mediante la Ley 689 de 2001 se le asignó a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios la función de adelantar las investigaciones por competencia desleal y prácticas restrictivas de la competencia de los prestadores de servicios públicos domiciliarios e imponer las sanciones respectivas.

A diferencia de lo definido en la Ley 142 de 1994, la posición dominante es definida de una forma amplia, en el Decreto 2153, como la posibilidad de determinar, directa o indirectamente, las condiciones de un mercado.

Entre los acuerdos contrarios a la libre competencia se incluyen:

- Los que tengan por objeto o tengan como efecto la fijación directa o indirecta de precios.
- Los que tengan por objeto o tengan como efecto determinar condiciones de venta o comercialización discriminatoria para con terceros.
- Los que tengan por objeto o tengan como efecto la repartición de mercados entre productores o entre distribuidores.
- Los que tengan por objeto o tengan como efecto la asignación de cuotas de producción o de suministro.
- Los que tengan por objeto o tengan como efecto la asignación, repartición o limitación de fuentes de abastecimiento de insumos productivos.
- Los que tengan por objeto o tengan como efecto la limitación a los desarrollos técnicos.
- Los que tengan por objeto o tengan como efecto subordinar el suministro de un producto a la aceptación de obligaciones adicionales que por su naturaleza no constituirían el objeto del negocio, sin perjuicio de lo establecido en otras disposiciones.
- Los que tengan por objeto o tengan como efecto abstenerse de producir un bien o servicio o afectar sus niveles de producción.
- Los que tengan por objeto la colusión en las licitaciones o concursos o los que tengan como efecto la distribución de adjudicaciones de contratos, distribución de concursos o fijación de términos de las propuestas.

Se consideran actos contrarios a la libre competencia los siguientes:

- Infringir las normas sobre publicidad contenidas en el estatuto de protección al consumidor.
- Influnciar a una empresa para que incremente los precios de sus productos o servicios o para que desista de su intención de rebajar los precios.
- Negarse a vender o prestar servicios a una empresa o discriminar en contra de la misma cuando ello pueda entenderse como una retaliación a su política de precios.

El abuso de posición dominante incluye las siguientes conductas:

- La disminución de precios por debajo de los costos cuando tengan por objeto eliminar uno o varios competidores o prevenir la entrada o expansión de éstos.
- La aplicación de condiciones discriminatorias para operaciones equivalentes, que coloquen a un consumidor o proveedor en situación desventajosa frente a otro consumidor o proveedor de condiciones análogas.
- Los que tengan por objeto o tengan como efecto subordinar el suministro de un producto a la aceptación de obligaciones adicionales, que por su naturaleza no constituirían el objeto del negocio, sin perjuicio de lo establecido por otras disposiciones.
- La venta a un comprador en condiciones diferentes de las que se ofrecen a otro comprador cuando sea con la intención de disminuir o eliminar la competencia en el mercado.
- Vender o prestar servicios en alguna parte del territorio colombiano a un precio diferente a aquel al que se ofrece en otra parte del territorio colombiano, cuando la intención o el efecto de la práctica sea disminuir o eliminar la competencia en esta parte del país y el precio no corresponda a la estructura de costos de la transacción.

Por otra parte la Ley 142 prohíbe las prácticas restrictivas a la competencia y las define de manera específica. Se consideran restricciones indebidas a la competencia, entre otras, las siguientes:

“34.1- El cobro de tarifas que no cubran los gastos de operación de un servicio.

34.2- La prestación gratuita o a precios o tarifas inferiores al costo, de servicios adicionales a los que contempla la tarifa.

34.3.- Los acuerdos con otras empresas para repartirse cuotas o clases de servicios, o para establecer tarifas, creando restricciones de oferta o elevando las tarifas por encima de lo que ocurriría en condiciones de competencia.

34.4.- Cualquier clase de acuerdo con eventuales opositores o competidores durante el trámite de cualquier acto o contrato en el que deba haber citaciones al público o a eventuales competidores, y que tenga como propósito o como efecto modificar el resultado que se habría obtenido en plena competencia.

34.5.- Las que describe el Título V del Libro I del Decreto 410 de 1971 (Código de Comercio) sobre competencia desleal.

34.6.- El abuso de la posición dominante al que se refiere el artículo 133 de esta ley, cualquiera que sea la otra parte contratante y en cualquier clase de contratos”.

En cuanto a las tarifas se definen como prácticas restrictivas:

“98.1.- Dar a los clientes de un mercado competitivo, o cuyas tarifas no están sujetas a regulación, tarifas inferiores a los costos operacionales, especialmente cuando la misma empresa presta servicios en otros mercados en los que tiene una posición dominante o en los que sus tarifas están sujetas a regulación.

98.2.- Ofrecer tarifas inferiores a sus costos operacionales promedio con el ánimo de desplazar competidores, prevenir la entrada de nuevos oferentes o ganar posición dominante ante el mercado o ante clientes potenciales.

98.3.- Discriminar contra unos clientes que poseen las mismas características comerciales de otros, dando a los primeros tarifas más altas que a los segundos, y aún si la discriminación tiene lugar dentro de un mercado competitivo o cuyas tarifas no estén reguladas”.

En lo relacionado con abuso de la posición dominante, la Ley 142 contiene disposiciones detalladas sobre las condiciones de la relación contractual con los usuarios de los servicios públicos domiciliarios y sobre cuales actuaciones dentro de estos contratos son consideradas como tal.

Existe un marco legal completo que aplica a las actuaciones de las empresas que participan en el sector. No obstante, bajo el marco legal vigente no existe una autoridad única en materia de prácticas restrictivas de la competencia e integraciones y, por tanto, existe incertidumbre jurídica sobre cuál es la autoridad competente para investigar y sancionar conductas anticompetitivas o la autoridad que debe conocer una integración.

En caso de que en el sector se pensara en optar por evaluaciones caso a caso de procesos de fusiones o adquisiciones, en lugar de mantener límites a la integración en participaciones, no son claras las atribuciones legales que tienen las diferentes entidades para estudiar y dar visto bueno de estas operaciones.

La Superintendencia de Servicios Públicos domiciliarios no ha desarrollado investigaciones importantes por prácticas comerciales restrictivas, lo que ha sido en algunos momentos una barrera para el logro de los objetivos trazados en la regulación. En el momento se está tramitando un proyecto de ley³², que propone centralizar en la Superintendencia de Industria y Comercio las funciones de evitar las prácticas restrictivas de la competencia y ejercer el control previo de integraciones empresariales, sin importar el sector económico en que se presenten. La posibilidad de contar con una entidad especializada y fuerte en el control de prácticas restrictivas y a cargo de observar el efecto de fusiones o adquisiciones, abre posibilidades interesantes en cuanto a los ajustes que se podrían buscar en la regulación, específicamente la regulación sobre los límites de participación en el mercado.

VI. FONDOS PÚBLICOS DEL SECTOR ELÉCTRICO

Como se ha mencionado, la reforma del sector eléctrico busca su consolidación a través de la búsqueda de varios objetivos:

- Asegurar la sostenibilidad de largo plazo en la prestación del servicio público domiciliario.
- Disminuir la presión sobre las finanzas públicas.
- Fomentar la eficiencia y la mejor gestión de las empresas para lograr tarifas que reflejen costos justos para los usuarios, niveles adecuados de confiabilidad en la prestación del servicio y mayor cobertura. Esto implica eficiencia en la operación y eficiencia en las decisiones de inversión.

Al ser la racionalización del gasto público uno de los más importantes objetivos en el marco de la política macroeconómica del Gobierno, es importante observar cuál es el esfuerzo fiscal que está imponiendo el sector eléctrico. Las decisiones sobre nuevos aportes de recursos del Gobierno Nacional al sector eléctrico no se hacen a través de una empresa específica, como sucedía en la época que precedió a la reforma, sino a través de fondos que permiten financiar planes o programas cuya iniciativa ha provenido del legislador o del propio Ministerio. En el contexto del esquema planteado desde la reforma del sector, los cuestionamientos principales que surgen frente al desarrollo de estos programas con recursos públicos son: i) ¿el plan o programa debe estar a cargo del Gobierno, o es parte de las responsabilidades de las empresas prestadoras, que deben ajustarse a las señales económicas desarrolladas en la regulación? y ii) ¿el plan o programa es sostenible en el largo plazo y tiene racionalidad económica, responde a criterios de eficiencia o responde a decisiones políticas?

1. Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos

Antecedentes

El primero de los fondos que existe actualmente fue establecido desde la Ley 142 de 1994³³ y sirve para apoyar el desarrollo de las políticas sectoriales. La Ley previó la aplicación de un criterio de solidaridad y redistribución en el cobro a los usuarios de las tarifas de los servicios públicos domiciliarios. Este criterio legal tenía varios elementos importantes. El primero es que el costo de prestación del servicio debe ser claramente identificable para las empresas prestadoras y para el usuario, el segundo es que los usuarios de mayores ingresos deben contribuir con un porcentaje adicional al costo de prestación del servicio, de hasta 20%, para subsidiar a los usuarios de menores ingresos, y el tercero es que el factor de subsidio, que depende de la condición socioeconómica del usuario, tiene un límite que es el 50% del costo de prestación del servicio para un consumo máximo, denominado consumo de subsistencia³⁴.

La Ley también determinó que el porcentaje de subsidio que cada empresa aplicaría a sus usuarios de los diferentes estratos socioeconómicos era potestativo hasta los límites indicados, y dependía de la disponibilidad de recursos para financiar el pago del subsidio a los usuarios atendidos por ésta. Los recursos a los cuales pueden acceder las empresas para financiar los subsidios que asignan a sus usuarios provienen de las contribuciones recaudadas entre usuarios de la misma empresa o de la misma zona geográfica, de los recursos asignados por el Gobierno Nacional para este fin (incorporados en el Presupuesto General de la Nación) o de los recursos que pueden presupuestar las entidades territoriales³⁵. En el caso particular del servicio de energía eléctrica la Ley dispuso:

"89.3.- Los recaudos que se obtengan al distinguir, en las facturas de energía eléctrica y gas combustible, el factor o factores arriba dichos, y que den origen a superávit, después de aplicar el factor para subsidios y sólo por este concepto, en empresas oficiales o mixtas de orden nacional, y privadas se incorporarán al presupuesto de la nación (Ministerio de Minas y Energía), en un "fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos", donde se separen claramente los recursos y asignaciones de estos dos servicios y que el congreso destinará, como inversión social, a dar subsidios que permitan generar, distribuir y transportar energía eléctrica y gas combustible a usuarios de estratos bajos, y expandir la cobertura en las zonas rurales preferencialmente para incentivar la producción de alimentos y sustituir combustibles derivados del petróleo..." (Subrayado fuera de texto).

32. Proyecto de Ley 108/2005. Cámara de Representantes.

33. Ley de los Servicios Públicos Domiciliarios (electricidad, gas combustible, agua y saneamiento básico y telefonía fija).

34. El artículo 99.6 de la Ley establece: "La parte de la tarifa que refleje los costos de administración, operación y mantenimiento a que dé lugar el suministro será cubierta siempre por el usuario; la que tenga el propósito de recuperar el valor de las inversiones hechas para prestar el servicio podrá ser cubierta por los subsidios, y siempre que no lo sean, la empresa de servicios públicos podrá tomar todas las medidas necesarias para que los usuarios las cubran. En ningún caso el subsidio será superior al 15% del costo medio del suministro para el estrato 3, al 40% del costo medio del suministro para el estrato 2, ni superior al 50% de éste para el estrato 1".

35. Hasta la fecha no se han incorporado recursos del presupuesto de entidades territoriales para este fin.

De esta manera se constituyó un fondo cuenta para administrar recursos del Presupuesto General de la Nación que provienen de las contribuciones y de aportes del Gobierno Nacional. El Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos tiene entre sus principales funciones administrar la asignación de recursos entre las diferentes empresas del país, realizar las conciliaciones respectivas y gestionar los recursos del Presupuesto General de la Nación que se deberán incorporar anualmente al Fondo. Los procedimientos de liquidación, cobro, recaudo y manejo de los fondos se encuentran reglamentados³⁶.

Anualmente se buscaba por parte del Fondo gestionar recursos del presupuesto nacional que permitieran a las empresas aplicar los límites máximos de subsidios inicialmente permitidos por la Ley, es decir 50% para estrato 1, 40% para estrato 2 y 15% para estrato 3. Ante la incertidumbre existente sobre la disponibilidad de recursos, algunas empresas optaron por eliminar la aplicación de subsidios para algunos grupos de usuarios, especialmente para los usuarios de estrato 3. Por ejemplo para un año como 1998 se presentó un faltante a final de año de 39% para financiar el monto total de subsidios que habían sido asignados. Este faltante se podía cubrir de dos formas, que la empresa lo asumiera directamente o que la empresa desmontara los factores de subsidios máximos aplicables hasta equilibrar ingresos y gastos de solidaridad. El factor de incertidumbre en el manejo de los subsidios se generó porque usualmente el presupuesto para cubrirlos, que se programa anualmente, tenía un déficit importante que sólo era cubierto con adiciones presupuestales, que se tramitaban ante el Congreso el último trimestre del año presupuestal. Ante las expectativas de adicionar recursos, no se tomaban las decisiones de ajustar los factores de subsidios y si estas expectativas no se materializaban se generaba déficit en las empresas.

Al momento de la expedición de la Ley 142 de 1994 los subsidios otorgados a los usuarios del servicio eran superiores al 50% del costo, por lo que el tránsito para el desmonte de los subsidios hacía los límites máximos establecidos por la Ley 142 de 1994 fue gradual. Las disposiciones sobre gradualidad buscaban de manera simultánea asegurar la estabilidad financiera para las empresas del sector, aminorar el impacto para el usuario final y racionalizar el gasto del Gobierno Nacional.

De esta forma en el año 1996 se expidió la Ley 286 que dio un plazo a las Comisiones para diseñar este tránsito estableciendo el 31 de diciembre del año 2000 como

fecha máxima para alcanzar los límites establecidos por la Ley 142 de 1994. Las Leyes 508 de 1999 y 632 de 2000 y el Decreto 955 de 2000, trataron nuevamente esta materia ampliando el plazo para el desmonte de los subsidios hasta diciembre de 2001.

Posteriormente, y una vez se había logrado el desmonte de subsidios requerido para cumplir los límites de la Ley 142 de 1994, el Gobierno mediante la Ley 812 de 2003, Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2003-2006, introdujo un cambio substancial en el esquema de solidaridad que funcionaba hasta ese momento. Específicamente se dispuso en esta Ley:

"Artículo 116. Subsidios para estratos 1, 2 y 3. La aplicación de subsidios al costo de prestación de los servicios públicos domiciliarios de los estratos socioeconómicos 1 y 2 a partir de la vigencia de esta ley y para los años 2004, 2005 y 2006, 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 a la variación del Índice de Precios al Consumidor.

Las Comisiones de Regulación ajustarán la regulación para incorporar lo dispuesto en este artículo. Este subsidio podrá ser cubierto por recursos de los Fondos de Solidaridad, aportes de la Nación y de las Entidades Territoriales.

Parágrafo 1°. Para los servicios de acueducto, alcantarillado y aseo, los subsidios se aplicarán de acuerdo con la disponibilidad de recursos de los entes que los otorguen, de tal forma que en ningún caso será superior al cuarenta por ciento (40%) del costo medio del suministro para el estrato 2, ni superior al setenta por ciento (70%) para el estrato 1.

Parágrafo 2°. En todos los servicios públicos domiciliarios, se mantendrá el régimen establecido en las Leyes 142 y 143 de 1994 para la aplicación del subsidio en el estrato 3..." (Subrayado fuera de texto).

Los cambios tienen varios efectos, el primero es que la asignación de subsidios por parte de las empresas ya no es optativa, es decir las empresas se encuentran obligadas a asignar los subsidios en montos que permitan cumplir los criterios de la Ley. En este sentido la disponibilidad de recursos en el Fondo no constituiría una justificación para ajustar el valor finalmente asignado a los usuarios por parte de las empresas, según la Ley, y le corresponde al Gobierno cubrir los faltantes.

36. Decretos 847 de 2001 y 201 de 2004.

Por otra parte los límites de subsidios de hasta un 50% para los estratos socioeconómicos más bajos fueron en la práctica eliminados y los porcentajes de subsidios que se alcancen dependerán del crecimiento en términos reales del costo de prestación del servicio. Es así como, una empresa que tenga un crecimiento en términos reales del costo de prestación del servicio a usuario final, estimado de acuerdo con las fórmulas establecidas por la Comisión, deberá incrementar el subsidio a un valor tal que permita que el mismo cubra el diferencial de crecimiento más allá de la inflación. Los valores que han sido incorporados anualmente por parte de la Nación como subsidios directos para el pago del sector eléctrico se presentan en el cuadro a continuación.

Cuadro 13: Monto de los subsidios del sector eléctrico (1999-2005)

SUBSIDIOS DIRECTOS SECTOR ELÉCTRICO	
Año	Millones de dólares corrientes
1999	99,40
2000	63,81
2001	129,52
2002	66,18
2003	48,29
2004	130,67
2005	135,73

Fuente: Leyes de presupuesto. Valores apropiados en los presupuestos anuales y en las adiciones respectivas.

En los años 2004 y 2005 se ha incrementado de manera importante el valor de los subsidios directos asignados por el Gobierno Nacional en el Presupuesto General de la Nación. Es así como, estimado con referencia al valor del año 2003, en 2004 este aporte creció el 147% y en 2005 el 127%, para los valores en pesos. De acuerdo con datos reportados por el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos los valores efectivamente girados corresponden a los expresados en el Cuadro 14.

El valor total de los subsidios asignados, entre el año 2002 y el año 2004 se incrementó en 51% en pesos. Este incremento se financia principalmente con el crecimiento de los recursos del presupuesto que casi se triplicaron en el período. Bajo este nuevo escenario legal se espera en la práctica, que se incremente el porcentaje de los subsidios asignados por el Gobierno y por lo tanto la presión sobre el presupuesto para financiar estos subsidios que obliga la Ley para los usuarios del servicio.

Por otra parte, un crecimiento sin límites del valor subsidiado distorsiona las señales de mercado para un conjunto importante de usuarios, al generarse señales de mínimo costo o costo cero, sobre un servicio que en realidad implica costos importantes desde el punto de vista de infraestructura y operación. En caso de que las finanzas públicas no puedan sostener este ritmo de crecimiento de gasto, se requerirá iniciar un nuevo proceso de desmonte de subsidios en el mediano plazo y un nuevo proceso de ajuste en la percepción de costos de una porción importante de usuarios del mercado.

Se debe anotar que en el año 2004 el Gobierno ajustó el valor del consumo máximo que es susceptible de ser subsidiado a cada usuario. Es así como, el consumo de 200 kWh/mes que se venía aplicando fue modificado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), haciendo uso de las facultades que le fueron otorgadas en la Ley 632 de 2000. La Resolución 355 de julio de 2004 de la UPME fijó el consumo básico de subsistencia para el servicio de electricidad en 173 kWh/mes en zonas con altitud inferior a 1.000 metros sobre el nivel del mar y en 130 kWh/mes en aquellas localidades ubicadas por encima de 1.000 metros sobre el nivel del mar. Estos límites del consumo de subsistencia deberán ser alcanzados en el año 2007 siguiendo la senda que diseñó la UPME.

Cuadro 14: Montos de recursos de subsidios, contribuciones y del Presupuesto General de la Nación asignados a través del Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos (1998-2004)

MONTOS ANUALES DEL FONDO DE SOLIDARIDAD Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS (Millones de dólares)

Año	Subsidios	Contribuciones	Presupuesto
1998	417,33	239,26	60,50
1999	312,32	208,91	105,93
2000	253,66	194,76	77,34
2001	242,29	181,38	124,00
2002	246,86	188,90	49,15
2003	258,33	199,23	67,25
2004	356,75	251,25	130,48

Cifras en dólares corrientes.
Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

Esta estrategia de reducción del consumo de subsistencia, respaldada con estudios técnicos desarrollados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas y validados posteriormente por la Unidad de Planeación Minero Energética, permitió reducir parte de la presión fiscal que hubiera significado la aplicación de la medida prevista en el Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006.

En el anteproyecto del presupuesto del año 2006 se han incluido recursos por US\$ 155 millones de pesos como subsidios directos. Esto representa un incremento de 14% frente al monto de recursos que se presupuestaron para la asignación de subsidios directos en el año 2005 y de 159% frente a lo que se había presupuestado en el año 2003.

A diciembre de 2004 los subsidios de estrato 1 alcanzaban hasta el 65% en algunas empresas entre las que vale la pena destacar a EBSA; y para los usuarios de los mercados de Bogotá, Cali y Medellín estaban entre el 53% y 56% aproximadamente; los subsidios para los usuarios de Estrato 2 alcanzaban en algunas empresas hasta el 57%, oscilando en general entre el 43% y 57%.

Existe otro escenario que vale la pena mencionar. Si se considera que algunas de las disposiciones contenidas en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2003-2006, tienen carácter temporal, en el año 2006 podría requerirse volver a adoptar los límites de subsidios fijados por la Ley 142 de 1994, esto significaría que podría ser necesario establecer una nueva transición. Pero por otra parte, mantener el esquema del Plan Nacional de Desarrollo puede resultar insostenible en el largo plazo.

Otro elemento importante en el esquema de asignación de subsidios es el modelo que se utiliza para determinar el estrato socioeconómico al que pertenece un usuario. Esta metodología de estratificación que venía desarrollando el Departamento Nacional de Planeación es determinante en el monto total de subsidios que va a requerir el sector y en la eficiencia de la asignación de estos recursos. De acuerdo con cifras de 2004, el 39% de los subsidios se asignaron a usuarios del estrato 1, el 49% a usuarios del estrato 2 y el 12% al estrato 3, mientras que el 22% de la población pertenece al estrato 1, el 41% al estrato 2 y el 27% al estrato 3.

El Gobierno recientemente aprobó un documento de política económica CONPES³⁷, relacionado con el esquema de estratificación socioeconómica como herramienta para la definición de la población objeto de subsidios y contribuciones. Esto debido a que en diferentes estudios efectuados, incluyendo uno sobre "Incidencia del gasto público social sobre la distribución del ingreso y

la reducción de la pobreza", realizado en el marco de un proyecto denominado Misión de Pobreza, se plantean problemas en el sistema de asignación de subsidios por estratos. En esencia, el documento se refiere a errores de inclusión de usuarios con diferentes niveles de ingresos en los diversos estratos socioeconómicos existentes. Es así como de los cálculos efectuados se encontró que el 50% de los usuarios de energía eléctrica corresponden a no pobres que reciben subsidios. Así, por ejemplo, de acuerdo con los estudios efectuados, realmente el 63,7% de los usuarios en el Estrato 1 son pobres y en el Estrato 2 sólo el 45,2%. Los valores cambian dependiendo de los indicadores de pobreza utilizados pero en general los análisis preliminares presentados se han hecho con base en el nivel de ingreso.

Se ha dispuesto la modificación de la metodología de estratificación, lo cual está a cargo del Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), que deberá utilizar para este efecto la información del Censo. La culminación de este proceso, incluyendo su implementación por parte de los Alcaldes de los diferentes municipios y de las empresas de servicios públicos, no será antes de dos años.

No obstante que fueron las decisiones contenidas en el Plan Nacional de Desarrollo las que impulsaron un crecimiento acelerado de los subsidios se establece en el documento de política recientemente expedido por el Gobierno: *"El desbalance en el esquema de subsidios y contribuciones, y la escasez de recursos disponibles para subsidiar la demanda de servicios públicos domiciliarios, hacen necesario definir una estrategia para racionalizar la asignación de estos subsidios. En este sentido, se recomienda dar prioridad en el otorgamiento de subsidios a los estratos 1 y 2, y se recomienda evaluar la implementación de acciones complementarias con el objetivo de focalizar la asignación de subsidios en la población del estrato 3"*.

En este sentido se da instrucciones a las Comisiones de Regulación³⁸ para evaluar condiciones adicionales para el otorgamiento de subsidios en el estrato 3 en cada servicio público, entre lo que se cuenta, la posibilidad de condicionar este otorgamiento a que se cumpla con los estratos 1 y 2 y que exista superávit en las contribuciones. También se propone evaluar la estratificación contra otras metodologías de identificación de las condiciones socioeconómicas existentes en otros sectores de la economía. Esta propuesta de ajuste deberá estar culminada en el primer semestre de 2006 y considerará la situación específica de cada sector.

37. Documento del Consejo Nacional de Política Económica y Social número 3386.

38. La Ley 142 de 1994 establece en el artículo 89 lo siguiente: "Aplicación de los criterios de solidaridad y redistribución de ingresos. Las comisiones de regulación exigirán gradualmente a todos quienes prestan servicios públicos que, al cobrar las tarifas que estén en vigencia al promulgarse esta Ley, distingan en las facturas entre el valor que corresponde al servicio y el factor que se aplica para dar subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2. Igualmente, definirán las condiciones para aplicarlos al estrato 3...".

2. Fondo de Apoyo a la Energización Rural en Zonas No Interconectadas (FAZNI)

Antecedentes

En el año 2000 se adoptó la Ley 633 mediante la cual se expedieron normas en materia tributaria del orden nacional. Uno de los artículos de esta Ley contiene una disposición mediante la cual se crea un fondo de inversión destinado a financiar proyectos de infraestructura para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas del país. En forma literal la Ley dispuso:

"Artículo 81. Por cada kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista, el administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC) recaudará un peso (\$1.00) m/cte., con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las zonas no interconectadas. Este valor será pagado por los agentes generadores de energía y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2007 y se indexará anualmente con el índice de precios al productor (IPP) calculado por el Banco de la República. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) adoptará los ajustes necesarios a la regulación vigente para hacer cumplir este artículo.

Artículo 82. Naturaleza del Fondo De Apoyo Financiero Para La Energización De Las Zonas No Interconectadas. El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas es un fondo cuenta especial de manejo de recursos públicos y privados, sin personería jurídica sujeto a las normas y procedimientos establecidos en la Constitución Políticas de Colombia, el Estatuto Orgánico del Presupuesto General de la Nación y las demás normas legales vigentes aplicables al mismo. A este Fondo también podrán ingresar los recursos provenientes del Presupuesto General de la Nación y los que canalice el Gobierno Nacional de diferentes fuentes públicas y privadas, nacionales e internacionales.

Artículo 83. Todos los recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas se utilizarán para financiar planes, programas y proyectos de inversión destinados a la construcción e instalación de la infraestructura eléctrica que permitan la ampliación de la cobertura y satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas..." (Subrayado fuera de texto).

En este artículo se creó un Fondo, a través de la imposición de una nueva contribución o impuesto, cuyo sujeto pasivo es uno de los agentes prestadores del servicio de energía eléctrica, en este caso el agente generador del Sistema Interconectado Nacional. La CREG, en desarrollo de la reglamentación que le ordenó la Ley, dispuso que el valor de este impuesto se debía incluir en las ofertas

presentadas por los agentes generadores del Mercado Mayorista a la bolsa de energía. El Fondo fue reglamentado en el año 2001 mediante el Decreto 2884. Este Decreto dispone algunos elementos que permiten determinar cómo y a quién se asignan los recursos.

Objeto y recursos

El Fondo está destinado a la financiación de nuevos proyectos de infraestructura para la prestación del servicio público domiciliario de electricidad en las Zonas No Interconectadas (ZNI), para su interconexión al Sistema de Transmisión Nacional (STN) o también en proyectos destinados a la reposición de infraestructura existente en estas mismas zonas.

Al definir la naturaleza del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización en Zonas No Interconectadas (FAZNI), se determinó que este sería un fondo cuenta especial que se encuentra sujeto a los procedimientos del estatuto orgánico del presupuesto y las demás normas vigentes aplicables. En este sentido los criterios de asignación de presupuesto y posterior ejecución de estos recursos, están sujetos a restricciones, entre las que se cuentan limitaciones en el crecimiento del gasto total del sector público consolidado, que no guardan relación con el monto total de recursos recaudados en el fondo cuenta.

Para efectos de la ejecución de los recursos, los proyectos pueden ser presentados por entidades regionales, por empresas prestadoras del servicio o por el Instituto de Planificación de Soluciones Energéticas³⁹, ante un Comité de Administración conformado por un delegado del Ministerio de Minas y Energía, uno del Ministerio de Hacienda y Crédito Público y otro del Departamento Nacional de Planeación. En esencia, el proyecto presentado al Comité, debe mostrar el presupuesto para la construcción y la interventoría, debe identificar una solución empresarial que permita la sostenibilidad en la prestación del servicio, y debe sujetarse a los lineamientos generales establecidos en los diferentes documentos de política expedidos por el Gobierno Nacional.

Durante los años 2002 y 2003 se apropiaron en el presupuesto de cada año cerca de US\$ 6 millones, pero estos recursos no se comprometieron ni se ejecutaron. En el año 2004 se apropiaron US\$ 15,4 millones y se comprometieron US\$ 13,3 millones. Para 2005 se presupuestaron US\$ 18,7 millones y para 2006 cerca US\$ 13 millones. Aunque el recaudo debe ir incrementándose anualmente por efecto del crecimiento en la demanda de energía, se evidencia que las apropiaciones presupuestales no necesariamente siguen esta tendencia. El cuadro muestra el monto de recursos recaudados para este fondo hasta octubre de 2005. La ejecución de los recursos recaudados a 2004 fue inferior al 20%.

39. El Instituto de Planificación de Soluciones Energéticas (IPSE), es un establecimiento público encargado de promover e implementar políticas para la prestación del servicio de energía en las zonas no interconectadas.

Cuadro 15: Recursos recaudados en el Fondo de Apoyo para la Energización de Zonas No Interconectadas (2002-2004)

AÑO	TOTAL RECAUDADO (millones de dólares)	TARIFA (pesos/kwh)
2001	16,37	1.00
2002	18,63	1.07
2003	18,45	1.17
2004	21,93	1.23
2005*	22,33	

* Datos a octubre.
Fuente: ISA.

Varias circunstancias han hecho que se haya dado tan baja ejecución de los recursos: i) entre febrero de 2001 cuando se comenzó a recaudar el impuesto, y marzo de 2002, no fue posible efectuar ninguna acción ya que sólo en ese momento se reglamentó el Fondo; ii) los recursos presupuestados en los dos primeros años fueron muy limitados, iii) existen limitaciones al gasto público que a su vez limitan el presupuesto anual del Fondo, y iv) la presentación de proyectos, de acuerdo con los lineamientos propuestos, requiere una acción especializada con la que no cuentan los entes involucrados.

En cuanto al último punto se esperaría que el IPSE hubiera impulsado nuevos proyectos, de acuerdo con las necesidades identificadas para estas zonas no interconectadas, pero no ha sido así. Aunque los entes territoriales están facultados para presentar proyectos, éstos en general no cuentan con la capacidad técnica para hacerlo y tampoco existen empresas prestadoras del servicio en estas áreas que pudieran liderar e impulsar proyectos de inversión con las características de sostenibilidad que se espera que tengan.

En estas circunstancias el riesgo de que se impulsen iniciativas políticas para que los recursos del Fondo se asignen con criterios que no necesariamente verifiquen condiciones técnicas, algunas ya incorporadas en los reglamentos vigentes, se incrementa a medida que se acumulan más recursos en el Fondo. Actualmente se encuentra en trámite un proyecto de ley que busca ampliar la vigencia de la Ley más allá de 2007, lo cual evidencia un primer riesgo político.

3. Fondo de Energía Social (FOES)

Antecedentes

Dentro de las reformas introducidas por el Gobierno en el sector eléctrico en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2003-2006 se creó un fondo denominado de Energía Social que busca asignar subsidios adicionales para usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, asentamientos subnormales y en zonas rurales de menor

desarrollo, y en general, zonas deprimidas donde se presentan dificultades para la gestión comercial de las empresas al tratarse de individuos con muy baja capacidad de pago. Este subsidio es entregado a las empresas que atienden estos usuarios y se espera que los usuarios lo reciban posteriormente como un descuento en la factura por cada kilowatio hora consumido. La Ley dispuso específicamente:

"Artículo 118. Energía social. El Ministerio de Minas y Energía creará, en un plazo de tres (3) meses, contados a partir de la vigencia de la presente ley, un Fondo de Energía Social como un sistema de cuenta especial, con el objeto de cubrir hasta cuarenta pesos (\$40) por kilowatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo, incluidas sus cabeceras municipales, y en zonas subnormales urbanas todas las cuales definirá el Gobierno Nacional.

A este fondo ingresarán los recursos para cubrir hasta el valor señalado los cuales provendrán del ochenta por ciento (80%) de las rentas de congestión calculadas por el ASIC como producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos dentro de los Convenios de la Comunidad Andina de Naciones.

El Ministerio de Minas y Energía reglamentará el manejo y la administración de estos recursos, así como la periodicidad de los desembolsos a las empresas comercializadoras que atienden a los usuarios definidos en este artículo.

Parágrafo 1°. El valor cubierto se reajustará anualmente con el índice de Precios al Consumidor certificado por el DANE.

Parágrafo 2°. Los comercializadores reflejarán el menor valor de la energía en la factura de cobro correspondiente al periodo siguiente a aquel en que reciban efectivamente las sumas giradas por el Fondo de Energía Social y en proporción a las mismas.

Parágrafo 3°. La cantidad de demanda de energía total cubierta por este fondo será como máximo un ocho por ciento (8%) del total de la demanda de energía en el sistema interconectado nacional. Este porcentaje dependerá de la cantidad de recursos disponibles.

Parágrafo 4°. La vigencia de este fondo expirará cuando ocurra el primero de los siguientes eventos.

- 1. El agotamiento de las rentas de congestión.*
- 2. El cumplimiento del término de ocho (8) años, contados a partir de la vigencia de la presente ley.*

Parágrafo 5°. Para todos los efectos los recursos del fondo de energía social se consideran inversión social en los términos definidos en la Constitución Política y en la presente ley.

El Gobierno reglamentará lo dispuesto a este artículo..."
(Subrayado fuera de texto).

Este Fondo también se constituye como un fondo cuenta especial donde son girados los recursos provenientes de la liquidación de las rentas de congestión de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE). Esto significa que los recursos del Fondo son recursos públicos y su manejo está sujeto al régimen legal y presupuestal que los ampara.

Entre las definiciones reglamentarias que el Ministerio de Minas y Energía desarrolló, para la aplicación de la Ley y la asignación de los recursos respectivos, se encuentra la de zona de difícil gestión. Fue definida como un área donde, durante un año consecutivo, el 50% de los usuarios o más tienen una cartera vencida de más de 90 días y donde las pérdidas de energía son mayores al 40%. El Comercializador debe acreditar tal situación y certificar, por ejemplo a través de su representante legal, que los malos indicadores de gestión no le son atribuibles a la empresa. Una vez cumplidos estos requisitos se le otorga la posibilidad de acceder a estos recursos.

Es así como el pago de 40 pesos/kWh (aproximadamente 0,017 US\$) adicionales a la empresa, por parte del Gobierno, en la práctica cubriría un porcentaje de la cartera vencida de estos usuarios, con lo cual los comercializadores al aplicar los recursos de este subsidio a cubrir cartera vencida no reducirían el costo de prestación del servicio a los usuarios finales.

Para ilustrar el impacto de este subsidio, si se considera que la tarifa media residencial en el país es de cerca de

\$ 274/kWh⁴⁰ (aproximadamente US\$ 0,118) y que el subsidio de estos usuarios es como mínimo del 50% del costo de prestación del servicio, para un consumo inferior al de subsistencia, significa que después de aplicados todos los subsidios, estos usuarios tendrían en ese momento, como mínimo, cubierto a través de subsidios, el pago del 65% del costo de prestación del servicio.

El Gobierno posteriormente, mediante Decreto 160 de 2004 reglamentó el funcionamiento de este Fondo. Entre las principales funciones que se asignaron está la de llevar el registro de las áreas especiales, que le correspondió a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Por otra parte, se determinó que mensualmente le corresponde a los comercializadores de electricidad registrar la demanda en estas áreas, con lo cual se recalcula el monto a asignar dependiendo de los recursos disponibles en cada mes, sin sobrepasar el límite de 40 pesos/kWh establecido por la Ley y sin exceder el 8% de la demanda del sistema interconectado nacional.

Objeto y recursos

Por tratarse de un Fondo que se financia con recursos provenientes de las denominadas rentas de congestión se dejaron previstas varias circunstancias que harían que la vigencia del Fondo expirará en diferentes momentos en el tiempo. Aunque la CREG había definido que las rentas se asignarían, mientras siguieran existiendo, a toda la demanda del sistema interconectado nacional con el objeto de reducir el costo de las restricciones incluidas en la tarifa a usuario final, es el legislador quien cambia su asignación mediante esta Ley.

Las rentas de congestión actuales son el producto de las exportaciones de energía de Colombia hacia Ecuador dentro del marco de la Decisión 536 de la CAN y de los reglamentos expedidos por los países. Hasta mediados de 2005 los recursos totales recaudados alcanzan más de US\$ 145 millones, de los cuales se asignaron fondos para la energía social lo descrito en el Cuadro 16.

Cuadro 16: Recursos recaudados en el Fondo de Energía Social (2003-2005)

Año	Total Recaudado (millones de dólares)
2003	25,24
2004	61,47
2005*	44,96

*Datos a septiembre.
Fuente: ISA.

40. Promedio aritmético de los costos estimados con base en información reportada por los comercializadores para el mes de agosto de 2005.

Aunque en septiembre de 2004 se contaba con US\$ 54 millones, incluyendo rendimientos financieros, en el presupuesto de ese año sólo se incluyeron US\$ 26,6 millones que fueron ejecutados en su totalidad. Desde el punto de vista presupuestal este Fondo tiene las mismas características de los demás fondos que actualmente se manejan en el sector, esto es, deben ser incorporados como recursos del Presupuesto General de la Nación antes de ser ejecutados.

Para el año 2005 se cuenta con un presupuesto de US\$ 64,6 millones, que se aproximaba al ingreso anual esperado para el año y para 2006 se ha incluido en el anteproyecto de presupuesto cerca de US \$71 millones. La distribución de estos recursos en el primer año, muestra la siguiente asignación: las empresas donde el Gobierno tiene participación mayoritaria accedieron a 14% de los recursos, las empresas del Grupo Unión Fenosa al 79% y las empresas del Grupo Empresas Públicas de Medellín al 6%.

Algunas de las condiciones de asignación de los recursos del Fondo se modificaron introduciendo elementos que buscan que no se desincentiven las mejoras en la gestión por parte de las empresas que quieren acceder a recursos del Fondo, pero cuyo incumplimiento no implica perder el derecho a recibir estos recursos. Se incluyó una disposición específica que limita las posibilidades para que estos usuarios sean atendidos por comercializadores diferentes al incumbente, al perder el beneficio del FOES, porque se considera que ya no tiene la condición de usuario comunitario.

Con este Fondo se dispone la asignación de subsidios a la oferta y no a la demanda, como se había hecho desde la implementación de la reforma del sector en 1994. Los subsidios a la oferta pueden tener efectos adversos en el mediano plazo y el control de su correcta aplicación es complejo. Existen incentivos para que las empresas reduzcan esfuerzos de gestión en zonas donde se tengan indicadores similares a los previstos en la reglamentación vigente, como estrategia para acceder a estos recursos, lo que resulta en una señal contraria e inconsistente con las señales de eficiencia que debe incorporar el regulador en las fórmulas tarifarias.

4. Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas

Antecedentes

En el año 2002 se adoptó la Ley 788 por la cual se expidieron normas en materia tributaria y penal del orden

nacional. Uno de los artículos de esta Ley contiene una disposición mediante la cual se crea un nuevo fondo de inversión destinado a proyectos de infraestructura para la prestación del servicio de energía eléctrica en el país. En forma literal la ley dispuso:

"Artículo 105. Por cada kilovatio/hora despachado en la bolsa de energía mayorista, el Administrador del Sistema de Intercambio Comerciales (ASIC), recaudará un peso (\$1.00) moneda corriente, con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas.

El valor será pagado por los dueños de los activos del STN y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2009 y se indexará anualmente con el Índice de Precios al Productor (IPP) calculado por el Banco de la República. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) adoptará los ajustes necesarios a la regulación vigente para hacer cumplir el artículo. El Fondo conformado por estos recursos será administrado por el Ministerio de Minas y Energía, o por quien él delegue.

Parágrafo 1°. A partir de la vigencia de esta ley el Gobierno Nacional no podrá disponer de los recursos recaudados para fondos de apoyo a zonas no interconectadas e interconectadas creados en la Ley 633 de 2000 y en esta ley, para adquirir con ellos títulos de tesorería TES o cualquier otro tipo de bonos, ni podrá su ejecución ser aplazada ni congelada.

Parágrafo 2°. Son zonas no interconectadas para todos los efectos los departamentos contemplados en el artículo 309 de la Constitución Nacional más el Departamento del Chocó, el Departamento del Caquetá y el Departamento del Meta...". (Subrayado fuera de texto).

El artículo incluido en esta Ley de reforma tributaria asignó, con un instrumento casi idéntico al utilizado cuando se creó el fondo FAZNI, el pago de una contribución o impuesto a otro de los agentes de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de electricidad.

En este caso el sujeto pasivo del impuesto era el dueño de activos de transmisión del Sistema de Transmisión Nacional (STN), pero el efecto de este impuesto en la estructura de costos del agente transportador era substancialmente diferente al que tuvo en su momento el impuesto fijado para el agente generador mediante la Ley 633 de 2000. Ese gravamen hubiera incrementado los costos de los transportadores, causando cerca de 6% de reducción en sus ingresos netos.

Posteriormente esta disposición tuvo dos modificaciones importantes en la Ley 812 de junio de 2003, mediante la cual se expidió el Plan Nacional de Desarrollo 2003-2006.

El artículo 63 de esta Ley dispone de manera literal lo siguiente:

"Artículo 63. Programa de normalización de redes eléctricas. El Gobierno Nacional desarrollará un programa de normalización de redes eléctricas cuyos objetivos serán la legalización de usuarios, la optimización del servicio y la reducción de pérdidas no técnicas en barrios subnormales, situados en los municipios del Sistema Interconectado Nacional.

El programa será financiado con recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las 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, elaborando los diseños y proyectos respectivos y brindando asistencia técnica permanente y suministrando mano de obra. El término para la ejecución del programa de normalización de redes eléctricas en ningún caso podrá ser superior a la vigencia de la presente ley.

Parágrafo. La Comisión de Regulación de Energía y Gas adoptará los cambios necesarios en la regulación a partir de la vigencia de la presente ley, para que la contribución de que trata el artículo 105 de la Ley 788 de 2002, sea incorporada a los cargos por uso del sistema de transmisión nacional".

De esta forma la Ley dispuso de manera específica que la CREG modificara los cargos aprobados para los transportadores dentro del período de vigencia de las fórmulas tarifarias, para incorporar en los ingresos de los transportadores esta contribución que les había fijado la Ley. Por tanto el usuario final tuvo un ajuste en el costo unitario del servicio de energía eléctrica, al ajustarse el componente de costo de transmisión por ese efecto.

En febrero de 2003 la CREG expidió la Resolución CREG 010 en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 788 de 2002 y posteriormente dicha resolución se modificó mediante la Resolución CREG 068 de julio de 2003. En forma particular la norma determinó la inclusión de esta contribución en la liquidación mensual de los cargos que se trasladan a usuario final por concepto del uso del Sistema de Transmisión Nacional. La segunda modificación introducida por la Ley fue el cambio de destinación

de una porción de los recursos del Fondo, con el objeto de invertirlos en la construcción de redes en zonas de asentamientos poblacionales que no estén normalizados. El Fondo fue finalmente reglamentado por el Decreto 3562 de diciembre de 2003. Este decreto dispone algunos elementos que permiten determinar cómo y a quién se asignan los recursos.

Objeto y recursos

El Fondo tiene como objeto que los entes territoriales con el apoyo de las empresas, gestionen planes, programas y proyectos de inversión priorizados para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica. El Ministerio de Minas y Energía lo concibe como un Fondo que permite ampliar la cobertura y satisfacer la demanda de energía en zonas rurales interconectadas, conforme a planes de ampliación de cobertura establecidos por la UPME, y definidas como inversiones prioritarias en planes de desarrollo del ente territorial y en los programas de ampliación de cobertura del operador de red de los sistemas de transmisión regional y distribución local⁴¹.

Al definir la naturaleza del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER), se determinó que éste sería un fondo cuenta especial que se encuentra sujeto a los procedimientos del estatuto orgánico del presupuesto y las demás normas vigentes aplicables. Los criterios de asignación de presupuesto y posterior ejecución de estos recursos están sujetos a restricciones entre las que se cuentan limitaciones en el crecimiento del gasto total del sector público consolidado, que no guardan relación con el monto total de recursos recaudados en el fondo cuenta. El recaudo de esta contribución está a cargo del administrador del sistema de intercambios comerciales del mercado de energía quien mensualmente lo liquida dentro de los cargos por uso del sistema de transmisión nacional.

Cuadro 17: Recursos recaudados en el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas (2000-2005)

Año	Millones de dólares corrientes
2003	13,38
2004	18,77
2005*	19,11

*Datos a octubre.
Fuente: ISA.

41. Página Web del Ministerio de Minas y Energía.

Del total de recursos del Fondo, incluyendo los intereses que se generen, 80% se destinará a las zonas rurales, especialmente para la construcción de proyectos nuevos, conforme a planes de expansión de la cobertura establecidos por la UPME. El 20% restante se debe destinar a la normalización de redes eléctricas de sistemas de distribución en asentamientos subnormales que son definidos bajo esta categoría por las autoridades competentes (municipios). Estos asentamientos subnormales son sectores donde se han ubicado grupos de personas sin que, en general, se cuente con la infraestructura necesaria para proveer los servicios públicos de infraestructura.

El Decreto 3562 de 2003 determinó que la administración de los recursos estaría a cargo de un Comité de Administración conformado por un delegado del Ministerio de Minas y Energía, un delegado del Ministerio de Hacienda y un delegado del Departamento Nacional de Planeación. Por otra parte, el programa de normalización de redes eléctricas, que utiliza el 20% de los recursos que se recauda con este impuesto, es administrado directamente por el Ministerio de Minas y Energía y para este efecto se conformó un Comité interno en el cual participan tres funcionarios de ese Ministerio.

Se incluyó en el decreto reglamentario, la posibilidad de que en 2002 se financiarán, con recursos de este fondo, proyectos que eran financiados antes con recursos del Fondo Nacional de Regalías, los cuales ya no están disponibles para este efecto. También dispone el decreto reglamentario que no se financian servidumbres, compra de predios y ejecución de planes de mitigación ambiental, lo cual obliga a la existencia de cofinanciación de los proyectos.

Durante el año 2003 no se presupuestaron recursos del Fondo en el Presupuesto General de la Nación, lo que hacía imposible su ejecución. Para el año 2004 se incluyeron recursos por US\$ 17,1 millones de los cuales se comprometieron cerca de US\$ 16 millones, mientras

para el año 2005 se asignaron también US\$ 19,4 millones y para el año 2006 se incluyeron cerca de US\$ 13 millones en el anteproyecto de presupuesto.

Establece el Decreto que los activos o la parte de estos que corresponda a la Nación y a los entes territoriales se aportarán con fundamento en lo dispuesto en el artículo 87.9 de la Ley 142 de 1994, razón por la cual sólo será objeto de remuneración el AOM, y no el valor de la inversión, mientras éstos no entren en la base de inventarios del operador de red. La CREG debe establecer las reglas que permitan cumplir con ese requisito. Este procedimiento debería ser incluido en la próxima metodología para la estimación de los cargos de distribución en el período tarifario 2008-2012.

5. Expectativas sobre los fondos de infraestructura

Desde la creación de los tres Fondos destinados a la construcción de infraestructura, se han evidenciado problemas relacionados con su administración. El manejo presupuestal ha sido complejo al inicio y se debe tener en cuenta que los procesos de negociación de los espacios presupuestales pueden ser más o menos exitosos dependiendo de las circunstancias macroeconómicas presentes en el momento del requerimiento. Los criterios de asignación de recursos deberían ser consistentes con la eficiencia económica que se espera alcanzar en el sector y con la sostenibilidad de largo plazo. Sin embargo, no parece que estas condiciones se estén cumpliendo. Hasta el momento no se ha determinado un Plan por parte de la UPME para asignar estos recursos, aunque en los reglamentos se prevé dicha posibilidad. Adicionalmente, algunos de los proyectos ejecutados han sido rechazados por las empresas operadoras de los sistemas de transmisión regional y distribución local, quienes no están dispuestas a operar dichos activos porque el recaudo esperado de la nueva demanda no les permitiría ni siquiera financiar los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados con los nuevos activos. Tampoco se garantizarían los recursos para la reposición de los activos en el largo plazo.

Si se considera que la señal económica existente en el mercado para la expansión de los sistemas de distribución es el costo medio aprobado en los cargos de distribución, un inversionista del sector no ampliará la cobertura si el costo medio del proyecto seleccionado es superior al aprobado para la empresa. La metodología de costo medio, adoptada desde 1998, parte del supuesto general que el sector contaba con una cobertura amplia que permitía suponer que la señal de costo medio era suficiente para conectar los usuarios marginales del sistema. Los usuarios cuyo costo es superior al costo medio del sistema deberían contar con otras alternativas energéticas.

Cuadro 18: Recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Interconectadas Asignados a Proyectos (2003-2005)

Año	Total girado(dólares)	Total proyectos
2003	670.921	6
2004	15.992.567	70
2005 *	5.748.861	15
2005 **	574.951	7
2005 ***	3.203.461	31

* datos a julio.
 ** datos a agosto.
 *** datos a octubre.
 Fuente: ISA.

Las políticas de los Fondos no han sido consistentes con las señales económicas, pero se espera que estos ajustes se hagan pronto con el impulso de la industria que ha mostrado gran preocupación frente a este tema. Si se considera que aún existen más de 12 empresas donde el Estado cuenta con participación mayoritaria, tal vez se puede suponer que algunos de los proyectos que no cuentan con viabilidad económica tiendan a ser operados por éstas, adicionando otros elementos a su problemática actual de gestión.

VII. CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA DE ENERGÍA

1. Funcionamiento del mercado colombiano

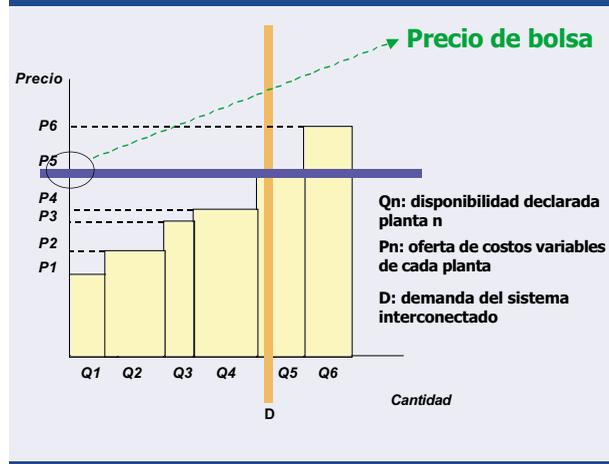
El mercado de energía colombiano adoptó desde 1994 un modelo económico de remuneración a costo marginal, lo cual implica en principio que todos los participantes de dicho mercado deberían recibir el mismo precio (precio marginal del sistema). Cada generador del mercado debe remitir diariamente una oferta de precios diarios y una declaración de disponibilidad horaria a la Bolsa de energía, la cual será considerada para el siguiente día de operación constituyéndose un mercado adelantado de un día. Este mercado requiere la existencia de una red de transmisión que permita un grado aceptable de competencia entre los generadores. Se considera que los costos fijos de operación y mantenimiento de las plantas no son parte de los costos marginales y son irrelevantes para la firmas en el corto plazo. Las ofertas de costos variables constituyen una estrategia que permite a las empresas optimizar su beneficio en el corto plazo. Las ofertas de precios, teniendo en cuenta la disponibilidad declarada, remitidas por los generadores, son ordenadas de manera creciente por el Operador del Sistema -CND- hasta atender la demanda. El precio marginal del sistema, es igual al precio de oferta del último recurso de generación requerido para el despacho.

La figura muestra esquemáticamente la forma en que se determina el precio de bolsa a partir de las declaraciones de precios y disponibilidad de los generadores y de la demanda estimada por el operador del mercado.

Los mecanismos de remuneración para los generadores que participan en el Mercado de Energía Mayorista incluyen:

Remuneración de costos variables. Como se dijo anteriormente la totalidad de costos variables en los cuales incurre un generador son remunerados mediante la oferta que estos realizan al mercado, la cual es considerada

Figura 2: Operación del mercado de corto plazo



para efectos de determinar la operación diaria de los recursos.

Remuneración de costos fijos. El modelo de mercado implementado en Colombia establece tres mecanismos que otorgan ingresos a los generadores y en el largo plazo deberían permitir la remuneración al capital invertido en concordancia con los riesgos del mercado:

- **Renta Inframarginal.** El modelo económico adoptado para el mercado de energía colombiano y descrito anteriormente, remunera a los agentes participantes a precio marginal del sistema, el cual corresponde al precio de oferta (costos variables) del último generador requerido para atender la demanda, sin considerar las limitaciones de la red de transporte, lo cual permite que los generadores con costos variables inferiores a los del marginal, perciban una renta inframarginal (diferencia entre el precio de Bolsa y la oferta realizada por el agente) que permite remunerar la estructura de costos fijos.
- **Cargo por Capacidad.** El cargo por Capacidad es un ingreso que reciben los generadores que brindan confiabilidad al sistema, en condiciones de hidrología crítica y eficiencia económica, anualmente el mercado realiza pagos cercanos a los US\$ 520 millones por este concepto a los generadores (cerca del 50% del pago de la generación en el mercado).
- **Ventas en contratos de largo plazo.** El mercado de largo plazo está formado por los acuerdos de compra y venta de energía adquiridos libremente por los agentes (generadores y comercializadores). Estas transacciones cierran a un precio que incluye los costos y riesgos del mercado.

Operación del sistema

Despacho ideal

Para efectos de la determinación del precio *spot* o precio de Bolsa, se considera la disponibilidad real de todos los recursos de generación, así como la demanda del sistema procediendo a un ordenamiento en estricto orden de mérito, de acuerdo con el precio de cada uno de los recursos disponibles hasta cubrir la totalidad de la demanda, la cual se considera inflexible de modo inmediato, lo que implica asumir que no tiene la posibilidad de ajustarse a las fluctuaciones en los precios de la electricidad.

El ordenamiento anterior puede representarse como un proceso de asignación óptima con un horizonte horario, para un periodo de 24 horas. Es decir se utiliza un modelo que no considera la decisión del periodo t-1 para definir la política de operación (despacho) del periodo t. Se optimiza la operación cada hora. El resultado de dicho procedimiento obedece a la solución de un problema de optimización, como sigue:

$$\text{Min } CO_j = \sum_{k=1}^n Pof_{k,j} \times G_{k,j}$$

Donde:

K indexa los recursos de generación

J Hora para la cual se realiza el despacho

Pof_{k,j} Precio de oferta de cada recurso *k* en la hora *j*

G_{k,j} Generación Ideal del recurso *k* en la hora *j*

Este despacho ideal es efectuado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) del mercado y se aplica para la liquidación comercial de las transacciones en el mercado mayorista.

Este resultado, sin embargo, está basado en el supuesto de que el sistema de transmisión nacional está perfectamente adaptado y permite el transporte de energía desde cualquier central que oferta en el mercado hasta los centros de consumo sin ninguna limitación. Esto significa que una demanda ubicada en cualquier lugar del sistema interconectado puede ser atendida por un generador ubicado igualmente en cualquier sitio o región, garantizando así la competencia en el mercado de energía (sistema uninodal).

El supuesto anterior no se cumple estrictamente debido a limitaciones técnicas de las redes de transporte, a requerimientos específicos de confiabilidad que el operador está obligado a cumplir, o a condiciones exógenas al

mercado. Así, existen restricciones en las redes que en algunos casos económicamente no justifican la expansión de la red. Todo esto implica que existen recursos que, aunque su precio de oferta es superior al precio de la Bolsa en una hora determinada, deben ser programados para generar, por lo cual se requiere de un procedimiento de reconciliación posterior en el mercado.

Despacho real

El operador del sistema (CND), se ve enfrentado a la solución del mismo problema de optimización que se mostraba para efectos del Despacho Ideal pero considerando las restricciones existentes en la red de transporte, lo cual lo obliga a una asignación posiblemente diferente de recursos de generación, obteniéndose de este despacho óptimo un orden diferente al obtenido en el despacho ideal.

Existe así un diferencial entre el despacho real y el despacho ideal de generación debido al requerimiento de generación de seguridad del sistema. Si bien es cierto que parte de esta generación de seguridad puede resultar despachada en mérito, en cuyo caso el resultado de ambos despachos para esa planta sería el mismo, en general existen diferencias para los diferentes generadores en el mercado, lo cual ocasiona una reconciliación que puede ser positiva o negativa, según se trate de generadores desplazados del despacho real por un generador cuyo precio de oferta era superior o generadores que desplazaron a otros generadores con precios de oferta inferiores.

Adicionalmente a las limitaciones de la red de transporte, las cuales deben ser consideradas para efectos de establecer el despacho real, existen otras diferencias entre el despacho ideal y el real las cuales se analizan a continuación.

El despacho real considera una optimización adicional entre recursos que se efectúa para las 24 horas del día de operación, mientras en el despacho ideal cada asignación horaria es totalmente independiente de las demás, es decir las decisiones de generación adoptadas en la hora *t* no tienen en cuenta las decisiones de la hora *t-1*. Esta diferencia existente entre el despacho real y el despacho ideal, puede generar diferencias en la asignación de los recursos para cada propósito, debido a que para el caso del despacho ideal la decisión es adoptada por orden de mérito horario, mientras la decisión adoptada en el despacho real obedece un esquema de mérito pero durante las 24 horas.

La optimización diaria del despacho real obedece a la consideración de que las unidades de generación, especialmente las térmicas, presentan características técnicas que condicionan su operación en períodos mayores a una hora, y que éstas deben ser tenidas en cuenta para la programación en el despacho real, lo cual puede modificar los valores óptimos de la función objetivo. Esto implica que aún para el caso en el cual no se presentaran requerimientos de generación forzada con una red ideal, los resultados obtenidos en el despacho real no corresponderían a los obtenidos en el despacho ideal, apareciendo en este caso generación fuera mérito no requerida por el sistema, debida únicamente a las diferencias de metodología de optimización aplicadas en cada caso.

Cargo por capacidad

Dadas las características de los mercados de energía y considerando el mecanismo de mercado implementado en Colombia, como parte de la estructura de precios del Mercado se estableció el cargo por capacidad. Este cargo por capacidad inicialmente fue concebido como un incentivo en el precio de corto plazo para que los generadores construyeran la capacidad requerida por el sistema, al considerarse que los precios de corto plazo no serían suficiente señal para que se diera la expansión requerida.

El Cargo por Capacidad actual está vigente desde 1997, por diez años, es decir hasta el año 2006. Para calcular la Capacidad Remunerable Teórica (CRT), de las plantas del sistema existe un modelo que permite simular un despacho del sistema bajo condiciones de hidrología crítica. Las plantas que brinden la confiabilidad que requiere el sistema en los períodos críticos son remuneradas de acuerdo con el valor de la Capacidad Remunerable Teórica (CRT). Para efectos de recaudar el pago que se debe hacer a los generadores por el pago de la CRT cada generador debe incluir en su oferta el valor del costo equivalente en energía del cargo por capacidad.

La CREG estudió el efecto que tendría en el mercado la eliminación de una remuneración como la del cargo por capacidad a los agentes generadores del mercado y la necesidad que puede tener un mercado liberalizado, como el establecido en Colombia, de contar con mecanismos que complementen las señales de precios del spot y del largo plazo existentes. De los análisis efectuados por la Comisión se concluyó que el mercado de energía colombiano necesita el establecimiento de un cargo por confiabilidad, en respuesta al respaldo energético y de potencia que necesita el sistema.

Actualmente se está discutiendo cómo determinar su valor y cuál será el mecanismo más eficiente de asignación. Sin importar cuál sea el mecanismo adoptado (administrado, de mercado o una mezcla de ambos), los objetivos de proveer una señal completa en el mercado que conduzca a la instalación de la nueva capacidad que se requiera, en el momento adecuado, y a que la capacidad de respaldo que requiere el sistema permanezca instalada y disponible, deberían ser alcanzados. Por otra parte es importante considerar que la señal del mercado debe ser preservada y en este sentido el valor de ese pago por confiabilidad y la forma de trasladarlo a los usuarios finales es determinante para lograr este objetivo.

Ventas en contratos de largo plazo

Los contratos de largo plazo en el mercado se transan bilateralmente y son contratos tipo *forward*. En el caso del mercado colombiano, la energía que fluye a través de las redes se transa a través de la bolsa mientras que los contratos son utilizados como mecanismo de cubrimiento financiero, que permiten compensar a una u otra parte por las diferencias entre el precio de bolsa y el precio pactado en el contrato. No existen obligaciones para contratar cantidades específicas de energía en el largo plazo y las partes son libres de acordar los plazos y las cantidades. Para el mercado regulado el precio de los contratos debe ser el resultado de un proceso de convocatoria pública.

Los análisis recientes de la Comisión han mostrado que el mercado de largo plazo no ha logrado gran eficiencia, evidenciándose segmentación de precios, discriminación, problemas de transparencia, entre otros. Actualmente existe una propuesta para implementar un mercado anónimo, estandarizado y electrónico que permita transar la energía de largo plazo a través de instrumentos financieros, esencialmente futuros y opciones. Sin importar el mercado de largo plazo que se implemente, es claro que se requieren ajustes urgentes en el mecanismo de contratación de largo plazo en el mercado.

Servicios complementarios

Los servicios complementarios que se consideran asociados con el servicio de suministro de energía eléctrica son: control de frecuencia/potencia, soporte de voltaje y arranque autónomo. Los dos primeros servicios son actualmente obligatorios para los agentes generadores en Colombia, mientras que el tercero no se ha reglamentado.

El control de frecuencia se requiere en eventos de pérdida de generación o cambios de carga, cuando algunas plantas que tienen ciertas características técnicas, pueden aspirar a prestar el servicio de absorber los cambios en virtud de su velocidad de reacción, lo cual exige inversiones y desgastes operativos que la CREG decidió que fueran sufragados por todas las plantas que estén siendo despachadas en ese momento, en proporción a su participación comercial.

Para la denominada regulación primaria (respuesta ante eventos grandes y muy rápidos en el sistema), el Código de Operación obliga a que todas las plantas operen sus reguladores en la modalidad libre, de tal forma que entren a colaborar efectivamente ante eventos grandes que afecten sustancialmente la frecuencia del sistema. La regulación primaria de frecuencia se complementa con el Esquema de Desconexión Automática de Carga (demanda) por baja frecuencia (EDAC), mediante el cual se obliga a los distribuidores a desconectar porcentajes de su carga, cuando la frecuencia haya disminuido por debajo de ciertos límites.

En relación con las denominadas regulaciones secundaria y terciaria, que corresponden a reacciones más tardías del sistema (en la escala de minutos), para reajustar el equilibrio de frecuencia y potencia del mismo, se tiene implementado un esquema, denominado AGC por sus siglas en inglés, Automatic Generation Control. Las más importantes características que tiene que cumplir una unidad de generación para prestar el servicio de AGC, de acuerdo con el Código de Operación⁴², son:

- Ser telecomandadas e interactuar con el Centro Nacional de Despacho.
- Recibir/enviar al Centro Nacional de Despacho señales de corrección de error de frecuencia (operación en modo jerárquico).
- Poseer un tamaño superior a 20 MW.
- Tener una velocidad de toma de carga superiores a 10MW/minuto.

Actualmente el esquema AGC en Colombia funciona de la siguiente forma:

- Se toma la oferta (disponibilidad y precio) y los parámetros de las plantas elegibles para prestar el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC). Estas plantas deben cumplir con los requerimientos (pruebas) establecidos en la regulación⁴³.

- El Centro Nacional de Despacho (CND), con criterios técnicos y económicos dados por la regulación⁴⁴, optimiza la asignación del AGC dependiendo de la oferta de los generadores y de la capacidad requerida por el sistema, que actualmente corresponde a la unidad más grande del sistema interconectado nacional.
- En la operación, tomando la asignación del numeral anterior, el CND lleva a cabo la función AGC mediante el uso de mediciones remotas y telecomandos a los generadores, cada cuatro segundos aproximadamente.
- Luego de lograr, mediante la función AGC, que el sistema retorne a la frecuencia nominal (60 Hz), el CND, si es del caso, puede proceder a un redespacho de generación.

La remuneración del servicio se hace con base en los siguientes lineamientos:

- Las plantas que pueden prestar el servicio de AGC han sido probadas y aceptadas por parte del Consejo Nacional de Operación (CNO) e inscritas para prestar el servicio en el CND.
- Todos los días, esas plantas declaran su capacidad disponible para AGC y su precio.
- El CND hace un proceso de mérito y con base en los requerimientos técnicos, acuerdos del CNO y la regulación existente (en particular la generación fuera de mérito y el consecuente efecto de la Resolución CREG 034 de 2001), determina el despacho correspondiente.

El soporte de voltaje se logra inyectando o retirando reactivos de la red de potencia, y aunque en el país no se ha regulado la materia, en el sentido de hacer obligatoria una cierta capacidad de entrega o absorción de reactivos por parte de las plantas de generación, se tiene establecido que las mismas deben colaborar con este control en el rango en que sus equipos lo permitan (Código de Operación). Debido a que no sólo los generadores pueden controlar voltajes, sino a que varios elementos del sistema de potencia trabajan con este propósito, la UPME, en su Plan de Referencia de Expansión, estudia la instalación de condensadores, reactores y compensadores estáticos, con el propósito de garantizar que los voltajes del STN se mantengan dentro de franjas aceptables de acuerdo con la regulación. Estos proyectos salen a convocatorias públicas y son adjudicados dentro de procesos competitivos.

42. Resolución CREG 025 de 1995.

43. Código de Operación, modificado por la Resolución CREG 198 de 1997 y CREG 083 de 1999.

44. Resolución CREG 064 de 2000.

En los sistemas de distribución, el control de voltajes es responsabilidad de los operadores de red, y éstos pueden cobrar el transporte del exceso de reactivos a sus usuarios, brindándoles así una señal para su corrección⁴⁵.

En relación con el arranque autónomo (conocido como *Black Start*), todas las plantas grandes de Colombia lo tienen (cerca de 30 plantas), no porque haya sido exigido regulatoriamente, o porque se tenga previsto remunerarlo como servicio complementario, sino fundamentalmente porque es una facilidad no muy costosa y bastante útil para el sistema y para la misma planta, ya que en un momento dado permite poner la energía de manera más rápida, en un sistema que se está recuperando de un apagón generalizado.

La historia del sistema ha mostrado que la velocidad de respuesta en la recuperación de la red ante eventos grandes, es muy buena y adecuada en Colombia, por lo que no se tienen señales en el sentido de regular de manera separada esta materia, por lo menos hasta ahora.

Algunas características del mercado

El mercado eléctrico colombiano tiene algunas características especiales que lo diferencian de muchos mercados del mundo. La primera es que opera con costos variables declarados y no con costos auditados, lo cual reconoce una capacidad natural de especulación a los agentes, propia de los mercados maduros, a diferencia de aquellos mercados apenas en proceso de maduración, donde un ente central verifica los costos variables y asigna muchas veces el costo de oportunidad del agua, con lo cual se termina en una simulación de mercado y no realmente en un mercado como tal. Se entiende que la capacidad de especulación en relación con la valoración del costo variable de producción está fundamentalmente en cabeza de los generadores hidráulicos, ya que los térmicos tienen costos variables bastante predecibles, de tal forma que si especulan en las ofertas, esta especulación no se considera sana para el mercado.

En segundo lugar, dada la alta componente hidráulica del mercado (65%), se tiene un buen margen de especulación de ofertas, con lo cual se espera una volatilidad importante, parámetro éste que conduce a la necesidad de tener mecanismos de cubrimiento financiero para cuando existan importantes variaciones del precio. Esta característica hace que el mercado sea interesante y dinámico y que en general los inversionistas vean oportunidades de inversión con rentabilidades coherentes con el riesgo que deben correr.

Otra característica especial del mercado colombiano es que la comercialización de energía se definió de forma independiente a la generación, lo cual permite un mercado financiero de comercialización-generación, donde el despacho físico de los generadores no consulta los compromisos contractuales de los agentes y son los oferentes los que condicionan su decisión de entrada o no en mérito, en función de los compromisos comerciales adquiridos. Esta característica facilita la contratación, dinamiza la actividad de comercialización y permite mantener una señal de precios más independiente de los cubrimientos financieros de los agentes

Esta es otra característica especial del mercado colombiano, debido a que los precios de oferta de los agentes y en consecuencia, los precios de bolsa, no se ven alterados ni por la ubicación de la planta ni por las congestiones que puedan presentarse en la red. Esta forma transparente y simple de manejar el mercado, solo es posible si el despacho asignado de esta manera, no difiere significativamente del despacho que resulta de considerar las restricciones y congestiones propias de toda la red. Por esta razón, cuando la red fue deteriorada por la guerrilla, se debieron intervenir los agentes que estaban siendo despachados fuera de mérito. Actualmente los costos de las restricciones son asumidos en su totalidad por la demanda.

Una de las últimas mejoras en el esquema de ofertas de generación, fue eliminar a los agentes generadores, la responsabilidad que tenían por el pago de costos de generación fuera de mérito (antes ellos asumían el costo de la mitad de la generación fuera de mérito), así como también eliminar el pago por el uso del sistema de transmisión (inicialmente pagaban la mitad del cargo de transmisión). Esto permite que las ofertas de costos variables de generación correspondan a los costos propios de la actividad.

Esta limpieza de la señal de ofertas queda hoy todavía con un problema, debido a que la regla actual establece que el cargo por capacidad lo deben asumir los generadores, para lo cual deben incluir en sus ofertas, la previsión de este costo. Se espera que en el mediano plazo esta señal se pueda trasladar directamente a los usuarios y el usuario sepa que la confiabilidad esta siendo remunerada dentro de su tarifa.

45. Resolución CREG 082 de 2002.

A raíz de la especulación de precios que se dio por parte de algunos agentes por efecto del deterioro de la red de transmisión, y ante la solicitud, dentro de los procesos de investigación, de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para que los mencionados agentes dieran una explicación de los precios ofertados, los mismos adujeron que el problema era que los precios ofertados debían incluir los costos de arranque y parada de las plantas térmicas y dado que los mismos se deben repartir en las horas de servicio que resulte despachada la planta, se generaba una incertidumbre sobre cuántas horas considerar en esa recuperación, por lo que los agentes argumentaban que se veían impelidos a incluir estos costos (algunas veces elevados), en una sola hora, llevando a ofertas elevadas. Se ha planteado entonces la conveniencia de que los costos de arranque y parada no se incluyan discrecionalmente por parte de los generadores en las ofertas diarias de las plantas y que más bien se declaren cada cierto período de tiempo a fin de que sean considerados por el administrador del mercado en el proceso de optimización del despacho ideal, para lo cual la decisión de despacho no solamente tendría en cuenta esos costos, sino que también consideraría en un horizonte de horas (por ejemplo 36 horas) la mayor conveniencia del despacho.

Este tipo de despacho desacoplado implicaría que el despacho ideal (sin red de transmisión) no se diera por una simple construcción de curvas de oferta cruzadas con la demanda, sino que obedecería a un algoritmo de optimización de costos de oferta y arranque y parada, en un horizonte de varios días, cambiando un poco la filosofía del despacho actual. Esta separación de costos de arranque y parada en las ofertas (*unit commitment*), podría permitir una mayor transparencia a la hora de auditar ofertas exorbitantes.

Finalmente debe anotarse que aunque los agentes que participan en el sector, en general, se quejan del cambio de reglas de juego, el mercado colombiano ha sido bastante estable en relación con este tema, ya que los tres cambios importantes que se aducen como cambios de reglas de juego, tienen una explicación regulatoria suficientemente soportada: la modificación introducida con la Resolución CREG 034 de 2001 afectó solamente a aquellos agentes que no estaban en el mercado (en mérito de despacho), y que debían por tanto ser despachados fuera de mérito, por generación de seguridad, es decir que realmente esta resolución no afectó las ofertas competitivas del mercado y adicionalmente porque esta posibilidad fue prevista desde la concepción misma del mercado. Por otra parte, los cambios en los parámetros de la hidrología utilizada para estimar el cargo

por capacidad que se asigna a los agentes generadores y en los mínimos operativos de los embalses, no deben ser consideradas cambios de las reglas del mercado, sino ajustes metodológicos necesarios dentro del desarrollo propio de la regulación y que no afectaron las reglas del mercado *spot*.

Si bien es cierto que el mercado *spot* de generación parece haber operado de manera satisfactoria durante estos años, debe reconocerse que no se han diseñado mecanismos de seguimiento del mercado que permitan tener un verdadero control y seguimiento sobre prácticas restrictivas de la competencia, lo cual parece riesgoso en un mercado con la concentración de la propiedad existente en el mercado colombiano.

2. Competencia en el mercado de generación de energía

Como se mencionaba, la estructura del mercado diseñado y operante en Colombia, se basa en la declaración de precios de los agentes (no auditada), en la que se espera que si el mercado es eficiente, los agentes térmicos deberán racionalmente declarar sus costos variables reales, los cuales están fundamentalmente relacionados con suministro y transporte de combustibles, pero probablemente considerando un pequeño margen adicional sobre estos costos, debido a los riesgos que podrían afectar la producción, tales como:

- El riesgo de que la planta sea despachada un bajo número de horas, y en consecuencia, que no se recuperen plenamente los costos de arranque y parada, los cuales de acuerdo con la reglamentación actual, deben estar incluidos en la oferta horaria.
- El riesgo de que la planta no arranque por algún problema técnico de último momento, y que entonces resulte castigada la disponibilidad histórica y en consecuencia el cargo por capacidad asignable el año siguiente.
- El riesgo de que la planta arranque pero no sea capaz de tomar la carga prometida, en cuyo caso existen penalizaciones económicas por desviaciones del despacho
- El riesgo de que la planta sea la que fije el precio de bolsa en una hora y que en esas circunstancias sea despachada por una potencia inferior a la declarada, con lo cual las máquinas trabajarán en puntos de eficiencia más bajos. Este riesgo es asumido por el oferente.

Por el contrario, en relación con los agentes hidráulicos del mercado, el precio de oferta no obedece necesariamente a la consideración directa de costos variables de producción real en un momento del tiempo, dado que ese costo es muy bajo, y que existe un costo de oportunidad relacionado fundamentalmente con las expectativas futuras de valoración del agua en función de la sequía o abundancia que pueda esperarse y de la capacidad de almacenamiento que tenga el agente. En la estimación de este valor existe mucha incertidumbre pero puede estar afectado por variables exógenas, tales como las expectativas de ingreso anuales de los agentes, variables políticas en relación con precios de la energía, análisis sobre el comportamiento del mercado en el tiempo, etc. De esta forma, se espera que la variación de precios de bolsa esté relacionada fundamentalmente con las expectativas de costos de los hidráulicos y que no se esperen grandes variaciones en los precios de ofertas diarios de los agentes térmicos. En Colombia, donde cerca del 65% de la oferta es hidráulica, cabe esperar especulación en las ofertas hidráulicas y costos muy estables en las ofertas térmicas.

Para evitar la concentración de la participación en el mercado de energía inicialmente la Resolución CREG 018 de 1996 estableció como limitación la de que ningún agente puede tener una capacidad instalada superior al 25% de la capacidad instalada del sistema, lo que en la práctica significa que un agente puede ser de un tamaño igual a la tercera parte del tamaño del resto de los competidores suyos juntos en el mercado.

La Resolución CREG 042 de 1999 estableció otra limitación, en función del margen de sobre-instalación que tenga el sistema, la cual pretende establecer que no existan generadores que puedan ejercer poder de mercado cuando ese margen de seguridad sea tan pequeño, que su tamaño los ubique en posición de cubrirlo sin competencia, pudiendo controlar el precio ofertado. Este valor, denominado franja de potencia, establece una limitación del tamaño de la capacidad neta de generación de cualquier agente, en función de la diferencia entre la capacidad promedio mensual disponible en el país y la demanda promedio mensual máxima de sistema.

Al observar la capacidad instalada por agente, se evidencia que cerca de siete agentes (EPPM, ISAGEN, EMGESA, CORELCA, EPSA, CHIVOR y BETANIA), completan un porcentaje que significa el control absoluto del mercado (80%), lo cual conduce a concluir que el mercado se encuentra alejado del ideal esperado para que la

competencia se desarrolle de manera eficiente, es decir, un mercado en el que todos los agentes se consideren tomadores de precio. Se debe anotar que todos estos agentes mencionados tienen importantes capacidades de generación hidráulica.

Es así como los cuatro primeros agentes mencionados controlan más del 50% de la capacidad instalada total del sistema, que en porcentaje de la demanda pico del sistema, la cual es cercana actualmente a los 8.500 MW, significa un control del 80% del mercado, mientras que medida con referencia a la demanda media y mínima, significa que estos cuatro agentes podrían abastecer la demanda totalmente sin problemas, en un día normal de ofertas. En estas condiciones, desde el punto de vista del tamaño del mercado, no cabe duda de que Colombia existe una importante concentración en el mercado.

En relación con las ventas en bolsa, los cálculos de la CREG apuntan a que el índice HHI (Herfindahl y Hirschmann), históricamente ha estado más del 80% del tiempo, por encima de 1.800, situándose en la franja de mercado altamente concentrado, lo cual es claro reflejo de la situación indicada en relación con la capacidad de generación.

El diseño de mecanismos de seguimiento del mercado en un sistema de precios basado en declaraciones de costos sin auditorías, es dispendioso y puede terminar en un intervencionismo estatal indeseable o en una imposibilidad práctica de diseñar esquemas que permitan detectar de manera efectiva los comportamientos anti-competitivos, por lo que su implementación debe ser el resultado de un proceso de maduración, basado en análisis de la historia del mercado y en un diseño simple, fácil de analizar y contundente.

En Colombia, ni la Comisión, ni la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, han formalizado mecanismos de seguimiento del comportamiento del mercado y/o de los agentes, por lo que el riesgo de que el mercado pueda requerir intervenciones importantes en un futuro, es bastante alta. La Resolución CREG 034 de 2001 es un ejemplo de que los excesos de los agentes obligan al regulador a actuar instaurando mecanismos que eviten el abuso de posición dominante. Si se tienen en cuenta las presiones políticas actuales para liberar o ampliar los límites de capacidad instalada de los agentes, no cabe duda de que el mercado colombiano enfrenta un gran riesgo de perder su limitado nivel de competencia actual.

VIII. REGULACIÓN DE PRECIOS TECHO PARA LA GENERACIÓN FORZADA FUERA DE MÉRITO

1. Antecedentes de la Resolución CREG 034 de 2001

La Resolución CREG 034 de 2001, aparece como respuesta al crecimiento exagerado de los costos de la generación de seguridad como consecuencia del derribo de torres del Sistema de Transmisión Nacional. Es así como durante el período 2000-2001 se presentaron atentados que ocasionaron el derrumbamiento de 423 torres del Sistema de Transmisión Nacional (STN), que tenían dos efectos en el mercado, el aislamiento de ciertas regiones del Sistema Interconectado Nacional (SIN), que contaban con recursos de generación que permitían abastecer la demanda dentro de esas áreas aisladas, y el aislamiento de ciertos recursos de generación que no podrían ser despachados por el operador del mercado. Esta situación ponía en posición de dominio a un grupo de recursos de generación del mercado o simplemente conformaba monopolios regionales, lo que ocasionó que como consecuencia del ejercicio de esa posición de dominio los precios obtenidos en el mercado no correspondieran a precios de eficiencia.

El mercado *spot* fue concebido originalmente como un mercado de ofertas horarias consistentes en capacidad disponible y precio de energía. Las ofertas deben corresponder a una declaración no auditada de costos variables de producción. Es así como la Resolución CREG-055 de 1994 estableció los componentes de costos que deberían ser consideradas por los generadores al momento de realizar una oferta en la Bolsa de energía:

“Ofertas de precio en la bolsa de energía. Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrezcan diariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía de sus unidades de generación, por unidad de energía generada cada hora en el día siguiente, deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir, teniendo en cuenta:

a) Para plantas termoeléctricas: el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y la eficiencia térmica de la planta.

b) Para las plantas hidroeléctricas: los costos de oportunidad (valor de agua) de generar en el momento de la

oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del Sistema Interconectado Nacional”.

Las plantas generadoras del mercado ofertan precios y disponibilidad que una vez ordenadas de manera creciente, permiten al operador del sistema definir cómo atender la demanda. De acuerdo con lo dispuesto en la regulación los generadores deben remitir una oferta de precios que refleje su estructura de costos variables, independientemente de si el despacho resulta en mérito o fuera de mérito ya que los generadores no deben considerar la red de transmisión ni su estado. En condiciones normales de operación del mercado, los generadores no conocen su posición frente a otras ofertas en dicho mercado, es decir no saben ex-ante si su generación está en mérito o fuera de mérito.

Desde 1995 los generadores programados para suplir generación de seguridad en el despacho, eran remunerados a precio marginal del sistema (precio de Bolsa), el cual corresponde al precio de oferta (costos variables) del último generador programado para atender la demanda, sin considerar la existencia de limitaciones en la red de transporte. Si el precio de oferta que había hecho el generador era superior al precio marginal del sistema (precio de Bolsa), la generación de seguridad era remunerada a su precio de oferta. La Resolución CREG 034 de 2001 reguló el precio al cual se liquidan estas generaciones de seguridad.

Dentro de la estructura regulatoria del mercado de energía mayorista el pago que recibía un generador, que era llamado para generar por seguridad fuera de mérito, no constituía un mecanismo para compensar su flujo financiero, como se trato de sustentar por parte de algunos agentes que reclamaban la decisión de regular ese precio como un cambio en las reglas de juego, sino el reconocimiento de sus costos variables de generación que eran ofertados en condiciones de competencia, es decir debían corresponder a costos eficientes de ese recurso de generación.

Tal y como se encuentra diseñado el mercado colombiano, el Plan de Expansión de la Transmisión tiene como principal objetivo eliminar las restricciones de transmisión (congestiones) existentes en el sistema. Este elemento refuerza la evidencia de que en el mercado no se busca mantener la generación de seguridad a través de incentivos económicos a los generadores que suplen dicha generación de seguridad.

El avance que supone el mercado colombiano frente a la mayoría de mercados eléctricos del mundo, es que los costos variables no son auditados. Se parte de que los generadores térmicos deben ofertar sus verdaderos costos variables, mientras los generadores hidráulicos presentan unos costos que son de oportunidad, dado que la valoración del agua como recurso energético depende de expectativas que solo los agentes pueden tener, por lo que su costo variable es puramente especulativo. Así pues, en el mercado colombiano se espera especulación únicamente en la oferta hidráulica y se espera que esta obedezca fundamentalmente a expectativas de energía almacenada en los embalses y no a variables como el deterioro de la red de transmisión.

2. Decisiones adoptadas por la comisión

Cuando los costos ofertados de los generadores térmicos empezaron a subir exageradamente, pero de manera explicable si se observaban las restricciones de la red de transmisión, el regulador comenzó a diseñar estrategias para evitar el abuso de posición dominante. Inicialmente prohibió que la información sobre la red eléctrica fuera pública, en un intento fallido por evitar que esa información disparara el apetito de especular con precios.

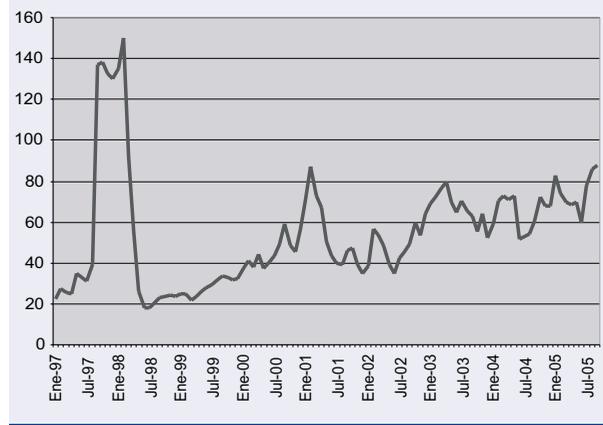
Posteriormente, se evidenció que los costos horarios de una misma planta estaban variando exageradamente entre hora y hora, y que dicha variación coincidía con el estado de la red de transmisión. De esta manera a ciertas horas del día la planta competía y a otras horas del día, cuando estaba en posición dominante incrementaba sus ofertas. Por esto la CREG dispuso eliminar esa flexibilidad y determinó que las plantas solo podrían hacer una oferta diaria⁴⁶. Esta determinación tuvo éxito parcial, y ayudó además a develar otras prácticas que estaban usando plantas que tenían limitaciones ambientales relacionadas con vertimientos de agua. La planta con el objeto de limitar el agua vertida incrementaba el precio de oferta exageradamente en ciertas horas del día para no salir despachada: en la práctica esta planta debía declararse indisponible por estas limitaciones ambientales. Esta medida fue eficaz para solucionar fallas presentes en el mercado debidas a las condiciones del sistema.

Es evidente que en los mercados en los cuales no prevalecen condiciones mínimas de competencia y los participantes no son forzados mediante reglas a comportarse

como tomadores de precio, éstos ofertan por encima del costo marginal como una respuesta al principio de maximización de beneficios. Como resultado de la conformación de posiciones dominantes, se presentó en el año 2000 un incremento promedio en la oferta de los generadores térmicos de 250% frente a la oferta promedio del año 1999. Ante la evidencia del comportamiento de los precios y la conformación de situaciones monopólicas, en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley, la CREG expidió la Resolución CREG-034 de 2001, la cual establece el precio máximo aplicable a la generación de seguridad.

La valoración de los mayores precios de oferta de los generadores durante este período de anomalías importantes en la red de transmisión se estima en US\$ 500 millones. El Gráfico 7 evidencia el comportamiento del costo unitario de las restricciones durante la etapa previa a la expedición de la Resolución CREG 034 de marzo de 2001.

Gráfico 6: Evolución costo mensual de restricciones (1997-2005)



Fuente: MEN.

La CREG con el objeto de promover la competencia y crear las condiciones para evitar abusos de posición dominante, elaboró una resolución que en el fondo lo que hace es fijar una tarifa a los monopolios de generación. Las evidencias de segmentación del mercado estaban disponibles y en concordancia con las facultades legales, la CREG debía asegurar condiciones de competencia en el mercado, de manera consistente con las reglas de mercado vigentes desde su concepción.

46. Resolución CREG 026 de febrero 24 de 2001.

En el año 1995 con la conformación del mercado, la CREG dejó abierta la posibilidad de regular posteriormente el tema de las generaciones de seguridad por restricciones operativas. Es así como la Resolución CREG 024 de 1995, modificada por las Resoluciones CREG 035 y CREG 049 del mismo año, previó específicamente un régimen transitorio de asignación de los costos de la generación fuera de mérito.

La Resolución CREG 034 de 2001 estableció un procedimiento utilizado sólo para liquidar las generaciones de seguridad fuera de mérito. Para las plantas térmicas consideró la suma de los costos variables de generación, como se explica adelante, y para las plantas hidráulicas la Comisión determinó una curva que permitía obtener los precios de oferta de referencia en función del nivel del embalse. De esta manera era posible determinar el precio de reconciliación positiva. La reconciliación negativa debía ser calculada como el 50% de la suma del precio de bolsa y el precio de oferta. La estrategia de ofertar precios muy bajos, que maximizaba el valor de reconciliación calculada como la diferencia entre el precio de oferta y el de bolsa, ya no era factible.

Posteriormente, mediante la Resolución CREG 094 de 2001 se ajustaron algunos de los factores de costos variables utilizados para estimar la reconciliación positiva de los generadores térmicos. De manera particular se ajustó el factor de consumo térmico específico que cambió la estimación de los costos variables reconocidos por combustible.

3. Principales argumentos de la industria acerca de la Resolución CREG 034 de 2001

Los agentes adujeron cambio de las reglas de juego y procedieron a demandar a la CREG por nulidad y restablecimiento del derecho. De otro lado, uno de los agentes, que tenía inversiones aseguradas en la OPIC, procedió a hacer una reclamación directa a dicha entidad en Estados Unidos. Hasta la fecha se conoce informalmente que la OPIC se pronunció reconociéndole una indemnización al agente, pero absteniéndose de replicar contra el Estado colombiano. Los principales argumentos esbozados por la industria sobre los efectos de la Resolución incluyen los siguientes:

Se aseveró que la Resolución CREG 034 establecía penalidades severas para los generadores que declararan que no podían suministrar energía en el mercado. No obstante la Resolución CREG sólo determina que en caso de que una planta oferte por encima del primer segmento de racionamiento, su disponibilidad se tomará como cero y que en caso de requerirse esa planta y el generador no haya podido justificar debidamente su oferta ante las autoridades competentes, el agente

será responsable por los perjuicios derivados del racionamiento causado. Igual procedimiento está previsto en el caso de que el agente reporte una disponibilidad cero. Es así como si el agente puede demostrar su indisponibilidad o sus costos, no tiene problemas frente a las autoridades competentes y tiene a su disposición todos los medios y garantías legales para demostrarlo. Esta norma pretende preservar la integridad y condiciones de participación del mercado.

Aunque algunos agentes generadores argumentaron que la CREG con las disposiciones de la Resolución CREG 034 los obligaba a participar a pérdida en el mercado, los principios de libertad de entrada y libertad de salida nunca fueron modificados. A ningún generador se le obliga a generar o a participar en el mercado de energía mayorista, esto es, a suministrar energía al sistema interconectado nacional. Si un generador desea retirarse del mercado de energía mayorista, lo puede hacer libremente, en virtud del principio de libertad de salida. La regulación vigente obliga a que los generadores, sólo los que hacen parte del mercado de energía mayorista, presenten todos los días ante el CND, una declaración de disponibilidad, esto es la cantidad de energía que están dispuestos a vender, y una oferta de precio de dicha energía.

Otro de los argumentos que se ha presentado de manera permanente está relacionado con los costos reconocidos para efectos de liquidar la energía fuera de mérito requerida por restricciones, que de acuerdo con los generadores, no consideran los verdaderos costos de los diferentes recursos. No obstante, la reglamentación vigente establece que los costos variables que pueden ser incluidos en las ofertas diarias al mercado para las plantas térmicas sólo incluyen el costo incremental del combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada, así como la eficiencia térmica de la planta, que son los mismos costos considerados por la metodología establecida en la Resolución CREG 034 de 2001, para liquidar las restricciones.

En ese sentido la Resolución CREG 034 de 2001, reconoce los siguientes costos a los generadores que se encuentran fuera de mérito: costo variable de combustible, costo variable de transporte de combustible, costo variable de operación y mantenimiento O&M, costo de arranque-parada y otros costos variables del mercado mayorista, los cuales se estimaron considerando las condiciones de cada una de las tecnologías de generación existentes en el país. Sin embargo cualquier regulación de precios que efectúe la CREG debe estar sujeta al principio de eficiencia económica y en este caso cada componente considera los criterios de eficiencia que corresponden a cada caso.

En cuanto al costo de suministro de combustible, el precio de gas natural reconocido corresponde al precio máximo establecido por la reglamentación vigente expedida por la Comisión. En el caso de Carbón los costos son reportados por la UPME, de acuerdo con los contratos de suministro de Carbón en cada área. De esta forma se reconocen los costos en los cuales incurre el generador por este concepto. De igual manera el costo de transporte de combustible, para el caso de gas, considera los cargos regulados por la Comisión y para el efecto se considera el precio máximo establecido. En algunos casos bilateralmente se han pactado pagos, por fuera de los cargos máximos regulados. Estos pagos no son reconocidos como un costo para efectos del cálculo del costo de las restricciones.

La componente de costo de arranque-parada busca reconocer el desgaste en el cual incurre el generador debido al esfuerzo térmico al cual se ve expuesto durante los procesos de arranque de la unidad. Este costo hace parte de la operación y mantenimiento, ya que como lo establecen los fabricantes, los arranques de las unidades pueden ser expresados en horas equivalentes de operación, para así determinar el momento en que se debe realizar cada uno de los mantenimientos. Para efectos de la estimación de los costos se estableció por parte de la CREG que un arranque equivale a 20 horas de operación. Para efectos de determinar dicho costo de arranque se utilizó una metodología comprobada y adoptada en otros países.

La componente de costo variable de operación y mantenimiento reconocida corresponde al costo estimado por la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-, a partir de estándares internacionales. Al valor publicado por la UPME se le aplicó un factor del 50%, con el fin de cubrir eventuales variaciones. El costo variable de operación y mantenimiento es la suma de los costos asociados con el arranque y parada y los costos variables de operación y mantenimiento. El costo de arranque y parada ha sido uno de los factores de costos más discutido por los generadores. Aunque en su momento se recibió información por parte de los generadores tratando de sustentar costos mayores, la asimetría de la información era evidente, lo que no permitió a la CREG utilizar dicha información. Ante esa situación, la Comisión desarrolló análisis propios con información externa. Uno de los datos interesantes encontrado fue que cuando la FERC y

la Comisión de Regulación de California impusieron topes a las ofertas de los generadores, los costos de AOM considerados eran comparables con los de la Resolución CREG 034 de 2001. Las evidencias recogidas en su momento permitieron concluir que los costos reconocidos, para efectos de calcular la reconciliación positiva a los generadores térmicos, estaban ajustados a costos de eficiencia.

La componente de otros costos variables, remunera la totalidad de costos variables en los cuales incurre un generador por su participación en el mercado mayorista, dichos costos variables corresponden a: CEE, costo equivalente de Energía, componente que remunera el Cargo por Capacidad; transferencia ambiental, Ley 99 de 1993; FAZNI, responsabilidad Comercial por el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC); y cargos del Centro Nacional de Despacho y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.

También se le atribuyó a algunas disposiciones de la Resolución, por parte de los agentes del mercado, carácter confiscatorio y expropiatorio. Estas disposiciones se refieren a las obligaciones del generador de resarcir los perjuicios causados por un racionamiento, si se encontrara que no existe sustento para la oferta presentada, y a la posibilidad de que la Superintendencia ejerza el derecho de tomar posesión de una empresa, cuando existan los elementos para que esto ocurra. No obstante de los análisis efectuados se encontró que estas normas no le extinguen el derecho de dominio que los generadores tienen sobre sus plantas. Las figuras de expropiación y confiscación están relacionadas en la legislación colombiana con la extinción del derecho de dominio que los particulares ejercen sobre un bien. En este sentido la aplicación de la resolución no tiene ese efecto.

Durante estos años se han acumulado cerca de 200 demandas, dado que cada mes, un promedio de cinco agentes demanda la liquidación que efectúa el Administrador del Mercado Mayorista. Se espera que este proceso termine pronto debido a que ya los jueces de los Tribunales Administrativos, han comenzado a rechazar nuevas demandas bajo la consideración de que no son de su competencia. En este sentido, sólo falta el pronunciamiento de fondo del Consejo de Estado, el cual sería de esperar que ocurra en el próximo año.

IX. TRANSACCIONES INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD

1. Antecedentes

Los países de la región andina, soportados en la voluntad política de las naciones que lo conforman⁴⁷, establecieron la iniciativa de desarrollar una integración de mercados eléctricos de la Comunidad Andina. Dicha iniciativa puede extenderse a otros mercados sub-regionales como Mercosur y ALCA.

En cumplimiento de los acuerdos presidenciales, los Ministros de Energía de los países miembros de la Comunidad adelantaron el Acuerdo Interministerial de Cartagena de Indias, en el año 2001, en el que se delegó a los organismos reguladores la tarea de preparar una propuesta de armonización normativa para llevar a la CAN, labor que culminó con la Decisión 536 de 2002 emitida por el organismo supranacional, para convertirse en el piso jurídico para desarrollar una regulación de intercambios intracomunitarios de electricidad.

La Comunidad Andina a través de la Decisión CAN 536 definió el esquema económico bajo el cual se desarrollaría la integración eléctrica de la región constituyéndose en el marco general que define los principios fundamentales de los procesos posteriores de la integración. Los beneficios que se obtienen del intercambio de electricidad entre sistemas interconectados se dirigen a mejorar la competitividad en los mercados, a buscar una mayor cobertura de los servicios y mejores estándares de confiabilidad y seguridad. Los beneficios que en su momento fueron identificados y que sustentaron el desarrollo regulatorio de la Comisión, fueron variados y en algunos casos difíciles de medir de una forma ex ante. Entre los beneficios, de corto y largo plazo, identificados y esperados se contaron:

- Reducción de costos de inversión y de gastos operativos y de mantenimiento, debido a la optimización de la operación conjunta. Esto gracias a la complementariedad en las fuentes de energía entre países y la demanda estacional, la diversidad horaria de cargas y el menor requerimiento de potencia de reserva.
- Incremento del tamaño de los mercados con el aprovechamiento de las economías de escala en generación y transmisión y la posibilidad de ampliar los beneficios de la competencia en los países (confiabilidad y la eficiencia en costos).
- Mayor eficiencia en las inversiones para expandir el sistema.

- Menor impacto ambiental por diversidad de opciones de inversión.
- Mayor oportunidad de mercado para los agentes a través del incremento en las posibilidades comerciales.
- Aumento en la utilización de la capacidad instalada.
- Sistemas eléctricos internos y regionales, más robustos y estables.
- Menor riesgo de racionamiento.
- Mayor neutralidad (menor discriminación), de la demanda.

Las etapas posteriores a la expedición de un marco general, requieren varios pasos: i) la armonización de los marcos regulatorios de los países miembros, ii) la implementación de un esquema de operación coordinada (Despacho Económico Coordinado), iii) la homologación del modelo económico implementado en cada uno de los mercados de energía de los países, iv) la definición de reglas comunes para la operación integrada y, v) finalmente la operación integrada. Estos beneficios se darán en las diversas etapas del proceso y algunos sólo si se alcanza la operación integrada. El mercado integrado es entendido como un conjunto de mercados eléctricos, administrado y coordinado bajo reglas comunes, con criterios de eficiencia económica, para beneficio general y no individual.

Una vez se logró la expedición del marco general, los organismos reguladores de los países emprendieron el desarrollo de la normatividad que cada país aplicaría a los intercambios, bajo los criterios y requerimientos del marco general. Para viabilizar los intercambios de electricidad y consolidar un mercado único, se inició con la armonización de los esquemas regulatorios, así como de los criterios operativos y comerciales de cada sistema. Los países cuentan hasta ahora con un desarrollo legal (regulatorio) que define las condiciones para que se efectúe el despacho económico coordinado y la transacción internacional, apoyados en acuerdos operativos y comerciales que contienen en detalle los compromisos de los operadores de mercado de los países.

Se espera que hacia adelante se complemente el marco actual de las transacciones y que posteriormente se inicie un trabajo conjunto, que puede ser un proceso de largo plazo, hacia la búsqueda de las condiciones que se requieren para una operación integrada de los mercados como paso adicional a la integración regulatoria que se ha logrado hasta el momento.

47. Declaratoria por parte de los Presidentes de los países miembros de la CAN, en la reunión de Presidentes Latinoamericanos llevada a cabo en ciudad de México en el año 2000.

No obstante, es evidente que los niveles de desarrollo de los mercados de los países deberían equilibrarse para poder avanzar hacia esa meta. Aún en esta primera etapa de la integración, los retos actuales para complementar, dar sostenibilidad y ampliar la aplicación de la reglamentación son grandes.

2. Reglas fundamentales de la Decisión CAN 536

Los principios fundamentales de la Decisión CAN 536 son la estabilidad, la transparencia, el libre acceso, la eficiencia técnica y económica, la no discriminación y el trato simétrico entre los mercados con el objetivo de conformar un mercado integrado de electricidad.

La Decisión contiene elementos importantes que determinan las reglas del intercambio: principios de no discriminación, de libre acceso, de eficiencia económica y de promoción de la competencia.

“Los Países Miembros no mantendrán discriminaciones de precios entre sus mercados nacionales y los mercados externos, ni discriminarán de cualquier otra manera en el tratamiento que concedan a los agentes internos y externos en cada País, tanto para la demanda como para la oferta de electricidad.

Los precios de la electricidad en ambos extremos de los enlaces intracomunitarios deberán servir para valorar las transacciones internacionales de electricidad, de corto plazo, producto de los flujos físicos determinados por los despachos económicos coordinados”.

Al tratarse de una operación coordinada de los mercados, la no discriminación implica que para efectos de formar el precio en cada mercado, no se debe discriminar el tratamiento a la demanda internacional o a la oferta internacional. El funcionamiento del mercado de cada país se mantiene, pero se coordina su operación para lograr un flujo de energía entre países que resulte en la mayor eficiencia económica. Para efectos de no discriminar la demanda, se debe garantizar que el precio de mercado ofertado a la demanda extranjera sea el mismo que el precio del mercado interno. La no discriminación de la oferta implica que el mercado importador deberá tratar de igual forma la oferta proveniente del otro país y cualquier otra oferta interna.

“Los Países Miembros garantizarán el libre acceso a las líneas de interconexión internacional.

El uso físico de las interconexiones será consecuencia del despacho económico coordinado de los mercados, el cual será independiente de los contratos comerciales de compraventa de electricidad.

La remuneración de la actividad del transporte de electricidad en los enlaces internacionales tendrá en cuenta que la aplicación del principio de libre acceso a los enlaces elimina la vinculación entre el flujo físico y los contratos de compraventa internacional de electricidad.

Los contratos que se celebren para la compraventa intracomunitaria de electricidad serán únicamente de carácter comercial. Ningún contrato de compraventa podrá influir en el despacho económico de los sistemas.

Con el fin de lograr eficiencia económica como resultado del despacho económico coordinado, el flujo de energía a través de la infraestructura debe permitirse libremente.

Los Países Miembros asegurarán condiciones competitivas en el mercado de electricidad, con precios y tarifas que reflejen costos económicos eficientes, evitando prácticas discriminatorias y abusos de posición dominante”.

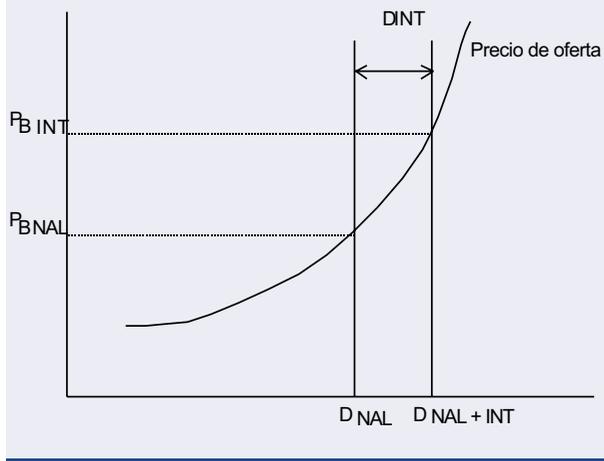
De manera consistente con los objetivos de eficiencia económica que se buscan a través de un despacho económico coordinado, los países pretenden mejorar las condiciones de competencia en los mercados de cada país como elemento esencial para alcanzar la eficiencia.

3. Transacciones internacionales Colombia–Venezuela

El marco regulatorio vigente antes de la expedición de la Resolución CREG 004 de 2003 consideraba otros principios diferentes que no son consistentes con los criterios de la Decisión CAN 536. Para efecto de liquidar las transacciones internacionales de energía, la CREG mediante Resolución CREG 112 de 1998, estableció un Precio de Bolsa Internacional, superior al Nacional, determinado por el precio de la oferta marginal necesaria para atender las exportaciones, una vez se haya atendido la demanda nacional (ver Figura 3).

En la práctica esto permitía aislar la demanda nacional de incrementos de precios debidos al aumento del precio marginal del despacho ideal, definiendo un precio de bolsa internacional. Esto quiere decir que existía una discriminación en el tratamiento que dentro del mercado se daba a la porción destinada a la demanda internacional.

Figura 3: Proceso inicial de formación del precio de bolsa nacional vs internacional



Actualmente las transacciones con Venezuela se rigen por este principio y son liquidadas manteniendo las normas expedidas en su momento. El uso físico de los enlaces está restringido en algunos casos por contratos de conexión existentes. Esta regulación se mantiene con el objeto de garantizar que exista un mecanismo para liquidar las transacciones que se dan en casos esporádicos, como los que se presentan cuando se aíslan sistemas eléctricos cercanos a la frontera, o cuando se logra algún acuerdo bilateral entre agentes, que satisfaga a las partes en cuanto a precios, cantidades, disponibilidad y garantías comerciales.

Es claro que existen beneficios de eliminar la discriminación de precios de generación. Esto se observa mejor cuando se considera el conjunto de transacciones en el largo plazo, en las cuales el precio promedio de la energía disminuye por diversos efectos, tales como:

- El uso más eficiente de los recursos energéticos de la región por la complementariedad de las fuentes energéticas y de los perfiles de demanda.
- El fortalecimiento de la base competitiva en la oferta nacional, ya que las mismas plantas compiten por atender tanto la demanda nacional como la internacional.
- El aporte que hace la demanda internacional al pago de los costos fijos de sistema, tales como el sistema de transmisión, la operación del sistema, la administración del mercado y los cargos por regulación, vigilancia y control.

- El aumento de la confiabilidad interna del suministro, ya que hay un mejor uso de la capacidad instalada y se dan señales de precio claras para que los generadores se instalen y permanezcan operando al interior del país.

En el corto plazo, interconectar dos sistemas de energía eléctrica que operan con esquemas de costos diferentes, trae beneficios para los países interconectados ya que pueden aprovecharse las ventajas de una ampliación de mercados que conlleva nuevas opciones que se reflejan en precios eficientes, mayor demanda y mayor dinamismo en la generación y comercialización.

Con la Resolución CREG 057 de 1998, mediante la cual se aprobó que los enlaces internacionales fueran exclusivamente activos de conexión, se originó que en Colombia se limitara en la práctica el acceso a la red, lo que tuvo como consecuencia, un uso ineficiente de estas líneas, y la limitación en la participación de agentes restringiendo la dinámica de la oferta de generación y de la comercialización.

4. Transacciones internacionales de electricidad de corto plazo (TIE)

En un ambiente competitivo, los intercambios se deben dar de un sistema de menores precios hacia un sistema de mayores precios. De hecho, un país exporta los bienes que puede producir a un costo en términos monetarios inferior al resto de los países con los que se puede dar una transacción; estos precios dependen de los costos relativos de los factores de producción, en tanto que estos últimos dependen a su vez de la abundancia relativa de ellos dentro del país.

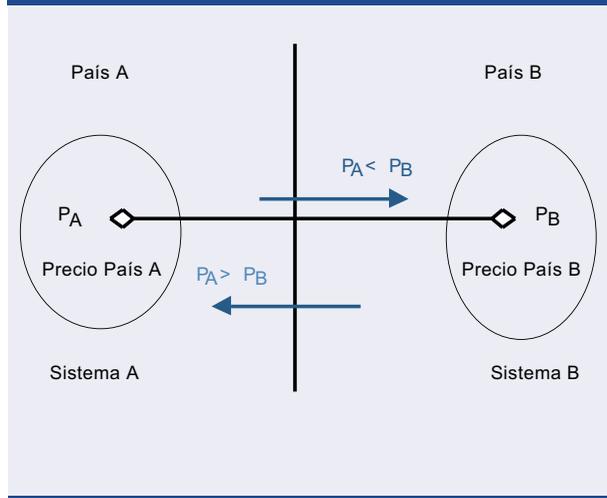
Un mecanismo reconocido, aunque poco implementado actualmente en el mundo, para el logro de este objetivo de eficiencia económica, es el de las transacciones de electricidad de corto plazo resultado del despacho económico coordinado. Con su implementación en la CAN, se ha comprobado que este esquema conlleva al aprovechamiento eficiente de los recursos de generación, al considerar las complementariedades hidrológicas, estacionales y de las demandas entre los países. Para Colombia esto ha sido especialmente evidente cuando se comparan los resultados de este mecanismo con el implementado con Venezuela a través de contratos bilaterales físicos. Los intercambios con Venezuela, que llevan más de 12 años, no llegan al 20% de las transacciones de corto plazo (TIE), efectuadas en dos años de operación. Dado el dinamismo con que se manifiestan las posibilidades de complementariedad, las transacciones spot internacionales constituyen el mecanismo idóneo para sacar provecho de aquéllas.

Despacho económico coordinado

La realización de transacciones internacionales de corto plazo exige el despacho económico coordinado de los recursos, que determinan las transferencias por los enlaces internacionales con otros sistemas despachados económicamente. Al tratarse de un despacho económico éste permite minimizar el costo de atender la demanda agregada, doméstica e internacional. Las transacciones internacionales de corto plazo (TIE), son transacciones horarias originadas por el despacho económico coordinado, que son canalizadas a través de los enlaces internacionales, lo que garantiza que el uso físico de los enlaces esté determinado por ellas. Su implementación hace posibles flujos de energía en ambos sentidos, de acuerdo con las diferencias de precios *spot* de los países.

Es importante mencionar que las transacciones son producto de las diferencias de precios en los nodos terminales de los enlaces internacionales que deben considerar tanto los precios de generación, como todos los otros cargos adicionales de cada sistema, asociados con la entrega de energía en los nodos frontera de cada país. Es decir, mediante este mecanismo se garantiza que la energía fluye desde el sistema con precios más bajos hacia aquel que posea los precios más elevados, como se muestra en la Figura 4.

Figura 4: Esquema de intercambios de electricidad de corto plazo



Fuente: CREG.

Este proceso, permite obtener indudables beneficios económicos para los sistemas que efectúan el intercambio:

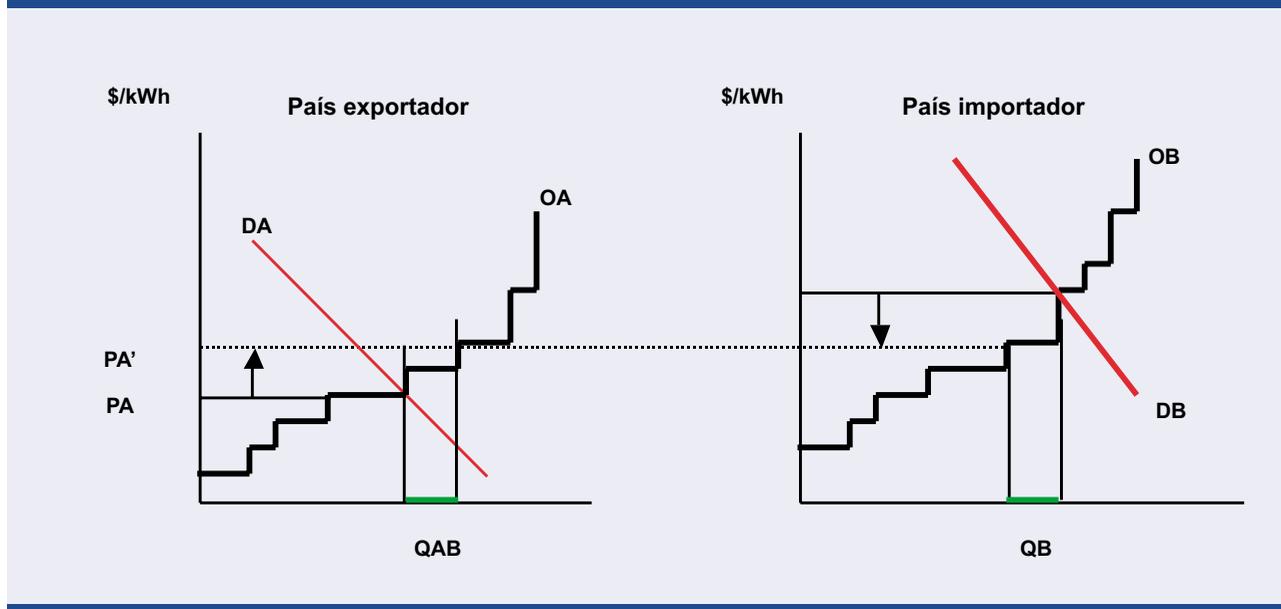
- En el caso de una exportación, que se traduce en una demanda suplementaria a satisfacer para los agentes generadores, se experimentará un aumento en precios, explicados por una mayor demanda, en el país exportador. En la medida en que la liquidación se hará de acuerdo con las reglas de mercado existentes en cada país, la negociación con un mercado externo amplía la demanda y mejora la posición de estos agentes en el mercado, haciendo más atractiva su participación en éste.
- En el caso de una importación, significa que se cuenta en el mercado competitivo con una oferta de un recurso con precio inferior. El mercado experimentará una disminución en el precio marginal y un mayor incentivo a la competencia, lo cual, se debe traducir en un menor costo de prestación de servicio a usuario final.

Los problemas relacionados con déficit o sobreoferta siempre se estarán reflejando en las transacciones. En condiciones de racionamiento es poco probable que se den exportaciones cuando se opera bajo este mecanismo de transacciones, debido a que los precios recogen estas señales y debería ser más atractivo importar que exportar. No obstante, los problemas de abastecimiento deberían recibir un tratamiento especial al tratarse de un tema estratégico para los países. En este sentido el establecimiento de reglas de racionamiento homologadas con los demás países, que eviten la discriminación entre la demanda nacional y la internacional, puede ser una aproximación adecuada a este tema.

La Figura 5 ilustra el mecanismo y efecto del despacho económico coordinado. Para efectuar la oferta de precios en los nodos de frontera se debe considerar la demanda agregada, contando con la capacidad del enlace internacional. La condición, de exportador o importador, de un país será determinada por la oferta de precios que haga.

Para efectos de construir la oferta de cada país, en forma horaria se construye una curva escalonada de precios de oferta en cada nodo de frontera. Así, para cada escalón correspondiente a una cantidad Q , se tiene un precio. Cada escalón corresponde a un nivel de costo marginal en el mercado y habrá tantos escalones como sea necesario para cubrir la capacidad máxima de transferencia del enlace. El precio en el nodo incluye todos los cargos asociados con la entrega de la energía en la frontera. En el caso colombiano estos costos incluyen el costo medio de restricciones del sistema, el costo de las restricciones asociadas con la operación del enlace, los cargos por uso del sistema de transmisión nacional y los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y las pérdidas asociadas con estos sistemas, los cargos por conexión (en caso de que la interconexión sea un activo de conexión) y los de Centro Nacional de Despacho y Administrador del Mercado.

Figura 5: Mecanismo de formación de precios en las transacciones de corto plazo



Fuente: CREG.

De manera simultánea se determina el precio máximo de importación que corresponde al precio de bolsa del mercado menos el cargo por conexión, en caso de tratarse la interconexión de un activo de conexión. Este precio máximo de importación refleja la disponibilidad a pagar del mercado en el momento en el que se efectúa la oferta del otro país. Este precio es obtenido de un despacho ideal en el que se considera la demanda interna únicamente, reflejando la condición del mercado que se estaría abasteciendo en caso de darse la importación.

Una vez construidos los dos precios, el de importación y el de exportación, por cada enlace internacional que esté operando, los operadores de los sistemas determinan las transacciones que se deben activar, para lo cual sólo se consideran las diferencias en precios y la capacidad de transferencia de los enlaces. Esta capacidad de los enlaces debe ser determinada de manera ex ante y con base en procedimientos claros establecidos en los acuerdos comerciales, por lo cual no se espera discrecionalidad en su valor.

En el caso colombiano para activar una importación se debe verificar que el precio máximo de importación sea al menos 8% mayor que el precio en el Nodo de Frontera ofertado por el otro país más los cargos asociados con la generación. El 8% es el denominado umbral que protege al sistema de las desviaciones que se puedan presentar en los costos estimados en el proceso de oferta. Los costos de generación en Colombia son costos que se le cargan

a los generadores que participan en el mercado, estos es, costos de CND, ASIC; FAZNI y AGC.

Están previstas claramente las causales de redespacho, que justifican ajustar las cantidades iniciales definidas en el despacho económico coordinado. Estas causales son, en el caso de exportaciones desde Colombia: cambios topológicos en la red que impidan cumplir con las exportaciones previstas, indisponibilidad de recursos de generación que impidan cumplir con las exportaciones, variaciones en el precio marginal por los efectos antes mencionados y por intervención de embalses, indisponibilidad del enlace e incumplimiento comercial por parte del país importador, reportado por el administrador del mercado. Para la importación operan el mismo tipo de causales: cambios topológicos, variación en el precio de oferta en el nodo del país exportador, indisponibilidad del enlace internacional y de recursos de generación del país exportador, variación en el precio máximo de importación e incumplimiento comercial informado por el país exportador.

Todo el esquema operativo se encuentra soportado en un sistema comercial seguro para los mercados de los países que participan en las transacciones. Existe un mecanismo de garantías mediante el cual se prepagan las operaciones semanales, con lo cual el diseño regulatorio de estas transacciones ha buscado evitar riesgos para los agentes de los mercados en cada país.

La aplicación de un método que se basa en la existencia de mercados competitivos en los extremos de la interconexión, cuyos intercambios se deben principalmente a diferenciales de precios que reflejan condiciones competitivas y de eficiencia productiva en alguno de los sistemas, desde el punto de vista económico, significa una redistribución de los excedentes sectoriales que beneficia en mayor o menor medida a agentes generadores o consumidores dependiendo de si la transacción es una exportación o una importación. La decisión de integración parte de la base de que siempre existen beneficios para los países involucrados en las transacciones.

La existencia de complementariedades hidrológicas, climáticas o de usos horarios, no necesariamente implica que un país tenga un flujo de comercio neto exportador o importador. Es decir, frente a la existencia de complementariedades, no se puede afirmar que el sistema de un país posee ventajas absolutas frente a los otros países cuyos sistemas eléctricos tengan menor capacidad instalada y por tanto que el país pueda ser definido ex ante como exportador neto de electricidad.

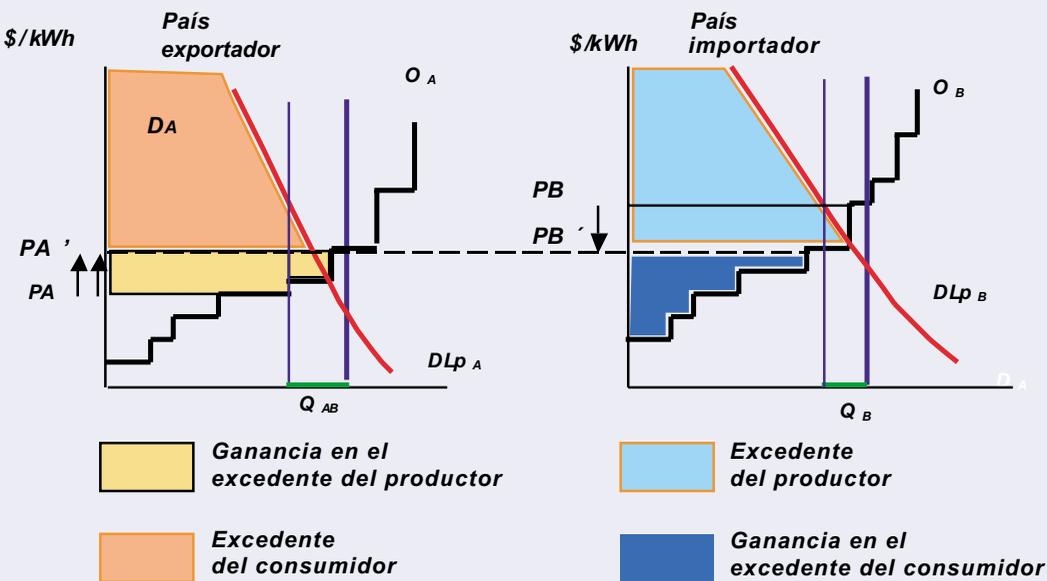
Debido al intercambio, los sistemas obtienen ganancias que se reflejan en un incremento del bienestar social en los dos lados de la interconexión. Es así como en el corto plazo, en el caso de una exportación, esta ganancia de comercio se explica por un aumento en el excedente del productor debido al aumento de la demanda, pero en algunos casos se tiene aumento del precio en el mercado mayorista. Esta última situación acarrearía una pérdida en el excedente del consumidor, como se muestra en la siguiente figura, donde dicho excedente se reduce en forma proporcional al área en la que se da la ganancia de

excedente para el productor (generador). Esta pérdida puede ser permanente o sistemática en la medida en que la demanda para exportación fuese constante (firme); no obstante, la existencia de un diferencial de precios implica intercambios cuyas direcciones pueden variar hora a hora, lo cual resulta en demandas aleatorias por exportación, condición que aminora la pérdida de excedente del consumidor. Por otra parte los diferenciales de precios incentivan decisiones económicas como la instalación de generación adicional en el nodo en que sistemáticamente esté más costosa la energía o mejoras en las condiciones de operación del mercado más costoso mejorando su eficiencia. De otro lado, la previsión de que las rentas de congestión se entreguen al consumidor le otorgan un excedente adicional, que si bien, obedece a otras razones, tiende a compensarlo en caso de diferencias estructurales de precios (caso Colombia—Ecuador actualmente).

De igual forma, debido tanto a las condiciones del despacho como al tipo de ofertas presentadas por los generadores, puede darse la situación que dada la exportación, el precio marginal del despacho no se modifique, razón por la cual no haya pérdida en el excedente del consumidor, sin que se altere la condición de equilibrio.

En el caso de una importación de electricidad, se presenta el efecto contrario, el consumidor se vería beneficiado con un mayor excedente por cuanto obtiene un menor precio de la energía en bolsa y los generadores verían su excedente disminuido por efecto de un menor precio y de una demanda menor que atender ya que fueron desplazados por el generador "virtual" que representa la importación por el enlace.

Figura 6: Efectos sobre la oferta y la demanda del mecanismo de formación de precios



Fuente: CREG.

Manejo de la congestión

Como resultado de la limitación en la capacidad física de los enlaces, los elementos determinantes de la no discriminación, la transparencia y la eficiencia económica y técnica se vuelven más difíciles de lograr y se debe tener especial cuidado en el tratamiento que se da a este problema.

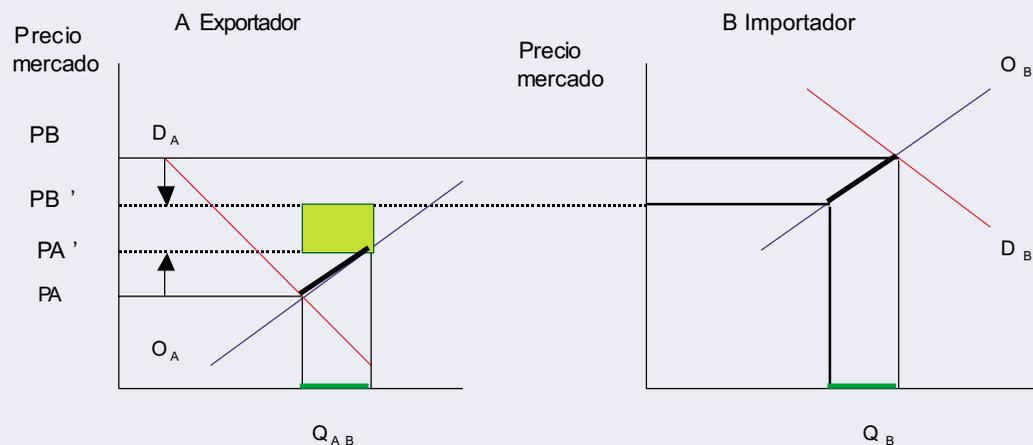
La renta producida por efecto del diferencial en precios que se mantiene por efecto de la limitación real de la capacidad de transferencia entre los sistemas, que se mantienen en el tiempo, requiere un tratamiento que puede ser fuente de importantes discusiones debido a los intereses involucrados. Las soluciones deben buscar alternativas no discriminatorias, que consideren el grado de competencia de los sistemas que se interconecten y que incentiven la eficiencia, que en general se deben buscar implementar bajo mecanismos de mercado. Una de las aproximaciones que en el entorno internacional se ha dado a este problema de asignación de la capacidad de transporte es el mecanismo de *market splitting* y que responde al objetivo de tener en el largo plazo un único precio en la región. El precio resultante de cada mercado es el precio marginal que se obtiene de la interacción de sus curvas de oferta y demanda incluyendo las cantidades, desde y hacia los otros sistemas interconec-

tados de otros países, razón por la cual permite que la dirección de los intercambios varíe, si económicamente es conveniente. La asignación de la capacidad de los enlaces es resultado de las ofertas de los generadores en cada mercado y el precio, por tanto, es determinado en cada sistema eléctrico bajo el supuesto de que la conexión existe y está limitada. Es decir, la capacidad es automáticamente asignada de tal forma que la diferencia de precios entre las dos áreas interconectadas sea minimizada. Este mecanismo tiene aplicación en tres tipos de situaciones:

- Para el manejo de restricciones que se presentan al interior de un sistema eléctrico, como es el caso del Nordpool.
- Cuando existe un mercado organizado de corto plazo en uno de los lados de la interconexión: España–Francia.
- Cuando existe mercado organizado de corto plazo en los dos lados de la interconexión.

La Figura 7 muestra el caso de dos sistemas eléctricos A y B unidos por una línea de interconexión cuya capacidad de transporte es TAB y los precios en cada zona son respectivamente PA y PB .

Figura 7: *Market splitting*



Fuente: CREG.

Si PA es menor que PB, los usuarios de la zona B a comprar en la zona A, es decir la transferencia de electricidad a través de la interconexión se dará de A hacia B.

Esta condición produce que en la zona A haya un incremento de la generación que conlleva a una reducción de la misma en la zona B, en proporción a la energía transferida por la línea TAB. El precio marginal en la zona A podría sufrir un alza de $PA - PA'$, mientras que en la zona B se espera una caída en el precio de $PB - PB'$.

El valor neto de las rentas de congestión, resultante de la transferencia de electricidad de un mercado a otro cuando hay límites en la capacidad de transferencia, estaría dado por $(PB' - PA') * TAB$.

Este mecanismo permite la libre competencia para determinar la dirección del flujo de la energía de los sistemas eléctricos de los países. La aplicación de este mecanismo requiere sistemas eléctricos económicamente organizados a cada lado de la interconexión y que interactúen bajo un concepto de utilización óptima de los recursos de generación, estimulando el comercio de electricidad y la expansión.

Las rentas de congestión en estos esquemas se han utilizado para aliviar la congestión (invertir en más líneas), o para bajar las tarifas de los usuarios asociadas con los costos en la red⁴⁸. En Colombia, en Ecuador y en Perú los reguladores han decidido que estas rentas deben ir a la demanda. En el caso colombiano esta asignación responde, además a que la demanda asume todo el costo de la transmisión y de las inversiones requeridas para levantar restricciones y los costos de las generaciones de seguridad fuera de mérito, consecuencia de las restricciones de la red eléctrica, razón por la cual, si esas restricciones traen algún beneficio, se esperaría que las reciban de la misma forma en que asumen los costos.

Contratos financieros o comerciales

Para incentivar el desarrollo de un mercado de largo plazo, se prevé la existencia de contratos financieros de largo plazo sobre la energía intercambiada internacionalmente, que no determinen el uso físico de la línea y que se constituyan en instrumentos financieros que sirvan para cubrir el riesgo asociado con la volatilidad de los precios que se forman en los mercados horarios. Los derechos financieros podrían ser contratados bilateralmente o ser negociados en el mercado de cada país.

Para dar paso a este mecanismo es necesario que se cumplan entre otras las siguientes condiciones: i) que exista un elevado número de agentes que operen en el mercado; ii) que exista suficiente liquidez en el mercado; iii) que se creen productos estandarizados; y iv) que exista transparencia en la formación de los precios.

La existencia de un mercado de derivados financieros trae innumerables ventajas en el funcionamiento del sector eléctrico en general:

- Permite asegurar el precio de entrega de electricidad en el futuro.
- Estabiliza los precios a través del arbitraje entre precios "spot" y precios futuros.
- Da señales de precios futuros de energía.
- Disminuye las barreras para la entrada de los agentes en el mercado de energía, por permitir el acceso a mecanismos de cobertura del riesgo.
- Aumenta la liquidez del mercado.
- Permite a los generadores cubrir los riesgos asociados con los costos de combustible, y otros costos de operación.

Cuando se trata de transacciones internacionales de corto plazo que no obedecen a contratos entre agentes, lo que se puede asignar por contrato es la energía horaria que se transa en el corto plazo haciendo uso de la interconexión. Esta energía sería usada por los agentes que adquieran este derecho, para cubrir riesgo de precio de bolsa en cada uno de los países.

Cuando se asigna este derecho a un agente, este derecho le permite cubrir su riesgo de precio en el mercado importador y tiene un valor consistente con el riesgo cubierto. El agente debería pagar por este derecho una prima de valor constante, sin riesgo de volatilidad, que puede ser obtenida mediante un mecanismo de subasta en la que el titular de los derechos (en este caso los usuarios de los sistemas representados por el administrador del mercado), ofrecen al mejor postor (quien dé la mayor prima) el derecho a la energía al precio del país exportador.

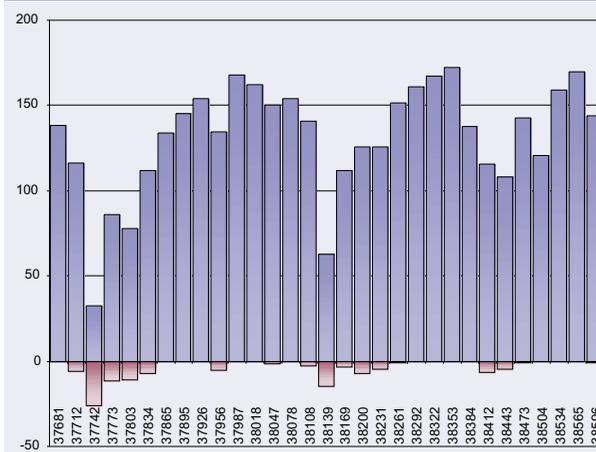
48. European Transmission System Operators (ESTO) Reporte, mayo de 2001. Co-ordinate use of Power Exchanges for Congestion Management.

La ventaja para la demanda es que cambia una renta volátil por una renta fija, mientras que para quien adquiera los derechos financieros constituye un instrumento de intermediación y cubrimiento de riesgo interesante.

5. Cifras de las transacciones de corto plazo entre Ecuador y Colombia

Las cifras evidencian el flujo permanente de energía entre Colombia y Ecuador desde la entrada en vigencia de la reglamentación de las transacciones de electricidad de corto plazo.

Gráfico 7: Volumen mensual de las transacciones internacionales de energía Colombia–Ecuador (Exportaciones–Importaciones)



Fuente: ISA. CND - MEM.

Cuadro 19: Transacciones mensuales de energía Colombia–Ecuador

	Exportación GWh	Importación GWh	Exportación M US\$	Importación M US\$	Rentas de congestión M US\$
Mar-03	138,58	0,00	11,77	0,00	7,21
Abr-03	115,98	5,84	8,59	0,14	4,54
May-03	32,25	25,92	1,80	1,22	0,71
Jun-03	85,99	11,74	5,81	0,31	2,95
Jul-03	77,63	11,16	4,35	0,26	1,81
Ago-03	111,61	7,02	7,87	0,30	4,41
Sep-03	134,02	0,00	9,75	0,00	5,29
Oct-03	145,15	0,00	11,69	0,00	7,49
Nov-03	153,74	0,00	10,70	0,00	5,91
Dic-03	134,31	5,52	8,28	0,10	4,63
Ene-04	168,05	0,00	12,03	0,00	6,89
Feb-04	162,18	0,00	15,48	0,00	9,92
Mar-04	150,18	1,24	10,27	0,03	4,70
Abr-04	154,1	0,28	10,8	0,01	5,16
May-04	140,62	2,66	7,80	0,15	2,73
Jun-04	63,00	14,47	2,60	0,27	0,61
Jul-04	111,68	3,50	6,10	0,06	2,69
Ago-04	125,86	7,48	8,85	0,14	5,03
Sep-04	125,69	4,50	12,81	0,08	8,43
Oct-04	151,23	0,84	15,95	0,02	10,33
Nov-04	161,27	0,00	18,30	0,00	12,58
Dic-04	167,22	0,00	14,59	0,00	8,50
Ene-05	172,52	0,00	21,61	0,00	13,94
Feb-05	137,86	0,03	11,96	0,00	6,19
Mar-05	115,77	6,41	8,14	0,17	3,50
Abr-05	108,32	4,55	7,31	0,11	2,92
May-05	142,75	0,89	15,09	0,02	9,27
Jun-05	120,63	0,45	8,25	0,01	3,64
Jul-05	159,15	0,50	15,29	0,001	8,25
Ago-05	169,93	0,00	13,16	0,00	5,12
Sep-05	144,15	1,12	12,10	0,12	4,91
TOTAL	4.081,42	116,12	329,10	3,52	180,26

Fuente: MEM.

X. METODOLOGÍAS PARA LA DEFINICIÓN DE LAS TARIFAS

La Ley denominó a las actividades de generación, transmisión y distribución actividades complementarias de la prestación del servicio público domiciliario de electricidad, con lo cual están sujetas al régimen de los servicios públicos domiciliarios y los criterios tarifarios que contiene la Ley, que son, especialmente la eficiencia económica y la suficiencia financiera. Existen tres segmentos sujetos a regulación de precios: los monopolios de red, distribución y transmisión, y la comercialización a usuarios regulados.

1. Fórmula tarifaria

Para efectos de la aplicación de los costos de prestación del servicio al usuario final existen dos alternativas diferentes. La primera, para los usuarios no regulados, es pactarlo libremente con el comercializador que lo atiende. La segunda, para los usuarios regulados, es sujetarse al costo unitario de prestación del servicio, obtenido de la aplicación de una fórmula general expedida por la Comisión, cuyo régimen es de libertad regulada:

$$n, m, t = \frac{G_{m,t} + T_{m,t,z}}{(1 - PR_{n,t})} + D_{n,m} + O_{m,t} + C_{m,t} \quad CU$$

La fórmula que se aplica actualmente considera la suma de los componentes de las actividades complementarias (G, T, D y C) y una componente otros (O). Esta última incluye el cobro de las restricciones globales y los pagos de las contribuciones de los comercializadores por los servicios de regulación, vigilancia y control y del centro nacional de despacho y administrador de cuentas del mercado. El factor de pérdidas (PR) reconocido actualmente en la fórmula es de 14,75%, el cual incluye pérdidas de los sistemas de transmisión y distribución y pérdidas comerciales (fraude, conexiones ilegales, errores en catastros, etc.).

Al ser el comercializador el responsable de recaudar de los usuarios los pagos por los servicios de los demás agentes, los precios regulados de la transmisión (T) y distribución (D) son costos que se trasladan directamente a cualquier usuario del sistema. La eficiencia en la gestión del comercializador se verá reflejada en los cos-

tos de compra de energía en el mercado mayorista (G) y los costos de comercialización (C). El costo que se obtiene al aplicar la fórmula tarifaria es un costo máximo pero su aplicación se debe hacer bajo criterios de neutralidad y garantizando razones comprobables para aplicar reducciones sobre el costo calculado.

Existe una propuesta de modificación de esta fórmula que está a consideración de todos los interesados desde 2002, la propuesta ajustada y detallada fue expedida por la Comisión en 2005 para un proceso de consulta previo a su adopción definitiva.

2. Generación

El precio de generación para los usuarios regulados corresponde a un promedio móvil del costo de este componente en los doce meses anteriores al mes de facturación. Este costo es estimado todos los meses como una suma ponderada del valor de todas las transacciones con destino a la demanda regulada que se efectúan en el mercado de energía mayorista, en bolsa y en contratos de largo plazo, y el valor de las compras propias del comercializador en el mismo mercado. El factor utilizado en la ponderación del costo de las compras propias y de las transacciones del mercado, es función del costo de comercialización y el valor de las compras propia del comercializador. Con este factor de ponderación, introducido por parte del regulador en la fórmula para trasladar los costos de generación al usuario final, se busca incentivar la eficiencia en la gestión de compras de los comercializadores.

Los análisis preliminares sobre el desempeño de esta fórmula han mostrado que varios de sus elementos merecen una revisión. En primer lugar, debido al promedio móvil de 12 meses utilizado en el cálculo del precio de generación a usuario final, hay un rezago importante entre los precios observados en el mercado y los que el usuario final ve en su factura, y adicionalmente un riesgo a cargo de los usuarios o las empresas comercializadores, según la tendencia de los precios en el mercado sea creciente o decreciente. Este rezago entre los precios del mercado y el costo observado por el usuario final impide que existan señales económicas que permitan a la demanda responder con decisiones de consumo ante incrementos en los precios o inclusive ejercer su derecho de cambiar de proveedor en busca de una gestión más eficiente.

En segundo lugar, existe una diferenciación de precios entre los distintos tipos de consumidores. Como se observa en la siguiente gráfica existe una segmentación de precios entre el mercado regulado y no regulado. Uno de los factores que puede haber determinado esta segmentación es que para calcular el costo de generación del usuario regulado sólo se están considerando las transacciones dirigidas a abastecer ese segmento de la demanda. Al efectuarse el cálculo de los precios a usuario regulado sin considerar los precios de los usuarios no regulados, existe un incentivo a la segmentación de precios, por ejemplo para una empresa integrada verticalmente es posible maximizar sus ingresos en cada tipo de usuarios de forma separada. Los usuarios no regulados son disputables y los precios de contratos para estos usuarios pueden ser más competitivos frente a los de un comercializador sin generación que quiera atender ese mercado.



Fuente: Datos MEM - ISA.

Uno de los principales ajustes propuestos en esta fórmula tarifaria es la reducción del promedio móvil, utilizado para calcular el costo de generación que se traslada al usuario final, de doce meses a tres meses. El usuario final recibiría una señal que le permite observar las condiciones de mercado sin estar expuesto directamente a los niveles de volatilidad que lo caracterizan. Para establecer una referencia al costo de generación que se traslada al usuario final, se ha propuesto que el 50% de los costos de las compras del comercializador se trasladen y el otro 50% corresponda al costo que se está observando en todas las transacciones del mercado. Dado que existen contratos de intermediación en el mercado, algunos comercializadores han solicitado que estos no sean considerados como referentes de su gestión comercial.

Aunque la segmentación de precios en el mercado tiene varios orígenes en el propio diseño del mercado, la modificación de la fórmula tarifaria es uno de varios ajustes que se debería lograr implementar para nivelar estos precios.

3. Transmisión

La actividad de transmisión como está definida en el marco regulatorio consiste en el transporte de energía desde las centrales de generación a través de redes, a tensiones superiores o iguales a 220 kV, hasta los puntos de conexión de los sistemas de transmisión regional o los usuarios finales.

La metodología de remuneración de la actividad de transmisión tuvo una modificación sustancial desde su expedición en 1994. La Comisión mediante la Resolución CREG 001 de noviembre de 1994 definió las condiciones de la prestación del servicio de transmisión y la liquidación de estos cargos por parte del liquidador y administrador de cuentas del operador del mercado para un período de tres años. Inicialmente, la metodología para el cálculo de cargos por uso del sistema de transmisión nacional estaba basada en la estimación de los costos que los usuarios le imponían a la red en períodos de máxima exigencia. Se evaluaban los costos de inversión, operación y mantenimiento de la red mínima capaz de manejar esos flujos máximos. Una vez estimados los cargos, éstos se asignaban en una componente fija y otra variable entre los generadores y comercializadores. Los cargos de los generadores, (cargos por kW instalado) se obtenían como el cociente entre el costo (beneficio) promedio anual de transmisión que originaba la inyección de generación (estimado según el despacho de la central bajo cada escenario de exigencia y nivel de la demanda) y la capacidad instalada. Los cargos de los comercializadores se establecían por kWh de demanda en cada nodo y bajo cada escenario de exigencia y nivel de demanda y eran calculados como la relación entre el costo (beneficio) de transmisión que originaba la extracción de potencia en cada período y la demanda de energía correspondiente.

Para estimar los costos unitarios de transmisión (\$/MW-km) en cada enlace del sistema se utilizaban los costos de reposición y AOM típicos de los sistemas de transmisión a 220 kV y a 500 kV, evaluados y homologados por componentes. El total de ingresos a cargo de los generadores se ajustaba al 50% del requerimiento financiero del sistema de transporte y el restante 50% del requerimiento financiero se asignaba a los comercializadores.

Los otros elementos de la metodología eran la aplicación de cargos homogéneos por zonas eléctricas definidas y la asignación de los cargos en una componente fija (carga fijo igual al 15% del requerimiento financiero total), y una componente variable del 85%. La distribución de los ingresos se calculaba asociando a cada empresa las partes de la red mínima que remuneraba la metodología. Adicionalmente, se contemplaba la existencia de cargos positivos y negativos para cada una de las zonas de generación o comercialización de energía. Los generadores o comercializadores ubicados en una zona con cargos positivos debían pagar por el Uso del STN al administrador de cuentas. Los generadores o comercializadores ubicados en una zona con cargos negativos recibían un ingreso del administrador de cuentas.

La aplicación de la metodología, en la práctica resultó bastante compleja y produjo señales de incertidumbre a los generadores respecto a sus costos en el sistema. La señal de ubicación de plantas no resultó efectiva y por lo tanto se decidió más bien introducir un esquema uninodal. De este modo ya no sería a través de cargos nodales del sistema de transmisión como se buscarían las señales de ubicación de los recursos de generación.

Ante los problemas en su aplicación la metodología sufrió modificaciones parciales en el tiempo, hasta que finalmente en el año 2000 fue totalmente modificada. En el año 1997 por ejemplo se cambió una de las zonas y la asignación de los cargos por uso del STN entre los generadores y comercializadores disponiéndose que la componente fija, equivalente al 15% del ingreso del STN, sería proveniente de los generadores y una componente fija equivalente al 50% del ingreso del STN proveniente de los comercializadores.

Aún cuando la Resolución CREG 008 de 1997 había establecido cargos por uso para el período 1997-2001, la Comisión mediante Resolución CREG 043 de 1999 sometió a consideración de los agentes una nueva metodología de remuneración de la actividad de transmisión, en la que se eliminaría la red ideal y sería reemplazada por la red real y se convertía el cargo por uso en un cargo tipo estampilla nacional, la cual después de un proceso de consulta fue adoptada en el año 2000 mediante la Resolución CREG 103.

En ese momento se determina que el pago de los cargos de transmisión por parte de los generadores será reducido a 25% para el año 2001 y a cero para el año 2002, las zonas eléctricas se unifican y se incorporan los ajustes respectivos en la fórmula tarifaria ⁴⁹.

Con la Resolución CREG 103 de 2000 se estableció que a partir de 2002, los comercializadores pagarían el total de los costos de transmisión, liberando de este costo a los generadores, con el fin de limpiar la señal de precios

de oferta de los generadores (costos de generación) en el mercado.

Los procesos de convocatoria pública para la ejecución del Plan de Expansión propuesto por la UPME, son introducidos en la Resolución CREG 004 de 1999 y por primera vez, esa Resolución dispuso la metodología de ingreso regulado como remuneración del Sistema de Transmisión Nacional. Quedó establecido que el Plan de Expansión es propuesto por la UPME y sujeto a la revisión del Comité Asesor de Planeación de la Transmisión donde participan diversos agentes de la industria, para ser finalmente adoptado por el Ministerio.

Es así como después de los ajustes regulatorios de la última década se ha llegado a un esquema de remuneración simple y transparente, para el sistema de transmisión nacional. El costo de transmisión se encuentra regulado y la fórmula tarifaria prevé su traslado directo al usuario final. El ingreso mensual es liquidado y recaudado por el Liquidador y Administrador de Cuentas del mercado (LAC), entre todos los comercializadores, de acuerdo con su demanda comercial. Para determinar el valor del servicio de transmisión existen dos mecanismos en la regulación vigente.

El primero se refiere a los activos de transmisión existentes hasta el 30 de marzo de 1999. Para remunerar esa infraestructura se fijó una metodología de ingreso regulado que permite a los transmisores obtener los ingresos para operar, administrar y mantener los activos y remunerar su inversión. A efecto de estimar el ingreso regulado para los transmisores del sistema, se valoraron todos los activos al costo de su reposición por nuevo equipamiento. A partir de esta valoración, se usó una tasa de descuento de 9%, determinada sin aplicar alguna metodología de estimación particular, y un reconocimiento de un porcentaje adicional para remunerar el AOM de 2,5%⁵⁰ del valor de los activos, con lo cual se obtiene el ingreso anual actual. Este ingreso anual es recaudado considerando los ajustes mensuales en el índice de precios, la demanda y los nuevos activos que se requieran para reforzar la red de transmisión. Los ingresos se recaudan centralmente y son asignados a cada transmisor en proporción a su participación en la propiedad de los activos del sistema que está siendo remunerado.

La remuneración de la transmisión está siendo revisada por la Comisión en este momento, al cumplirse en 2006 los cinco años de su vigencia. De acuerdo con la propuesta inicial de la Comisión no se evidencian cambios en la metodología de remuneración y sólo se prevén ajustes en los parámetros de costos a considerar en la estimación del ingreso regulado, esto es, el costo de capital, los costos de administración, operación y mantenimiento, los costos de reposición de la infraestructura, entre otros.

49. Resolución CREG 94 de 1999.

50. En el año 2000 se reconocía el 3%, reduciéndose gradualmente al 2,5% actual. Se reconoce un 0,5% adicional para activos expuestos a contaminación salina.

En lo que se refiere a los nuevos proyectos de expansión del sistema de transmisión nacional, la CREG se decidió por un mecanismo indirecto de competencia a la entrada que le permite obtener el costo eficiente de la infraestructura que constituye la remuneración al transmisor por un período de 25 años. Siempre que se verifiquen las condiciones de competencia a la entrada, la CREG incorpora el flujo de caja solicitado por el inversionista en el cálculo del ingreso regulado del sistema de transmisión.

Este mecanismo ha permitido obtener importante información que puede ser considerada en el próximo período de regulación de precios por parte de la Comisión. Los costos de los proyectos adjudicados más importantes están por debajo de lo que habrían sido si se hubieran utilizado los elementos de costos considerados en la metodología de remuneración de la actividad de transmisión vigente. En el caso del proyecto de expansión del sistema de 500 kv, adjudicado a ISA en 2004, se había estimado, con los parámetros de costos vigentes, un costo superior a los US\$ 500 millones, mientras que el valor de la oferta fue cercano a US\$ 300 millones.

A pesar de la efectividad que ha tenido este mecanismo, es necesario que se verifiquen mayores condiciones de competencia a la entrada en el mediano plazo. Si esta competencia no se asegura, el incentivo de los participantes, como ISA, para hacer ofertas eficientes desde el punto de vista económico será cada vez menor. Existe una percepción de riesgo por parte de otros agentes para participar en el negocio de transmisión. Esta aversión de nuevos agentes a participar en la actividad tiene relación con las condiciones de orden público, más aún cuando los ataques directos sobre la infraestructura eléctrica se han dado históricamente sobre los activos de transmisión. Otra de las posibles barreras a la competencia en la inversión es que el inversionista puede advertir cierto riesgo de que los ingresos del proyecto sean realmente incorporados en la tarifa a usuario final. En ese último sentido la credibilidad del esquema se generará con señales de estabilidad en los procesos regulatorios.

Otro elemento importante de la regulación de transmisión es la asignación de los sobrecostos (restricciones) en el mercado, ocasionados por desviaciones en el orden de mérito de los generadores, debidas a limitaciones en la

capacidad de transmisión o a limitaciones en los sistemas de distribución. Las restricciones eran asignadas inicialmente a los transportadores y distribuidores locales. Entre 1995 y 1996 se modificó esta asignación y se definió que el costo total de las restricciones globales valoradas a nivel horario, se asignaría en un 50% a los generadores despachados centralmente en proporción a su capacidad efectiva registrada en el Centro Nacional de Despacho y el restante 50% entre los comercializadores participantes en el mercado mayorista⁵¹. Las restricciones regionales se asignaron a los operadores de los sistemas de transmisión regional. Finalmente en 2000 se definió de manera detallada la asignación de los costos asociados con las generaciones de seguridad entre la demanda por restricciones globales y los operadores de red por restricciones regionales ocasionadas por problemas de la red regional (Res. CREG 034 de 2001).

En cuanto a las interconexiones internacionales también se han visto cambios en este período. Inicialmente las interconexiones eran consideradas dentro de la remuneración de cargos por uso, posteriormente mediante la Resolución CREG 057 de 1998 se cambia la remuneración de estos activos y son considerados activos de conexión. Finalmente, mediante la Resolución CREG 004 de 2001 y dada la integración regulatoria con Ecuador, se dio la posibilidad a los agentes transmisores de incorporar estos activos dentro de la red de uso general para su remuneración a través del ingreso regulado, concretando el libre acceso sobre esta infraestructura.

En cuanto a las condiciones de participación de las empresas en la actividad de transmisión, se determinó en la regulación que ISA no puede ampliar su participación en la actividad mediante adquisición de participación accionaria en otras empresas o a través de la compra de activos existentes; que las empresas nuevas que entren a participar en la actividad sólo pueden ejercer de forma exclusiva la actividad de transmisión, y; que los generadores, distribuidores y comercializadores, o las empresas integradas verticalmente, que desarrollan de manera conjunta más de una de estas actividades no pueden tener acciones, cuotas o partes de interés social que representen más del quince por ciento (15%) del capital social de una empresa de transmisión nacional existente o futura, ni pueden con respecto a esa empresa, tener posición de controlada y/o controlante.

51. Resolución CREG 099 de 1996.

4. Distribución

La primera vez que se estimaron los cargos de distribución para las empresas que operan los sistemas de Sistemas de Distribución Local (SDL) y de Transmisión Regional (STR), se incluyeron en su cálculo los costos de comercialización, que con los demás costos se utilizaron para definir modelos econométricos que permitieran determinar las tarifas de las diferentes empresas en los niveles inferiores de tensión. En los niveles superiores se utilizaron inventarios de activos para encontrar un costo anual equivalente utilizando una tasa de descuento de 9%.

Para el siguiente período tarifario (1998-2002), igual que para el actual, se utilizó una metodología de regulación por incentivos que se ajusta a los criterios de la Ley⁵². Se introdujeron los conceptos productividad y eficiencia en precios, aplicándose una fórmula tipo (IPC-X). De esta manera la Comisión estableció fórmulas generales que permiten calcular las tarifas de cada Operador de Red (OR), en cada uno de los niveles de tensión.

La actividad de distribución consiste en el transporte de energía desde el punto de conexión del sistema de transmisión nacional hasta el sitio de conexión de los usuarios finales. En los sistemas de distribución existen cuatro niveles de tensión a cualquiera de los cuales se pueden conectar los usuarios finales. En cada nivel de tensión se determina una tarifa diferente. Así por ejemplo, un usuario conectado a nivel de tensión 1⁵³ debe pagar los costos asociados con el transporte a través de todo el sistema. Hay libre acceso a la red y es posible conectarse en cualquier nivel de tensión, bajo las condiciones establecidas en el Código de Conexión expedido por la Comisión.

La actividad de distribución está sujeta a regulación de precios y las metodologías que se han determinado para este efecto tienen una vigencia de cinco años en concordancia con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994. Entre los parámetros de costos considerados en la metodología, vale la pena mencionar la tasa de descuento, los costos de administración, operación y mantenimiento y la valoración de los activos.

Tasa de descuento. Para efectos de estimar los cargos de distribución con la metodología vigente para el período 2003-2007⁵⁴, se estableció una tasa de descuento de 16,06% antes de impuestos⁵⁵ para una primera etapa del período tarifario. Esa tasa fue calculada con la metodología WACC⁵⁶, a diferencia de la considerada en el período tarifario 1998-2002 de 9%, que fue estimada directamente por la Comisión. Se consideró en la metodología general actual una revisión de la tasa de

descuento a mitad del período tarifario, para lo cual se previó la revisión de los parámetros de riesgo país y costo de deuda, esencialmente. Esto debido a que en el período 1998-2002 la industria solicitó la revisión de la metodología insistentemente al considerar que los cambios surgidos en las condiciones macroeconómicas del país afectaban su desempeño. Al no ser posible modificar, con estos argumentos, las metodologías durante su período de vigencia, la CREG optó por dejar previsto un ajuste en el período tarifario actual. Esto permitiría reducir los riesgos asociados con los cambios en las condiciones macroeconómicas del país, dada la duración del período tarifario, sin introducir incertidumbre, ni para los usuarios ni para las empresas, sobre el alcance del ajuste que se obligaba a hacer.

Costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM). Los costos de AOM reconocidos, son un porcentaje del costo de los activos que posee la empresa en cada nivel de tensión. Esta metodología para estimar los costos en la actual fórmula tarifaria es idéntica a la utilizada en el anterior período tarifario. Aunque el sector ha expresado reserva sobre este cálculo, no existe evidencia de que se requiera un ajuste de este valor. Una de las limitantes de las estimaciones que se han propuesto hasta el momento por parte de la industria, es que no considera el efecto de la valoración de los activos con costo de reposición a nuevo y vidas útiles cortas, que utiliza el regulador, para efectos de calcular el valor de eficiencia de los costos AOM.

Valoración de activos. La valoración de activos se hace a costos de reposición a nuevo en el mercado. Los activos de cada empresa son reportados por éstas y el reporte es auditado y validado por la CREG a través de metodologías estadísticas. Para efectos de reportar los activos se utilizan unidades constructivas que ha identificado previamente la Comisión. Esta forma de valorar activos es la misma que se utilizó en el período 1998-2002. Del cargo de distribución aprobado, se estima que el 30% corresponde a la remuneración de los costos de AOM y el 70% restante a la remuneración de la infraestructura, inversión y reposición.

Para el período tarifario que comenzó en el año 2003 se efectuaron ajustes en la metodología de remuneración que buscaban una mejor aproximación en el reconocimiento de la estructura de costos de las empresas. El primer cambio fue el resultado de incorporar un factor que considera la cobertura rural que antes no se reconocía. Este factor permite estimar pérdidas técnicas diferenciales por empresa y permite estimar cargos de conexión diferenciales en nivel de tensión 1, al reconocer mayores costos asociados con los circuitos de áreas rurales.

52. Resolución CREG 99 de 1998.

53. Sistemas con tensión nominal inferior a 1 kV.

54. Resolución CREG 082 de 2002.

55. Resolución CREG 013 de 2001.

56. WACC o weighted average cost of capital. Esta metodología basa la remuneración en el riesgo sistémico de las empresas de este sector con base en las valuaciones promedio realizadas por el mercado de capitales.

El segundo cambio incorporado en la metodología fue un ajuste en el criterio de eficiencia en la inversión a ser reconocida. Para entender este cambio es importante indicar que el costo medio de distribución de las empresas del país es bastante diferente. Estas diferencias se deben a que se ejecutó inversión ineficiente, desde el punto de vista económico, en la época en que las empresas estaban bajo la tutela política y debido a que los mercados de algunas empresas son más dispersos que los de otras que no atienden zonas rurales ocasionando mayores costos medios. Esto ha implicado que en algunas regiones los costos de distribución sean demasiado altos pudiendo ocasionar la inviabilidad del servicio.

En 1998 el regulador decidió establecer un techo para el costo medio de distribución en el país, igual al 120% de la tarifa media nacional. Esto significaba que sí en el cálculo de los cargos, una empresa resultaba con un costo medio, en alguno de los niveles de tensión, superior al techo establecido, automáticamente el costo medio reconocido se hacía igual al techo. En la práctica esto implicaba que aquellos activos cuyo costo era superior al costo medio reconocido no eran remunerados en su totalidad a través de los cargos máximos regulados, lo que podía conducir a dos tipos de decisiones a las empresas: i) desconectar algunos usuarios, los más costosos del sistema, cuando no fuera posible reponer los activos y/o reducir los indicadores de calidad asociados con esos activos, lo cual resultaba impracticable en la realidad, o ii) que la empresa asumiera estos costos contra una menor rentabilidad, lo que terminó resultando en la práctica.

Ante esta situación, la Comisión decidió con la nueva metodología: i) mantener un criterio de eficiencia en la inversión y ii) reconocer la necesidad de seguir operando todo el sistema en condiciones de calidad adecuadas. Para cumplir estos objetivos se hicieron dos cambios: el techo del costo medio para las empresas del país no se encontraría con el costo medio total sino que se encontraría comparando costos medios de inversión. La comparación se haría además entre las áreas rurales y las áreas urbanas del conjunto de empresas del país. Por otra parte, el techo aplicado fue superior a la media del costo medio de inversión. Así, para todos los activos, sin importar si eran inversiones eficientes o no, se comenzaron a remunerar los costos de administración, operación y mantenimiento. En la práctica esto incrementó el ingreso de todas las empresas que habían estado

sujetas al techo máximo establecido en el anterior período tarifario. No obstante, es evidente que existen porciones del sistema que resultan demasiado costosas y que no es viable comenzar a remunerar estos costos hundidos a través de las tarifas.

En cuanto a las pérdidas técnicas eficientes reconocidas, en el anterior período tarifario la metodología consideró una senda de mejoramiento que debía comenzar en el 15% y culminar en el año quinto en el 11% de pérdidas reconocidas. Para el actual período tarifario se establece una nueva senda de mejoramiento como se muestra en la tabla. La distinción entre pérdidas rurales y urbanas permite estimar un factor de pérdidas técnicas reconocidas por empresa. Por ejemplo, una empresa con una demanda rural de 10% (corresponde al nivel inferior de servicio rural actual de las empresas) tendrá en el nivel de tensión 1, un nivel de pérdidas reconocidas de 12,6% al inicio del período tarifario y de 8,5% en el año 2008.

Cuadro 20: Pérdidas técnicas reconocidas para los operadores de red en el período 2003-2007 en el nivel de tensión 1

	Senda de mejoramiento de pérdidas técnicas	
	Urbanas	Rurales
Año 1	10,82%	18,21%
Año 2	10,10%	17,13%
Año 3	9,39%	16,06%
Año 4	8,67%	14,98%
Año 5	96,00%	13,91%

Fuente: Resolución CREG 082 de 2002.

Los cambios de la metodología representaron ajustes para las empresas, que en promedio alcanzaron incrementos superiores al 20% real en el cargo de distribución. En la medida en que el regulador no sea efectivo en encontrar los costos de eficiencia, algunos usuarios podrían buscar alternativas de menor costo, creándose un incentivo para desconectarse del sistema. También pueden existir problemas relacionados con los costos que son recuperados de una clase de usuarios con respecto a otra, entre una localización y otra y, potencialmente, entre los elementos de costos fijos y variables de las tarifas de distribución para algunas clases de usuarios.

Cuadro 21: Cargos de distribución y costo unitario de prestación del servicio para los usuarios de las empresas distribuidoras comercializadoras

EMPRESA	MAXIMO APROBADO CREG	
	Dt	CU
EMCALI	71,52	209,94
EPPM	81,75	207,65
CODENSA	83,79	226,91
ELECTRICARIBE	79,51	221,28
EEP	91,38	222,93
CARTAGO	87,82	203,78
DISPAC	78,13	232,24
ELECTROCOSTA	96,31	239,40
CENS	99,46	256,01
CEDELCA	178,35	335,39
CEDENAR	120,24	312,76
CHEC	149,02	290,58
TULUA	112,58	255,70
ENERTOLIMA	133,07	276,46
CAQUETA	152,59	324,17
ELECTROHUILA	147,92	306,41
META	104,70	257,63
SANTANDER	128,32	277,80
EADE	198,11	382,87
ENELAR	180,56	343,54
EBSA	153,44	330,17
CUNDINAMARCA	179,24	359,79
BAJO PUTUMAYO	124,16	324,02
EPSA	146,26	296,54
PUTUMAYO	138,03	278,72
EDEQ	146,56	285,13
VALLE DE SIB.	196,60	386,56
POPAYAN	190,48	358,72
RUITOQUE	283,67	405,17

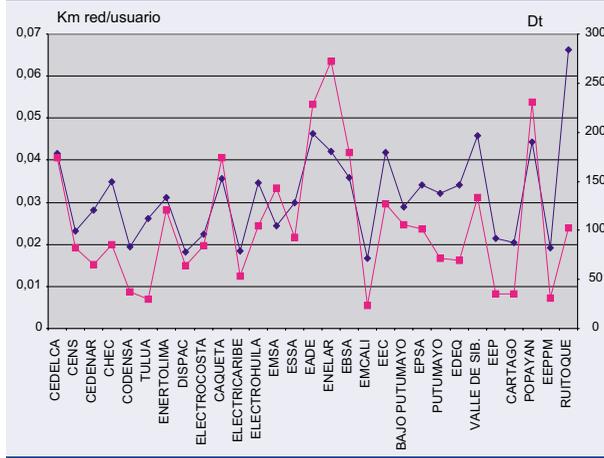
Fuente: CREG.

En el Cuadro 21 se observan los rangos de cargos de distribución aprobados para las diferentes empresas que operan en el país. En el caso de EADE y las EPPMM que sirven el departamento de Antioquia, la diferencia en cargos de distribución es de 2,4 veces y en el caso de Cundinamarca y Bogotá 2,1 veces. Aunque los factores que determinan estas diferencias en los cargos son varios, se observa una correlación importante entre la infraestructura que en promedio se requiere para atender un usuario y el cargo de distribución que resulta de la aplicación de la metodología.

5. Comercialización

De manera casi simultánea a la expedición de la metodología de remuneración de la actividad de distribución, se expidió la metodología de remuneración de la

Gráfico 9: Relación entre cargos de distribución e infraestructura de los operadores de red en el país



Fuente: Datos: CREG.

comercialización. El cargo regulado de comercialización es un techo que aplica a los comercializadores en cada mercado. El mercado de comercialización está determinado por el área de influencia del sistema de distribución operado por cada una de las empresas distribuidoras-comercializadoras en el país.

La estimación del cargo de comercialización en 1997 se hizo a través de una aproximación de regulación por comparación. A partir de la metodología de fronteras de eficiencia se encontraron los costos de comercialización en cada uno de los mercados del país. Estos valores correspondían a costos por cada factura expedida. Con el fin de obtener un cargo variable, se determinó el consumo facturado medio en cada mercado, que puede ser ajustado cada año, lo que permite encontrar el cargo aplicable en el mercado por parte de los comercializadores presentes en dicha área.

Esta fórmula tiene dos efectos, el primero es que el costo por kWh se incrementa en la medida en que el consumo facturado medio es menor y el ingreso por comercialización se incrementa con el incremento en el número de facturas que se expidan. En los mercados de comercialización donde los usuarios de grandes consumos, especialmente usuarios no regulados, comenzaron a ser atendidos por comercializadores diferentes al que atiende usuarios regulados de más bajos consumos, se produjeron importantes incrementos en este costo por unidad de consumo. La reducción de los períodos de facturación de bimensuales a mensuales también provocó incrementos en el costo de comercialización a usuarios finales regulados.

En 2002 la Comisión propuso las bases metodológicas para un nuevo período tarifario que se esperaba que comenzara el año siguiente. En esta propuesta se proponían algunos ajustes a la metodología vigente, relacionados con la actualización de los costos variables, la aplicación de las fronteras de eficiencia y a los mercados de comercialización. Posteriormente a esa propuesta de la Comisión, no obstante, se han venido produciendo cambios, impulsados y ejecutados por el Ministerio de Minas y Energía, en lo relacionado con la regulación de la actividad de comercialización.

La Ley del Plan Nacional de Desarrollo dispuso:

Artículo 64. Esquemas diferenciales de prestación de los servicios públicos domiciliarios. De acuerdo con el principio de neutralidad establecido en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, las Comisiones de Regulación desarrollarán, en un término de seis (6) meses a partir de la vigencia de esta ley, la regulación necesaria para incluir esquemas diferenciales de prestación del servicio en generación, distribución, comercialización, calidad, continuidad y atención del servicio en las zonas no interconectadas, territorios insulares, barrios subnormales, áreas rurales de menor desarrollo, y comunidades de difícil gestión. Se podrán desarrollar esquemas de medición y facturación comunitaria, utilizar proyecciones de consumos para facturación, esquemas de pagos anticipados del servicio, y períodos flexibles de facturación.

Parágrafo 1°. El Gobierno Nacional, en un plazo de nueve (9) meses a partir de la vigencia de esta ley, definirá barrios subnormales, áreas rurales de menor desarrollo y comunidades de difícil gestión.

Parágrafo 2°. Cuando la situación del mercado lo haga recomendable, el gobierno podrá autorizar el uso de sistemas de pago anticipado o prepago de servicios públicos domiciliarios los cuales podrán incluir una disminución en el costo de comercialización, componente C, de la energía facturada a cada usuario. Las Comisiones Reguladoras respectivas procederán a reglamentar la materia en un plazo no superior de seis (6) meses a partir de la fecha de vigencia de la presente ley.

Artículo 65. Comercialización de energía eléctrica, gas natural y aseo. Las empresas comercializadoras de energía eléctrica, gas combustible y aseo que atienden usuarios regulados residenciales y/o no residenciales, y aquellas que lo hagan en el futuro, deberán incorporar a su base de clientes un número mínimo de usuarios de

estratos socioeconómicos 1, 2 y 3. El Gobierno Nacional reglamentará el cumplimiento de lo previsto en el presente artículo para que los comercializadores puedan prestar el servicio.

Parágrafo. El Gobierno Nacional en un plazo de seis (6) meses a partir de la vigencia de esta ley, reglamentará lo dispuesto en este artículo en aras de proteger el mercado y asegurar la prestación del servicio". (Subrayado fuera de texto).

La reglamentación de estos artículos por parte del Ministerio de Minas y Energía, se ha desarrollado parcialmente y aún se esperan ajustes a los decretos expedidos hasta la fecha⁵⁷. Entre los ajustes que ha introducido el Ministerio se obliga a la Comisión a variabilizar los costos de comercialización entre la demanda de usuarios regulados en un nuevo período tarifario y se imponen restricciones a la Comisión para determinar el límite del consumo de un usuario no regulado.

Al introducirse la obligación de establecer esquemas diferenciales de comercialización, entre los que se cuentan medición comunitaria, medición prepago, entre otros esquemas, es necesario considerar otras metodologías de regulación de precios. El método de regulación por comparación requeriría un volumen importante de información sobre los costos que implica cada esquema de comercialización en las diferentes empresas, la cual no está disponible. La Comisión cuenta con un estudio de costos desagregados de la actividad de comercialización, incluyendo los costos de los esquemas diferenciales. Es posible que con esta información se decida adoptar una metodología de costos para fijar el precio del servicio, pero esto aún se encuentra en discusión y no hay una propuesta sobre el particular.

El proceso de expedición de la fórmula tarifaria de comercialización está sujeto a discusiones adicionales en torno a si es o no conveniente la competencia en comercialización a pequeños usuarios. Los operadores de red, que se podrían convertir en los comercializadores de última instancia en los mercados que atienden, prefieren mantener un mercado regulado cautivo. No obstante, es importante recordar que el mercado ha sido sustentado sobre la base de la competencia. En esta etapa se debería intentar determinar cuáles son las fallas del mercado y las soluciones que podrían implementarse para superarlas. Esta discusión aún es confusa y parece que existe una tendencia hacia revisar el proceso de liberalización del mercado.

57. Decretos 3734 y 3735 de 2003.

6. Subsidio al consumo

La fórmula tarifaria permite calcular el costo de prestación del servicio a usuario final regulado. El precio obtenido refleja condiciones de eficiencia y suficiencia financiera de manera simultánea, tal y como lo dispone la Ley. El esquema de subsidios impuesto bajo el régimen de solidaridad y redistribución de ingresos es transparente para las empresas. El valor del subsidio aplicado a cada usuario se conoce y este valor debe ser cubierto con las contribuciones de otros usuarios recaudadas por la empresa o con los giros que haga el Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos. Es así como, una vez calculado el costo de prestación del servicio para cada empresa, la tarifa se obtiene aplicando a cada usuario el factor de subsidio o de contribución según su clasificación y las demás condiciones contenidas en la reglamentación vigente.

Para el desarrollo de las metodologías de remuneración de cada actividad, la Comisión debe reconocer los costos en que incurren las empresas para prestar el servicio en condiciones de eficiencia y por lo tanto se puede afirmar que actualmente no existen rezagos tarifarios. En condiciones específicas, la Ley 142 de 1994⁵⁸ prevé la revisión de tarifas de una empresa durante su período de vigencia de cinco años. La Comisión puede modificar las tarifas cuando se encuentren graves errores en su cálculo, que lesionen injustamente los intereses de los usuarios o de la empresa; o por 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. Puede también haber acuerdo entre la Comisión y la empresa para modificar las tarifas cuando se compruebe que las metodologías no permiten cumplir con los criterios tarifarios previstos en la Ley.

XI. ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN DEL ESQUEMA REGULATORIO ACTUAL

Actualmente se encuentran en discusión varias propuestas regulatorias de la Comisión entre las que vale la pena destacar los siguientes temas:

- Mercado mayorista de energía.
- Fórmula tarifaria para usuarios regulados.
- Indicadores de calidad.

1. Mercado mayorista de energía

Para el mercado mayorista se están proponiendo dos ajustes en el marco regulatorio actual:

- Ajuste a la metodología de cargo por confiabilidad.
- Ajuste del esquema de contratos de largo plazo.

De acuerdo con el diseño del mercado, en el corto plazo (mercado horario) se determina el costo de oportunidad para la oferta y la demanda de energía y es en este mercado donde los generadores recuperan los costos de su operación en el corto plazo. La eficiencia del mercado se logra a través de condiciones de competencia. Cuando el generador reciba el precio al cual cierra el mercado y haya suficientes competidores, cada generador asumirá que él no puede determinar el precio marginal del mercado, y por lo tanto su oferta es el verdadero costo marginal: al ofertar un precio mayor solo reduciría sus oportunidades de ser despachado pero no influiría el precio marginal del mercado y al ofertar un precio menor crearía el riesgo de salir generando y obtener menores ingresos que el costo de generación de la planta. Así que, con suficientes competidores y sin colusión, el mercado de corto plazo despachado centralmente, permite optimizar el precio para los compradores y vendedores y maximizar su beneficio.

Sin embargo, este mercado de corto plazo es altamente volátil y esta volatilidad en precios presenta su propio riesgo para los generadores y comercializadores y por lo tanto existe necesidad de utilizar mecanismos para mitigar o transferir el riesgo. El mecanismo para afrontar el riesgo de volatilidad es el de los contratos de largo plazo. Antes que determinar el despacho o el precio del mercado de corto plazo, los contratos de largo plazo tienen como propósito manejar la volatilidad en los precios mediante un mecanismo de cubrimiento, sin interferir el flujo de energía pero determinando el flujo de dinero. Los contratos bilaterales son un mecanismo de asignación de riesgos y de reducción de la incertidumbre en los precios. Los contratos buscan también proveer el incentivo complementario que determina la inversión en nueva capacidad en el mercado. Como resultado de esto, los contratos pueden ser una herramienta para proveer certidumbre en el nivel de precios futuro y por lo tanto deberían servir como instrumento para respaldar flujos financieros de largo plazo.

58. Artículo 126 de la Ley 142 de 1994.

La confiabilidad se evidencia en la volatilidad de los precios de tal forma que, a medida que el costo de oportunidad y la volatilidad de los precios en el mercado de corto plazo creen los incentivos económicos para construir nuevas plantas y contar con nuevos instrumentos de cubrimientos de precios, se instalará nueva capacidad. El mercado debería permitir que los usuarios expresen y paguen por sus preferencias individuales de confiabilidad sin requerir supervisión regulatoria.

No obstante algunas características propias del mercado, entre las que se cuenta la condición de bien público, que por algunas de sus características se le atribuye a la energía, introducen imperfecciones al mercado que hacen que no sea posible revelar de manera adecuada las preferencias individuales de confiabilidad. Adicionalmente, la duración de los contratos, que en promedio se ha estimado en 2,5 años, no permite tampoco dar la señal de largo plazo que se requeriría para reducir la incertidumbre de los flujos financieros futuros en el mercado para los generadores. Finalmente, en las condiciones en que opera el mercado en Colombia, así como muchos otros mercados liberalizados, la demanda no tiene respuesta al precio, de tal manera que no toma decisiones de consumo en función de la volatilidad del mercado, que como se dijo reflejan una condición de confiabilidad, ya que simplemente no se cuenta con mecanismos que hayan permitido tener una demanda activa frente a las señales del mercado.

Cargo por confiabilidad

La existencia de estas fallas en el mercado lleva a que el regulador decida establecer un mecanismo que otorgue la señal de expansión que se requiere que opere en el mercado, asegurando el adecuado abastecimiento de energía en el sistema y que de señales que aseguren una adecuada confiabilidad en el sistema en todos los momentos del tiempo.

La remuneración de la confiabilidad que aportan los generadores al sistema se puede lograr a través de diversos mecanismos que deben ser diseñados de tal forma que se provea la señal de expansión con la anticipación que requiere el mercado y que viabilice la existencia de capacidad de generación de respaldo, disponible en el sistema especialmente en períodos hidrológicos críticos. No obstante, el pago por confiabilidad debe ser diseñado de tal forma que permita que los propósitos de la señal de precios en el corto plazo se preserven.

En cuanto al cargo por confiabilidad existe una primera propuesta presentada por la CREG a la industria para la determinación de la remuneración que recibirán los generadores en el sistema. Esta propuesta consiste en

hacer un pago por energía y otro pago por potencia. El pago del respaldo por la energía sería el resultado de simular un despacho económico en condiciones hidrológicas críticas, utilizando los costos variables de los generadores térmicos, y el costo del agua esperado y declarado por cada uno de los generadores hidráulicos. La remuneración se hallaría determinando el costo marginal de instalar nueva capacidad en el sistema. Por otra parte, considerando las necesidades de potencia en el pico, en el mediano plazo, el operador del mercado abriría periódicamente una subasta de potencia para los generadores que no hubieran estado asignados en el respaldo por energía.

La determinación del pago que hará el sistema por confiabilidad y la asignación de éste entre los generadores a través de un mecanismo administrado, ha sido uno de los grandes problemas que ha enfrentado el actual mecanismo existente en Colombia durante los últimos diez años. Esto ha llevado a discusiones interminables y reclamaciones legales relacionadas con cambios que se han introducido en parámetros de cálculo del modelo de simulación utilizado (hidrología crítica contra la que espera cubrirse el sistema). Aunque el cargo por capacidad fue, en forma explícita, considerado un pago no garantizado, los ajustes de algunos de los parámetros, que cambiaron con la información disponible en el mercado, han sido calificados como inestabilidad regulatoria y se han reclamado indemnizaciones a la nación por parte de los generadores que se consideran afectados por las medidas tomadas.

Por otra parte, la evaluación de la efectividad de los recursos asignados durante la vigencia del cargo, cerca US\$ 5.000 millones, ha sido difícil de llevar a cabo por las circunstancias que ha enfrentando el sector en este período, con una demanda deprimida hasta hace pocos años y que apenas comienza a recuperar los niveles de crecimiento previstos antes de la crisis de 1997-1998 y con una inversión en generación ejecutada principalmente con respaldo de la Nación a través de contratos PPA y antes del año 1998 cuando las expectativas del mercado eran diferentes.

Una subasta sobre la demanda pico busca encontrar un precio más cercano al que le corresponde al mercado pagar por la adecuada confiabilidad, incorpora volatilidad a una porción del ingreso, pero permite ajustarlo en función del comportamiento del mercado. La porción administrada mantiene una certidumbre sobre el ingreso, aunque persisten los problemas sobre su asignación, algunos de los cuales se superarían al determinar que los generadores hidráulicos sean quienes declaren el costo de oportunidad del agua a ser considerado en el despacho simulado.

Cualquier asignación que se decida debe contar con la herramienta que permita garantizar que el pago por respaldo efectuado va a ser efectivo cuando el mercado lo requiera, es decir que la confiabilidad se garantizará y que los generadores, que han recibido esta remuneración, estarán disponibles cuando el operador del mercado los requiera. Aunque es corriente establecer un mecanismo de penalizaciones, el objetivo del regulador no es esperar y asegurar que estos pagos se hagan efectivos en caso de incumplimiento. Por esta razón, es importante introducir el incentivo adecuado para que la confiabilidad se asegure, lo cual no estaba considerado aún en la primera propuesta de la Comisión. No obstante, actualmente se discute no sólo esta alternativa sino otras que la Comisión ha identificado y ha puesto a consideración de la industria. Las alternativas están entre mantener el mecanismo de cargo por capacidad actual, administrado, o desarrollar un mecanismo de mercado a través de contratos.

Se debe considerar que cualquier mecanismo de mercado debería ser implementado con la seguridad de que los problemas relacionados con el ejercicio de poder de mercado están solucionados y que el esquema de seguimiento y control del mercado sea efectivo y eficiente, o de lo contrario los problemas de confiabilidad serían aún mayores que los que se presentan en un mercado puro.

Contratos de largo plazo

La Comisión ha evaluado el desempeño de los contratos de largo plazo en el mercado y las posibilidades de cobertura que se obtienen con este mecanismo. Los precios de los contratos bilaterales han sido introducidos en la señal de precios al usuario final regulado, reconociendo que el usuario se ve beneficiado con esta cobertura. La utilización del mecanismo de cobertura en el mercado se ha incrementado y el volumen de transacciones es superior al 100% de la demanda. Aún cuando esta es una dinámica interesante, el mercado de largo plazo es incompleto y tiene falencias importantes.

No se ha evidenciado que se haya conseguido una cobertura total de riesgos en el mercado, la duración de los contratos no es superior a los tres años que es una fracción menor de la vida de la planta. Estas coberturas financieras son de corto plazo debido fundamentalmente a que la contraparte de un contrato financiero de largo plazo es sujeta de crédito sólo generalmente si existe un respaldo físico como colateral, por lo cual la duración de los contratos puede incrementar demasiado los costos

asociados con los colaterales requeridos para respaldar la transacción. Por otra parte, tampoco existe un mercado secundario para los instrumentos financieros y los contratos de coberturas de riesgo, lo que origina deficiencias en la asignación de costos del lado de la demanda y de la oferta. El riesgo diversificable está localizado ineficientemente cuando los mercados financieros están pobremente desarrollados. De forma mas seria, el riesgo no diversificable puede afectar toda la industria si los problemas financieros afectan a muchos de los participantes.

Los derechos iniciales asignados mediante una transacción de largo plazo son importantes, pero la asignación posterior que haga el mercado del costo de oportunidad de este bien es necesaria para obtener eficiencia a lo largo del tiempo. Un mercado secundario es esencial para mantener la eficiencia en los precios por largos periodos de tiempo bajo condiciones cambiantes. La existencia de un mercado secundario donde se efectúan transacciones libres es usualmente suficiente para garantizar precios eficientes. Al no contarse con un mercado secundario es difícil optimizar la operación en el tiempo. La forma en que se han diseñado los contratos y las transacciones no permite que se den este tipo de operaciones de mercado secundario. No es posible modificar las posiciones sobre precios y cantidades que adquiere un agente en un momento del tiempo dentro del mercado, y esto sólo podría darse como consecuencia de una negociación con la contraparte.

Se ha evidenciado que los procesos de asignación no son procesos transparentes. Aunque existen reglas que obligan a tener convocatorias públicas de compra de energía para el mercado regulado, se ha utilizado la inclusión de algunas cláusulas para impedir a los competidores verificar las condiciones de asignación o para impedir la concurrencia de posibles interesados a los procesos. Esta situación ha ocasionado discriminación, segmentación e ineficiencia en los precios del mercado.

Para optimizar el mercado de largo plazo se propuso un ajuste sustancial en el esquema de contratación. Tres elementos caracterizan la propuesta: contratos anónimos, estandarizados y electrónicos. El mercado propuesto es de derivados financieros con dos tipos de instrumentos de cubrimiento: opciones (tipo *put* y tipo *call*) y futuros. La administración del mercado, entre lo que se cuenta efectuar los llamados a margen, estaría a cargo del administrador el mercado de energía. Los instrumentos serían diseñados teniendo en cuenta las necesidades impuestas por las curvas de carga, con diferentes duraciones.

Aunque los elementos de diseño del mercado están dados, una de las condiciones que se ha impuesto para la entrada de este mecanismo es la existencia de una cámara de compensación. Dada la amplia experiencia del administrador del mercado, la posibilidad de establecer un manejo de márgenes ajustado a los estándares de otros mercados de derivados financieros, los mecanismos ya identificados para manejar los riesgos de incumplimiento a través de operaciones en el mercado y los bajos volúmenes de transacciones que se esperarían en el inicio, no pareciera necesario condicionar la entrada de este mecanismo a la existencia de inversionistas interesados en establecer una Cámara de Compensación.

El mercado de futuros propuesto permitiría obtener información valiosa sobre precios futuros de electricidad y la posibilidad de obtener un precio de eficiencia en el mercado secundario. La información sobre precios futuros debería ser instrumento importante para mejorar la competencia en el mercado y para generar herramientas que más adelante permitan replantear mecanismos administrados de cargo por confiabilidad para corregir imperfecciones propias del mercado.

La propuesta fue complementada proponiendo la implementación de manera conjunta de un mecanismo de contratación bilateral, con contratos estandarizados y negociados a través de una plataforma electrónica, que permitiría mantener información en el mercado y asegurar condiciones de transparencia en estas transacciones. Estos contratos bilaterales serían permitidos para duraciones mayores a tres años. La mayor discusión en este punto ha sido si se requiere o no la coexistencia de futuros y contratos bilaterales en el mercado, pero las características de integración vertical entre los mayores generadores y distribuidores—comercializadores en el mercado colombiano hace que la alternativa que se presente asegure el cumplimiento de los objetivos que se trazó el regulador cuando propuso establecer el sistema electrónico de contratos. En ese sentido las transacciones anónimas no serían las preferidas por algunas empresas y se optaría entonces por proponer que se mantenga este mecanismo como la única alternativa para cobertura en el mercado en períodos inferiores a tres años.

2. Fórmula tarifaria para usuarios regulados

La fórmula tarifaria es el instrumento para trasladar los costos de prestación del servicio a usuario final regulado. Esta fórmula determina cómo, cuándo y cuánto puede el comercializador trasladar de los diferentes componentes de precios al usuario final. Cuando se establece este tipo

de fórmulas en un mercado en competencia, disputable, se hace con el propósito de contar con un precio techo que asegure que cuando el usuario tiene que acceder al servicio con el prestador de última instancia lo hará como máximo a ese precio establecido por el regulador.

En Colombia, la competencia a nivel de usuario regulado aún no es efectiva y las condiciones actuales para la definición de la fórmula tarifaria se deben hacer bajo esa consideración. En la medida en que el mercado sea contestable las condiciones de la fórmula podrían ajustarse. De esta forma, el traslado se debe definir ajustado a los criterios de eficiencia previstos en la Ley 142 de 1994. Esta fórmula propone algunos cambios frente a la fórmula

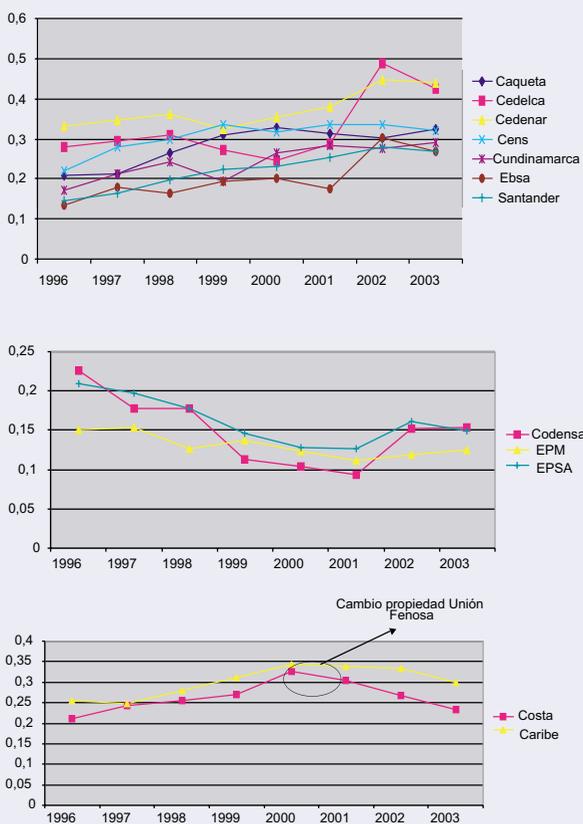
$$CU_{n,m,t} = \frac{G_{m,t} + R_{m,t}}{(I - (IPRSTN_{t-1} + IPAD_{n,t} + IPRC_{t,t}))} + T_{m,t} + D_{n,m,t} + C_{m,t}$$

la actual, que vale la pena destacar. En cuanto a criterios de eficiencia, está el de los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas que se van a considerar para afectar cada componente de costos. Los costos de generación y los costos de restricciones se afectan por las pérdidas reconocidas en el Sistema de Transmisión Nacional (IPRSTN) y en el sistema de distribución (IPAD), dependiendo del nivel de tensión donde se encuentre conectado el usuario, y por las pérdidas de comercialización (IPRC). El componente de transmisión y distribución sólo se afecta por los niveles de pérdidas de cada sistema. Aunque debería ser un problema de fácil solución, el nivel de las pérdidas reconocidas como eficientes es uno de los aspectos más difíciles de definir en esta fórmula.

Los incentivos introducidos por la regulación en las fórmulas tarifarias para la mejora de gestión comercial han tenido efectos diferentes en las empresas distribuidoras—comercializadoras. De manera general, las empresas de propiedad de la Nación no han evidenciado ninguna mejora en los niveles de pérdidas, mientras empresas con gestión privada y las EPPMM han mejorado los índices de pérdidas, alcanzando en algunos casos niveles inferiores a las metas previstas por el regulador. Aunque los incentivos económicos introducidos en las fórmulas tarifarias deberían ser eficaces, parece que no han sido suficientes para estas empresas, con lo cual se abre una necesidad de reflexión sobre el particular. Pareciera que es más eficaz gestionar cambios en la regulación que gestionar eficientemente mejoras en los niveles de pérdidas. Aunque la composición de los mercados puede explicar cierta dificultad en la gestión, el estancamiento o desmejoramiento de los niveles de pérdidas que enfrentan estas empresas no es explicable por una condición del mercado.

Si se observa el comportamiento de los índices de pérdidas totales en el nivel de tensión 1 de los siguientes grupos de empresas en el período 1996-2003, es posible evidenciar el comportamiento diferencial en la gestión en respuesta a las señales introducidas por el regulador en las fórmulas tarifarias. El primer grupo, que corresponde a las empresas donde la Nación conserva el control, presenta incremento generalizado en los índices de pérdidas cercanos a diez puntos porcentuales en promedio durante el período. En el segundo grupo de empresas donde se encuentra vinculado un inversionista estratégico desde la primera etapa de privatizaciones y las EPP-MM, se ha presentado en el período una disminución importante en los niveles de pérdidas de cerca de seis puntos porcentuales en promedio. El último grupo de las electrificadoras de la Costa presenta un mejoramiento en la segunda etapa de operación con un inversionista estratégico. Es así como desde la vinculación de Unión Fenosa se ha presentado una disminución sostenida de los índices de pérdidas de las empresas.

Gráfico 10: Evolución de las pérdidas de energía para algunas empresas distribuidoras–comercializadoras (1996-2003)



Fuente: Datos CREG.

Otro de los elementos que se propone introducir en la fórmula es dejar prevista la posibilidad de que el costo de comercialización tenga un componente fijo y otro variable. A efectos de estimar el costo de comercialización para un nuevo período tarifario se ha encontrado, en el análisis detallado de costos, que una alternativa para remunerar la actividad es establecer un componente de costos fijos. Si la competencia efectiva se logra y finalmente el regulador decide ajustar las condiciones regulatorias para que esto se dé, algunas opciones tarifarias con alternativas de costos fijos y variables de comercialización podrían ser ofrecidos por cada empresa.

Teniendo en cuenta el diseño del mercado colombiano, cuando se fija un precio techo, como en el caso del componente de generación, lo que se ha intentado es tener un precio máximo hasta tanto la competencia sea efectiva. Cuando el mercado es disputable, este precio no necesariamente debería estar en el menor nivel posible, ni necesariamente ajustarse para reflejar los costos de un competidor más eficiente que esté en el mercado. Este precio debería ser una referencia que sirve para controlar la posición del monopolista en el mercado. Es importante tener en cuenta que esta fórmula puede ser otro de los elementos que finalmente limite las posibilidades de competencia en el mercado, dependiendo de como sea estimada.

La propuesta considera dos escenarios para definir el costo de generación que se puede trasladar a un usuario regulado. En el primer escenario, que es el actual donde el mercado no es contestable, el *benchmarking* para el comercializador es el promedio de lo que ocurre en el mercado, es decir el comercializador puede trasladar el valor de sus compras propias, componiendo el portafolio entre compras en bolsa y en contratos de largo plazo sin limitaciones, pero este valor se pondera con el promedio de todas las transacciones del mercado.

Si durante el período de vigencia de esta fórmula tarifaria el mercado adquiere contestabilidad, como producto de ajustes regulatorios que eliminen algunas barreras identificadas, entre las que se cuentan barreras tecnológicas (medición), el comercializador podrá trasladar al usuario el valor de sus compras propias. El usuario regulado tendría un techo máximo sujeto a promedios móviles de tres meses pero se habría logrado un avance importante en hacer que la fórmula se vuelva un techo fijado por la gestión propia de cada comercializador capaz de atenderlo.

Si el mercado evoluciona estos años hacia mayores niveles de competencia y se decidiera utilizar un mecanismo de comercializador de última instancia, para el cual se impone un techo, las condiciones de fijación de los parámetros de costos deberían ser diferentes en el próximo período tarifario. Es así como en condiciones de competencia efectiva en la comercialización a usuario final, es posible para los comercializadores contar, en el mediano plazo, con esquemas que permitan tener una demanda con capacidad de respuesta ante los problemas de confiabilidad que reflejen los precios. No obstante, la posibilidad de concretar avances en este sentido se encuentra sujeta a la discusión actual sobre si la competencia es o no beneficiosa. Esta discusión es amplia y puede ser un camino tortuoso más cuando en la industria, que se encuentra aún integrada verticalmente, existe un interés evidente de mantener control sobre los mercados que atienden.

3. Indicadores de calidad

Aunque el marco regulatorio en Colombia se ha desarrollado a través de regulación por incentivos, no se ha podido contar en todos los casos, de manera simultánea, con la regulación de calidad del servicio. Es evidente que cuando se aplica un mecanismo de regulación por incentivos es necesario regular de manera estricta la calidad para limitar el incentivo de las empresas a desinvertir como estrategia para incrementar su rentabilidad.

Actualmente se tiene una propuesta, sometida a consideración de los terceros interesados, para ajustar los índices de calidad, de duración y frecuencia de las interrupciones en distribución y ajustar las compensaciones que deben pagar las empresas como producto de los incumplimientos presentados en los límites máximos permitidos por el regulador. La regulación actual tiene falencias importantes, sobre todo en lo que se refiere a las compensaciones por incumplimientos y al mecanismo de seguimiento del nivel de fallas real que presentan las empresas. La propia industria ha admitido que los reportes sobre fallas no reflejan la verdadera situación de las empresas.

Aunque los indicadores propuestos resultaron de un modelo que utiliza información suministrada por la industria, los resultados no son validados por ésta utilizando como argumento la mala calidad de la información suministrada. No obstante, es imposible para el regulador esperar modificar una situación de información asimétrica para decidir sobre un tema de la mayor importancia en el esquema de regulación implementado en Colombia. El esquema de compensación propuesto es un incentivo a invertir en el mejoramiento de la red.

Según lo dispuesto en las bases sobre las cuales se efectuará la modificación de la metodología de remuneración de la actividad de transmisión para el próximo período tarifario, la Comisión se ha propuesto desarrollar indicadores de calidad y compensaciones con una metodología similar a la propuesta para el caso de los indicadores de calidad de las redes de transmisión regional y distribución local.

Para el caso del servicio comercial la Comisión ha iniciado la contratación de un estudio sobre el particular. Hasta el momento el servicio comercial no cuenta con un mecanismo de seguimiento e incentivos para una mejor calidad.

XII. ALTERNATIVAS Y ESTRATEGIAS DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN EN COLOMBIA

La UPME, de acuerdo con el artículo 16 de la Ley 143 de 1994, es la entidad responsable de “establecer los requerimientos energéticos de la población” y de “establecer la manera de satisfacer dichos requerimientos teniendo en cuenta los recursos energéticos existentes convencionales y no convencionales, según criterios económicos, sociales, tecnológicos y ambientales”.

Colombia se distingue por una relativa autonomía energética. A pesar de que las reservas probadas de petróleo vienen disminuyendo drásticamente en los últimos años, el país conserva suficientes reservas probadas de combustibles como gas natural y carbón, y cuenta con un elevado potencial hidroeléctrico (cerca de 110.000 MW han sido identificados como potencial, de los cuales han sido construidos cerca de 7.000 MW) y eólico (se tienen todavía pocos estudios pero se ha identificado un gran potencial en la Costa Caribe, particularmente en la alta Guajira, en el Cesar y en cercanías de Barranquilla y Cartagena). Esta característica convierte al país en un potencial exportador energético frente a otros países latinoamericanos.

Siendo la base de la generación eléctrica nacional sea hidráulica y el aporte termoeléctrico esté basado en combustibles de origen nacional, con precios regulados, ha permitido que los precios de generación de energía eléctrica sean muy competitivos a nivel internacional. Existe también la desventaja de que la oferta de electricidad es extremadamente vulnerable a la incertidumbre hidrológica, exigiendo que se mantengan previsiones importantes en energía y potencia de reserva, para lo cual se ha diseñado el mecanismo de cargo por capacidad.

1. Proyección de la demanda en Colombia

En relación con los escenarios de crecimiento esperado de la demanda, la UPME ha trabajado con los expuestos en el Cuadro 22.

Del mismo modo, los escenarios de proyección de demanda de potencia para el país, utilizados con fines de estudio de expansión por parte de la UPME, son los reflejados en el Cuadro 23.

El análisis de las proyecciones indicadas revela que en los próximos diez años se espera un incremento máximo cercano al 38% en energía. En potencia este crecimiento es del 11% suponiendo un margen mínimo del 25% entre la potencia pico anual de demanda y la potencia instalada. Esta diferencia se debe a la gran cantidad de plantas hidráulicas, que con sus bajos factores de planta y altas disponibilidades, hacen que no sea necesario un alto factor de instalación de potencia sobre el pico de la demanda, a menos que se tengan inusuales fenómenos del Niño, que conduzcan a una alta indisponibilidad hidráulica⁵⁹.

En el plan de corto y largo plazo, la UPME consideró cuatro posibles alternativas y estrategias sobre las cuales evolucionaría el sector; todas las cuales contemplan la interconexión con el sistema eléctrico ecuatoriano, con una ampliación de su capacidad a 500 MW a partir de abril de 2007 de los 250 MW actuales. La primera alternativa de corto plazo contiene las expectativas actuales de entrada de plantas de generación, de acuerdo con la información suministrada por los agentes. En el caso de requerimiento de capacidad adicional se asignó además del criterio de mínimo costo, el de vulnerabilidad regional.

Una segunda alternativa consideró la entrada de cogeneración en el sistema colombiano en las regiones de la Costa Atlántica como en el Valle del Cauca. Hay señales en el costo marginal que permiten considerar viable económicamente ésta opción debido a los elevados costos de distribución resultantes de la alta tasa de retorno reconocida para la actividad, lo cual hace muy rentable instalar autogeneración y/o cogeneración.

Cuadro 22: Proyecciones de demanda de energía eléctrica en Colombia

Año	MENOR		MEDIO		MAYOR	
	GWh	Tasa %	GWh	Tasa %	GWh	Tasa %
2006	50.564	3,8	49.874	3,4	49.117	3,0
2007	52.384	3,6	51.559	3,4	50.668	3,2
2008	54.457	4,0	53.410	3,6	52.337	3,3
2010	56.287	3,4	55.001	3,0	53.691	2,6
2009	58.276	3,5	56.734	3,2	55.100	2,6
2011	60.343	3,5	58.528	3,2	56.543	2,6
2012	62.731	4,0	60.618	3,6	58.258	3,0
2013	64.937	3,5	62.503	3,1	59.742	2,5
2014	67.365	3,7	64.586	3,3	61.396	2,8

Fuente: Plan de Expansión UPME.

Cuadro 23: Proyecciones de demanda de potencia eléctrica en Colombia

Año	ALTO		MEDIO		BAJO	
	MW	Tasa %	MW	Tasa %	MW	Tasa %
2006	9.095	3,5	8.971	3,2	8.835	2,7
2007	9.396	3,3	9.248	3,1	9.088	2,9
2008	9.738	3,6	9.550	3,3	9.358	3,0
2010	10.098	3,7	9.867	3,3	9.633	2,9
2009	10.455	3,5	10.178	3,2	9.885	2,6
2011	10.826	3,5	10.500	3,2	10.144	2,6
2012	11.226	3,7	10.847	3,3	10.424	2,8
2013	11.650	3,8	11.213	3,4	10.718	2,8
2014	12.081	3,7	11.587	3,3	11.015	2,8

Fuente: Plan de Expansión UPME.

59. Una alta indisponibilidad hidráulica por efectos del fenómeno de El Niño podría ser compensada con países con regímenes hidrológicos complementarios, por ejemplo Venezuela. Para importar electricidad de Venezuela es necesario, sin embargo, lograr una armonización mínima que permita los intercambios en términos económicos.

Otras de las alternativas y estrategias analizadas consideran la interconexión del sistema eléctrico nacional con el sistema panameño, con una capacidad de 300 MW a partir de enero de 2009, mientras que la otra, analiza esa alternativa pero contemplando en las centrales eléctricas panameñas, sustitución de combustibles tales como diesel y *bunker* por gas natural. Por otra parte, la UPME adelantó análisis de sensibilidad sobre el posible retiro de 600 MW hidráulicos del Embalse de Muña, debido a problemas ambientales asociados con el bombeo de aguas del río Bogotá.

2. Proyectos de expansión en generación en Colombia

Entre 2004 y 2005, la UPME disminuyó la capacidad inscrita en 1.700 MW a 10.500 MW en su registro de

proyectos de generación debido a que muchos de los proyectos no habían sido actualizados durante más de cinco años y que no se notó evolución en su desarrollo. Las inscripciones más recientes en el registro corresponden al proyecto Termoelpaso y a la modificación de la fecha de entrada del cierre de ciclo de Flores IV para el segundo semestre de 2008.

En cuanto a modificaciones en la capacidad instalada, se destaca la del proyecto El Morro, el cual tenía previsto instalar 40 MW al primer trimestre del año 2005 y que de acuerdo con nuevos estudios de factibilidad y de disponibilidad de gas aumentaría en 18 MW, disponiendo así el SIN de aproximadamente 58 MW, a instalarse en el mismo período. Los proyectos inscritos en el registro de la UPME se presentan en el Cuadro 24.

Cuadro 24: Proyectos de generación registrados en la UPME

PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)	FECHA ESPERADA DE ENTRADA	PROMOTOR
Térmico de Gas. Capacidad registrada: 1226 MW					
TermoYopal	36	Ciclo abierto	Yopal-Casanare	I sem 2006	Termoyopal S.A.
TermoFlores IV	150	Ciclo combinado	B/quilla Atlántico	II sem 2008	Termoflores S.A.
Térmica del Café	215	Ciclo abierto	Yopal-Casanare	Sin confirmar	Térmica del café S.A.
Termo Upar	300	Ciclo abierto	La Paz-Cesar	Sin confirmar	ISAGEN S.A.
Termo Lumbí	300	Ciclo combinado	Mariquita-Tolima	Sin confirmar	ISAGEN S.A.
Termo Yarigüies	225	Ciclo combinado	Barranca-Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A.
Termo El Paso	40	Ciclo abierto	El Paso-Cesar	Sin confirmar	GELECSA ESP
Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 8730 MW					
Porce 3	660	Francis	Anori-Amalfi-Antioquia	Junio-10	EPM
Nechí	645	Pelton	Anori y otros-Antioquia	Sin confirmar	EPM
Sogamoso	840	Francis	Rio Sogamoso-Santander	Sin confirmar	Hidrosogamoso S.A.
Guaico	136	Francis	Abejorral-Antioquia	Sin confirmar	EPM
Guamues PMG-I	428	Pelton	Pasto-Nariño	Sin confirmar	PMG S.A.
Guamues PMG-II	605	Pelton	Pasto-Nariño	Sin confirmar	PMG S.A.
PMG - Patia I	880	Francis	Pasto-Nariño	Sin confirmar	PMG S.A.
PMG - Patia II	911	Francis	Pasto-Nariño	Sin confirmar	PMG S.A.
Cabrera	600	Francis	Rio Suarez-Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A.
Fonce	520	Pelton	San Gil-Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A.
Andaquí	705	Francis	Dptos de Cauca y Putumayo	Sin confirmar	ISAGEN S.A.
Pescadero-Ituango	1800	Francis	Ituango-Antioquia	Sin confirmar	Hidroeléc.Pescadero Ituango
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 380,9 MW					
PCH de Neusa	2,91	Sin información	Cogua-Tausa C/mar	Enero-06	INGAMEG
Río Amoyá	78,00	Pelton	Chaparral Tolima	Sin confirmar	Generadora Unión S.A.
Agua Fresca	4,00	Pelton	Jericó Antioquia	Sin confirmar	Generadora Unión S.A.
Montañitas	24,50	Pelton	Don Matías-Sta. Rosa Antioquia	Sin confirmar	Generadora Unión S.A.
Cañaverál	68,00	Pelton	Caldas Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A.
Encimadas	94,00	Pelton	Caldas Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A.
Alejandría	16,30	Sin información	Alejandría Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A.
Aures	24,90	Pelton	Abejorral Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A.
Caracolí	14,60	Pelton	Caracolí Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A.
Cocorná	29,70	Sin información	Cocorná	Sin confirmar	EADE S.A.
Río Frío	8,50	Pelton	Támesis Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A.
Santa Rita (Rehab.)	1,00	Turbina Pelton	Andes Antioquia	Sin confirmar	EADE S.A.
Cucuana	88,00	Francis	Roncesvalles Tolima	Sin confirmar	Electrif. del Tolima
Coello	3,75	Kaplan	Chicoral Tolima	Sin confirmar	Hidroestudios
Río Ambeima	45,00	Pelton	Chaparral Tolima	Sin confirmar	Generadora Unión S.A.
PCH Las Cascadas	8,60	Sin información	San Roque Antioquia	Sin confirmar	Inv. JG Villegas

Fuente: Plan de Expansión UPME.

Los proyectos que actualmente se encuentran en construcción, sus principales avances actualizados al mes de junio de 2005 son:

- Trasvase río Guarinó al embalse de Miel I, con lo cual dicho proyecto podrá en un futuro disponer de aproximadamente 238 GWh-año. Se estima su fecha de entrada el mes de noviembre de 2007.
- Trasvase río Manso al embalse de Miel I, lo cual permitirá que dicho proyecto pueda contar con aportes energéticos del orden de 179 GWh-año. Se estima como fecha de entrada el mes de junio de 2008.
- Río Manso, proyecto hidráulico con una capacidad de 27 MW, el cual se beneficiaría del trasvase del río Manso al embalse Amaní de Miel I, una vez sea aprobada licencia ambiental. Se estima como fecha de entrada en operación, enero de 2009.
- Porce III, proyecto en construcción, se hizo entrega del portal del túnel de desviación y el inicio de la construcción del puente sobre la quebrada La Unión, el cual facilitará el acceso a casa de máquinas. Se estima para el mes de diciembre de 2006 realizar la desviación del río, con el fin de comenzar las excavaciones de las fundaciones. Así mismo fue cerrada la licitación de la entrega de propuestas para la construcción de las obras principales del proyecto. Se estima para finales del mes de junio haber adjudicado la construcción de las obras. Se estima como fecha de entrada junio de 2010.
- Hidrosogamoso, ha redefinido el tamaño de la presa modificando su capacidad anterior de 1.035 MW a 840 MW. Posee licencia ambiental y aún no tiene cierre financiero.

El Cuadro 25 expone los proyectos considerados por la UPME, en los análisis de plan de expansión en generación tanto en el corto como en el largo plazo.

Otros proyectos considerados en los análisis de expansión, que si bien no tienen actualmente cierre financiero, son recomendados por parte de la UPME con el fin de disminuir la vulnerabilidad de las regiones frente a la concentración de fuentes energéticas. Estos son: cierres de ciclos de las unidades de Flores 2 y 3, Termocandelaria 1 y 2, adición de 150 MW para completar el cierre de ciclo en la planta de Tebsa, así como la instalación de plantas a carbón mineral en la Costa Atlántica y Norte de Santander de 150 MW respectivamente.

3. Proyectos de expansión en Ecuador

Dado el interés del Gobierno de la República del Ecuador de establecer políticas económicas, las cuales buscan fomentar las inversiones de largo plazo mediante generación hidroeléctrica para sustituir la generación con termoeléctricas ineficientes, así como la conversión de termoeléctricas que generan con diesel a centrales que utilizan gas natural o residuos de las refinerías de petróleo, se consideraron las siguientes demandas de energía y potencia por parte de la UPME, tomadas del Plan de Electrificación del Ecuador versión 2004.

Proyecciones de demanda de energía y potencia en Ecuador

Según las expectativas económicas y comportamiento de consumos de los diferentes sectores económicos, la proyección de la demanda de energía en bornes de generación para tres escenarios de crecimiento.

De igual manera, se muestra la demanda de potencia máxima en bornes de generación para los tres escenarios de crecimiento.

En proporción a su tamaño, el crecimiento de la demanda ecuatoriana será muy importante, generando incentivos interesantes para las importaciones desde Colombia y Perú. En los cuadros de la página siguiente se muestran los proyectos en expansión.

Cuadro 25: Proyectos de generación en ejecución en Colombia

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD (MW)	FECHA
TRASVASE CALDERAS	HIDRO	-	Feb-06
EL MORRO	GAS CICLO ABIERTO	54	Mar-06
TERMOELPASO	GAS	40	Jun-06
CALDERAS	HIDRO	26	Jun-06
TRASVASE GUARINÓ	HIDRO	-	Ene-08
RÍO AMOYA	HIDRO	80	Ene-09
RÍO MANSO	HIDRO	27	Ene-09
PORCE 3	HIDRO	660	Jun-10
TOTAL		887	

Fuente: UPME.

Cuadro 26: Escenarios de proyección de demanda de energía eléctrica en Ecuador

Año	MENOR		MEDIO		MAYOR	
	GWh	Tasa %	GWh	Tasa %	GWh	Tasa %
2005	13.694	--	13 847	--	13,900	--
2006	14.314	4,53	14 606	5,48	14,914	6,69
2007	14.929	4,29	15 353	5,12	15,813	6,03
2008	15.542	4,11	16120	5,00	16,747	5,91
2010	16.151	3,92	16 901	4,84	17,710	5,75
2009	16.759	3,77	17 694	4,69	18,700	5,59
2011	17.372	3,65	18 505	4,59	19,725	5,48
2012	17.993	3,58	19 343	4,52	20,793	5,42
2013	18.620	3,48	20 202	4,44	21,898	5,31
2014	19.255	3,41	21 089	4,39	21,898	5,26

Fuente: Plan de Expansión UPME.

Cuadro 27: Escenarios de proyección de potencia máxima en Ecuador

Año	MENOR		MEDIO		MAYOR	
	MW	Tasa %	MW	Tasa %	MW	Tasa %
2005	2.501	--	2.522	--	2.539	--
2006	2.600	3,95	2.756	4,75	2.685	5,75
2007	2.693	3,59	2.642	4,34	2.823	5,14
2008	2.788	3,51	2.874	4,29	2.966	5,08
2010	2.882	3,38	2.995	4,21	3.115	5,01
2009	2.976	3,26	3.118	4,10	3.268	4,91
2011	3.071	3,19	3.245	4,05	3.427	4,86
2012	3.167	3,14	3.375	4,02	3.592	4,82
2013	3.267	3,14	3.511	4,02	3.765	4,81
2014	3.368	3,10	3.651	3,97	3.944	4,76

Fuente: Plan de Expansión UPME.

Cuadro 28: Proyectos incluidos en el plan de expansión de Ecuador

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD MW	FECHA
SIBIMBE	HIDRO	15	Ago-05
POZA HONDA	HIDRO	3	Nov-05
LA ESPERAN	HIDRO	6	Oct-05
OCAÑA	HIDRO	26	Oct-08
SAN FRANCISCO	HIDRO	230	Dic-07
MAZAR	HIDRO	190	Mar-09
INCREM. MOLINO CON MAZAR	HIDRO	--	Mar-09
BAJO ALTO 2	VAPOR	95	Ago-08
BAJO ALTO 3	CICLO COMB	87	May-11
TOTAL		652	

Fuente: Plan de Expansión UPME.

4. Proyectos de expansión en Panamá

A continuación se presentan las proyecciones de demanda de energía y potencia para Panamá contempladas en

el período 2005-2014. De igual manera se presenta la capacidad en expansión estimada a instalar por Panamá en dicho periodo y la cual es usada en los diferentes análisis de plan de expansión del sistema colombiano.

Proyecciones de demanda de energía y potencia en Panamá

Según las expectativas de crecimiento económico y comportamiento de los consumos esperados de los diferentes sectores económicos, en la siguiente tabla se presentan las proyecciones de la demanda de energía en borses de generación para dos escenarios de crecimiento.

Se muestra además, la demanda de potencia máxima para los escenarios de crecimiento moderado y alto.

Proyectos en expansión en Panamá

En el sistema de generación panameño se han identificado, para la instalación en el corto y largo plazo, 395 MW de los cuales el 75% corresponde a proyectos hidráulicos y el restante 25% a proyectos térmicos. En el futuro inmediato el sistema panameño contempla el desarrollo de los proyectos hidroeléctricos de Bonyic de 30 MW, Changuinola 75 de 158 MW, ambos proyectos ubicados en la provincia de Bocas del Toro. Los proyectos panameños contemplados en los análisis de expansión del sistema colombiano en los cuales se considera la interconexión con Panamá se muestran en los cuadros siguientes.

Cuadro 29: Proyecciones de demanda de energía de Panamá

Año	MODERADO		ALTO	
	GWh	Tasa %	GWh	Tasa %
2005	5.468	--	5.657	--
2006	5.660	3,51	5.922	4,68
2007	5.858	3,50	6.199	4,68
2008	6.056	3,38	6.479	4,52
2010	6.262	3,40	6.777	4,60
2009	6.479	3,47	7.092	4,65
2011	6.704	3,47	7.421	4,64
2012	6.930	3,37	7.758	4,54
2013	7.161	3,33	8.106	4,49
2014	7.410	3,48	8.483	4,65

Fuente: Plan de Expansión UPME.

Cuadro 30: Proyecciones de demanda de potencia de Panamá

Año	MODERADO		ALTO	
	MW	Tasa %	MW	Tasa %
2005	939	--	972	--
2006	959	2,13	1.003	3,19
2007	999	4,17	1.057	5,38
2008	1.032	3,30	1.102	4,26
2010	1.067	3,39	1.143	3,72
2009	1.132	6,09	1.226	7,26
2011	1.171	3,45	1.282	4,57
2012	1.209	3,25	1.338	4,37
2013	1.243	2,81	1.392	4,04
2014	1.286	3,46	1.456	4,60

Fuente: Plan de Expansión UPME.

Cuadro 31: Proyectos en expansión de generación en Panamá

PROYECTO	TIPO	CAPACIDAD MW	FECHA
BAJO MINA	HIDRO	51	Ene-08
BONYIC	HIDRO	30	Ene-08
MMV 50	TÉRMICA	100	Ene-10
GAULACA	HIDRO	24	Jul-11
CHAN 75	HIDRO	158	Ene-12
PANDO	HIDRO	32	Ene-14
TOTAL		395	

Fuente: Plan de Expansión UPME.

Por otra parte, los análisis de generación para el sistema panameño consideraron el retiro de 160 MW de los cuales 80 MW serán en enero de 2010 y los restantes 80MW en enero de 2012.

5. Costo marginal de energía para el corto y largo plazo

Para las diferentes alternativas y estrategias de corto y largo plazo se estableció el costo promedio marginal de energía. Según los resultados obtenidos, el crecimiento de la demanda nacional e internacional ocasiona un incremento en el costo marginal para Colombia, el cual puede situarse entre 30 USD/MWh (71.1 \$/kWh) y 37 USD/MWh (88.4 \$/kWh) en el corto plazo y de 35 USD/MWh (83.6 \$/kWh) a 40 USD/MWh (95.6 \$/kWh) en el largo plazo.

6. Intercambios de energía

Los intercambios de energía con Ecuador y Panamá muestran que Colombia está en capacidad de exportar energía hacia estos dos países. A partir de la ampliación de la capacidad de exportación hacia Ecuador a 500 MW en abril de 2007, dicho país podría disponer hasta de 370 GWh/mes provenientes de Colombia, cantidad que se vería afectada al entrar la interconexión con Panamá en enero de 2009, considerando que este país captaría parte de la capacidad de exportación de Colombia.

En el caso de Panamá, se puede prever que las exportaciones de energía desde Colombia estarían alrededor de los 170 GWh/mes, magnitud que no sería afectada apreciablemente por la sustitución de combustibles diesel y bunker por gas natural importado desde Colombia, considerando que los precios colombianos de la energía sigan siendo comparativamente menores.

Las potenciales importaciones de energía de Colombia proveniente de Ecuador no se muestran significativas (50 GWh-mes a lo largo del horizonte), sirviendo en ocasiones para apoyar las exportaciones colombianas a Panamá. Los resultados de las simulaciones muestran que Colombia no importaría energía de Panamá.

Los resultados preliminares de los análisis de generación planteados en el corto y largo plazo indican que es necesario que el país cuente con una expansión en generación de al menos 150 MW a comienzos del año 2010 adicionales a la entrada del proyecto de Porce III, valor que se considera muy bajo y fácilmente obtenible. La localización de esta capacidad se espera que se determine en función de la cercanía de las fuentes energéticas, por lo que se espera se produzca en el norte del país y con base en carbón mineral o gas natural. Los requerimientos de generación para la adecuada atención de la demanda de energía muestran que el sistema requiere en el periodo 2010-2014 la instalación de 320 MW

adicionales a la entrada en operación de los 660 MW del proyecto Porce III. Es de esperarse que con los proyectos inscritos se logre este cubrimiento, el cual posiblemente se haría en tecnología térmica por su facilidad y tamaño. Si esta tecnología es a gas, la ubicación más probable sería cerca de la Guajira, en la costa norte del país. Las exportaciones de energía eléctrica a Panamá, requieren asegurar la disponibilidad de nuevas reservas comerciales de gas natural, para no afectar negativamente la relación reservas producción (R/P de siete años) de forma que pueda dificultar los intercambios.

En el Plan de Expansión de Generación en Colombia se estima que se construyan pocos proyectos dada la sobre-instalación actual del país. En largo plazo, como una reacción al natural incremento de los precios marginales de generación resultantes del cierre de la brecha oferta-demanda, los precios marginales deberían incrementarse hasta que se dé una señal de ingreso de nueva capacidad, la cual, puede provenir de inversiones privadas, gubernamentales o mixtas.

7. Expansión de la transmisión

Fue asignada a la UPME, mediante la Ley 143 de 1994, la función de realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional basándose en criterios técnicos y económicos, y la función de evaluar la rentabilidad económica y social de la exportación de recursos energéticos. Los criterios para la elaboración del Plan de Expansión fueron establecidos por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 181313 de 2002. La CREG, en el desarrollo de la regulación, ha establecido criterios para la realización del mismo, los cuales han sido empleados por la UPME en su ejercicio del Plan de Expansión. De otro lado, la Resolución CREG 04 de 2003 modificada por la Resolución CREG 014 de 2004, establece que la UPME realizará la planeación de la expansión de los enlaces internacionales, conjuntamente con los organismos de planeación de los países miembros de la Comunidad Andina o países con los que se tenga una integración de mercados eléctricos.

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) existente está constituido por 10.908 km de red a 220 kV y por 1.449 km de red a 500 kV. La capacidad de transformación del STN es de 4.560 MVA a 500 kV y de 12.638 MVA en los puntos de conexión a 220 kV. La red de transmisión del STN se incrementó con la entrada en octubre de 2005, de la tercera línea Fundación-Sabanalarga 220 kV con una longitud de 91 km. La capacidad de transformación en los puntos de conexión se incrementó respecto al año anterior, por la entrada del segundo transformador de La Virginia, 90 MVA 230/115/13.8 kV, declarado en explotación comercial a mediados de 2004 y el transformador de Paipa 180 MVA 230/115/13.8 kV, declarado en explotación comercial en octubre de ese año.

En noviembre de 2004 se declaró en explotación comercial la compensación capacitiva de 2*30 MVAR a 115 kV en la subestación Belén en Cúcuta. Así como la compensación capacitiva de 75 MVAR a 115 kV en la subestación Noroeste en Bogotá. Durante el 2004 y hasta junio de 2005 se desarrolló el proceso de selección mediante convocatorias públicas de los siguientes proyectos:

- Convocatoria UPME-01 de 2004: compensación capacitiva de 2*75 MVAR a 115 kV en la subestación Tunal en Bogotá.
- Convocatoria UPME-01 de 2005: diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la Línea de Transmisión a 220 kV circuito doble Betania–Altamira–Mocoa–Pasto (Jamondino)–Frontera y obras asociadas (interconexión a Ecuador).

En cuanto al avance de los proyectos en construcción se tiene:

- Convocatorias UPME-01 y UPME-03 de 2003: la ejecución de los proyectos (construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión a 500 kV, circuito sencillo, Primavera–Bacatá y de la línea de transmisión a 500 kV, circuito sencillo, Bolívar–Copey–Ocaña–Primavera y obras asociadas) a mediados de 2005 era cercana al 31%, lo que representa un adelanto un poco mayor del 5% con respecto al avance indicado en la propuesta. La fecha prevista de puesta en operación de estos proyectos es el 1° de octubre de 2007.
- El proyecto de ampliación de la interconexión con Ecuador a 220 kV está previsto para entrar en operación en marzo de 2007.

8. Análisis de largo plazo

Con el fin de obtener señales que puedan dar indicios de los refuerzos necesarios para la red eléctrica y la ubicación estratégica de nuevas plantas de generación, la UPME ha realizado simulaciones y análisis de flujo de carga para el año 2019, partiendo de la expansión de generación definida hasta el 2014, y proyectando la demanda de potencia al 2019 aplicando el crecimiento de los últimos años y considerando las posibles alternativas de refuerzo a la red eléctrica, vistas en el corto y mediano plazo.

La construcción del tercer circuito a 500 kV le dará una gran fortaleza Norte–Sur al sistema, a la vez que acercará una conexión de gran potencia con Venezuela, que

es el socio energético más importante para Colombia, y un intermediario prácticamente inevitable en la venta de energía de ese país quiera hacer a cualquier otro de la CAN o SIEPAC. Adicionalmente se espera que con la elevada generación hidráulica del sistema venezolano, los intercambios de energía eléctrica con ese país, sean variables y muy importantes para ambos.

El sistema eléctrico colombiano se ha venido acondicionando para facilitar esta conexión, al construir el tercer circuito de 500 kV por el oriente del país, la cual depende no sólo de que Venezuela ingrese al proceso de privatización del sector eléctrico y a la creación del mercado de energía mayorista en ese país, sino de los condicionamientos políticos que han caracterizado las relaciones entre ambos países, se relajen y permitan formalizar el esquema. No es posible estimar cuánto tiempo tomará este proceso.

9. Análisis de intercambios con la CAN y SIEPAC

La interconexión con el sistema del SIEPAC se realiza a través de Panamá y se considera que aunque existe un cuello de botella técnico en el tapón del Darién, es una posibilidad en la medida en que se haga con reglas transparentes y serias. La propuesta regulatoria actualmente en discusión en los países de la CAN, plantea que dichos intercambios se hagan entre cada par de países interconectados, teniendo en cuenta la demanda total agregada en cada uno de ellos, es decir, la demanda que considera para sancionar los precios de bolsa, las importaciones y exportaciones de cada país.

Esta regla no reasigna las rentas de congestión entre países de manera diferente a como actualmente se tiene establecido, y permite que finalmente un país exportador se pueda beneficiar de las ventas a un tercer país, vía el incremento de precios que logra la exportación en los mercados de paso. Se requiere que para lograr la solidez de este esquema, los organismos planificadores de todos los países, efectúen una planeación coordinada y orientada a lograr la integración eléctrica, para lo cual es imprescindible el empuje que debe darse al grupo de organismos planificadores de la CAN.

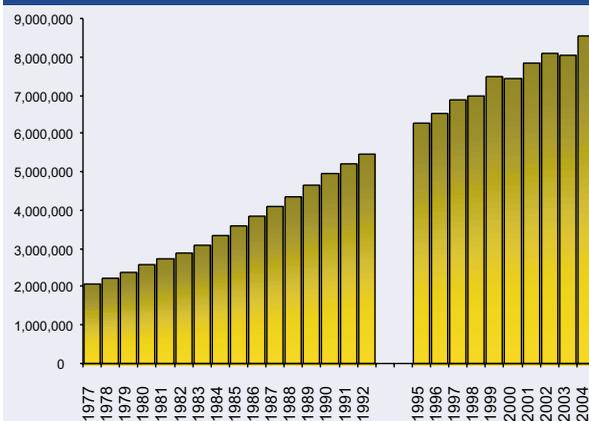
Con Panamá aún no se ha formalizado una propuesta similar aunque se han dado señales en ese sentido.

ANEXO 1. NÚMERO DE USUARIOS Y EVOLUCIÓN

En 1977 se registraban un total de 2.061.156 usuarios de los cuales el 86% aproximadamente correspondía a usuarios residenciales. El número de usuarios creció a una tasa aproximada del 15% anual en el período 1970-1992 y a una tasa de 4% anual en el período 1995-2004. Es así que para 2004 el número total de usuarios era de 8.558.119 con los residenciales representando el 91%.

Según información a diciembre de 2004 reportada por las empresas a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, se registraban un total de 8.998.667 usuarios.

Gráfico A.1.1: Evolución del número de usuarios en el Sistema Interconectado Nacional



Fuente: CREG (1995-2004).
ISA Centro Nacional de Despacho (1977-1992).

Cuadro A.1.1: Usuarios según Grupo de Calidad (2004)

EMPRESA	USUARIOS G1	USUARIOS G2	USUARIOS G3	USUARIOS G4
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	66.245	14.529	11.433	47.230
Archipiélago'S Power And Light Co.	—	—	10.861	3.353
Empresas Públicas de Yarumal Esp	—	—	6.717	169
Ruitoque E.S.P.	—	—	—	521
Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.	29.593	—	—	2.040
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	802.787	14.948	67.693	89.288
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	90.309	—	—	24.000
Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.	—	47.461	276.811	184.297
Empresa de Energía de Arauca E.S.P	—	—	30.261	11.087
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	64.544	25.113	118.204	158.808
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P	—	41.376	47.782	53.186
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P	133.306	—	98.660	118.639
Electrificadora de Santander S.A.	239.202	18.927	79.579	115.499
Electrificadora del Caquetá S.A. Esp.	—	24.768	14.194	5.971
Electrificadora del Meta S.A. Esp.	91.393	—	32.905	21.014
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	139.650	42.578	84.845	107.905
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.	52.920	—	40.516	105.900
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	73.658	33.218	63.807	73.979
Compañía de Electricidad de Tulúa S.A.	38.351	—	1.331	4.395
Codensa S.A. E.S.P.	1.727.009	49.164	63.059	174.756
Empresa Energía Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.	—	—	4.221	2.539
Empresas Municipales de Cali Eice	409.491	14.070	95	6.976
Central. Eléctricas Norte Santander S.A. E.S.P.	172.346	41.649	15.675	82.204
Emp. Municipales Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	—	—	524	270
Electrificadora de La Costa Atlántica S.A. E.S.P.	255.803	42.048	178.277	203.115
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	448.740	75.722	134.654	86.604
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	—	—	11.352	3.056
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	74.926	—	90.059	68.339
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	—	—	—	8.619
Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P	—	28.178	10.704	5.823
Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.	110.851	7.813	86.640	105.540
TOTAL	5.021.124	521.562	1.580.859	1.875.122

Fuente: CREG Información Usuarios por Grupos de Calidad a diciembre de 2004.

Según dato certificado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE), el 56% se encontraba en el Grupo 1 de calidad que corresponde a circuitos ubicados en cabeceras municipales con una población superior o igual a 100.000 habitantes; el 6% en el Grupo 2 que corresponde a circuitos ubicados en cabeceras municipales con una población menor a 100.000 habitantes y superior o igual a 50.000 habitantes, el 18% en el Grupo 3 que corresponde a circuitos ubicados en cabeceras municipales con una población inferior a 50.000 habitantes y el 21% en el Grupo 4 que corresponde

a circuitos ubicados en suelo que no corresponde al área urbana del respectivo municipio o distrito.

A julio de 2005 los reportes indican un total de 9.273.912 usuarios lo que significa un incremento de 3% respecto a diciembre de 2004. Por grupos este incremento fue de 3% en el Grupo 1, 7% en el Grupo 2, 1% en el Grupo 3 y 4% en el Grupo 4.

El Cuadro A.1.3 muestra la evolución del número de usuarios entre los años 1995 y 2004.

Cuadro A.1.2: Usuarios según Grupo de Calidad 2005

EMPRESA	USUARIOS_G1	USUARIOS_G2	USUARIOS_G3	USUARIOS_G4
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	67.303	14.282	10.017	48.995
Archipelago'S Power And Light Co.	—	—	10.861	3.353
Empresas Publicas de Yarumal Esp	—	—	6.717	169
Ruitoque E.S.P.	—	—	—	567
Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.	31.814	—	—	2.072
Empresas Publicas de Medellín E.S.P.	834.273	15.335	69.112	99.507
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	91.653	—	—	24.402
Empresa Antioqueña de Energía S.A. E.S.P.	—	55.935	271.830	186.789
Empresa de Energía de Arauca E.S.P.	—	—	30.734	11.666
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	65.733	33.299	113.504	162.422
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.	—	41.282	47.773	53.202
Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	140.876	—	102.718	125.588
Electrificadora de Santander S.A.	246.543	19.491	82.252	119.123
Electrificadora del Caquetá S.A. Esp.	—	24.768	14.194	5.971
Electrificadora del Meta S.A. Esp.	88.850	—	32.067	24.351
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	144.968	43.861	87.534	117.045
Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.	53.739	—	42.069	109.083
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	73.658	33.218	63.807	74.260
Compañía de Electricidad de Tulúa S.A.	38.922	—	1.355	4.563
Codensa S.A. E.S.P.	1.752.931	58.780	56.158	177.739
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.	—	—	4.297	2.605
Empresas Municipales de Cali Eice	454.664	17.164	5.067	12.546
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	171.623	47.228	16.583	84.412
Empresa Municipales de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	—	—	536	273
Electrificadora de La Costa Atlántica S.A. E.S.P.	260.693	44.032	182.690	207.803
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	458.010	77.436	138.733	87.763
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	—	—	11.735	3.346
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	76.466	—	90.700	66.050
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	—	—	—	8.740
Empresa Energía Eléctrica depto. Guaviare S.A. E.S.P.	—	—	7.055	—
Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	—	25.309	11.276	10.517
Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.	113.630	7.920	89.550	112.377
TOTAL	5.166.349	559.340	1.600.924	1.947.299

Fuente: CREG Información Usuarios por Grupos de Calidad a julio de 2005.

Cuadro A.1.3: Evolución del número de usuarios por tipo (1995-2004)

	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Alumbrado	Especial	No residencial	Residencial	Total
1995	62.034	361.761	39.677	8.104	80.266	11.708	563.550	5.710.401	6.273.951
1996	61.704	371.650	39.282	9.950	612	4.253	487.451	6.020.666	6.508.117
1997	66.959	449.208	44.146	1.679	1.294	6.704	569.990	6.329.228	6.899.218
1998	66.159	488.046	48.327	7.253	1.527	3.751	615.063	6.380.769	6.995.832
1999	69.700	490.780	49.803	3.215	1.574	3.985	619.057	6.863.860	7.482.917
2000	66.021	510.215	47.624	2.520	1.591	4.286	632.257	6.816.018	7.448.275
2001	66.824	531.149	51.106	2.862	3.007	3.375	658.323	7.202.356	7.860.679
2002	68.310	565.912	50.312	2.823	2.431	3.610	693.398	7.405.027	8.098.425
2003	63.508	531.146	42.928	2.108	6.471	9.508	655.669	7.384.153	8.039.822
2004	69.520	597.006	49.471	2.341	7.141	10.762	736.241	7.821.878	8.558.119

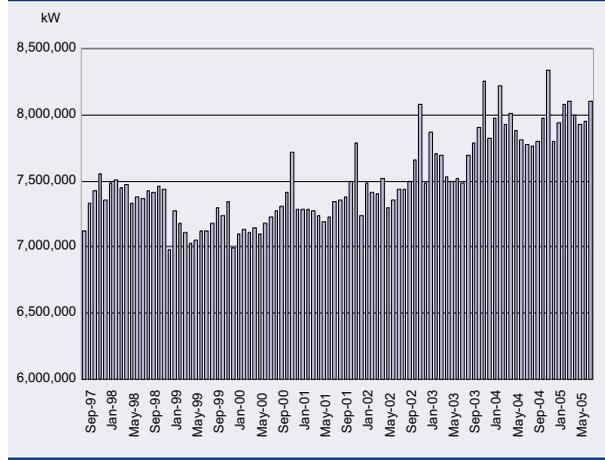
Fuente: CREG. Cálculos propios.

ANEXO 2.

1. Demanda de potencia

Para el período comprendido entre el 30 de septiembre de 1997 y el 30 de septiembre de 2005 la demanda de potencia ha crecido a una tasa promedio anual de 1,96% como se aprecia en el Gráfico.

Gráfico A.2.1: Demanda mensual de potencia

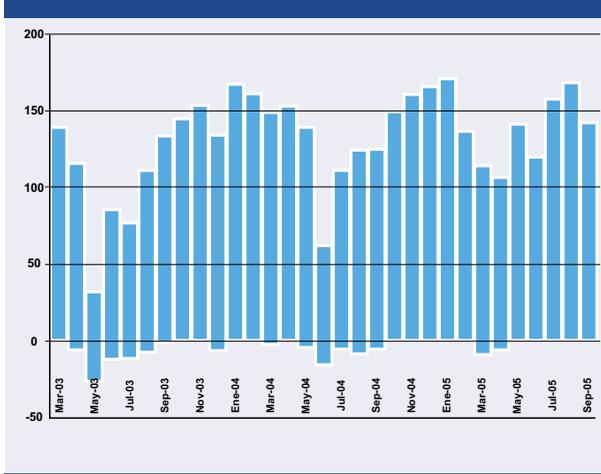


Fuente: ISA - MEM

2. Transacciones internacionales de energía

Entre marzo de 2003, momento en que se inició el esquema de transacciones de corto plazo (TIE), entre Ecuador y Colombia y septiembre de 2005, el monto total de las transacciones ascendía a US\$ 329 millones por las exportaciones efectuadas desde Colombia a Ecuador y a US\$ 3,5 millones por las importaciones. Por otra parte el valor de las rentas de congestión, producto de la liquidación de las transacciones de corto plazo alcanzó US\$ 180 millones.

Gráfico A.2.2: Transacciones mensuales de energía Ecuador-Colombia GWh



Fuente: ISA Operador y administrador del mercado

ANEXO 3. EVOLUCIÓN TARIFA MEDIA RESIDENCIAL

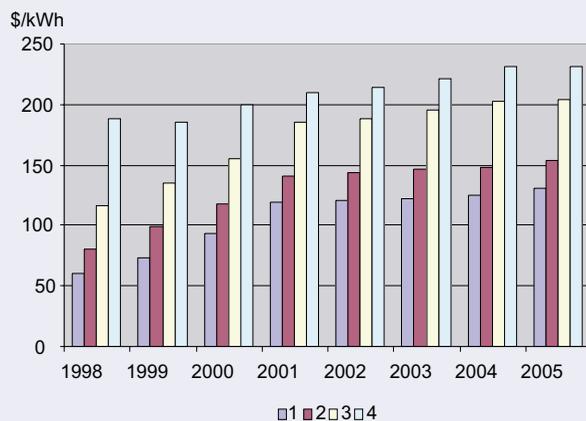
La tarifa residencial es el resultante de aplicar el costo unitario de prestación del servicio calculado de acuerdo con las fórmulas definidas por la Comisión y el factor de subsidios o contribuciones que aplica para cada tipo de usuario según sea residencial de los estratos 1, 2 ó 3 ó residencial de los estratos 5 y 6.

La tarifa se calcula por parte de cada una de las empresas comercializadoras que atienden usuarios dentro de los diferentes mercados de comercialización existentes en el país. En un mercado de comercialización pueden existir diferentes comercializadores atendiendo usuarios residenciales. Las diferencias en costos se explican principalmente por las diferencias en el costo de comercialización y los costos de compra de energía.

Cuando se observa el comportamiento comparado de las tarifas en el período es evidente el desmonte gradual que sufrieron los subsidios que se estaban aplicando a los usuarios de estratos 1, 2 y 3. En el año 2000 se observa que la tarifa de estrato 1 corresponde al 50% de la tarifa de estrato 4, a la cual no se le aplica ningún factor de subsidio o contribución y que por lo tanto corresponde al costo de prestación del servicio.

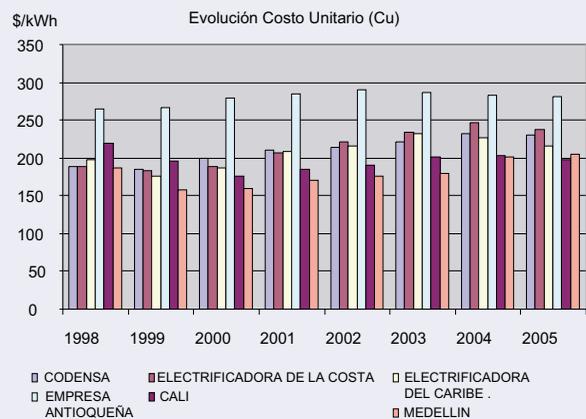
Cuando se compara el costo de prestación del servicio entre las empresas que atienden usuarios en algunas de las zonas más representativas del país, se evidencia como en zonas donde existe una gran cantidad de activos de distribución para atender usuarios dispersos tienen costos totales superiores a los existentes en mercados concentrados geográficamente o mercados que aunque amplios geográficamente los activos para prestar el servicio no están dispersos en la misma extensión.

Gráfico A.3.1: Evolución de tarifas en Bogotá para los estratos 1, 2, 3 y 4 (1998-2005)



Fuente : CREG.

Gráfico A.3.2: Evolución del costo de prestación del servicio (1998-2005)



Fuente : CREG.

Descargo de Responsabilidades

La CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO ("Corporación") ha publicado este documento ("Documento") con fines exclusivamente informativos sobre el desarrollo y las actividades de la Corporación y/o sobre temas relacionados al ámbito de Infraestructura. Por lo tanto, los usuarios no pueden transferir, copiar, imprimir y en general hacer uso de la información, salvo que dicho uso sea sin fines comerciales.

Adicionalmente, este Documento puede incluir trabajos y documentos elaborados por terceros, los cuales pudieran haber sido realizados por consultores ajenos o no a la Corporación. La presentación de todo este material se efectúa con fines exclusivamente informativos y la Corporación, de ninguna manera, se hace solidaria con sus contenidos o con las implicaciones que de los mismos se pueda realizar. La Corporación no asume responsabilidad alguna por la información contenida en dichos trabajos y documentos.

Este Documento puede incluir direcciones a sitios web de terceros. Las direcciones enunciadas no están bajo el control de la Corporación, quien no es responsable de sus contenidos. La Corporación provee estos enlaces como un servicio a los usuarios del Documento y sus inclusiones no implican el respaldo o la aprobación de los materiales u opiniones publicadas en los mismos.

Por consiguiente, el uso del contenido de este Documento es sólo al riesgo del usuario. La Corporación no garantiza ni puede ser tenida como responsable por el contenido, la exactitud o la integridad del material que aparece en este Documento y, por lo tanto, sus contenidos no comprometen a la Corporación. Adicionalmente, bajo ninguna circunstancia la Corporación podrá ser tenida como responsable por pérdidas, daños, compromisos o gastos incurridos o asumidos como resultado del uso del contenido de este Documento.

Nada en este Documento puede o debe interpretarse como una renuncia a las inmunidades, exenciones y privilegios otorgados a la Corporación por su Convenio Constitutivo o por los acuerdos celebrados o que se celebren entre la Corporación y sus países accionistas.

Corporación Andina de Fomento

Sede: Av. Luis Roche, Torre CAF, Altamira.

Apdo. Postal: Altamira 69011.

Caracas, Venezuela.

Vicepresidente de Infraestructura

Antonio Juan Sosa

asosa@caf.com

Director de Análisis y

Programación Sectorial

Rolando Terrazas Salinas

rterrazas@caf.com

Ejecutivo Principal

Alberto Levy Ferré

alevy@caf.com

Consultor

Ana María Briceño