

***“UNA VISION DEL MERCADO ELECTRICO COLOMBIANO”***

**UNIDAD DE PLANEACION  
MINERO ENERGETICA–UPME  
República de Colombia**

**Bogotá, Julio del 2004**

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1-1</b>
<b>2. RETROSPECTIVA DEL MERCADO .....</b>	<b>2-6</b>
2.1 EVENTOS INSTITUCIONALES .....	2-6
2.2 EVENTOS REGULATORIOS .....	2-8
2.2.1 <i>Las Bases</i> .....	2-8
2.2.2 <i>Intervención de Precios de Embalses</i> .....	2-9
2.2.3 <i>Reconciliaciones y Restricciones</i> .....	2-9
2.2.4 <i>Cargo por Capacidad</i> .....	2-9
2.2.5 <i>Cogeneradores, Autogeneradores y Generadores Menores</i> .....	2-10
2.2.6 <i>Fórmula Tarifaria</i> .....	2-10
2.2.7 <i>Cargos de Transmisión</i> .....	2-10
2.2.8 <i>Calidad de Transmisión</i> .....	2-11
2.2.9 <i>Cargos de Transmisión Regional y Distribución Local</i> .....	2-11
2.2.10 <i>Estatuto del Usuario de los Servicios Públicos de Energía y Gas</i> .....	2-11
2.2.11 <i>Usuarios No Regulados</i> .....	2-11
2.2.12 <i>Estatuto de Racionamiento</i> .....	2-11
2.2.13 <i>Centro Nacional de Despacho</i> .....	2-12
2.2.14 <i>Código de Distribución</i> .....	2-12
2.2.15 <i>Plan de Expansión de Referencia del Sistema de Transmisión Nacional</i> .....	2-12
2.2.16 <i>Convocatorias Públicas STN</i> .....	2-12
2.2.17 <i>Garantías</i> .....	2-13
2.2.18 <i>Regulación Secundaria de Frecuencia</i> .....	2-13
2.2.19 <i>Formato de Oferta</i> .....	2-14
2.2.20 <i>Interconexiones Internacionales</i> .....	2-14
2.2.21 <i>Medición y Facturación</i> .....	2-14
2.3 EVENTOS EXTERNOS .....	2-14
2.3.1 <i>Fenómeno El Niño 1997-1998</i> .....	2-15
2.3.2 <i>Conflicto Armado</i> .....	2-15
2.3.3 <i>Recesión Económica 1998-1999</i> .....	2-16
<b>3. COMPOSICIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO.....</b>	<b>3-1</b>
3.1 ÓRGANOS REGULATORIO, DE CONTROL Y DE PLANEACIÓN .....	3-1
3.2 DESCRIPCIÓN DE LA ORGANIZACIÓN DEL MERCADO .....	3-3
3.2.1 <i>Órganos de Operación y Administración</i> .....	3-4
3.2.2 <i>Órganos Consultor y Asesores</i> .....	3-5
3.3 AGENTES DEL MEM .....	3-6
3.3.1 <i>Generadores</i> .....	3-6
3.3.2 <i>Transmisores</i> .....	3-8
3.3.3 <i>Distribuidores</i> .....	3-8
3.3.4 <i>Comercializadores</i> .....	3-9
<b>4. REGLAS DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO.....</b>	<b>4-1</b>
4.1 SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES .....	4-1
4.2 REQUISITOS DE LOS AGENTES .....	4-3
4.3 TRANSACCIONES EN EL MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD .....	4-4
4.3.1 <i>Contratos Bilaterales</i> .....	4-4
4.3.2 <i>Transacciones en la Bolsa</i> .....	4-4
4.4 PRECIOS DE OFERTA Y DISPONIBILIDAD .....	4-5
4.5 DESPACHO Y REDESPACHO .....	4-6

4.6	PRECIO DE BOLSA .....	4-7
4.7	VALORACIÓN DE TRANSACCIONES .....	4-8
4.8	RESTRICCIONES .....	4-9
4.9	REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA .....	4-11
4.10	CARGO POR CAPACIDAD .....	4-12
4.11	TRANSACCIONES INTERNACIONALES .....	4-14
4.11.1	<i>Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo</i> .....	4-14
4.11.2	<i>Transacciones Internacionales</i> .....	4-20
4.12	RACIONAMIENTO DE ENERGÍA .....	4-21
4.13	TRANSMISIÓN .....	4-23
4.14	DISTRIBUCIÓN .....	4-24
4.14.1	<i>Cargos por Uso de Distribución</i> .....	4-25
4.14.2	<i>Calidad del Servicio</i> .....	4-26
4.15	COMERCIALIZACIÓN .....	4-27
4.16	OTROS CARGOS .....	4-28
4.17	GARANTÍAS .....	4-29
<b>5.</b>	<b>EVOLUCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO DESDE SU CREACIÓN.....</b>	<b>5-1</b>
5.1	DEMANDA .....	5-1
5.2	GENERACIÓN .....	5-3
5.3	CONTRATOS Y BOLSA .....	5-7
5.4	RECONCILIACIONES .....	5-11
5.5	RESTRICCIONES .....	5-15
5.6	EVOLUCIÓN DE AGENTES .....	5-16
5.7	TARIFAS .....	5-21
<b>6.</b>	<b>ASPECTOS COMERCIALES Y ESTRATÉGICOS DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO</b>	<b>6-1</b>
6.1	FORMACIÓN DEL PRECIO DE BOLSA .....	6-1
6.1.1	<i>Variables Estratégicas</i> .....	6-4
6.1.2	<i>Variables No Estratégicas</i> .....	6-8
6.1.3	<i>Comportamientos Estratégicos</i> .....	6-8
6.2	RIESGOS .....	6-9
6.3	ESTRATEGIAS PARA CUBRIR LOS RIESGOS .....	6-10
6.4	COMPOSICIÓN DE COSTOS .....	6-14
6.4.1	<i>Componentes en Competencia</i> .....	6-14
6.4.2	<i>Componentes Regulados</i> .....	6-16
<b>7.</b>	<b>RETOS DEL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO .....</b>	<b>7-1</b>
7.1	SEÑALES DE LARGO PLAZO .....	7-1
7.2	CLARIDAD E INDEPENDENCIA DE LAS SEÑALES .....	7-3
7.3	ESTABILIDAD LEGAL Y REGULATORIA .....	7-4
7.4	VIGILANCIA Y CONTROL DEL MERCADO .....	7-5
7.5	ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS POR PARTE DE LA SSPD .....	7-5
<b>8.</b>	<b>LA INFORMACIÓN EN EL MERCADO .....</b>	<b>8-1</b>
8.1	CADENA DE INFORMACIÓN .....	8-1
8.2	ACCIONES PARA MEJORAR .....	8-3
<b>9.</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>9-1</b>

## **1. Introducción**

De acuerdo con sus funciones de Ley, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME debe elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional de tal forma que los “planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos”.

Teniendo en cuenta la existencia de información y documentación a nivel del conocimiento formal del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, respecto a procedimientos, cronogramas, reformas, etc., la UPME decidió, como parte del ejercicio del Plan de Expansión y más allá de conocer y entender la mecánica del mercado, efectuar un análisis comercial sobre el MEM e identificar las estrategias de los participantes en el mercado, con el fin de buscar a fondo el entendimiento del proceso del MEM y el comportamiento de los agentes.

La presente cartilla forma parte del estudio “Mercado de Energía Eléctrica en Colombia - Análisis Comercial y de Estrategias” y fue elaborada por los ingenieros Argemiro Aguilar Díaz y Javier Augusto Díaz Velasco de la firma Sistemas Digitales de Control Ltda, bajo la dirección de la UPME.

### **Objetivo de la Cartilla**

La presente cartilla denominada “Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano” tiene por objeto presentar en forma didáctica un libro que sirva de consulta al lector con conocimientos del sector y del mercado. Con tal propósito desarrolla una serie de capítulos que sirven de referencia, tales como una retrospectiva del mercado, la composición del mercado en cuanto a sus órganos regulatorios, de control y participantes, y un resumen actualizado de las reglas del mercado.

Adicional al marco de referencia, esta cartilla presenta una serie de tópicos relativos a la evolución del mercado, aspectos comerciales y estratégicos, retos y un análisis de la información disponible en el mercado.

En general este tipo de libros de consulta han sido publicados anteriormente por las diferentes entidades del Sector Eléctrico. Sin embargo, esta cartilla además de presentar un marco de referencia actualizado del Mercado de Energía Mayorista, incluye la evolución de algunos indicadores novedosos del mercado, aspectos comerciales y estratégicos de los participantes, identifica los principales retos del mercado y analiza la información disponible del mercado con base en la experiencia de su utilización y procesamiento.

## **Resumen Ejecutivo**

El capítulo 2 contiene una descripción de los eventos que se consideran destacables en el desarrollo del Mercado Eléctrico Colombiano a partir de la promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994. Los hitos o eventos ocurridos han sido clasificados en tres grupos: a) eventos institucionales, relativos al inicio y la conformación de los diferentes órganos encargados de la regulación, el control, la planeación, la operación y administración, y los cambios institucionales ocurridos como parte del proceso de privatización del sector eléctrico; b) eventos regulatorios correspondientes a la evolución de las principales reglas que rigen el mercado; y c) eventos externos que han afectado en forma decisiva el funcionamiento del mercado eléctrico, los cuales han sido concentrados en tres aspectos: el fenómeno del Niño 1997-1998, el conflicto armado colombiano, y la recesión económica de los años 1998-1999.

El capítulo 3 presenta un panorama de la composición del Mercado Eléctrico Colombiano. Se inicia con la identificación de las entidades que componen los órganos regulatorio, de control y de planeación y la descripción de sus funciones y relaciones con respecto al mercado. Prosigue con una visión de la organización del mercado, partiendo de una descripción de la estructura del mercado, las actividades que se desarrollan en él, y la identificación y composición de las entidades que realizan su operación y administración, incluyendo también los órganos consultivos y asesores que han sido creados para soportar el funcionamiento del mercado. Concluye este capítulo con la presentación de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, que corresponden a los agentes generadores, comercializadores y transportadores; paralelo a esta presentación en cada caso se mencionan principales condiciones que rigen para la existencia de cada uno de los agentes.

El capítulo 4 presenta un resumen actualizado a la fecha de las principales reglas que rigen el proceso del Mercado Eléctrico Colombiano. Este resumen contiene las normas

asociadas a la separación de actividades del mercado, los requisitos mínimos que deben cumplir los agentes para participar en el mercado, las transacciones en contratos y en Bolsa, las ofertas de precio y la declaración de disponibilidad de los agentes generadores, el proceso operativo del despacho y redespacho, la formación del precio de Bolsa, el procedimiento para valoración de las transacciones, la consideración de restricciones en las redes de transporte y el esquema de reconciliación, el tratamiento para la regulación secundaria de frecuencia, el cargo por capacidad y las transacciones internacionales, las consideraciones en caso de racionamiento de energía, las condiciones y cargos de la transmisión y la distribución, los requisitos de comercializadores, la identificación de cargos adicionales en el mercado y las garantías que deben aportar los participantes del mercado.

El capítulo 5 presenta la evolución del mercado durante el periodo de su existencia, observada a través de las principales variables como indicadores de su desarrollo. Analiza el comportamiento de la demanda de energía, mostrando el impacto que sobre su crecimiento tuvo la recesión económica de los años 1998 y 1999, así como la evolución de los comercializadores entrantes en el suministro de demanda. Identifica las plantas bajo despacho centralizado que han entrado al sistema, la composición térmica-hidráulica y la vinculación de inversión privada en generación. Analiza los aportes hídricos que se han presentado y el comportamiento del nivel de los embalses.

Además este capítulo presenta la evolución que han tenido los precios de Bolsa y contratos en valores constantes de diciembre de 2003, el nivel de transacciones en el MEM y el comportamiento de los contratos bilaterales. Analiza el comportamiento de las reconciliaciones por generaciones forzadas y las desplazadas por éstas, mostrando el efecto resultante sobre ellas debido a la separación de reconciliaciones por regulación secundaria de frecuencia (Resolución CREG 063 de 2000) y la limitación de precios de reconciliación (Resolución CREG 034 de 2001). Establece una comparación entre los precios de reconciliación y los precios de Bolsa y analiza las zonas operativas y dentro de estas, las plantas que aportan las generaciones forzadas, las que obtienen los mayores ingresos por reconciliaciones positivas y negativas; también presenta cifras sobre el derrumbamiento de torres debido a ataques a la infraestructura y los efectos de la entrada de refuerzos de transmisión en el STN.

Para los costos de restricciones, analiza su evolución y el impacto que representan sobre las tarifas de usuarios regulados. Muestra la dinámica que han tenido los agentes del mercado en las diferentes actividades. Presenta la evolución de la frecuencia de colocación del precio de Bolsa por parte de las empresas generadoras, indicando que

en toda la historia del mercado solo 6 empresas registran la mayor frecuencia y que en períodos anuales este número de empresas se reduce a 3 o 4 por año. Paralelamente muestra la evolución decreciente que ha tenido el índice de concentración Hirschman-Herfindahl (HHI) y el crecimiento del valor de la Franja de Potencia determinada por la CREG, la cual se emplea como límite de participación accionaria en las empresas de generación. Adicionalmente analiza el impacto que las Transacciones Internacionales de Corto Plazo – TIE han tenido sobre las restricciones y el precio de Bolsa.

En el área de tarifas muestra su evolución para cada uno de los tipos de usuario: industrial, comercial, oficial y residencial, concluyendo que ha venido decreciendo en todos los sectores, excepto en el sector residencial donde se mantuvieron constantes en el tiempo y que además para los últimos años han empezado a crecer.

El capítulo 6 describe los principales aspectos comerciales y estratégicos del mercado eléctrico colombiano. Analiza la formación del precio de Bolsa para el caso de mercados oligopólicos y presenta las estrategias sugeridas a través del análisis de resultados de un modelo desarrollado para explicar la variación de los precios de oferta. Es así como para algunos generadores, los precios de los contratos, las ventas en Bolsa, la generación del despacho ideal, las reconciliaciones, las inflexibilidades, los precios de otras plantas de la misma empresa y los cambios regulatorios, resultan explicativos del precio de oferta; al igual que en algunas plantas térmicas, lo es el embalse ofertable.

Como parte del análisis también se revelan indicios de comportamiento estratégico con variables no estratégicas, o sea, aquellas variables que determinan los costos variables resultan no ser explicativas del precio de oferta; esto ocurre en algunas plantas con la disponibilidad, o en algunas plantas hidráulicas con los vertimientos, o en plantas térmicas con el combustible. El comportamiento estratégico no solo está relacionado a la definición de los precios del mercado de energía de corto plazo, sino que con el mismo precio de oferta simultáneamente se definen otros servicios como son las generaciones de seguridad y la regulación secundaria de frecuencia – AGC.

El capítulo 6 también analiza los riesgos comerciales existentes en el mercado eléctrico colombiano y las estrategias posibles a disposición de los agentes para efectuar el cubrimiento de tales riesgos, así como algunas modalidades de derivados financieros existentes en ciertos mercados, que pudieran ser empleadas para promover el establecimiento de contratos de largo plazo. Finalmente presenta la composición de los costos que hacen parte de la tarifa a los usuarios regulados o del precio a los no

regulados, sugiriendo alternativas para el manejo de las componentes en competencia por parte de los agentes comercializadores.

En el capítulo 7 se presentan y analizan los principales retos a los cuales está abocado el mercado eléctrico colombiano. Uno de ellos es la conformación de la señal de precio de largo plazo, para lo cual se propone cambiar la componente regulada del cargo por capacidad, por esquemas que permitan que sea el mismo mercado el que establezca la componente fija de la remuneración para los proyectos de generación. Otro reto se refiere a la claridad e independencia en las señales del mercado, para lo cual se propone la prestación de los servicios suplementarios de generación, con ofertas independientes o bajo esquemas regulados, que propicien el cubrimiento de estos servicios en forma eficiente.

En el capítulo 8 se identifican los niveles y flujos de información existentes en el mercado, se presentan y analizan los sistemas de información disponibles en el mercado: Neón, del MEM-CND, el Sistema Unificado de Información – SUI de la SSPD y las Estadísticas del Sector disponibles en la CREG. Finalmente se presentan sugerencias sobre las acciones a tomar, con el fin de mejorar estos sistemas de información.



## **2. Retrospectiva del Mercado**

En este capítulo se presenta un relato histórico de los eventos que se consideran destacables en el desarrollo del mercado desde la promulgación de las Leyes 142 y 143. Los eventos se han clasificado en institucionales, regulatorios y externos.

### **2.1 Eventos Institucionales**

Se promulga la Constitución Política de 1991 en la cual se establece la obligación del Estado de proveer los servicios públicos domiciliarios, se permite que los privados puedan prestar los servicios públicos y se crea la entidad de control.

Promulgación de las Leyes 142 y 143 de 1994, Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley Eléctrica, fundamentadas en la búsqueda de la eficiencia para atender la demanda del servicio de energía eléctrica con buenas condiciones de calidad. Se fundamentan en la creación de condiciones de competencia en las actividades de generación y comercialización y monopolio regulado para la transmisión y distribución.

Con el nombramiento de dos de los expertos que la conformarían la entidad regulatoria, se inicia el funcionamiento de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, creada por la Ley.

Con el nombramiento del Superintendente se inicia el funcionamiento de la entidad de control, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD, creada por la Constitución Política de 1991 y reglamentada por la Ley 142.

Se crea la Unidad de Planeación Minero Energético UPME entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, encargada de la planeación energética. Elaborará el Plan de Expansión de Generación y Transmisión de Referencia, las proyecciones de demanda de energía eléctrica y el Plan Energético Nacional.

Se crea la Unidad de Información Minero Energética UIME, entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía que pasará a ser una subdirección de la UPME.

El Centro Nacional de Despacho como dependencia de ISA se reorganiza para realizar además de la función de coordinador de la operación del Sistema Interconectado Nacional, la función de administrador del mercado que estableció la ley.

Se inicia el funcionamiento del Concejo Nacional de Operación CNO creado por Ley. Inicialmente con la Secretaría Ejecutiva del Gerente del CND y posteriormente de un profesional nombrado por los miembros del CNO.

Se crea por regulación el Comité de Aspectos Comerciales – CAC.

Se escinde de ISA las funciones de Transmisión y Centro Nacional de Despacho en ISA actual y la función de generación y comercialización de energía en ISAGEN.

Se inicia el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista y de la Bolsa de Energía (julio 20 de 1995).

Entra en operación comercial la primera planta a riesgo del mercado, Flores 2 con 100 MW (1996).

La SSPD interviene las electrificadoras de la Costa Atlántica y nombra liquidador (1998 y 1999). También, se liquidaron las electrificadoras de Cauca (2000), Chocó (2002) y Tolima (2003). Al final del primer semestre de 2004 se encontraban en Administración EMCALI, CEDELCA y ENELAR.

Se venden a inversionistas privados las centrales Chivor (1996), Betania (1996), Tasajero, Termo Cartagena y el 65% de EPSA (1997).

Se reestructura la Empresa de Energía de Bogotá – EEB en una casa matriz y dos filiales, las empresas de generación y comercialización EMGESA y de distribución y comercialización CODENSA. El negocio de transmisión se mantiene en la casa matriz, los inversionistas privados adquieren el control de la compañía y el 48.5% de las acciones (1997).

Se reestructuran las electrificadoras de la Costa Atlántica y CORELCA en una empresa de generación y comercialización de energía con el mismo nombre CORELCA, de transmisión TRANSELCA y de distribución y comercialización ELECTRICARIBE y ELECTROCOSTA (1998). El 65% de estas dos empresas de distribución es vendido a inversionistas privados (1998). ISA en concurso adquiere el 65% de TRANSELCA (1998).

El consejo de Medellín decide mantener el carácter público de Empresas Públicas de Medellín (1998).

Se suspenden los procesos de venta de ISAGEN e ISA a inversionistas estratégicos (2000).

ISA coloca el 24% de sus acciones en poder del público mediante dos procesos de oferta en la Bolsa de Valores (2001 y 2002).

La UPME saca a concurso público dos paquetes de refuerzos al sistema de transmisión nacional (1999 y 2003). El primero fue ganado por ISA y el segundo por ISA y por EEB. Las líneas del primer paquete entran en operación comercial en el año 2001.

Los agentes se asocian en agremiaciones. Se crea la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios y Actividades complementarias e inherentes ANDESCO (1995). Se constituyen la Asociación Colombiana de Generadores de Energía ACOLGEN (1997), la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica ASOCODIS (1999) y la Asociación de Comercializadores de Energía ACCE (1999).

## **2.2 Eventos Regulatorios**

### **2.2.1 Las Bases**

La CREG reglamenta las actividades de transmisión, generación y comercialización. Se definen condiciones para acceso libre a la red de transmisión. Establece condiciones para la contratación de energía de largo plazo. Establece los principios de la oferta de precio y declaración de disponibilidad de los generadores para el despacho diario. Las condiciones establecidas, con excepción de la oferta de precio y la declaración de disponibilidad empiezan a regir a partir de enero de 1995.

La CREG define las Resoluciones CREG 24 de 1995, Código Comercial, y la Resolución CREG 25 de 1995, Código de Redes, que hacen parte del Reglamento de Operación. Con este reglamento se inicia la operación de la Bolsa de Energía. Todos los cambios a la reglamentación son referidos a estas dos resoluciones como Reglamento de Operación. A continuación se destacan los principales cambios a este reglamento. No se hace referencia a las resoluciones para facilitar la lectura.

### **2.2.2 Intervención de Precios de Embalses**

Se establece intervención del precio de generadores con embalse cuyo nivel sea inferior al Mínimo Operativo Superior en la ejecución del despacho. Este cambio busca más precisión en el control de los embalses en condiciones críticas<sup>1</sup>.

### **2.2.3 Reconciliaciones y Restricciones**

Se encuentra que las reconciliaciones son altas para cargarlas solamente a los comercializadores. Se introduce modificación para distribuir las en forma igual entre generadores y comercializadores. Adicionalmente, se crean dos tipos de restricciones: globales y locales, según el origen se pueda asignar en forma específica a un agente o sea requerido por el sistema. Posteriormente se amplían las categorías de las restricciones y se asignan solo a los comercializadores en proporción a su demanda, aquellas restricciones diferentes a las que son asignadas a un agente específico.

Se limita a un valor establecido por la CREG el precio de reconciliación de la generación fuera de mérito. También, a las generaciones desplazadas del despacho ideal, se les modifica el precio de reconciliación de su energía al valor resultante del promedio entre su oferta y el precio de Bolsa. Con la entrada de las TIE se introduce una reducción de las restricciones con parte de las rentas de congestión<sup>2</sup>.

### **2.2.4 Cargo por Capacidad**

Se cambian los conceptos de capacidad de respaldo y el cargo por potencia del reglamento por el cargo por capacidad de 5.25 US\$/kW-mes como remuneración a la Capacidad Remunerable. Se establece la metodología para la valoración de la capacidad Remunerable que debe ser revaluada anualmente antes de diciembre de cada año utilizando información suministrada por las empresas y los modelos disponibles en el CND para simular condiciones extremas de hidrología.

Introduce un precio mínimo para la oferta de los generadores con el fin de recolectar el dinero de los compradores de energía y pagar a cada generador lo correspondiente al cargo. Se hacen ajustes a los criterios de hidrología crítica y se establecen condiciones

---

1 Resoluciones CREG 053 de 1995, 215 de 1997 y 018 de 1998

2 Resoluciones CREG 035, 049 de 1995, 011, 040, 099 de 1996, 062, 063, 068 de 2000, 023, 034, 038 y 094 de 2001, 048 de 2002 y 004 de 2003

para auditar los parámetros que declaran las empresas. Se define un mecanismo de sorteo para realizar pruebas de la disponibilidad<sup>3</sup>.

### **2.2.5 Cogeneradores, Autogeneradores y Generadores Menores**

Se introduce la reglamentación relacionada con los cogeneradores, autogeneradores y generadores menores. Todo generador que esté conectado a la red debe pagar los cargos de transmisión y los relativos al mercado. Son generadores menores los que tengan capacidad menor de 20 MW y no son despachados centralmente, sin embargo, los generadores con capacidad mayor de 10 MW y menor de 20 MW pueden optar por participar en el MEM<sup>4</sup>.

### **2.2.6 Fórmula Tarifaria**

Se establece la fórmula tarifaria para usuarios regulados con vigencia de 5 años. Establece los costos de comercialización mediante comparación de empresas utilizando el método de fronteras eficientes. Introduce señales de eficiencia en la contratación a largo plazo y la participación en el mercado de energía de corto plazo<sup>5</sup>.

### **2.2.7 Cargos de Transmisión**

Los principios conceptuales básicos que involucraban en la práctica la creación de zonas y subzonas eléctricas con diferentes cargos por uso, no daban señales claras para la localización de nueva generación y nueva demanda, así como tampoco eran apropiados para agentes ya establecidos. Se logró comprobar que el costo diferencial de la transmisión no influía significativamente en la localización de la oferta debido principalmente a su poco peso relativo dentro de la estructura de costos y cargos de las actividades.

Se crea el nuevo marco regulatorio<sup>6</sup> para esta actividad que considera cargos estampilla por uso del STN que son pasados 100% a la demanda (comercializadores). Los transmisores también perciben ingresos por concepto de Cargos por Conexión que son pagados exclusivamente por el agente que solicita el acceso.

---

3 Resoluciones CREG 001, 022, 080, 087, 098, 116 de 1996, 214 de 1997, 107 y 112 de 1998, 047 y 059 de 1999, 072, 077, 081, 082 y 111 de 2000 y 039 de 2001

4 Resoluciones CREG 054 de 1994, 084, 085 y 086 de 1996

5 Resolución CREG 031 de 1997

6 Resolución CREG 103 de 2000

### **2.2.8 Calidad de Transmisión**

Se establecen las normas de calidad de los servicios de transmisión y de conexión al STN mediante indicadores mínimos de calidad y criterios de responsabilidad definiendo compensaciones en caso de incumplimiento<sup>7</sup>

### **2.2.9 Cargos de Transmisión Regional y Distribución Local**

Se establece la metodología para cargos de transmisión regional y distribución local. Se fundamenta en los costos medios; los activos se valoran a precio de reposición a nuevo con una tasa de descuento de 14.06% para activos de nivel de tensión 4 y del 16.06% para los otros niveles de tensión. Se establece incentivo de productividad y se reconoce un máximo factor de pérdidas<sup>8</sup>.

### **2.2.10 Estatuto del Usuario de los Servicios Públicos de Energía y Gas**

Establece criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de servicios públicos domiciliarios de energía y gas, define los principales aspectos de la relación entre la empresa y el usuario, y los criterios sobre abuso de posición dominante en los contratos de servicios públicos. Otorga a las empresas herramientas asociadas al uso no autorizado o fraudulento de la energía eléctrica, e introduce normas para la recuperación de pérdidas no técnicas<sup>9</sup>.

### **2.2.11 Usuarios No Regulados**

El límite de capacidad o consumo mínimos se disminuye de 2 MW a 1 MW (febrero de 1997) de capacidad, en enero de 1998 baja a 0.5 MW o 270 MWh/mes de consumo y por último en enero de 2000 a 0.1 MW o 55 MWh/mes<sup>10</sup>.

### **2.2.12 Estatuto de Racionamiento**

Se establece el Estatuto de Racionamiento que define las reglas para operar en condiciones de racionamiento, proceso de decisión, distribución y control del mismo<sup>11</sup>.

---

7 Resolución CREG 072 de 1999

8 Resolución CREG 099 de 1997 y 082 de 2002

9 Resolución CREG 108 de 1997

10 Resoluciones CREG 024 de 1996, 199 de 1997 y 131 de 1998

### **2.2.13 Centro Nacional de Despacho**

Se reglamentan y aclaran los roles del Centro Nacional de Despacho y de los Centros Regionales<sup>12</sup>. Se integran en una sola dependencia de ISA las funciones de coordinación de la operación del sistema y de administración del mercado.

### **2.2.14 Código de Distribución**

Se establecen las reglas de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio que todo distribuidor y comercializador debe cumplir en la prestación del servicio, define los procedimientos para la planeación, operación y expansión de los Sistemas Transmisión Regional STR y los Sistemas de Distribución Local SDL y las normas para el diseño y ejecución del plan de inversiones y conexiones al sistema. Establece las condiciones de calidad del servicio de los sistemas de transmisión regional y/o distribución local en lo referente a calidad de la potencia suministrada y define los indicadores de calidad del servicio prestado (DES y FES). Adicionalmente, establece criterios y procedimientos para la medición de consumos, define las normas para prestación del servicio de alumbrado público y las condiciones para la propiedad de activos<sup>13</sup>.

### **2.2.15 Plan de Expansión de Referencia del Sistema de Transmisión Nacional**

Se establecen los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional y se establece la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema<sup>14</sup>. Mediante la Resolución MME 181313, el Ministerio de Minas y Energía adopta los criterios para realizar el Plan de Expansión.

### **2.2.16 Convocatorias Públicas STN**

Los nuevos proyectos del STN se construyen por empresas que ganen al cumplir las condiciones técnicas y presentar el menor precio en las Convocatorias Públicas que adelante la UPME. Esto es, se crea competencia en la expansión de transmisión a alto

---

11 Resoluciones CREG 217 de 1997, 112 y 119 de 1998

12 Resoluciones CREG 102 de 1996 y 80 de 1999

13 Resolución CREG 070 de 1998, 025 y 089 de 1999

14 Resoluciones CREG 051 de 1998, 004 de 1999, 022 y 093 de 2001 y 085 de 2002

voltaje. Los nuevos proyectos del STN incluyen la instalación de equipos en niveles de tensión inferiores a 220 kV, con el fin de garantizar la operación segura del STN<sup>15</sup>. Mediante la Resolución MME 180924 de 2002 se adopta el esquema de convocatorias públicas para la expansión del STN y mediante la Resolución MME 181315 de 2002 modificada por la Resolución MME 180925 se delega a la UPME para adelantar los procesos de selección.

### **2.2.17 Garantías**

Se establece un esquema de garantías que está soportado en última instancia por la limitación de suministro a los comercializadores que incumplan. Adicionalmente, se establecen mecanismos para limitar suministro a deudores que no tienen demanda<sup>16</sup>.

La limitación de suministro fue implementada como mecanismo preventivo para controlar la cartera de la Bolsa, pues el nivel de deuda llegó a 500 miles de millones de pesos en 1997, y fue necesaria la intervención del Gobierno Nacional en varias ocasiones para manejar deudas de empresas morosas, principalmente de carácter público.

En el año 2001 ISA reportó la aplicación del procedimiento de limitación de suministro en 386 ocasiones, 174 por falta de presentación de garantías y 112 oportunidades por mora en el pago. En 107 ocasiones, de ese mismo año 2001, los procedimientos iniciados terminaron en corte de servicio a cinco empresas.<sup>17</sup>

### **2.2.18 Regulación Secundaria de Frecuencia**

Se separa de las reconciliaciones, la componente relacionada con el control automático de generación o regulación secundaria de frecuencia (AGC). Todos los generadores están obligados a realizar AGC en proporción a su despacho, pero pueden contratar con otros generadores la atención de su obligación<sup>18</sup>.

---

15 Resolución CREG 092 de 2002

16 Resoluciones CREG 116 de 1998, 070 de 1999, 069 de 2000, 037 de 2001 y 001 y 063 de 2003

17 ISA informe Mercado de Energía Mayorista 2001

18 Resolución CREG 064 de 2000



### **2.2.19 Formato de Oferta**

La oferta horaria se pasa a una oferta igual para todas las horas del día y se cambia el procedimiento de despacho de una optimización horaria a una optimización diaria<sup>19</sup>.

### **2.2.20 Interconexiones Internacionales**

Las interconexiones internacionales han tenido tres tratamientos. El primero en el cual las importaciones o exportaciones se trataban como generadores o demanda respectivamente, como cualquier agente del mercado. El segundo, que cambió esta forma de tratamiento, creando la condición de un mercado internacional superpuesto al mercado nacional. En este esquema se calculan precios de Bolsa, transacciones, restricciones y otros conceptos con y sin la interconexión internacional.

El tercero, de Transacciones Internacionales de Energía de Corto Plazo denominado TIE, orientadas a la armonización de mercados de los países; son transacciones entre mercados con reglamentación establecida, que se determinan por oferta de los coordinadores de la operación de los sistemas nacionales, de acuerdo con parámetros preestablecidos. Estas transacciones están enmarcadas en la Decisión de la Comunidad Andina de Naciones CAN 536 de diciembre 18 de 2002<sup>20</sup>.

### **2.2.21 Medición y Facturación**

Se ajustan a las condiciones del mercado, los procedimientos de registro de medidores, fronteras, contratos, entrega de información de medidas, manejo de registradores defectuosos y aspectos relacionados con los sistemas de medición y factura<sup>21</sup>.

## **2.3 Eventos Externos**

Se destacan tres eventos que influyeron en forma importante en el desempeño del mercado y del sector. Fueron ellos la presencia del fenómeno El Niño 1997-1998, conflicto armado y la recesión económica de los años 1998-1999

---

19 Resolución CREG 026 de 2001

20 Resoluciones CREG 057 y 112 de 1998 y 004 de 2003

21 Resoluciones CREG 047 de 2000 y 006 de 2003

### **2.3.1 Fenómeno El Niño 1997-1998**

El calentamiento del Pacífico Sur produjo a finales de 1997 y principios de 1998 una sequía de características de intensidad fuerte, considerada más intensa que las de los años 1991-1992, aunque más corta en duración.

El mecanismo de definición de precios de corto plazo se puso a prueba. Se exigió al máximo la capacidad de respaldo de la generación térmica que alcanzó a generar el 49% de la demanda. Se identificaron limitaciones en el suministro de gas natural pero fueron cubiertas por la utilización de Fuel Oil como combustible alterno.

Como se verá en un capítulo posterior de este documento en más detalle, la hidrología alcanzó el 39% de la media histórica del mes de febrero. Esta condición produjo los precios de Bolsa más altos durante la operación del mercado, 258 \$/kWh en septiembre 1997 y 249 \$/kWh en febrero 1998.

Se realizaron ajustes de precios en la regulación, relacionados con la intervención de precios de oferta para embalses cuando ellos se encuentran en nivel inferior al mínimo operativo superior, como se registró en el numeral anterior. Se considera que se sorteó con acierto la prueba.

Este fenómeno fue seguido del fenómeno opuesto de La Niña. Los bajos caudales de principios del año 1998 fueron compensados con los altos caudales durante el resto del año (en septiembre se presentó el 120% del medio histórico), a tal punto, que el promedio anual subió al 90% del histórico. El promedio anual fue del 109% para el año 1999. Los niveles de embalse se recuperaron y la utilización de estas reservas fue mínima durante el verano de este año, el nivel descendió solamente hasta el 70% de la capacidad total. Los precios de Bolsa se mantuvieron en su nivel bajo durante la permanencia del fenómeno.

### **2.3.2 Conflicto Armado**

Aunque este factor ha afectado la operación del sistema en razón al derribamiento de torres, produciendo indisponibilidad de líneas del Sistema Interconectado Nacional, en el período de funcionamiento del mercado se presentó un incremento importante de esta práctica en el año 2000 y principios del año 2001.

De acuerdo con las estadísticas disponibles, el número de torres que se derribaron en solo el año 2000 fue de 448 <sup>22</sup>, lo cual obligó la operación de generadores fuera de mérito para sostener las condiciones de seguridad de la operación de la red.

Se produjo un incremento importante de las reconciliaciones, como se verá con detalle en un capítulo posterior de este documento. La indisponibilidad de líneas produce islas en el sistema. Algunas de estas islas solo pueden ser atendidas por uno o dos generadores, es decir, sin competencia para atender la demanda. Se incrementan los precios de oferta y con esto los valores de las restricciones. La CREG define un límite para los precios de reconciliación tanto positiva como negativa.

### **2.3.3 Recesión Económica 1998-1999**

Según información del DANE el PIB de los años 1998 y 1999 fue del 0.56% y -4.2% respectivamente<sup>23</sup>. Una recesión económica que produjo a su vez un efecto importante sobre la demanda de energía eléctrica, la cual a su vez presentó crecimientos de 0.22% y -4.9% para los mismos años con demanda anual en 1999 (41.866 GWh), inferior a la demanda del año 1995 (41.967 GWh)<sup>24</sup>.

Esta reducción de demanda tuvo varias implicaciones en el mercado, todas ellas asociadas con el desajuste entre la demanda y la capacidad instalada. La reserva de potencia creció al 61% en 1998 con un valor máximo del 69% en el año 2001, como consecuencia de la entrada de proyectos que habían iniciado su construcción con anterioridad.

---

22 Informe de Operación ISA 2001

23 DANE

24 Informe de Operación ISA 1999

### 3. Composición del Mercado Eléctrico Colombiano

Este capítulo presenta la composición del Mercado Eléctrico Colombiano, para lo cual describe los órganos regulatorio, de control y de planeación y la organización del mercado, identifica sus órganos de operación y administración, así como los órganos de consulta y asesores. Finalmente incluye una descripción de los diferentes tipos de agentes que participan en el mercado<sup>25</sup>.

#### 3.1 Órganos Regulatorio, de Control y de Planeación

La figura 3-1 muestra el esquema institucional para el sector eléctrico colombiano, correspondiente a las entidades que conforman los órganos regulatorio, de control y planeación, un resumen de las cuales se describe a continuación:

- **CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas.** Creada por el artículo 10 del Decreto 2119 de 1992, es la autoridad regulatoria del sector energético, electricidad y gas, cuyo objetivo básico es asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para el logro de este objetivo está dotada de facultades para expedir reglas orientadas a promover, crear y preservar la competencia en la generación, a regular el uso de las redes de transporte, para garantizar el libre acceso de los agentes, y la operación del sistema interconectado nacional y el funcionamiento del mercado mayorista de energía y gas combustible. Establece la regulación tarifaria para usuarios regulados y a las actividades que son monopolio natural.

Está organizada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, e integrada por el Ministro de Minas y Energía, el Ministro de Hacienda y Crédito Público, el Director del Departamento Nacional de Planeación, por cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años, por el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios quien asiste a sus reuniones con voz pero sin voto.

---

25 Este capítulo se preparó tomando como referencia el documento de la CREG "Información General del Mercado Eléctrico" de la página web <http://www.creg.gov.co/index.html> y considerando su actualización.

- SSPD. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.** Creada por el artículo 370 de la Constitución Política como un organismo de carácter técnico, adscrito al Departamento Nacional de Planeación – DNP de acuerdo al decreto ley 1363 de 2000, con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Desempeña funciones específicas de control y vigilancia, con independencia de las Comisiones de Regulación y con la inmediata colaboración de los Superintendentes delegados. El Superintendente y sus delegados son de libre nombramiento y remoción por parte del Presidente de la República.

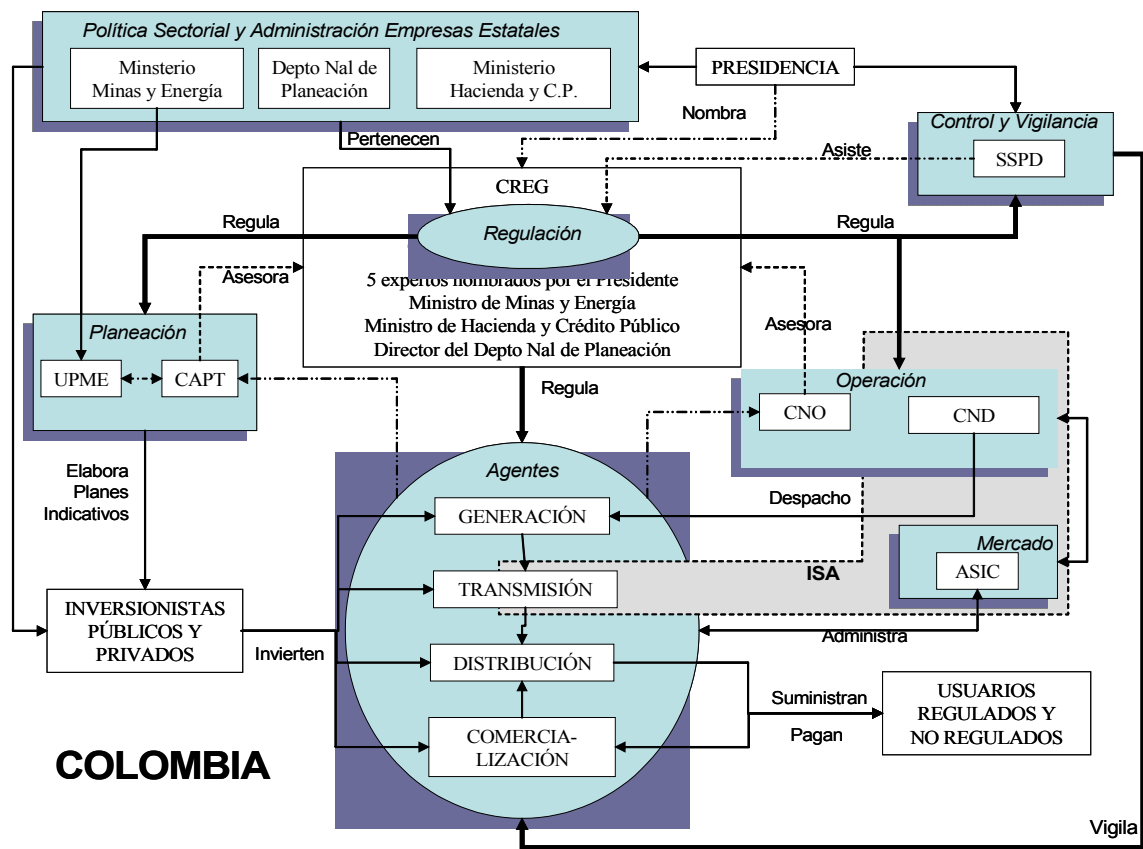


Figura 3-1 Esquema Institucional del Mercado Eléctrico

- UPME. Unidad de Planeación Minero Energética.** Regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto 255 de 2004, está organizada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, que tiene entre sus funciones elaborar y actualizar el Plan de Expansión de Referencia del sector eléctrico, de tal manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se

adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; que cumplan con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía; que los proyectos propuestos sean técnica, ambiental y económicamente viables y que la demanda sea satisfecha atendiendo a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos; elaborar las proyecciones de demanda y elaborar y actualizar el Plan Energético Nacional, todo en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo.

### 3.2 Descripción de la Organización del Mercado

La reforma eléctrica implantada con las Leyes 142 y 143 de 1994 creó un mercado mayorista competitivo, con el fin de lograr la eficiencia en la prestación del servicio de electricidad y la libre entrada a los agentes interesados en prestarlo. Este mercado se denomina Mercado de Energía Mayorista – MEM y en él participan los agentes que desarrollan las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como los grandes consumidores de electricidad.

Las actividades que se desarrollan en el mercado son las siguientes:

- **GENERACIÓN.** Actividad consistente en la producción de energía eléctrica mediante una planta conectada al Sistema Interconectado Nacional, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o en forma combinada con otra u otras actividades del sector eléctrico, diferente a transmisión o distribución.
- **TRANSMISIÓN.** Actividad consistente en el transporte de energía eléctrica a través del conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV, o a través de redes regionales o interregionales de transmisión a tensiones inferiores.
- **DISTRIBUCIÓN.** Actividad de transportar energía eléctrica a través de un conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.
- **COMERCIALIZACIÓN.** Actividad consistente en la compra de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta en el mismo mercado o a los usuarios finales, regulados o no regulados, bien sea que desarrolle esa actividad en forma exclusiva o combinada con otras actividades del sector eléctrico, diferente de transmisión.

Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el MEM, se efectúan bajo dos modalidades:

- Mediante la suscripción de contratos financieros bilaterales de compra y venta de energía, cuyos precios y magnitud son establecidos libremente entre compradores y vendedores.
- Por medio de transacciones directas en la Bolsa de energía, en la cual los precios se determinan mediante una subasta de precios de generadores, tal que los intercambios comerciales son definidos en el contexto de un mercado 'spot' con resolución horaria.

### **3.2.1 Órganos de Operación y Administración**

En la estructura del mercado existen los órganos que se encargan de la supervisión de la operación del Sistema Interconectado Nacional - SIN, y de la administración del Mercado de Energía Mayorista, a saber:

- **CND. Centro Nacional de Despacho.** Dependencia de Interconexión Eléctrica S.A., encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional - SIN. Está igualmente encargado de preparar el despacho de generación y dar las instrucciones de coordinación a los distintos agentes que participan en la operación del SIN, con el fin de tener una operación económica, segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.
- **ASIC. Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.** Dependencia de Interconexión Eléctrica S.A., encargada del registro de fronteras comerciales y de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía transados en la Bolsa por generadores y comercializadores; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; de la gestión de cartera y del manejo de garantías; y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales - SIC. Para realizar estas operaciones el ASIC celebra un contrato de mandato con cada agente inscrito en el mercado.

- **LAC. Liquidador y Administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional - STN.** Dependencia de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P - ISA, que participa en la administración del MEM, encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional que le sean asignadas, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del mercado mayorista.

### 3.2.2 Órganos Consultor y Asesores

También forman parte de la estructura del Mercado Eléctrico Colombiano, los siguientes órganos consultor y de asesoría:

- **CNO. Consejo Nacional de Operación.** Organismo creado por la Ley 143 de 1994 que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del reglamento de operación. El Consejo Nacional de Operación esta conformado por un representante de cada una de las empresas de generación, conectadas al sistema interconectado nacional que tengan una capacidad instalada superior al cinco por ciento (5%) del total nacional, por dos representantes de las empresas de generación del orden nacional, departamental y municipal conectadas al sistema interconectado nacional, que tengan una capacidad instalada entre el uno por ciento (1%) y el cinco por ciento (5%) del total nacional, por un representante de las empresas propietarias de la red nacional de interconexión con voto sólo en asuntos relacionados con la interconexión, por un representante de las demás empresas generadoras conectadas al sistema interconectado nacional, por el Director del CND, con voz pero sin voto, y por dos representantes de las empresas distribuidoras que no realicen prioritariamente actividades de generación siendo por lo menos una de ellas la que tenga el mayor mercado de distribución. La CREG establece la periodicidad de sus reuniones. El CNO es órgano de consulta de esta Comisión en temas técnicos.
- **CAC. Comité Asesor de Comercialización.** Creado mediante Resolución CREG-068 de 2000 y modificado por las Resoluciones CREG-030 de 2001 y CREG-123 de 2003, para asistir a la CREG en el seguimiento y la revisión de los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía. Está conformado por cuatro (4) representantes de las empresas que desarrollan conjuntamente las actividades de generación y comercialización, cuatro (4) representantes de las empresas que



desarrollan conjuntamente las actividades de distribución y comercialización y cuatro (4) representantes de las empresas que desarrollan única y exclusivamente la actividad de comercialización. Adicionalmente, por un (1) representante del ASIC con voz pero sin voto.

- **CAPT. Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión.** Creado mediante Resolución CREG-051 de 1998, modificado por la Resolución 085 de 2002, con el fin de asesorar a la UPME en la compatibilización de criterios, estrategias y metodologías para la expansión del STN. Participan tres (3) usuarios catalogados como grandes consumidores seleccionados de mayor a menor, en orden decreciente de su demanda; tres (3) representantes de las empresas de comercialización, seleccionados de mayor a menor, en orden decreciente de la Demanda; tres (3) representantes de las empresas de transmisión, seleccionados de mayor a menor, en orden decreciente de su porcentaje de participación en la propiedad de activos del STN; un (1) representante de las empresas de generación seleccionado con el voto mayoritario de los Generadores de entre los cinco (5) mayores del país, en relación con su Capacidad Instalada; y un (1) representante de las empresas de distribución seleccionado con el voto mayoritario de los Operadores de Red - OR de entre los cinco (5) mayores del país, en relación con su distribución de energía (medida en GWh). El CND no hace parte del CAPT, pero asiste a sus reuniones, y coordina con dicho Comité aquellos aspectos asociados con las Restricciones que inciden en la planeación de la expansión del STN. Las empresas integradas verticalmente, así como las empresas que tengan vinculación económica entre las distintas actividades no pueden tener más de un (1) representante en el Comité.

### 3.3 Agentes del MEM

Los agentes activos que participan en el MEM son los generadores y los comercializadores, los agentes que participan en forma pasiva son los transportadores que se clasifican en transmisores y distribuidores.

#### 3.3.1 Generadores

Los agentes generadores son aquellos que desarrollan la actividad de producción de electricidad, energía que puede ser transada en la Bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores, comercializadores o directamente con grandes usuarios (usuarios no regulados).

Los generadores con capacidad mayor de 20 MW y generación diferente a filo de agua, presentan todos los días sus ofertas de precio a la Bolsa y la declaración de disponibilidad, para cada uno de sus recursos de generación, con los cuales el CND elabora el Despacho Económico para las 24 horas del día siguiente. Los generadores reciben un ingreso adicional proveniente del Cargo por Capacidad, cuyo pago depende del aporte que cada generador realiza a la firmeza del sistema y de su disponibilidad real.

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

- Los generadores que posean plantas o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 20 MW. Están obligados a ofertar para el Despacho Central. (Resolución CREG-054 de 1994).
- Los generadores que posean plantas menores o unidades de generación conectadas al Sistema Interconectado Nacional, con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor a 20 MW, pueden optar por participar en la oferta para el Despacho Central (Resoluciones CREG-086 de 1996 y 039 de 2001).
- Los autogeneradores, aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usan la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional. (Resolución CREG-084 de 1996)
- Los cogeneradores, aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía utilizando un proceso de cogeneración, entendiéndose como cogeneración, el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, destinadas ambas al consumo propio o de terceros y destinadas a procesos industriales o comerciales. Los cogeneradores pueden vender sus excedentes y atender sus necesidades en el MEM, previo cumplimiento de los requisitos exigidos por la CREG. La reglamentación aplicable a las transacciones comerciales que efectúan estos agentes, está contenida en las Resoluciones CREG-085 de 1996 y CREG-039 de 2001.

Las plantas y cogeneradores no sometidos al Despacho Central pueden comercializar su energía generada, así: a) venderla a una comercializadora que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, al Precio de Bolsa menos un peso moneda legal (\$ 1.00) por kWh indexado. b) ofrecerla a una comercializadora que atiende mercado regulado, participando en las convocatorias públicas que abran estas

empresas. c) venderla a precios pactados libremente, a los generadores, o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de Usuarios No Regulados. (Resolución CREG-039 de 2001).

### **3.3.2 Transmisores**

Son los agentes que desarrollan la actividad del transporte de la energía en el Sistema de Transmisión Nacional – STN, los cuales son remunerados según una metodología de costos índices, independientemente de su uso. Existe competencia entre los transmisores existentes y potenciales por la construcción, administración, operación y mantenimiento de los proyectos de expansión del STN.

Los transmisores de energía eléctrica deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad, la UPME elaboró un procedimiento para solicitar conexiones al STN, que se origina mediante una solicitud que debe hacerse al transportador propietario del punto de conexión, para lo cual se deben enviar al transportador los estudios respectivos y un formato debidamente diligenciado. Una vez el transportador haya analizado los estudios y establecido un concepto, este remitirá el estudio, el formato tramitado y su concepto, para que la Unidad de Planeación Minero Energética emita un concepto.

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. es el principal transportador en el STN, siendo propietaria de cerca del 75% de los activos de la red. De las once (11) empresas que desarrollan la actividad de Transmisión Nacional, tres (3) de ellas son privadas o mayoritariamente privadas.

### **3.3.3 Distribuidores**

Son los agentes que desarrollan la actividad del transporte de la energía en los sistemas de distribución (Resolución CREG 082 de 2002), correspondientes con:

- Sistema de Transmisión Regional - STR: Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión al STN y el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el Nivel de Tensión 4 y que están conectados eléctricamente entre sí a este Nivel de Tensión, o que han sido definidos como tales por la Comisión. Un STR puede pertenecer a uno o más Operadores de Red.

- Sistema de Distribución Local SDL: Sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a los niveles de tensión 3, 2 y 1 dedicados a la prestación del servicio en uno o varios Mercados de Comercialización.

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

Los distribuidores de energía eléctrica deben permitir libre acceso indiscriminado a los STR y a los SDL, por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en las disposiciones legales y reglamentarias.

Los Ingresos que perciben los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales, se originan en el cobro a los agentes que acceden a la red, de dos conceptos: Cargos por Conexión y Cargos por Uso de la red diferenciados por nivel de tensión.

### 3.3.4 Comercializadores

Los comercializadores son aquellos agentes que básicamente prestan un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad.

Debido a la separación de mercados entre usuarios regulados y no regulados, las empresas comercializadoras pueden comercializar energía con destino al mercado regulado; pueden comercializar energía en el mercado no regulado; o pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados. Los usuarios se definen como:

- **Usuarios no regulados** o grandes usuarios, son aquellos con una demanda de potencia superior a los 100 KW o su equivalente en consumo de energía de 55 MWh/mes. La Ley otorgó a la CREG la facultad de reducirlo gradualmente, hasta donde se encontrara adecuado. Inicialmente se fijó como límite 2 MW, el cual se fue reduciendo hasta el valor vigente antes mencionado.

Los usuarios no regulados pueden establecer con el comercializador de energía un contrato bilateral y los precios de venta y cantidades de energía son libres y acordados entre las partes. Los demás cargos se ajustan a la regulación respectiva.

- **Usuarios regulados**, son aquellos usuarios que no cumplen las condiciones para ser catalogados como usuarios no regulados, están sujetos a un contrato de condiciones uniformes y las tarifas son reguladas por la CREG mediante una fórmula tarifaria general.

Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios Regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, se rigen por las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-020 de 1996.

Independientemente del mercado atendido, regulado o no regulado, en forma general la cadena de costos implícita en la prestación del servicio de energía eléctrica a un usuario final contiene las siguientes componentes: generación, transmisión, distribución, comercialización, otros costos; sin embargo, el manejo que puede aplicar el comercializador a cada uno de los componentes, dependerá del mercado en el cual actúe.

Todos los comercializadores que atiendan usuarios finales conectados al Sistema Interconectado Nacional, están obligados a registrar las transacciones de la energía en el MEM (Resolución CREG 053 de 1994).

## 4. Reglas del Mercado Eléctrico Colombiano

Este capítulo presenta un resumen de las reglas que rigen el Mercado Eléctrico Colombiano<sup>26</sup>.

### 4.1 Separación de Actividades

Respecto a la separación de actividades y la integración vertical entre negocios del mercado, la Ley fija las reglas que se resumen a continuación:

- Las Empresas de Servicios Públicos constituidas con anterioridad a la vigencia de las Leyes, que se encuentran integradas verticalmente, pueden continuar desarrollando simultáneamente más de una actividad, manejando en todo caso contabilidades separadas por tipo de negocio.
- Las Empresas de Servicios Públicos constituidas con posterioridad a la vigencia de las Leyes, pueden desarrollar simultáneamente las siguientes actividades complementarias: Generación - Comercialización o Distribución - Comercialización. Cuando la actividad sea la Transmisión de energía eléctrica, no pueden desarrollar actividades diferentes a ésta.

La CREG ha reglamentado los límites permisibles para la integración vertical y horizontal entre negocios, tanto para las empresas nuevas como para las existentes, a saber<sup>27</sup>:

- Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la capacidad instalada efectiva de generación de electricidad en el SIN.
- Ninguna persona natural o jurídica podrá incrementar, directa o indirectamente, su participación en el Mercado de Generación, si el total de los MW de la Capacidad Efectiva Neta supera la Franja de Potencia fijada anualmente por la CREG, que corresponde a la diferencia entre la Demanda Máxima Promedio Anual de Energía en el SIN y la Disponibilidad Promedio Anual en el SIN.

---

<sup>26</sup> Este capítulo se desarrolló principalmente con base en el documento de la CREG "Información General del Mercado Eléctrico" de la página web <http://www.creg.gov.co/index.html> y el documento de ISA "Mercado Mayorista de Energía Eléctrica", 1995, realizando las actualizaciones requeridas mediante las Resoluciones expedidas por la CREG.

<sup>27</sup> Resoluciones CREG 128 de 1996, 065 de 1998 y 004 y 042 de 1999

- Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de comercialización, límite que se calcula como el cociente entre las ventas de electricidad de una empresa a usuarios finales en el SIN y las ventas totales de energía a usuarios finales en el SIN, medidas en kilovatios hora (kWh).
- Ninguna empresa podrá tener más del veinticinco por ciento (25%) de la actividad de distribución, límite que se calcula como el cociente entre las ventas de electricidad que se realicen en el SIN 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 SIN, medidas en kilovatios hora (kWh).
- 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. El concepto empresa no incluye a las personas vinculadas o subordinadas económicas de la empresa que realiza la inversión o adquiere las acciones.
- Al porcentaje de participación en el mercado que tenga directamente la persona natural o jurídica que desarrolla la actividad de generación, comercialización o distribución de energía eléctrica, se sumará la participación en el mercado de la respectiva actividad, que tengan las sociedades que formen parte del mismo grupo empresarial, así como la que tengan respecto de esa empresa las personas naturales o jurídicas controlantes, controladas, subordinadas o vinculadas, de acuerdo con lo previsto por la legislación comercial y tributaria.
- En 1999 se estableció que Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.- ISA, solamente puede incrementar su participación en la actividad de transmisión cuando sea beneficiaria en los Procesos de Selección de las Convocatorias Públicas. En ningún caso podrá adquirir participación societaria o accionaria, ni incrementar la que tuviere en empresas de Transmisión Nacional existentes o futuras. Tampoco podrá adquirir activos de transmisión de otras empresas que resultaren beneficiarias en los mismos procesos.
- Los generadores, distribuidores y comercializadores, o las empresas integradas verticalmente que desarrollen de manera conjunta más de una de estas actividades, no podrán 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 podrán, con respecto a esa empresa, tener posición de controlada y/o controlante.

- Las empresas que deseen participar en los Procesos de Selección de las Convocatorias Públicas deberán tener como objeto exclusivo la actividad de Transmisión Nacional, en lo relacionado con el sector eléctrico. También podrán participar en los Procesos de Selección para la solución de necesidades del STN a través de activos de niveles de tensión inferiores a 220 kV definidas en el Plan de Expansión. No podrán tener vinculación económica entre sí, los proponentes que participen en un mismo Proceso de Selección.

## **4.2 Requisitos de los Agentes**

Los agentes que participan en el mercado mayorista deben cumplir una serie de requisitos entre los cuales se resumen los siguientes:

- Registrarse como agente del mercado mayorista ante el ASIC.
- Suscribir con ISA, empresa de la que depende el ASIC, un contrato de Mandato, para regular la relación entre el agente y el ASIC como administrador.
- Registrar sus fronteras comerciales.
- Suministrar la información que establezca y con la periodicidad que defina la regulación.
- Presentar las garantías financieras definidas en la regulación.
- Los generadores deben operar las plantas de generación sometidas al despacho centralizado, según las reglas definidas en la regulación.
- Los comercializadores y generadores se obligan a participar en la Bolsa de Energía.
- Someterse a la liquidación que haga el ASIC de todos los actos y contratos de energía en la Bolsa, para que pueda determinarse en cada momento, el monto de sus obligaciones y derechos frente al conjunto de quienes participan en el sistema, y cada uno de ellos en particular.
- Someterse a los sistemas de pago y compensación que aplique el ASIC, para hacer efectivas las liquidaciones aludidas.
- Todos los actos y contratos que hayan de cumplirse por medio del ASIC, serán a título oneroso.
- Cada agente debe contar con sistemas de medición comercial y comunicaciones para envío de información al ASIC y soportar el sistema de medición comercial.



## 4.3 Transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad

### 4.3.1 Contratos Bilaterales<sup>28</sup>

- Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios Regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, se rigen por las disposiciones establecidas en la regulación<sup>29</sup>, las cuales garantizan la competencia en este tipo de transacción.
- Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios No Regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, no están reguladas y se negocian a precios y condiciones pactadas libremente. Igual condición rige para compras entre agentes generadores y entre agentes comercializadores.
- Para los contratos de energía que se celebren entre los generadores y los comercializadores, se debe presentar la solicitud de registro ante el ASIC con 5 días de anticipación a la fecha en la cual entra en Operación Comercial el contrato. El contrato debe contener reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, las cantidades de energía exigibles bajo el contrato, y el precio respectivo, durante su vigencia<sup>30</sup>.
- No hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales, ni sobre la capacidad que un agente generador o comercializador, puede comprometer en ellos. Es decisión de los agentes comercializadores y generadores su grado de exposición a la Bolsa.

### 4.3.2 Transacciones en la Bolsa

Las transacciones realizadas directamente en Bolsa, entre generadores y comercializadores, se rigen por las siguientes reglas de funcionamiento:

- La liquidación de las obligaciones y acreencias financieras de los participantes en la Bolsa es realizada por el ASIC<sup>31</sup>.

---

28 Resolución CREG 024 de 1995

29 Resolución CREG 020 de 1996

30 Resolución CREG 47 de 2000

31 Resoluciones CREG 024 de 1995, 116 de 1998, 070 de 1999, 011 y 066 de 2000

- Los generadores que participan en el MEM deben presentar ofertas de precio en la Bolsa de energía. Dichos precios deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir<sup>32</sup> más una componente de riesgo.
- Los costos variables de plantas termoeléctricas incluyen: 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.
- Los costos variables de las plantas hidroeléctricas incluyen: 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 SIN.
- Los generadores deben incluir para determinar su precio de oferta, el Costo Equivalente de Energía del Cargo por Capacidad - CEE<sup>33</sup>. A partir del 2001 y hasta diciembre de 2007, los generadores deberán incluir en su precio de oferta, el gravamen con destino al Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas - FAZNI. En ningún caso, el Precio de Bolsa será inferior al CEE más el FAZNI<sup>34</sup>.

#### 4.4 Precios de Oferta y Disponibilidad

- Para el Despacho Económico Horario, las empresas generadoras deben informar diariamente al CND antes de las 08:00 horas, una única oferta de precio<sup>35</sup> (a partir de Febrero 27 de 2001) para las veinticuatro (24) horas (expresada en valores enteros de \$/MWh) por cada recurso de generación, y la declaración de disponibilidad correspondiente a la mejor estimación de la disponibilidad esperada (expresada en valores enteros en MW) a nivel horario, para cada unidad generadora<sup>36</sup>.
- Las cadenas hidráulicas: Canoas, Laguneta, Salto y Colegio (retirada del sistema en el 2003); Paraíso y Guaca; Troneras, Guadalupe 3 y Guadalupe 4; Alto Anchicayá y Bajo Anchicayá, hacen ofertas de precio en forma integral por cadena<sup>37</sup>.

---

32 Resolución CREG 055 de 1999

33 Resolución CREG 116 de 1996

34 Resolución CREG 116 de 1996 y 005 de 2001

35 Resolución CREG 026 de 2001 y 004 de 2003

36 Resolución CREG 024 de 1995

37 Resolución CREG 024 de 1995

- Cuando un generador incumpla con lo establecido anteriormente, el CND asumirá como precio de oferta, el menor precio ofertado para cada una de las plantas y unidades según el caso.
- El CND y el ASIC aplicarán la confidencialidad para el manejo de la información de ofertas suministradas y la declaración de disponibilidad enviados. No obstante, esta información se pondrá a disposición del público a más tardar a las 9:00 horas del día de despacho<sup>38</sup>.
- Si a las 08:00 horas el CND no ha recibido ofertas de uno o más generadores, o ha recibido información incompleta o inconsistente, asumirá las ofertas que se presentaron para cada unidad y planta de generación, el día anterior, o la última oferta válida. Igual tratamiento se aplica a las declaraciones horarias de disponibilidad que no sean recibidas, o para las que se reciba información incompleta o inconsistente, considerando que deben corresponder para la misma hora de la disponibilidad faltante.
- Cuando el nivel de un embalse se encuentra por debajo del Mínimo Operativo Superior - MOS, la oferta se interviene y se cambia<sup>39</sup>. Esta intervención permite asegurar un nivel de reservas que respalde el cubrimiento de la demanda con adecuada confiabilidad, aún en condiciones extremas de bajos caudales.
- El Precio de Intervención se calcula teniendo en cuenta los costos de racionamiento estimados por la UPME y el Precio de Oferta de Referencia<sup>40</sup>. Este último se determina como el mayor precio ofertado que sea inferior al Costo de Racionamiento 1 (tal como se define en la resolución CREG 215 de 1997), exceptuando los precios de oferta considerados por: otras plantas intervenidas, plantas con disponibilidad igual a cero y otras plantas de propiedad de la empresa dueña de la planta, cuyo precio de oferta se está interviniendo. El Precio de Intervención, el cual reemplaza el precio de oferta correspondiente, se determina mediante la interpolación lineal entre los precios asociados con el nivel de embalse.

## 4.5 Despacho y Redespacho

Esta etapa del proceso operativo establece el despacho económico o programa de generación para cubrir la demanda doméstica esperada, más las exportaciones y

---

38 Resoluciones CREG 024 de 1995 y 004 de 2003

39 Resolución CREG 058 de 1995

40 Resolución CREG 018 de 1998

menos las importaciones internacionales. Para cada hora, se usan los recursos de menor precio, cumpliendo con las condiciones límite que tiene el sistema: los requisitos de reserva rodante, las inflexibilidades de las plantas y las restricciones del sistema.

El programa de generación o despacho está conformado por la cantidad de energía que cada una de las plantas hidráulicas y unidades térmicas debe generar en cada hora. El programa para las 24 horas del día es elaborado por el CND y enviado a los agentes generadores antes de las 14:45 horas para su aplicación al día siguiente.

Durante el día se pueden presentar eventos en el sistema que obligan a ajustar el programa inicial, esta modificación se denomina Redespacho.

Como causas de redespacho se pueden mencionar<sup>41</sup>: la salida de unidades, el aumento de disponibilidad de generación por entrada de unidades en mantenimiento, los cambios de los límites de transferencias ocasionados por modificaciones en la configuración de la red, las variaciones mayores de 20 MW en la demanda y el aumento o disminución de aportes a las centrales filo de agua, el aumento en la disponibilidad declarada por un agente generador por solicitud del CND, cuando este incremento se requiera para aumentar la seguridad en la operación del SIN.

El Redespacho se realiza para cambios mayores de 5 MW y como requisito, el agente generador debe solicitarlo hora y media antes de iniciar la vigencia de la modificación.

El despacho programado es el resultante de los redespachos realizados durante el día de operación y sirve de referencia para identificar las desviaciones que presenta la generación real de cada unidad térmica o planta hidráulica centralmente despachada.

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

## **4.6 Precio de Bolsa**

El funcionamiento de la Bolsa de Energía se inicia con la recolección de la información de la generación real que consta de los datos medidos, hora a hora, de cada uno de los

---

41 Resoluciones CREG 025 y 062 de 1995 y 122 de 1998

generadores activos en el mercado. Incluye también el detalle de cada uno de los puntos de frontera de los comercializadores que reportan la información de consumos.

A partir del 1 de enero de 1998 los agentes comercializadores reportan todos los consumos de sus clientes no regulados, y para tal efecto, tienen inscritas sus fronteras comerciales, sin importar en cual mercado de comercialización se encuentra localizado el cliente, previo el cumplimiento de los requisitos exigidos en el Código de Medidas.

Al día siguiente de la operación llegan todas las lecturas de los contadores de energía horariamente: de los generadores antes de las 8:00 horas y de los comercializadores antes de las 16:00 horas. La información se envía en forma electrónica al ASIC.

El despacho ideal (se realiza con posterioridad a la operación real) es el programa de generación que resulta de usar los recursos más económicos hasta cubrir la demanda domestica real, más las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo - TIE (exportaciones como demanda e importaciones como generación), más las pérdidas del STN, teniendo en cuenta la disponibilidad comercial y las características técnicas e inflexibilidades de los generadores y sin considerar restricciones del sistema. Las demandas son reflejadas por el factor de pérdidas a la red del STN. Se utiliza como costo de los recursos el precio de oferta para la hora respectiva con el cual fue realizado el despacho. En caso de racionamiento se define como precio de Bolsa el valor del costo de racionamiento<sup>42</sup>.

El despacho ideal no incluye las generaciones necesarias para cubrir restricciones del sistema, como si lo hace el despacho real.

El precio de Bolsa horario corresponde al precio de oferta del recurso marginal no inflexible que se obtiene del despacho ideal; este es el precio utilizado para valorar los intercambios en Bolsa.

#### **4.7 Valoración de Transacciones<sup>43</sup>**

Para efectuar la valoración de las transacciones en la Bolsa se procede en la siguiente forma: para los generadores se agregan las generaciones horarias de cada uno de sus recursos, que se obtienen del despacho ideal, y para los comercializadores se establece la demanda que corresponde a los registros en sus fronteras comerciales reflejadas al STN, asignándole las pérdidas del STN en proporción a la demanda.

---

42 Resolución CREG 004 de 2003 y 10 de 2004

Luego se asignan los contratos que cada uno de los agentes tiene para cada hora, como lo estipula la reglamentación. Como resultado de este proceso se obtiene el siguiente balance:

Los generadores tienen a su haber, la suma de las generaciones de sus recursos obtenidos del Despacho Ideal, y al debe, los contratos que han sido asignados a ellos. La diferencia – generación ideal menos contratos – si es positiva, es una venta a la Bolsa que se le abona al generador en la cantidad que resulta de valorar la energía al precio de Bolsa de la hora correspondiente. Si por el contrario, la diferencia es negativa, es una compra que se le factura por una cantidad igual a la diferencia valorada al mismo precio de Bolsa.

Para los agentes comercializadores se tiene en forma equivalente, el balance Demanda – Contratos. La diferencia entre la demanda y los contratos se factura al precio de Bolsa. Si es positiva, es una compra a la Bolsa que se le factura al agente. Si es negativa, es una venta y como tal se le abona.

## **4.8 Restricciones**

Las ofertas efectuadas por los generadores son “uninodales” es decir, se hace abstracción de las restricciones existentes en las redes de transporte de electricidad en el momento de hacer la oferta. Este esquema implica la existencia de un “despacho ideal” diferente al “despacho real” del Sistema<sup>44</sup>. Mientras en el “despacho ideal” las plantas y/o unidades de generación necesarias para cubrir la demanda nacional, se seleccionan por mérito de precios de oferta, en el “despacho real” aparece la generación forzada que requiere el SIN, debido a la presencia de restricciones: límites de transporte y transformación, necesidades de soporte de tensión, generaciones mínimas por estabilidad, etc. Así mismo, es necesario forzar generaciones para cubrir los requerimientos de Regulación Secundaria de Frecuencia.

El costo de las restricciones se obtiene como la diferencia existente entre la generación del despacho real y la del despacho ideal, liquidada al precio de reconciliación del generador, aplicando el siguiente esquema<sup>45</sup>:

---

43 Resolución CREG 024 de 1995

44 Resoluciones CREG 024 y 025 de 1995

45 Resoluciones CREG 063 de 2000 y 034 de 2001

- A las generaciones forzadas fuera de mérito (su producción real excede la generación del despacho ideal), se les reconcilia su energía a un precio igual al valor mínimo entre su precio de oferta y un precio límite establecido por la CREG (reconciliación positiva que se paga al generador en adición a la valoración de sus transacciones).
- A las generaciones desplazadas del despacho ideal (su producción real es inferior a la generación del despacho ideal), se les reconcilia su energía al precio resultante del promedio entre su oferta y el precio de Bolsa (reconciliación negativa que el generador después de la valoración de sus transacciones, retorna al sistema).
- La reconciliación del servicio de regulación secundaria de frecuencia, se separa de las cuentas de reconciliación.
- Los costos de restricciones se reducen por la cuenta de desviaciones y la cuenta de rentas de congestión originadas en las TIE.

Los costos horarios de las restricciones los paga el agente económico causante de la restricción con base en las siguientes reglas generales<sup>46</sup>:

- Los reactivos requeridos para soportes en los STRs o SDLs los paga el operador económico del respectivo sistema o del respectivo activo.
- Los costos de reconciliación positiva de generaciones de seguridad del STN y para cumplir criterios de confiabilidad y calidad (voltaje), estabilidad del STN, desviaciones y de Condiciones Anormales de Orden Público, se distribuyen entre los comercializadores del SIN, horariamente en proporción a su demanda comercial y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación.
- Costos de reconciliación positiva de una generación de seguridad asociada con la indisponibilidad en el despacho programado de activos de conexión al STN se asignan al agente causante de la indisponibilidad cuando este incumpla los criterios de calidad.
- Costos de reconciliación positiva de una generación de seguridad, originados en el incumplimiento de los criterios de calidad de un Transmisor Nacional se asignan al agente que incumpla los criterios de calidad.

---

46 Resolución CREG 063 de 2000

- Costos de reconciliación positiva de una generación de seguridad, originados en restricciones cuya eliminación o reducción esté asociada con una importación de energía, se asignan a los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial y a todos los enlaces internacionales a prorrata de la exportación.
- Los costos de generaciones fuera de mérito asociados a exportaciones internacionales de energía diferentes a las TIE, los pagan los comercializadores que estén exportando. Similarmente, aquellos asociados a importaciones internacionales de estos países, los paga el generador que esté importando.
- Si como consecuencia de la solicitud por parte de un Transportador de Gas, se modifica el programa de generación de una unidad térmica a gas, y se originan sobrecostos para el SIN, estos sobrecostos serán asumidos por el Transportador que lo solicitó<sup>47</sup>.
- La Identificación de las Generaciones de Seguridad las hace diariamente el CND con procedimientos establecidos, y con base en las disponibilidades esperadas de los subsistemas eléctricos que conforman el STN.

#### **4.9 Regulación Secundaria de Frecuencia**

La distribución del costo de la generación fuera de mérito y las reglas comerciales por Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC), entre los agentes del STN, está debidamente reglamentada. Los aspectos relevantes que se están aplicando desde el 30 de junio del 2000, son<sup>48</sup>:

- Las generaciones fuera de mérito necesarias para suplir los servicios de regulación secundaria de frecuencia, son comercialmente obligación de los generadores, en proporción a la potencia despachada.
- Para la regulación secundaria de frecuencia el CND determina las holguras de potencia horaria en giro que cada generador deberá aportar; dichas holguras son susceptibles de ser transadas entre los generadores.

---

47 A la fecha de elaboración de este documento la norma está vigente. Sin embargo, la CREG la está considerando de nuevo y ha solicitado conceptos al CNO y al Comité de Operación del sector de gas natural

48 Resolución CREG 064 de 2000



## 4.10 Cargo por Capacidad

Con este concepto se busca reconocer parte de los costos de inversión de las plantas que se requieren para asegurar la confiabilidad del sistema en condiciones de extrema sequía.

La concepción del Cargo por Capacidad, se resume en los siguientes puntos<sup>49</sup>:

- Es un mecanismo exógeno a la formación de precios en el mercado, que coadyuva a que la señal de precios de largo plazo, responda a los niveles de confiabilidad de suministro previstos para el Sistema.
- Es un mecanismo financiero para los generadores destinado a reducir el riesgo de volatilidad y estacionalidad de los precios en la Bolsa.
- Es recibido por los agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema, en condiciones supuestas de hidrología crítica durante una estación de verano.
- Se valora como el costo por kW instalado de la tecnología más eficiente en términos de costos de capital, para lo cual se toma como referencia la generación con turbinas de gas de ciclo abierto, cuyo costo estimado asciende a US\$ 5.25 por kW mes.
- Corresponde a un equivalente en energía de la capacidad esperada del sistema remunerable del mes, multiplicada por US\$5.25/kW-mes y dividida por la demanda esperada de energía para dicho mes.
- El recaudo del monto a pagar por concepto de Cargo por Capacidad se efectúa en la Bolsa, a través de cada kWh generado, adicionando el cargo equivalente en energía al precio de Bolsa y en los contratos de largo plazo. El esquema de recaudo constituye un piso para aquellos agentes que transan su energía en la Bolsa.
- El recaudo mensual se distribuye entre los generadores de tal forma que cada uno recibe la capacidad que se remunera valorada al costo del cargo.
- Para establecer la capacidad que se remunera con el cargo, se utiliza un modelo de largo plazo que usa varios parámetros de entrada que caracterizan a las plantas existentes en el parque de generación. Se permite que cada uno de los agentes

declare de manera autónoma sus propios parámetros, y se emplea auditoria posterior que avala la veracidad y precisión de la información reportada<sup>50</sup>.

El cálculo con el modelo de simulación de largo plazo, considera<sup>51</sup>:

- Nivel inicial de los embalses existente a Diciembre 1.
- Niveles mínimos operativos de los embalses.
- Para los primeros dos años de simulación utiliza una serie hidrológica de cada río compuesta por los mínimos de los periodos críticos históricos. En los años restantes de simulación se utilizan series hidrológicas normales.
- Para el horizonte de estudio emplea la capacidad de las plantas afectada por los índices de indisponibilidad históricos (IH), sin considerar mantenimientos programados.
- Las plantas térmicas deben tener contrato de suministro de combustible.
- Entrada de nuevos proyectos.
- Costos de racionamiento y de combustible, el cual debe incluir al menos 85% del costo de transporte.
- Los costos de combustible de gas natural serán los correspondientes al Precio Máximo Regulado<sup>52</sup>. Para el gas proveniente de campos que tengan régimen de precio libre, los costos serán los que declare cada generador ante la CREG.
- Los costos de racionamiento, la proyección de demanda y los precios de combustible diferentes al gas, son suministrados por la UPME.

A los resultados del modelo de simulación de largo plazo que corresponden a un despacho de energía de costo mínimo, se les efectúa un post proceso de ajuste numérico que considera<sup>53</sup>:

- Cálculo de la potencia media mensual de los generadores incluidos en el proceso de simulación de largo plazo.
- Escenario de proyección de demanda alta, ajustado en 105%, para cubrir contingencias en el sistema y descontando la generación de plantas no despachadas centralmente.

---

49 Resoluciones CREG 022 y 116 de 1996

50 Resolución CREG 082 de 2000

51 Resoluciones CREG 116 de 1996, 113 de 1998 y 077 y 111 de 2000

52 Resolución CREG 023 de 2000

53 Resolución CREG 116 de 1996

La disponibilidad comercial es la base para la liquidación de las cantidades así obtenidas; para este efecto se define como referencia la Capacidad Remunerable Teórica, que corresponde a la capacidad calculada para cada generador de acuerdo con el procedimiento antes descrito. Se establece como Capacidad Remunerable Real para los meses de verano, la menor entre la disponibilidad comercial promedio mensual y la de referencia. Durante los meses de invierno se establece como referencia la Capacidad Remunerable Real del verano anterior, la cual se compara con la disponibilidad comercial promedio mensual para determinar como Capacidad Remunerable Real la menor.

## **4.11 Transacciones Internacionales**

A partir de Marzo 1 de 2003, fecha en la cual se iniciaron las Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo - TIE, existen dos tipos de transacciones de electricidad internacionales; las transacciones con países con integración de mercados regulatoriamente donde se realizan las TIE, y aquellas con los países sin integración de mercados regulatoriamente, que denominamos sencillamente transacciones internacionales, las cuales están operando desde el inicio del mercado. Las dos transacciones tienen tratamiento y reglas diferentes.

### **4.11.1 Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo**

Las principales reglas fundamentales para desarrollar transacciones TIE, son las siguientes<sup>54</sup>:

- No discriminación en el tratamiento entre los países miembros, sin perjuicio de la autonomía en el establecimiento de políticas internas de regulación y operación de los sistemas eléctricos nacionales.
- 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 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.
- 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.
- 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 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.
- Los Países Miembros permitirán la libre contratación entre los agentes del mercado de electricidad de los Países, respetando los contratos suscritos de conformidad con la legislación y marcos regulatorios vigentes en cada país, sin establecer restricciones al cumplimiento de los mismos, adicionales a las estipuladas en los contratos para los mercados nacionales.
- Las rentas que se originen como resultado de la congestión de un enlace internacional no serán asignadas a los propietarios del mismo.
- Los Países Miembros no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones o exportaciones intracomunitarias 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.

A continuación se presenta un resumen de las principales reglas de operación para las TIE, las cuales son ejecutadas por el CND:

---

54 Decisión CAN 536 de 2002. Resolución CREG 004 de 2003 y 014 de 2004.

- Se estima horariamente una curva escalonada de Precios de Oferta - PONE para cada Nodo Frontera para Exportación, la cual refleja un precio en dólares por cada valor QX, igual a la declaración de disponibilidad realizada por los agentes generadores a la Bolsa de Energía en orden de mérito, iniciando con un valor QX igual a la capacidad remanente del generador marginal, incrementando valores de QX hasta que cubra la capacidad máxima de exportación del enlace internacional.
- Cada escalón de la curva PONE debe incluir la totalidad de costos y cargos asociados con la entrega de energía en el nodo frontera de exportación: precio de Bolsa, costo medio de restricciones horarias del SIN sin considerar exportaciones, costo de restricciones del enlace, cargos por uso del STN y del STR por kWh, cargos de conexión si son del caso, cargos del CND y el ASIC asociados con una demanda QX, costo promedio de las pérdidas de energía horarias del STN, asignadas al enlace en proporción a una demanda QX, costo estimado de las pérdidas de energía horarias del STR, aplicando el factor de pérdidas del Nivel de Tensión del Operador de Red al cual se conecte el enlace internacional para referir la exportación al nivel de tensión de 230 kV, asignadas al enlace en proporción a una demanda QX.
- Se obtiene un Despacho Ideal para cada una de las veinticuatro (24) horas del Despacho, para la demanda total doméstica y para cada valor QX hasta la capacidad máxima de exportación. El Precio de Bolsa corresponde al precio marginal del anterior programa de despacho ideal, para cada QX incremental.
- El Precio Máximo de Importación en dólares es estimado diariamente, encontrando el precio marginal horario de un Despacho Ideal para cubrir la Demanda Total Doméstica, sin incluir exportaciones a través de los enlaces internacionales; restando el cargo por conexión del enlace internacional respectivo, si es del caso.
- Para la realizar el Despacho Económico Coordinado y determinar las TIE, se ejecutan los siguientes pasos:

**Paso 1.** El CND diariamente pone a disposición de los operadores de los países con los que se tenga una integración de mercados eléctricos, antes de las 13:00 horas, la curva horaria PONE y el Precio Máximo de Importación.

**Paso 2.** Entre las 13:00 y las 13:05, el CND considera la información suministrada por los otros operadores, y determina la activación o no de una TIE,

si está dentro de un umbral del 8% la comparación entre el Precio Máximo para Importación y la curva PONE de cada uno de los Enlaces Internacionales suministrados por cada país, adicionando a cada uno de éstos los cargos asociados con la generación aplicables en el mercado colombiano (CargosG: corresponden a cargos del CND, ASIC, AGC y FAZNI).

La solicitud de una exportación desde Colombia por parte de un operador de otro país, activa la TIE si, adicionalmente el ASIC ha informado al CND, que se dispone de las garantías exigidas.

**Paso 3.** Si se activa una TIE, entre las 13:05 y las 13:35 horas el CND realiza un despacho programado, tomando como un recurso de generación, los PONE más los Cargos G y el Cargo de Conexión del tramo colombiano, cuando haya lugar, para los enlaces internacionales para los cuales se activó la TIE. Los cargos CND-ASIC se calculan a prorrata de la capacidad máxima del enlace internacional, y el AGC se estima a prorrata de las holguras asignadas a la generación. A las 13:35 se informa a los otros operadores la cantidad dispuesta a importar.

**Paso 4.** Entre las 13:35 y las 14:05 horas se lleva a cabo un nuevo Despacho Programado, utilizando las declaraciones de precios y cantidades programados para importar por Colombia, y los nuevos precios y cantidades programados para importar desde Colombia reportados por los otros operadores al CND.

**Paso 5.** Entre las 14:05 y las 14:15 horas, el CND debe informar a los demás operadores y recibir de estos, los programas de importación y exportación respectivamente, los cuales deberán ser confirmados, modificados o rechazados antes de finalizar este período, considerando esta nueva información, y aplicando la regla de comparación establecida en el paso 2.

Si como resultado del Paso 5 se presentan variaciones en las declaraciones de importación reportadas en el Paso 3, por parte de los otros operadores, el CND procede a realizar el Despacho Programado con dichos ajustes. Este Despacho debe ser informado a los operadores de los otros sistemas, y a los agentes participantes a más tardar a las 14:45 horas.

Adicional a las causales establecidas en el Código de Operación, las siguientes son causas de redespacho para las exportaciones/importaciones internacionales de Corto Plazo:

- Cambios topológicos en los sistemas interconectados de los países integrados regulatoriamente que afecten la capacidad de exportación por razones de calidad, seguridad y confiabilidad en la prestación del servicio.
- Cuando el - sistema Colombiano/país exportador - presente indisponibilidad de recursos de generación, tal que su balance entre demanda y generación, le impida cumplir con el programa de exportación definido.
- Cuando por indisponibilidad de recursos de generación, por intervención de embalses, o cambios topológicos que se presenten en el - SIN Colombiano/país exportador, - varíe el Precio Marginal en el Nodo Frontera de Redespacho - PONE - del mercado Colombiano, situación que será informada - al país importador/del país exportador -, con el fin de que su operador decida el redespacho respectivo.
- Cuando se informe al CND de la indisponibilidad parcial o total del enlace internacional.
- Por incumplimiento comercial reportado por el ASIC/operador del país exportador.
- Cuando se presenten eventos en los Sistemas de los países integrados regulatoriamente que varíen el Precio Máximo de Importación de los mismos, el operador del sistema importador podrá solicitar el redespacho respectivo al CND, informando las nuevas cantidades a importar.

Las importaciones de electricidad para cubrir generación de seguridad doméstica se permiten en cualquiera de las siguientes condiciones: a) cuando exista capacidad remanente en el Enlace Internacional, b) cuando no se haya programado una TIE por el Enlace Internacional.

A continuación se presentan otras reglas operativas de importancia para las TIE:

- Los niveles mínimos de calidad y seguridad del SIN definidos en la regulación vigente no se deben deteriorar por efectos de las TIE.

- Las transacciones por los Enlaces Internacionales no estarán sujetas a requisitos de entrega obligatoria de reactivos ni a reglas de remuneración por el servicio de control de voltaje. Sin embargo deberán mantenerse los niveles de voltaje dentro de los rangos permitidos por la regulación vigente.
- En caso de que no se programen TIE, el CND deberá tomar las medidas correspondientes para la operación del Enlace Internacional.

El siguiente es un resumen de los principales aspectos comerciales aplicables a las TIE:

- El ASIC es responsable de la administración, liquidación, facturación y recaudo de las TIE.
- El transportador representante del enlace internacional, registrado ante el mercado de energía mayorista colombiano, será el responsable por la instalación y mantenimiento de la frontera comercial.
- Para efectos de la asignación de las pérdidas asociadas con los Enlaces Internacionales, el ASIC realizará la liquidación y facturación de las exportaciones utilizando la información reportada por el Transportador responsable de la frontera comercial, refiriendo las medidas a 220 kV, en el nodo frontera de exportación en Colombia.
- Para efectos de la liquidación y facturación de una exportación, las pérdidas asociadas con el Enlace Internacional las asumirá la demanda del país importador.
- Todos los agentes que tengan obligaciones con la Bolsa de Energía deberán pagar anticipadamente, el valor estimado de las importaciones semanales que se realicen desde los países con los que se tenga una integración regulatoria de mercados eléctricos.
- En el caso de importaciones del mercado Colombiano, el ASIC girará al Administrador del mercado exportador, el valor semanal correspondiente al pago anticipado estimado de dichas importaciones. Similarmente, la exportación de electricidad a través de las TIE estará sujeta al pago anticipado que deberá realizar el administrador del mercado importador, a su verificación por parte del ASIC y a que el CND esté informado de la existencia del mismo.



- Las rentas de congestión serán asignadas a la demanda doméstica o como lo determine la Ley.
- Los enlaces internacionales podrán ser clasificados como activos de uso o de conexión. Son de uso cuando hagan parte del plan de expansión de transmisión del STN.

#### **4.11.2 Transacciones Internacionales**

Las importaciones y/o exportaciones de energía para aquellos países con los cuales no se tengan las condiciones de integración regulatoria mínimas, para garantizar la operación de un Mercado de Corto Plazo coordinado, y las transacciones comerciales que se realicen para tal fin, deberán estar representadas por una empresa de generación y/o comercialización constituida en Colombia y registrada en el MEM<sup>55</sup>. Estas Interconexiones Internacionales se consideran Activos de Conexión.

Para efectos de liquidar las transacciones en el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, cada interconexión internacional es considerada como una unidad de generación.

El CND una vez finalizado el proceso de Despacho Económico Coordinado que se realiza para las TIE, procede a la programación en el despacho programado de las solicitudes de suministro de los operadores del país importador<sup>56</sup>. Un resumen del procedimiento aplicado es el siguiente:

- Finalizado el proceso de despacho ideal, se procede a programar la demanda no doméstica y a calcular el Precio de Bolsa para demanda doméstica más no doméstica, el cual corresponde al Precio de oferta más alto de los recursos de generación que no presenten inflexibilidad, requeridos para cubrir la demanda total en el Despacho Ideal, considerando la demanda no doméstica.
- Los costos horarios de reconciliación positiva de una generación de seguridad fuera de mérito, asociada con restricciones originadas en exportaciones de energía, serán asignados a los Comercializadores que se encuentren exportando a prorrata de sus exportaciones.

---

55 Resolución CREG 057 de 1998

56 Resolución CREG 112 y 119 de 1998

- Los costos horarios de reconciliación positiva de una generación de seguridad, originada en restricciones cuya eliminación o reducción esté asociada con una importación de energía, se asignarán a los generadores que están importando, a prorrata de la importación programada por cada uno de ellos.

Las importaciones que realice un comercializador o un generador, pagarán Cargos por Uso del STN como una planta térmica de capacidad equivalente a la máxima transferencia de energía horaria registrada en el mes que se esté facturando; y las exportaciones que realice un generador o comercializador pagarán Cargos por Uso del STN de acuerdo con la energía realmente exportada<sup>57</sup>.

Las transacciones resultantes del balance para comercializadores y generadores de interconexiones internacionales se liquidan al precio de Bolsa internacional.

## 4.12 Racionamiento de Energía

Como ha ocurrido en el pasado, fenómenos climatológicos como “El Niño” pueden originar racionamientos de energía con cubrimiento nacional, de magnitud y duración incierta y dependiente de las características del fenómeno. Para estas situaciones, la CREG expidió un Estatuto de Racionamiento<sup>58</sup>, cuyos aspectos principales se resumen a continuación:

El Racionamiento puede ser declarado por cualquiera de los siguientes motivos:

- La señal de Precios en la Bolsa supera el Costo de Racionamiento. Cuando durante cinco (5) días, de los últimos siete (7) días calendario, el promedio aritmético de los valores del Precio en la Bolsa de Energía para el Mercado Doméstico, correspondiente a los períodos de las 9 a las 12 horas y de las 18 a las 21 horas, iguale o supere el Precio Umbral.
- De los análisis sobre la situación energética de mediano y largo plazo elaborados por el CND, se concluye que es necesario aplicar un programa de racionamiento preventivo.
- Cuando se prevea que los efectos de un Racionamiento de Emergencia se prolongarán y sus efectos tendrán cobertura nacional. Cuando se prevea que este Racionamiento de Emergencia, se prolongará por un período superior a quince (15)

---

57 Resolución CREG 008 de 1997

58 Resolución CREG 217 de 1997

días, de acuerdo con el siguiente procedimiento de evaluación: cuando un Racionamiento de Emergencia supere los tres días continuos, el CNO junto con el CND, deberán evaluar la situación el cuarto día y establecer si la emergencia tendrá una duración superior a los quince (15) días continuos; si se establece que el Racionamiento de Emergencia sobrepasará los quince (15) días continuos, el CNO junto con el CND inmediatamente declararán el Racionamiento Programado<sup>59</sup>. El Racionamiento de Emergencia se seguirá aplicando hasta el día anterior en que entre en vigencia el Racionamiento Programado.

- Para establecer la Magnitud del Racionamiento además de los análisis energéticos, se tiene en cuenta el nivel de los Precios en la Bolsa.
- Para distribuir el Racionamiento se priorizan los circuitos que experimentarán suspensiones de acuerdo con los siguientes criterios:

<b>Magnitud Racionamiento</b>	<b>Aplicación del Racionamiento por tipo de Circuito</b>
1.5% < MR ≤ 3.0%	Residenciales y Oficiales.
3.0% < MR ≤ 5.0%	Residenciales, Oficiales y Comerciales (exceptuando los Usuarios No Regulados eléctricamente aislables).
5.0% < MR ≤ 10.0%	Residenciales, Oficiales, Comerciales e Industriales (exceptuando los Usuarios No Regulados eléctricamente aislables).
MR > 10.0%	Residenciales, Oficiales, Comerciales, Industriales y Usuarios No Regulados eléctricamente aislables.

- El Precio de Bolsa de Energía se establece con las mismas reglas vigentes para condiciones de operación 'normal' del sistema al igual que la liquidación de las transacciones.

Los contratos bilaterales de compra-venta de energía que se suscriben entre los agentes, son instrumentos de cubrimiento de riesgo financiero, pero en ningún caso garantizan la entrega física. La regla de racionamiento no tiene en cuenta los contratos para distribución del mismo. Sin embargo, los contratos serán honrados de tal forma

---

59 Resolución CREG 119 de 1998

que si un generador no puede ser despachado, este aparecerá en el balance comprando energía en la Bolsa al precio del mercado para cubrir el contrato y venderlo al precio establecido en el contrato. De esta forma el comprador está cubriéndose del riesgo de precio aún en condición de racionamiento.

### 4.13 Transmisión

Los aspectos más relevantes del marco regulatorio para la transmisión se resumen a continuación:

- Los Transmisores Nacionales de energía eléctrica deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en el Código de Redes<sup>60</sup>.
- Los Cargos por Conexión son establecidos contractualmente entre el agente que solicita punto de acceso a la red y el Transmisor correspondiente. Las reglas mínimas aplicables en la definición de dichos contratos, están contenidas principalmente en el Código de Conexión<sup>61</sup>. Cuando el agente que se desea conectar es propietario del sistema de conexión, o sufrague sus costos, no paga cargos por este concepto.
- Para los activos definidos antes de 1998, los ingresos provenientes de la aplicación de Cargos por Uso del STN son regulados<sup>62</sup>. La reglamentación vigente establece los ingresos máximos anuales que permitan remunerar a cada Transmisor Nacional de acuerdo con los activos que efectivamente posea dentro del STN. Para esto, se han establecido Unidades Constructivas Típicas del STN a las cuales se les ha fijado un precio unitario para determinar el monto de la remuneración. Para los activos de proyectos que han sido asignados por la UPME mediante el Proceso de Selección, el cargo es el presentado por el transportador ganador de la Convocatoria Pública.

---

60 Resolución CREG 025 de 1995

61 Resoluciones CREG 002 de 1994, 025 de 1995 y 030 de 1996

62 Resoluciones CREG 051 de 1998, 004 y 026 de 1999 y 103 de 2000

- El cobro y el recaudo resultante de la aplicación de los Cargos por Uso del STN a los agentes del SIN, se maneja en forma centralizada a través del LAC, quien factura y liquida los Cargos por Uso<sup>63</sup>.
- De acuerdo con la metodología establecida para el cálculo de los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional<sup>64</sup>, los comercializadores pagan en su totalidad a los Transmisores Nacionales, un cargo estampilla, con diferenciación horaria por período de carga, que permite remunerar el Ingreso Máximo Regulado menos los ingresos que perciba el transmisor por concepto de conexiones profundas. El valor a ser pagado es calculado mensualmente y corresponde a los cargos causados durante el mes correspondiente.
- En materia de Calidad los agentes transmisores deben cumplir criterios de disponibilidad (que dependiendo del activo están entre 99.18% y 99.73%)<sup>65</sup>.
- El incumplimiento de los criterios de calidad conducirá a reducir el ingreso regulado del agente, dicha reducción de ingreso se reconoce a los usuarios del SIN, como un menor valor que tendrán que pagar por las generaciones fuera de mérito, para cubrir los servicios complementarios del SIN.
- El LAC realiza mensualmente la liquidación de compensaciones, las cuales pueden ser hasta de un 20% del total del Ingreso Mensual. Cuando el valor de los ingresos de un agente transmisor disminuya en un 20%, la SSPD considerará esta situación como causal de toma de posesión de la empresa.

#### 4.14 Distribución

Los aspectos más relevantes del marco regulatorio aplicable a las empresas distribuidoras<sup>66</sup>, se resumen a continuación:

- Los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales de energía eléctrica, deben permitir el acceso indiscriminado a las redes de su propiedad por parte de cualquier

---

63 Resoluciones CREG 012 de 1995, 094 de 1999 y 103 de 2000

64 Resolución CREG 103 de 2000

65 Resolución CREG 061 de 2000

66 Resoluciones CREG 003 de 1994 y 099 de 1997

usuario, comercializador o generador que lo solicite, en las mismas condiciones de confiabilidad, calidad y continuidad establecidas en el Reglamento de Distribución<sup>67</sup>.

- Los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales, deben permitir que las empresas que desean construir líneas nuevas a nuevos puntos de conexión tengan acceso a las redes existentes de transmisión regional o distribución local, sin restricciones.
- Los Ingresos que perciben los Transmisores Regionales y/o Distribuidores Locales, se originan en el cobro a los agentes que acceden a la red, de dos conceptos: Cargos por Conexión y Cargos por Uso de la red.
- A solicitud de un generador, un Usuario No Regulado, otro Transmisor Regional o Distribuidor Local, los Transmisores Regionales y Distribuidores Locales deben ofrecer la celebración de un contrato de conexión a sus respectivos sistemas, o un contrato para modificar una conexión existente; las reglas mínimas aplicables en la definición de dichos contratos, están debidamente reglamentadas<sup>68</sup>. Cuando el agente que se desea conectar es propietario del sistema de conexión, o sufraga sus costos, no paga cargos por este concepto.

#### 4.14.1 Cargos por Uso de Distribución

A continuación se resumen los aspectos relevantes de los Cargos por Uso de los STR's o SDL's<sup>69</sup>:

- Los Cargos remuneran a costo de reposición a nuevo, la infraestructura eléctrica necesaria para llevar el suministro desde la salida del Sistema de Transmisión Nacional - STN, hasta el punto de entrega al usuario. Incluyen los costos de conexión del sistema del transportador al STN, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo sistema.
- Los cuatro Niveles de Tensión en que se ha dividido la infraestructura asociada con la actividad de Distribución son: Nivel IV ( $\geq 57.5$  kV,  $< 220$  kV), Nivel III ( $\geq 30$  kV,  $< 57.5$  kV), Nivel II ( $\geq 1$  kV,  $< 30$  kV) y Nivel I ( $< 1$  kV).
- Los Cargos por Uso de los STR's y/o SDL's, se establecen de tal forma que los usuarios finales de las redes pagan un cargo único por su uso al comercializador

---

67 Resolución CREG 070 de 1998

68 Resoluciones CREG 003 de 1994 y 030 de 1996

69 Resoluciones CREG 082 de 2002, 27 y 30 de 2003

que los atiende, independientemente del número de propietarios de las redes. En el caso de STR's y/o SDL's en los cuales existan activos de dos o más propietarios, corresponde a éstos acordar la remuneración de cada propietario individual de los activos, con base en los cargos que la CREG aprueba para el respectivo STR y/o SDL.

Los Cargos por Uso de los STR's y/o SDL's se liquidan por el distribuidor a los usuarios de los mismos así:

- **Usuarios No Regulados:** A través del correspondiente comercializador, mediante los cargos monomios horarios (\$/kWh) aprobados para el respectivo Nivel de Tensión al cual está conectado el usuario, dichos cargos son aplicados al consumo horario registrado en el medidor ubicado en la frontera comercial.
- **Usuarios Regulados:** A través del correspondiente comercializador, mediante el cargo monomio (\$/kWh) aprobado para el respectivo Nivel de Tensión, aplicable a la energía medida en el respectivo Nivel de Tensión.
- **Otros Transportadores:** Mediante el cargo monomio (\$/kWh) aprobado para el respectivo Nivel de Tensión, aplicable a la energía mensual medida en la frontera entre los dos sistemas.

#### **4.14.2 Calidad del Servicio**

Se diferencia la Calidad de la Potencia Suministrada de la Calidad del Servicio Prestado. La Calidad de la Potencia se relaciona con las desviaciones de los valores especificados para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente, mientras la Calidad del Servicio Prestado se refiere a la confiabilidad del servicio<sup>70</sup>.

Para efecto de garantizar la Calidad de la Potencia Suministrada, los Operadores de Red (OR) deben constituir un instrumento financiero que ampare a los Usuarios conectados a su sistema en los niveles de tensión II, III y IV, por daños y perjuicios que se causen por el incumplimiento de los estándares de la calidad de la potencia suministrada (por ejemplo daños en electrodomésticos). Lo anterior no exonera de responsabilidad a los Operadores de Red por los daños y perjuicios que se puedan causar a los usuarios no amparados por el instrumento financiero citado.

---

70 Resoluciones CREG 070 de 1998 y 096 de 2000

Respecto a la Calidad del Servicio Prestado, con el fin de dar garantías mínimas a los usuarios de la electricidad en Colombia, la regulación estableció los criterios de calidad del servicio de energía eléctrica, definió los indicadores que miden la calidad y determinó las responsabilidades y compensaciones por la calidad del servicio prestado.

Existen dos indicadores para medir la calidad del servicio de energía eléctrica prestado a los usuarios: uno, que mide el tiempo total que el servicio es interrumpido, llamado indicador DES; y otro, que mide el número de interrupciones del servicio, correspondiente al indicador FES. Los valores máximos admisibles de estos indicadores se definen por tipo de circuito (4 grupos), los cuales dependen del tamaño poblacional de la cabecera municipal donde estén ubicados, o si están ubicados fuera de una cabecera municipal.

El Operador de Red deberá compensar a los usuarios cuando los indicadores de calidad del servicio prestado al usuario superen los valores máximos admisibles fijados por la CREG, valorando la energía que se deja de suministrar de acuerdo con un procedimiento establecido en función del Costo Estimado de la Energía no Servida<sup>71</sup>.

#### **4.15 Comercialización**

Los comercializadores deben estar inscritos ante el ASIC para realizar transacciones de energía en el MEM y cumplir con las condiciones establecidas por la regulación para el registro de fronteras y contratos.

Los comercializadores están encargados de entregar al ASIC la información de la medición horaria de sus usuarios. Así mismo, son responsables de medir, liquidar y facturar a sus usuarios los consumos de energía.

Para realizar su actividad, los comercializadores deben constituirse como Empresa de Servicios Públicos y estar sometidos a la vigilancia y control de la SSPD, igual que los demás agentes del MEM.

La actividad de comercialización es regulada para la atención a usuarios regulados. Dentro de la fórmula tarifaria<sup>72</sup> para usuarios regulados se incluye una componente que corresponde al costo de comercialización; este costo está calculado como valor

---

71 Resolución CREG 096 de 2000

72 Resoluciones CREG 031 y 244 de 1997



máximo fundamentado en un costo eficiente por factura, el cual es establecido por la CREG para cada comercializador.

#### **4.16 Otros Cargos**

Además de los cargos descritos en los numerales anteriores, existen los siguientes cargos adicionales:

- Costos de funcionamiento del Centro Nacional de Despacho - CND, los cuales son cubiertos 50% por los agentes generadores en proporción a su capacidad instalada y 50% por los comercializadores en proporción a su demanda.
- La contribución para funcionamiento de la CREG y la SSPD, aplicable a todas las entidades de servicios públicos del sector gas y energía, de acuerdo con sus ingresos operacionales.
- Cargos que pagan los generadores y comercializadores conectados al SIN, por los servicios de liquidación, facturación y cobro de las transacciones en Bolsa de Energía. Corresponden a los ingresos requeridos para el funcionamiento y operación del ASIC y el Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC, los cuales son cubiertos 50% por los generadores a prorrata de la capacidad instalada en kW, y 50% por los comercializadores a prorrata de la demanda en kWh del mes a liquidar.
- El impuesto FAZNI con destino al “Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas” que se recauda con base en la energía despachada en la Bolsa de energía mayorista; se aplica a todos los generadores cuya energía es despachada en la Bolsa. Adicionado al Costo Equivalente de Energía CEE, conforman el piso para el precio de Bolsa.
- La contribución con destino al “Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas” – FAER, equivalente a 1\$/kWh (precio de diciembre de 2002 y actualizado con el índice de precios al productor). Se recauda con base en los kilovatios-hora despachados en la Bolsa de energía mayorista, más las ventas en Bolsa de las plantas no despachadas centralmente; se adiciona al Ingreso Regulado Mensual Causado de cada Transmisor Nacional en proporción

al ingreso regulado que recibe el Transmisor Nacional por la totalidad de Unidades Constructivas que representa<sup>73</sup>.

- Los cargos correspondientes a las transferencias ambientales<sup>74</sup>: 4% de la generación de plantas térmicas y 6% para hidroeléctricas, que se recaudan con base en las ventas brutas de energía por generación propia.
- Contribución del 20% sobre el valor del servicio que pagan los usuarios de estratos 5 y 6 y los consumidores industriales y comerciales para el Fondo de “Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos”, con destino a los subsidios de los estratos 1, 2 y 3.

#### 4.17 Garantías

Para asegurar el cumplimiento de las obligaciones de generadores y comercializadores, que se formen en el mercado mayorista a través de la Bolsa, entre si o respecto de los transportadores, la reglamentación exige garantías a favor del ASIC, de acuerdo con el nivel de exposición que los agentes tienen en la Bolsa.

Las garantías financieras se deben actualizar al menos con quince (15) días calendario de antelación a la fecha en que se efectuarán las transacciones, el monto lo establece el ASIC y deben respaldar el pago de las obligaciones que se puedan generar por transacciones de energía en Bolsa, reconciliaciones, servicios complementarios, cargos por uso del STN, servicios del Centro Nacional de Despacho y en general, por cualquier concepto que deba ser pagado al ASIC y/o al LAC.

Para constituir la garantía se tienen varias opciones: una fiducia con activos realizables que en caso de incumplimiento el producto de su liquidación permita el cubrimiento de las obligaciones; la fiducia de administración y pagos mediante pignoración de ingresos por venta a terceros; una garantía de primera demanda tal como aval bancario, carta de crédito “stand by”, o una póliza de seguros; el pago anticipado a la Bolsa; ser parte de un fondo de sustentación con aportes periódicos por parte de un número plural de agentes; u otro tipo de garantías financieras liquidas o de fácil establecimiento como títulos valores o documentos de inversión. Deben ser aceptables para el ASIC.

---

73 Ley 788 de 2002 y Resoluciones CREG 010 y 068 de 2003.

74 Ley 99 de 1993, Artículo 45.

Las empresas que no renueven la garantía antes mencionada, deben establecer una garantía semanal mediante el depósito en cuenta establecida por el ASIC, del valor de las transacciones de la última semana, según lo determina la metodología establecida para su cálculo.

El ASIC ordena, de oficio o por solicitud motivada de un agente, reducciones en el suministro de electricidad a comercializadores y/o distribuidores, cuando se presente mora en la cancelación de obligaciones que deban ser pagadas por estos agentes al ASIC y al LAC, o en la cancelación de obligaciones por transacciones mediante contratos bilaterales, ya sea que se trate de contratos de energía, contratos de conexión, o contratos por el uso de los STR y/o SDL<sup>75</sup>. Los programas de limitación de suministro se realizan desconectando todos los circuitos donde se encuentren conectados usuarios atendidos por el agente moroso, con excepción de los circuitos no desconectables y de los circuitos con usuarios atendidos por otro comercializador y su magnitud depende de la antigüedad de las obligaciones vencidas.

---

75 Resoluciones CREG 116 de 1998, 70 de 1999, 011 y 066 de 2000.

## 5. Evolución del Mercado Eléctrico Colombiano desde su Creación

En este capítulo se presenta la evolución del mercado observado a través de las principales variables, como indicadores de su desarrollo.

La información que no tiene asociada referencia de fuente, ha sido obtenida de la base de datos del sistema de información Neón de ISA.

### 5.1 Demanda

El mercado de energía se inició el 20 de julio de 1995 con la puesta en funcionamiento de la Bolsa de Energía. La demanda del sistema ha evolucionado en consonancia con el crecimiento económico del país como lo muestra el crecimiento del PIB (Tabla 5-1 y Figura 5-1).

Tabla 5-1<sup>76</sup>

Año	Demanda GWh	Crecimiento Demanda Energía %	Crecimiento PIB %
1995	41.774	5,40	5,20
1996	42.300	1,26	2,06
1997	43.633	3,15	3,43
1998	43.734	0,23	0,57
1999	41.503	-5,10	-4,20
2000	42.240	1,78	2,92
2001	43.206	2,29	1,39
2002	44.511	3,02	1,62
2003	45.771	2,83	3,74

Fuente UPME

Durante el período de existencia del mercado, se ha atendido la demanda, con un comportamiento variable en crecimiento, se presentó la recesión económica de los años 1998 y 1999 y la recuperación de la economía en los últimos 3 años. En el año 2002 se superó la demanda de energía del año 1998, lo que equivale a un período de 4 años de atraso en el crecimiento del sector.

---

76 Los crecimientos del PIB para años 2000 a 2003 figuran como provisionales en la fuente DANE

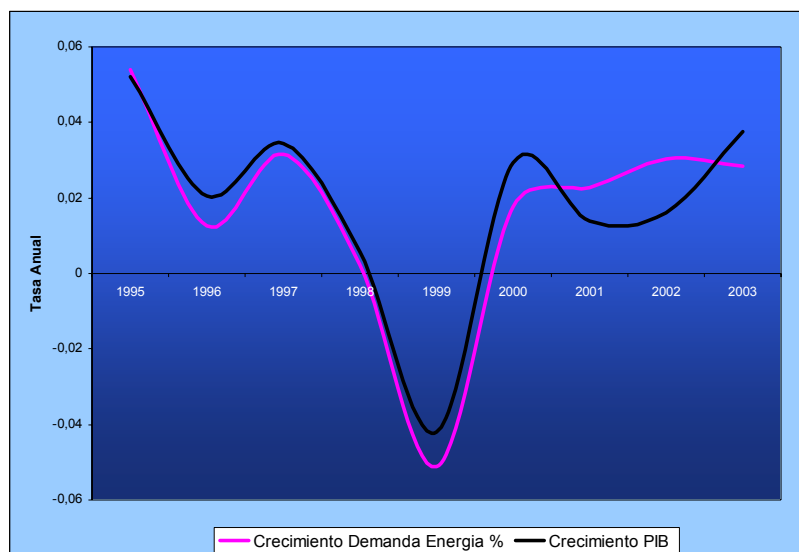


Figura 5-1 Crecimiento anual - Demanda de Energía y PIB

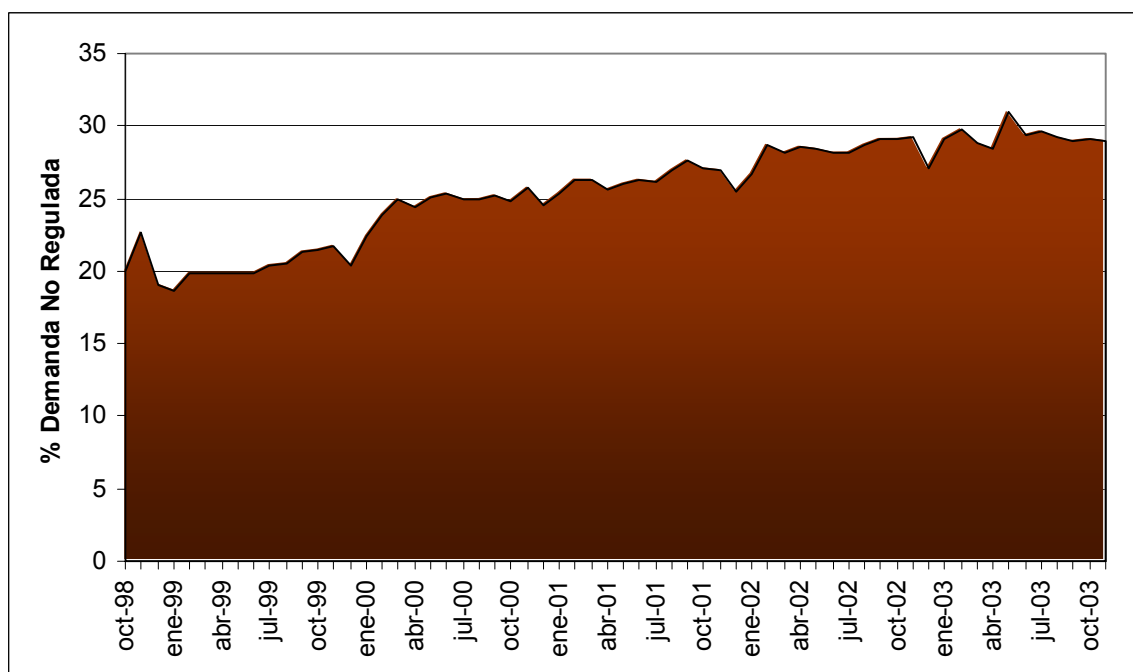


Figura 5-2 Demanda No Regulada Nacional

Como se muestra en la figura 5-2, con la reducción del límite de grandes consumidores a 0.5 MW o 270 MWh mes, en enero de 1998, la demanda de usuarios no regulados pasó rápidamente al 20% de la demanda total. En enero de 2000, con el siguiente paso de disminución del umbral de usuarios no regulados (0.1 MW o 55 MWh mes) presentó

un nuevo incremento de 5 puntos. A partir de esta fecha el incremento de penetración ha sido de tan solo el 4% en 3 años.

Con base en la información que las empresas reportan a la CREG<sup>77</sup>, se ha calculado que a finales de 2003 el suministro de demanda por parte de comercializadores entrantes o comercializadores diferentes al de la empresa de distribución local, fue del 48% de la demanda del sector industrial, 18% de la demanda del sector comercial, 15% del sector oficial y 0.1% de la demanda del sector residencial.

Estos usuarios han cambiado de comercializador en forma dinámica y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales - ASIC ha registrado hasta 1.042 cambios en un año.

## 5.2 Generación

La capacidad efectiva de generación del SIN presentó en el período de existencia del mercado un incremento de 3.168 MW incluyendo la entrada de nuevas centrales y los retiros. La evolución de la capacidad con relación a la demanda máxima se presenta en la Tabla 5-2.

Tabla 5-2

Año	Capacidad Efectiva MW	Demanda MW
1995	10102	7130
1996	10639	7276
1997	11217	7559
1998	12083	7506
1999	11595	7365
2000	12264	7712
2001	13170	7787
2002	13470	8078
2003	13270	8257

Fuente: Informes Operación ISA

La Tabla 5-3 presenta las plantas que entraron en operación en el período de existencia del mercado. El capital privado invirtió en este desarrollo mediante dos esquemas: 1.435 MW en contratos PPA (Power Purchase Agreement) y 710 MW a riesgo del mercado. Las empresas de carácter público por su parte instalaron 1.896 MW.

---

77 Información reportada a través del Instructivo Eléctrico. [WWW.creg.gov.co](http://WWW.creg.gov.co). Consulta Mayo 7 de 2004.

Tabla 5-3

Central	Capacidad (MW)	Capital	Tipo
Paipa IV	168	Privado PPA	Térmica Carbón
TEBSA	768	Privado PPA	Térmica Gas
Termo Dorada	52	Privado PPA	Térmica Gas
Termo EMCALI	233	Privado PPA	Térmica Gas
Termo Valle	214	Privado PPA	Térmica Gas
Miel	396	Público	Hidráulica
Porce II	405	Público	Hidráulica
Termo Centro	285	Público	Térmica Gas
Termo Sierra	470	Público	Térmica Gas
Urrá	340	Público	Hidráulica
Termo Candelaria	300	Privado Riesgo	Térmica Gas
Termo Flores II	99	Privado Riesgo	Térmica Gas
Termo Flores III	157	Privado Riesgo	Térmica Gas
Termo Merieléctrica	154	Privado Riesgo	Térmica Gas

El capital privado también se vinculó al sector, mediante la compra de plantas de generación en operación, con el proceso de privatización de activos del estado. Seis empresas de capital privado: Chivor, Termotasajero, Termocartagena, Central Hidroeléctrica de Betania, EMGESA y EPSA<sup>78</sup>, adquirieron la propiedad de 5.137 MW que eran de empresas estatales. En esta forma, el 55% de la generación es de capital privado en el año 2003. Se incluye en esta generación la capacidad de las plantas que tienen contrato PPA.

La componente de capacidad térmica en el período de funcionamiento del mercado pasó del 22% al 33%. La componente de capacidad de generación con gas pasó de 13% al 27% y la de generación con carbón pasó del 8% al 5% de la capacidad total.

En el año 1998 los recursos térmicos presentaron el mayor nivel de generación, cuando fueron utilizados como respaldo durante la sequía ocasionada por El Niño 1997-1998. En ese año la generación térmica cubrió el 30% de la demanda anual y específicamente en los meses de enero y febrero, cubrió el 49% de la demanda, según lo registran los informes de operación de ISA; ver Figura 5-3. Para lograr este nivel de generación, se copó la capacidad de suministro de gas natural y fue necesario utilizar fuel oil como combustible alterno.

78 El contrato PPA TermoValle también se transfiere pero la propiedad de esa central no cambia.

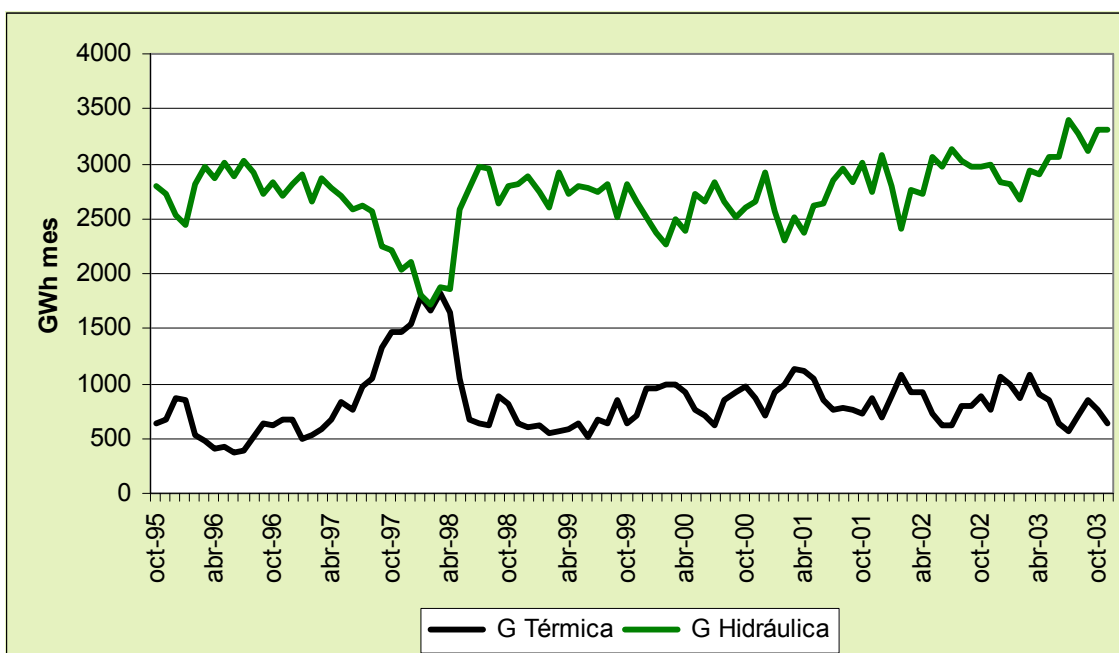


Figura 5-3 Generación Térmica e Hidráulica Mensual

La generación térmica se incrementó en los períodos de verano hasta el 30% de la demanda, con excepción del año 1999 a consecuencia del fenómeno de La Niña que siguió al período de sequía mencionado anteriormente. Por otro lado, la generación térmica no fue inferior al 11% y en los años 2000 y 2001 al 17% por efectos de la generación de seguridad requerida para mantener en operación el sistema, ante los atentados a la red de transmisión.

La generación hidráulica presentó su máximo nivel en el año 2003, alcanzando el 86% de cubrimiento de la demanda del mes de julio. Con excepción del período de sequía, la generación hidráulica supera el 69% de la demanda mensual en el período.

La evolución de los caudales de los ríos que alimentan las centrales hidráulicas se puede caracterizar en tres períodos, dos determinados por los fenómenos de El Niño y de La Niña, entre los años 1997 y 1999, ver Figura 5-4, para el cual en el mes de febrero de 1998 los caudales bajaron al 39% con respecto a la media histórica y en el mes de diciembre subieron al 120%. El tercer período, corresponde a los últimos años con aportes entre el 88% y el 89%.



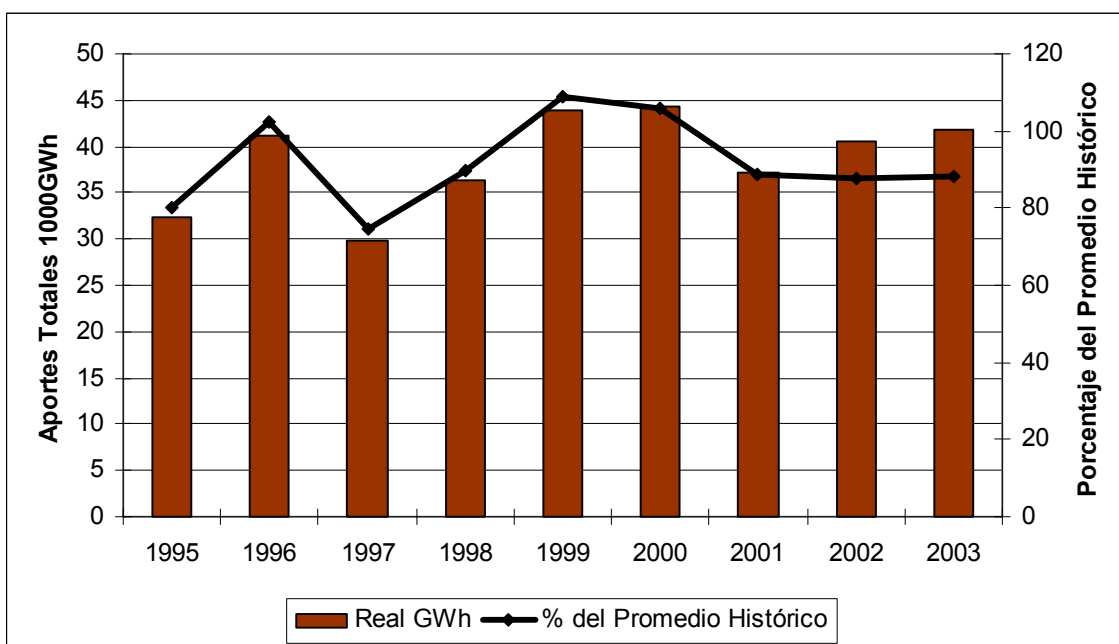


Figura 5-4 Aportes Hídricos Anuales

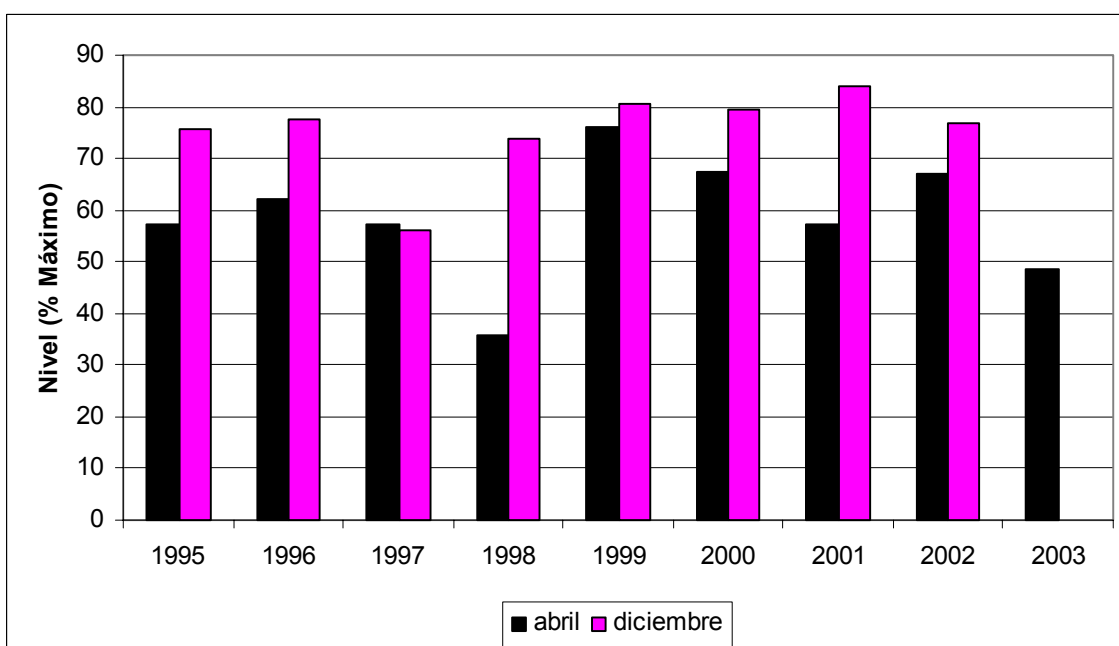


Figura 5-5 Niveles de Embalse Finales de abril y diciembre

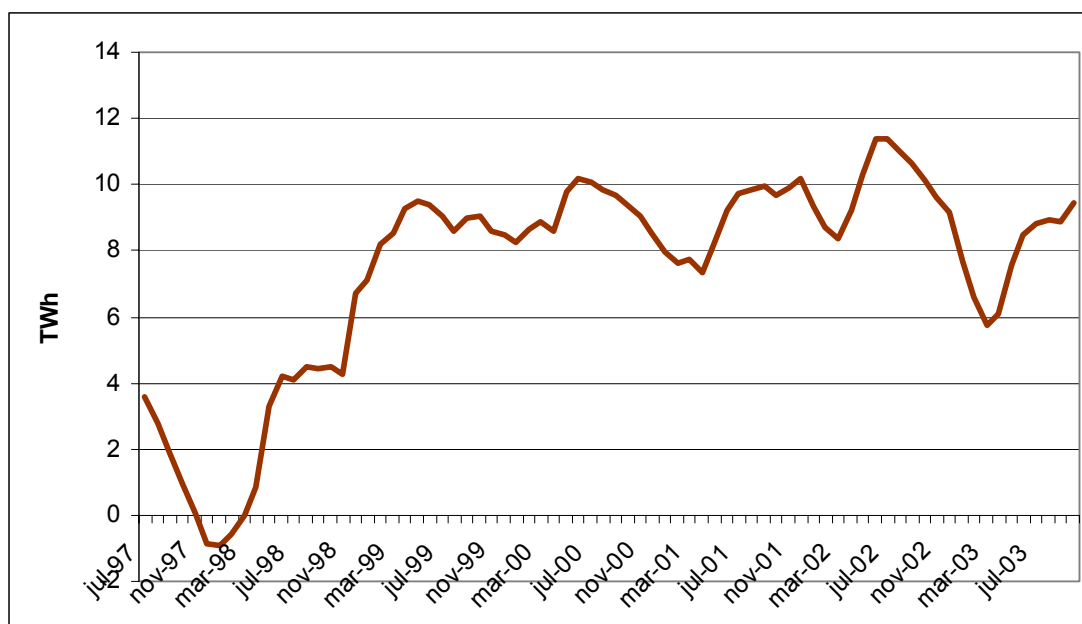


Figura 5-6 Energía Ofertable Disponible en Embales

La Figura 5-5 presenta el nivel del embalse en porcentaje de la capacidad máxima, al final de los meses de abril y diciembre de cada año. En la Figura 5-6 se presenta la energía disponible en embales para el mercado, después de haber descontado la energía almacenada en el Nivel Mínimo Operativo. Se identifican la reducción de reservas en embales durante los períodos de sequía, la recuperación durante el período de altos caudales y el corto período de regulación del mismo.

### 5.3 Contratos y Bolsa

Los precios del mercado mayorista para los dos posibles tipos de transacción de energía: contratos a mediano plazo y transacciones de corto plazo o en Bolsa, han evolucionado como lo muestra la Figura 5-7.

Se presentan valores promedio mensual, tal que las variaciones horarias y diarias están suavizadas. Adicionalmente, los precios se han convertido a precios constantes de diciembre de 2003, utilizando el Índice de Precios al Productor - IPP. El valor promedio del precio de contratos en todo el horizonte fue del 62 \$/kWh. El valor promedio del precio de Bolsa fue de 68 \$/kWh. Esto significa que en el largo plazo los contratos han resultado ser más económicos que las compras en Bolsa. Adicionalmente, esta última opción requiere de un respaldo financiero muy importante

para cubrir la gran volatilidad que presenta este precio. Si se calcula el precio promedio a partir de mayo de 1998, después de El Niño 1997-1998, el valor promedio de Bolsa sería 54 \$/kWh y el promedio de contratos los mismos 62 \$/kWh. Esta diferencia es indicador del precio que se paga por el cubrimiento del riesgo.

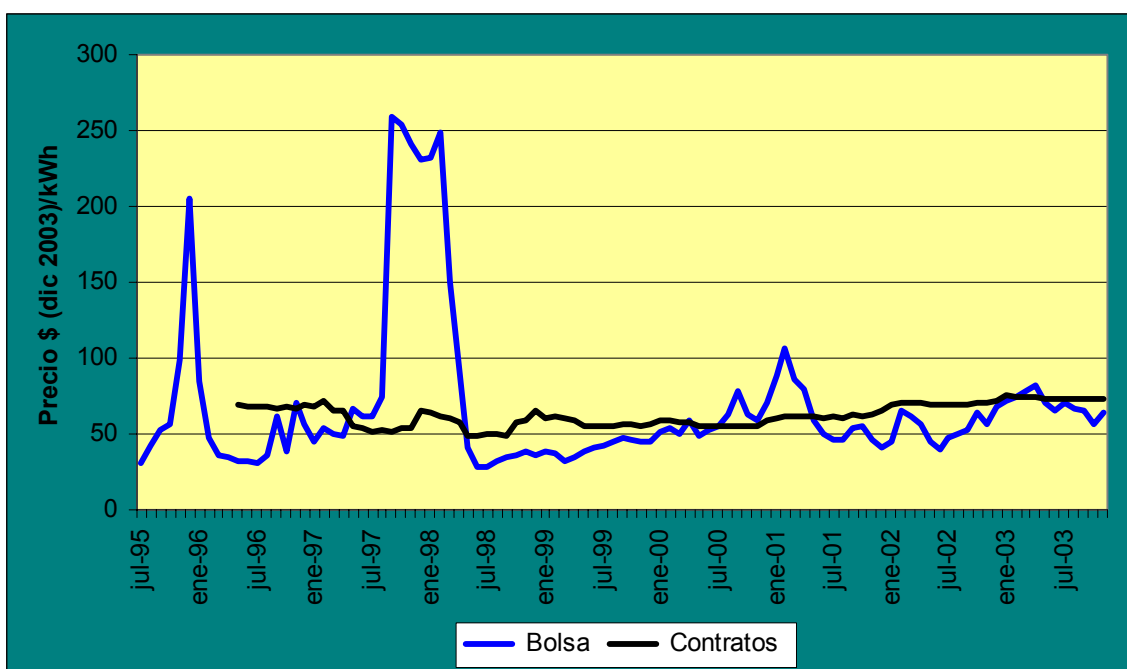


Figura 5-7 Evolución Precios Promedio Bolsa y Contratos en Términos Constantes

La formación del precio de Bolsa presenta alta correlación con la energía disponible en los embalses. Sin embargo, se ha encontrado que las variables que explican las variaciones de las ofertas son diversas, entre ellas se encuentran los cambios en la regulación, los precios de los contratos, las inflexibilidades, la generación de seguridad y las ofertas de otros recursos de la misma empresa, en forma adicional a las que determinan su costo marginal como son caudales, disponibilidad y demanda<sup>79</sup>.

A partir de marzo de 2003 se puso en funcionamiento el esquema de Transacciones Internacionales de Energía de Corto Plazo - TIE, con el Ecuador. Este esquema ha permitido realizar transacciones en ambas direcciones. Las diferencias de precio entre los dos mercados y la limitación de la red de transmisión han originado rentas de

congestión, que en Colombia se asignan hasta un 10% a respaldo para cubrimiento por parte del ASIC, el 80% para el fondo FOES y la cantidad restante para reducir el valor de restricciones. Esta última porción representa entre un 10% y 12% del valor de las restricciones<sup>80</sup>.

El impacto que las transacciones TIE tiene sobre el precio de Bolsa promedio mensual se estimó como un incremento máximo de 4.8% en el mes de septiembre de 2003 y valor mínimo de 0.30% en el mes de mayo de 2003.

Los agentes han realizado transacciones en magnitudes que superan la demanda en un porcentaje mayor al 20%, alcanzando cantidades del 57% por encima de la demanda, ver Figura 5-8. Los niveles de contratación en promedio han superado hasta en un 20% la demanda<sup>81</sup>. Las transacciones en Bolsa se han encontrado alrededor del 40%, con un máximo del 47%. Esto muestra el potencial que existe para transar contratos normalizados.

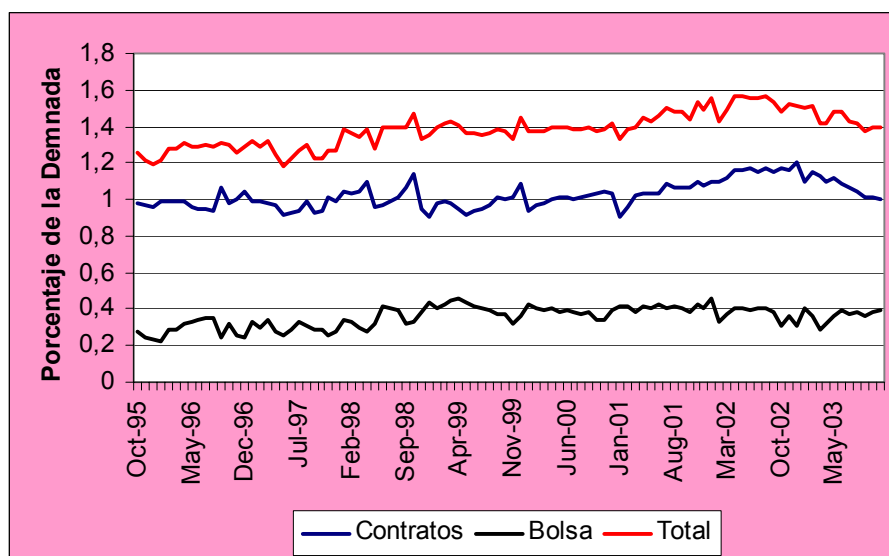


Figura 5-8 Nivel de Transacciones en Contratos y Bolsa

79 UPME. "Mercado de Energía en Colombia, Análisis Comercial y de Estrategias". Trabajo elaborado por Sistemas Digitales de Control. Bogotá, mayo 2004.

80 Ibid 79

81 Existió obligatoriedad para los comercializadores de respaldar con contratos un mínimo porcentaje de su demanda hasta el año 1999. El 80% para 1996, del 60% para 1997 y 1998 y el 30% en 1999.

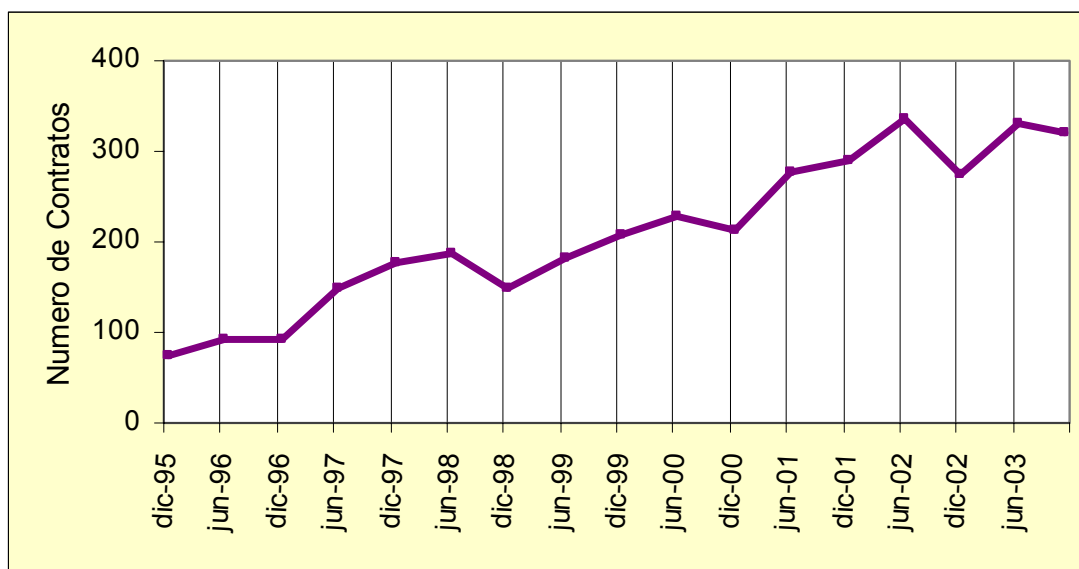


Figura 5-9 Número de Contratos

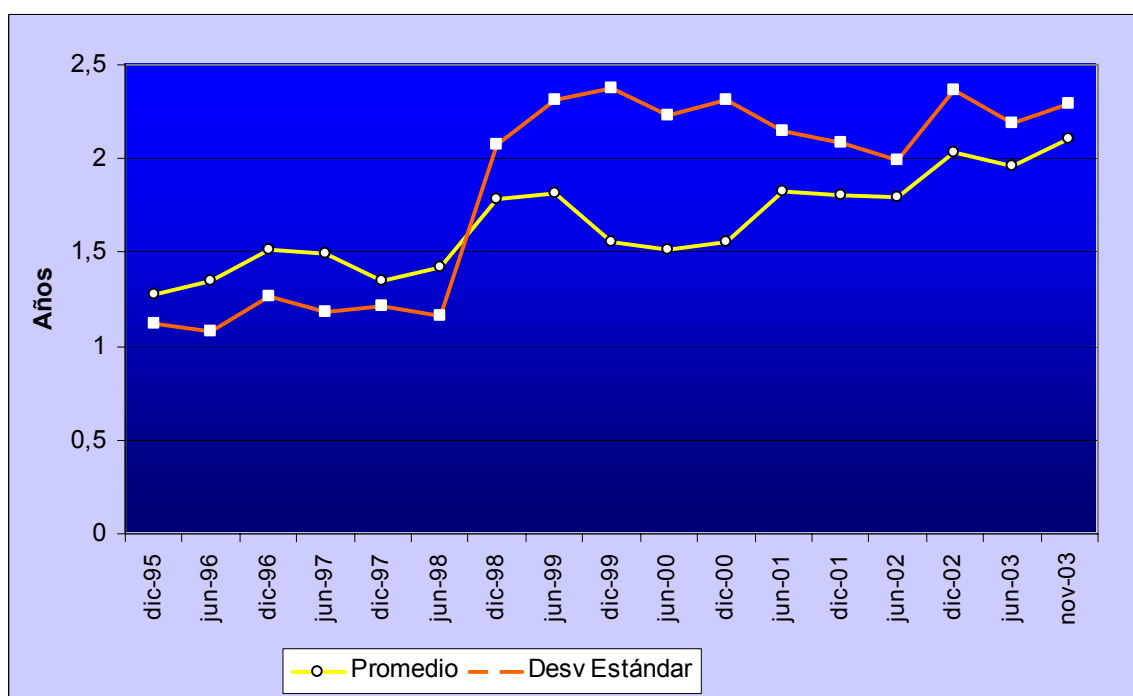


Figura 5-10 Duración de Contratos

El número de contratos despachados creció de 74 en diciembre de 1995 a 321 en el mes de noviembre de 2003, Figura 5-9. La duración de los contratos se ha

incrementado en los últimos años hacia contratos de 2 años en promedio<sup>82</sup>, Figura 5-10. Sin embargo, se han registrado contratos en el rango de duración menor a un mes, hasta de término indefinido.

Los agentes del mercado han creado 53 formas de liquidación de precio de los contratos y 57 formas para representar el cubrimiento de riesgo en la magnitud de los contratos. Estas formas se han creado con base en las definidas por la Resolución CREG 024 de 1995: contratos pague lo demandado y contratos pague lo contratado.

## 5.4 Reconciliaciones

La forma de pago, composición y precio de las restricciones ha evolucionado acorde con los cambios en regulación y con las condiciones de limitación del sistema de transmisión.

**Forma de pago de las restricciones por los agentes.** Se inició con un cobro a los agentes en proporción a la demanda, posteriormente, se pasó a distribuir por partes iguales entre generadores y demanda para retornar en octubre de 2000 a ser distribuidas únicamente en proporción a la demanda. Las restricciones imputables a un agente operador de red o comercializador son cargadas a estos.

**Composición.** Inicialmente las restricciones se calculaban incluyendo los efectos de regulación secundaria, los cuales fueron separados a la cuenta de AGC para ser distribuidos entre generadores. Antes del año 2000 se tenían solamente dos categorías de restricciones: locales y globales, las primeras se cargaban a los comercializadores que atendían la demanda local, las segundas se distribuían por partes iguales entre generadores y comercializadores, como se mencionó anteriormente. En el año 2000 se crearon 27 categorías de generación de seguridad, o generación obligada y de acuerdo con el tipo es cargada al comercializador local, a la demanda del SIN, o al operador del sistema de transmisión.

**Precio.** Se ha limitado el precio máximo para las reconciliaciones positivas y negativas a partir de marzo 2001.

Las reconciliaciones han tenido el comportamiento que se presenta en la Figura 5-11. A partir de octubre de 2000, fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG 063 de

---

82 Ibid 79

2000, las magnitudes en GWh y valores en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas son diferentes por efecto de la generación obligada para control automático de frecuencia (AGC).

A partir de marzo de 2001 se presenta un cambio en el valor de las reconciliaciones causado por el límite a los precios de reconciliación positiva y negativa definido por la Resolución CREG 034 de 2001, Figura 5-12. Esta variación también es apreciable en la Figura 5-13 que presenta los precios promedio resultantes de las reconciliaciones en comparación con el precio de Bolsa.

De los análisis detallados por zona y por planta se encuentra que a partir de 1998 la zona Costa ha obtenido los mayores ingresos por reconciliaciones positivas con costo muy alto con respecto a las zonas Bogotá, Antioquia, Nordeste y Valle, que le siguen.

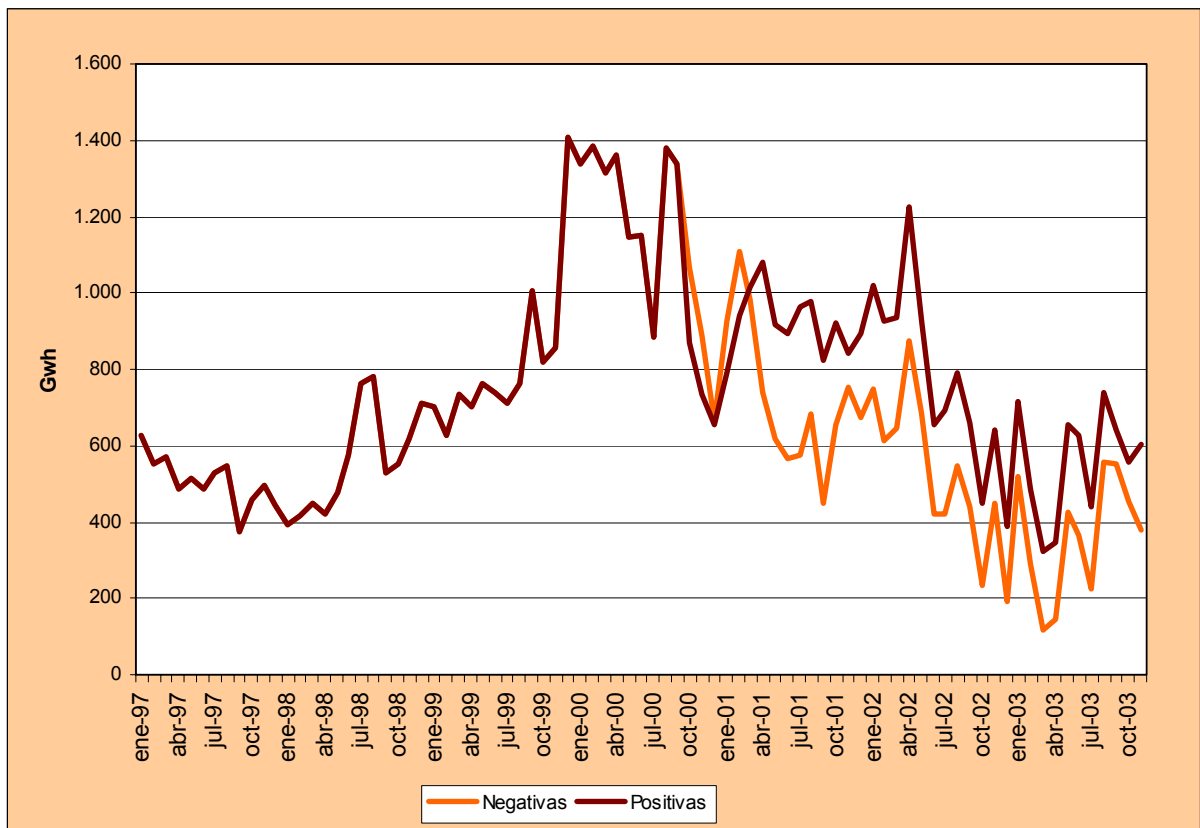


Figura 5-11 Magnitud de Reconciliaciones Positivas y Negativas

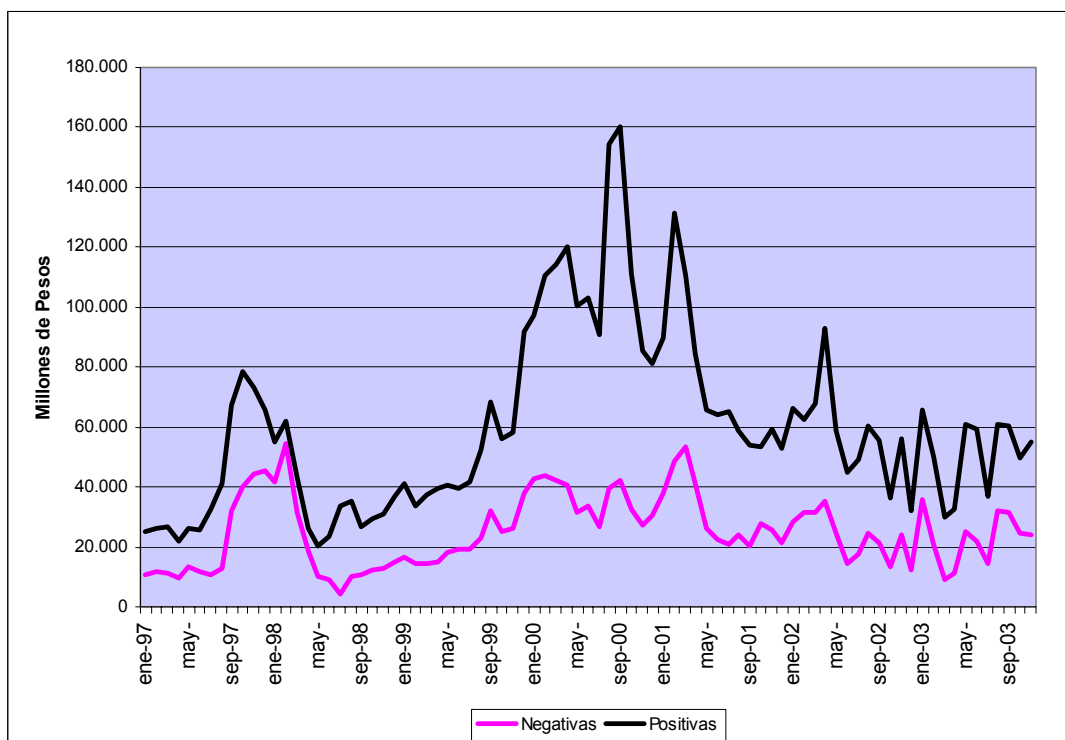


Figura 5-12 – Valor de Reconciliaciones Positivas y Negativas

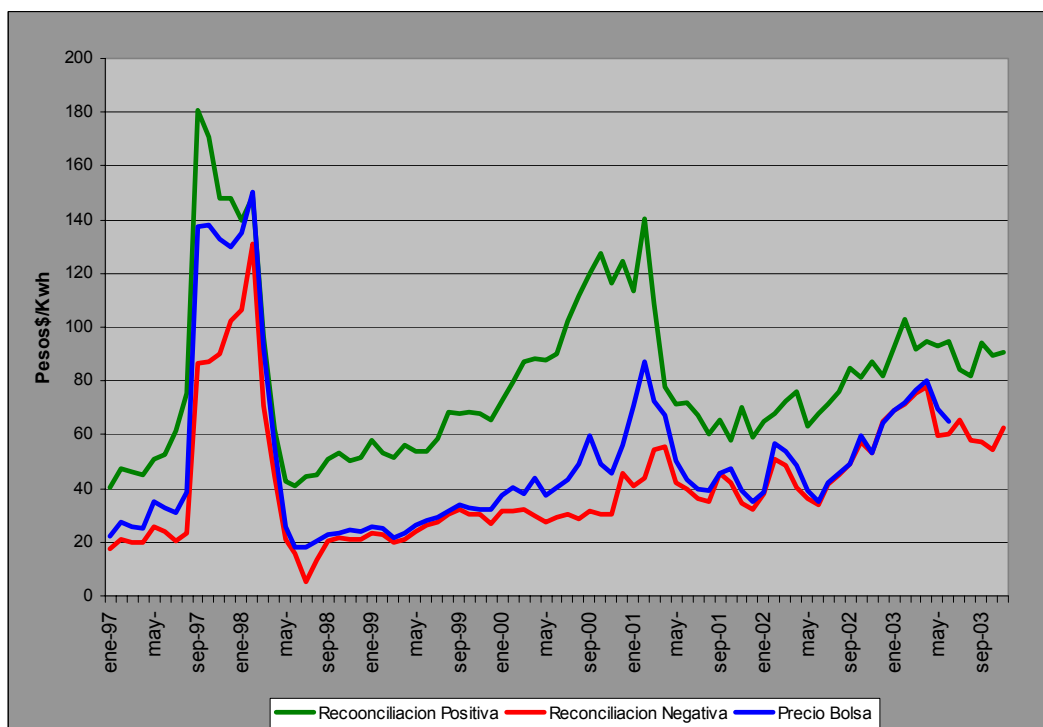


Figura 5-13 – Precio Promedio Mensual de Reconciliaciones



Las zonas Antioquia y Bogotá en todo el período de estudio son las que presentan los mayores valores por reconciliaciones negativas, indicando que son las zonas desplazadas por la generación forzada fuera de mérito. Consistente con esto, los mayores reembolsos por reconciliación negativa se presentan alternativamente en las plantas San Carlos y Guavio; les siguen en orden de importancia Chivor y Guatapé.

Los ingresos por reconciliación positiva en la zona Valle durante todo el periodo de estudio ocurren principalmente en las plantas Alto y Bajo Anchicayá.

Desde 1999 la planta con mayor costo (valor en Col\$) por reconciliación positiva es TEBSA, con costos inferiores le siguen en orden de importancia Termoflores, Termoguajira y Termotasajero. En general se puede decir que en la zona Costa están localizadas las plantas que reciben la mayor remuneración por generación forzada fuera de mérito y que el reembolso por generación desplazada no guarda proporciones con los ingresos de reconciliación positiva en esa zona.

Los ataques a la infraestructura de transmisión obligaron la operación de unidades fuera de mérito, principalmente en los años 2000 a 2002. En la Tabla 5-4 se presenta un resumen del número de torres derribadas o averiadas en cada año.

Tabla 5-4<sup>83</sup>

Año	Torres
1999	248
2000	454
2001	282
2002	483
2003	329

Fuente: Informes de Gerencia y Operación ISA

La entrada de refuerzos en la Costa con la línea Sabanalarga-Termocartagena, en el Nordeste con la línea Primavera-Guatiguará-Tasajero, en el Centro con las líneas La Sierra-Purnio y Purnio-Miel-SanFelipe y las compensaciones de reactivos en el Sur y en la Costa, contribuyeron a la reducción de las magnitudes de reconciliaciones positivas y negativas a partir del año 2002 y por lo tanto, del valor de las restricciones.

---

83 Fuente: ISA informe de Gerencia ISA pag.61. ISA Informe de Operación 2002 pag.22 ISA Informe de Operación 2003 pag.47.

Los valores y precios de reconciliaciones son una señal económica que permite establecer necesidades de refuerzo en el sistema de transmisión, o de compensación como reemplazo económico de generación de seguridad.

## 5.5 Restricciones

Las restricciones totales presentaron la evolución que se muestra en la Figura 5-14, la cual está explicada por:

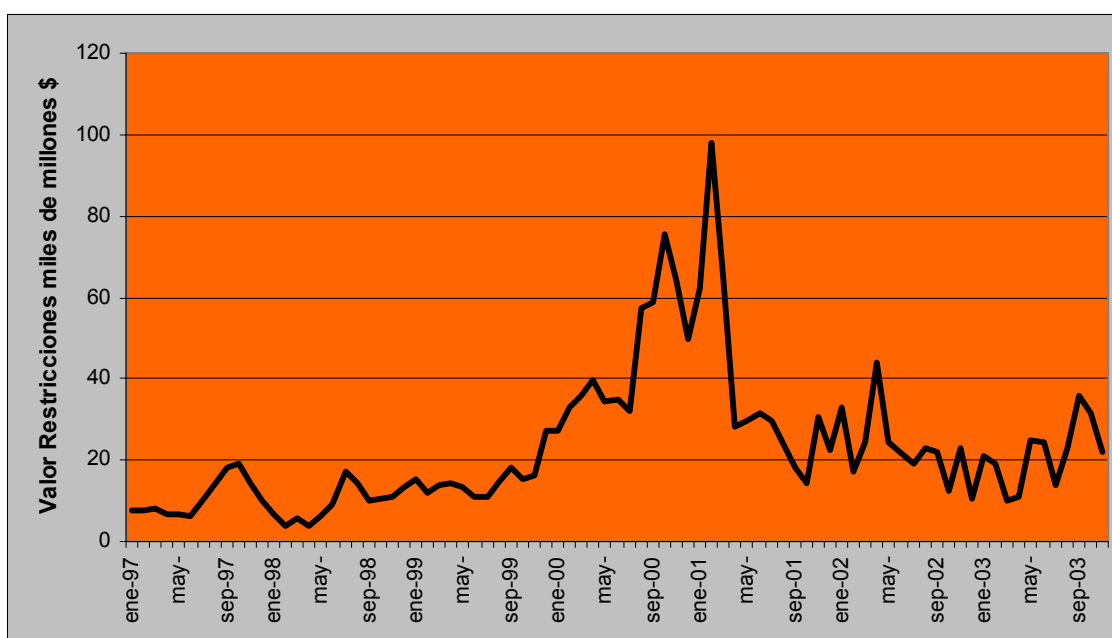
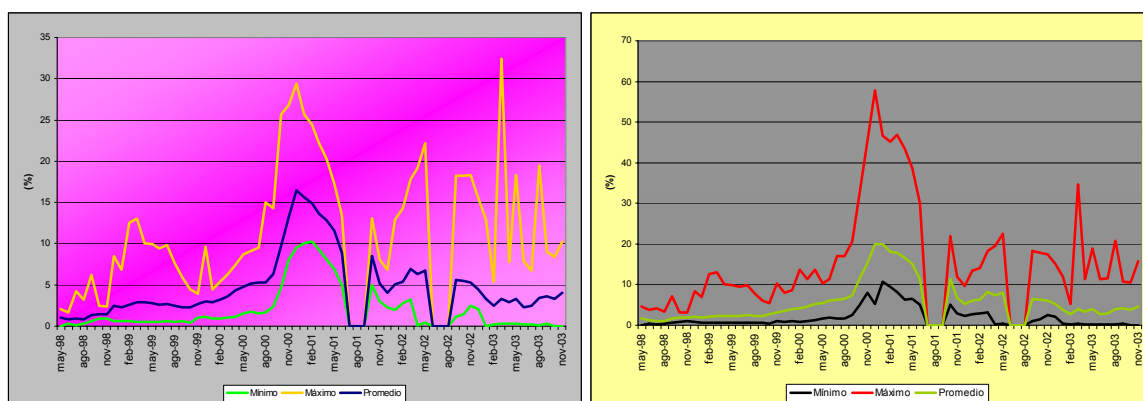


Figura 5-14 Restricciones totales

- El incremento en las necesidades de generación de seguridad por efecto del derribo de torres que se mencionó anteriormente entre los años 2000 a 2002,
- El cambio regulatorio que estableció cargar estos costos a los comercializadores en lugar del 50% a generadores y 50% a comercializadores como estaba establecido hasta junio de 2000,
- El incremento en los precios de la generación de seguridad hasta marzo de 2001, como se muestra en el análisis de reconciliaciones,
- El límite a los precios de reconciliación establecidos por regulación a partir de marzo de 2001,
- La entrada en servicio de líneas de refuerzo en el año 2001 y

- La reducción de la cuenta de restricciones, por razón de la asignación de un porcentaje de las rentas de congestión originadas en las TIE con Ecuador a partir de marzo de 2003.

Las restricciones tuvieron un impacto en la tarifa del usuario final que varía según el tipo de comercializador<sup>84</sup>. En la Figura 5-15 se presenta el impacto máximo, promedio y mínimo en porcentaje sobre la tarifa a usuarios regulados y sobre la tarifa media.



Figuras 5-15 Efecto de restricciones sobre tarifa regulada y media

Las restricciones tuvieron un impacto hasta del 30% en la tarifa de usuarios regulados. El impacto en promedio llegó al 16%, siendo mayor al 10% durante el segundo semestre de 2000 y el primer trimestre de 2001. Antes del inicio de la intensificación de voladuras, el impacto calculado promedio era del 3%, y en el 2002 fue de 5%. Los valores porcentuales para la tarifa media son superiores teniendo en cuenta que la tarifa media es inferior a la tarifa regulada.

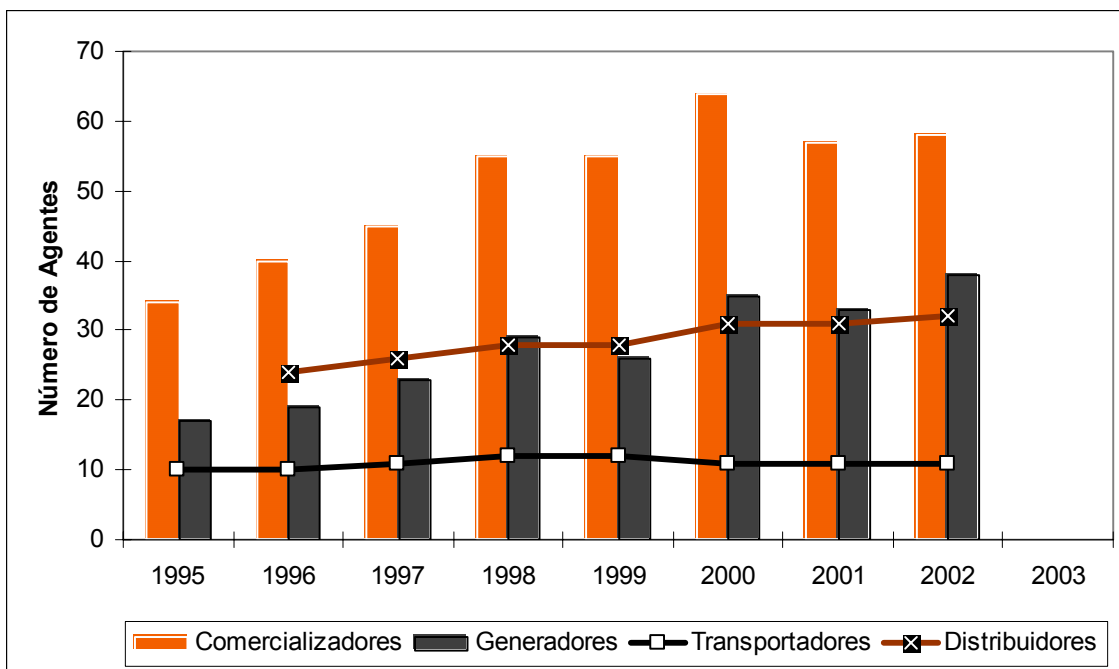
En el año 2003 el nivel del porcentaje promedio de disminución del pago por restricciones por efecto de las rentas de congestión de las TIE, fue del 2% de la tarifa regulada, hasta cuando se estableció por Ley la aplicación de parte de esas rentas al Fondo de Energía Social FOES. A partir de esta fecha el porcentaje bajó al 0.5% en promedio.

## 5.6 Evolución de Agentes

La dinámica del mercado está marcada por el número de participantes independientes. El número de agentes ha evolucionado según se presenta en la Figura 5-16. En barras

84 Ibid 79

se presenta la evolución de los agentes entre los cuales hay competencia: generadores y comercializadores y en línea continua, la evolución del número de agentes que prestan servicio de carácter monopólico: transmisión y distribución.



Fuente:ISA

Figura 5-16 Número de Agentes.

El crecimiento del número de agentes que se presentó en los primeros años del período, se estancó con la disminución de la demanda del año 1999. En el año 2000 se presentó un incremento de los agentes activos, para luego volver a disminuir en los últimos años. El último incremento coincide con la disminución del umbral para usuarios regulados a 100 kW y consumo mínimo de 55 MWh mes, que rige desde enero de 2000.

Los comercializadores que no están asociados con agentes distribuidores o generadores, es decir, que solamente ejercen la actividad de comercialización, han evolucionado como se presenta en la Figura 5-17; allí se incluyen el número total de comercializadores y el número de comercializadores puros registrados y activos. En el período de 5 años han alcanzado una penetración del 3.6% de la demanda comercial

nacional. El 60% de la demanda que atienden es regulada, como lo encontró el estudio Análisis del Mercado de Energía en Colombia<sup>85</sup>.

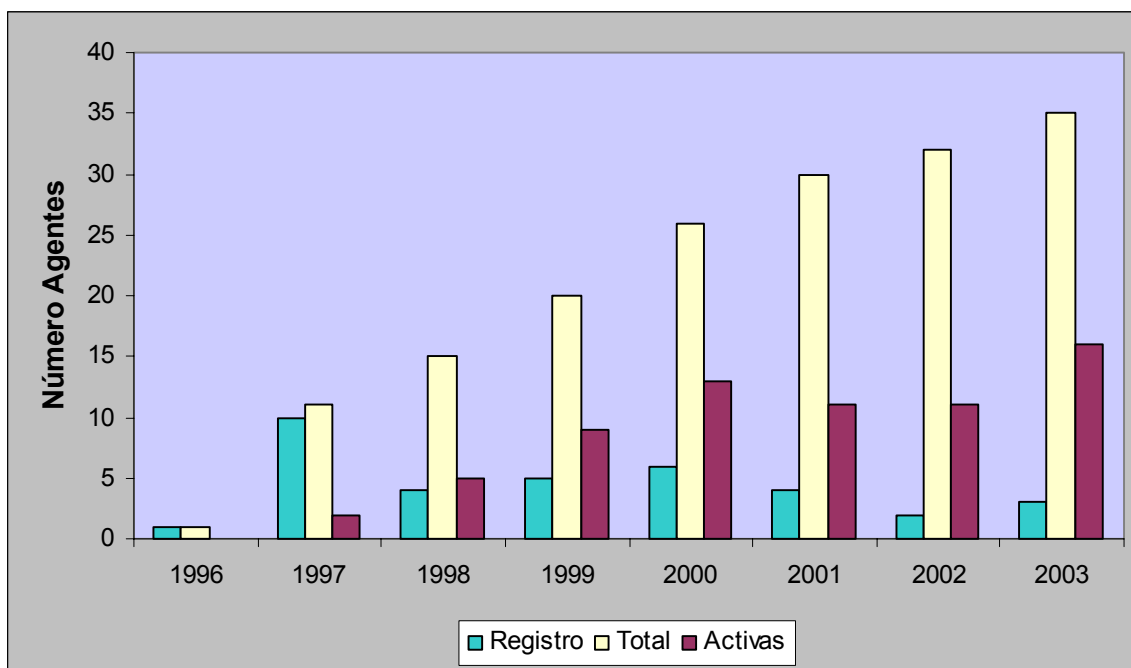


Figura 5-17 Número de Comercializadores Puros Registrados y Activos

La generación tiene una concentración que no supera el 25%, sin embargo, el 60% de la capacidad es de propiedad de cuatro agentes. Según se estableció en el estudio Análisis del Mercado de Energía en Colombia, 6 empresas presentan la mayor frecuencia de colocación del precio de Bolsa en toda la historia del mercado, como se ilustra en la Figura 5-18. Si se consideran períodos anuales este número de empresas es de 3 o 4 por año.

Por otro lado, del cálculo del índice de concentración Hirschman-Herfindahl (HHI)<sup>86</sup> se encuentra que este ha disminuido como se ilustra en la Figura 5-19.

85 Ibid 79

86 Determina empíricamente la concentración de la generación y da una indicación del poder de mercado que puede llegar a desarrollarse.

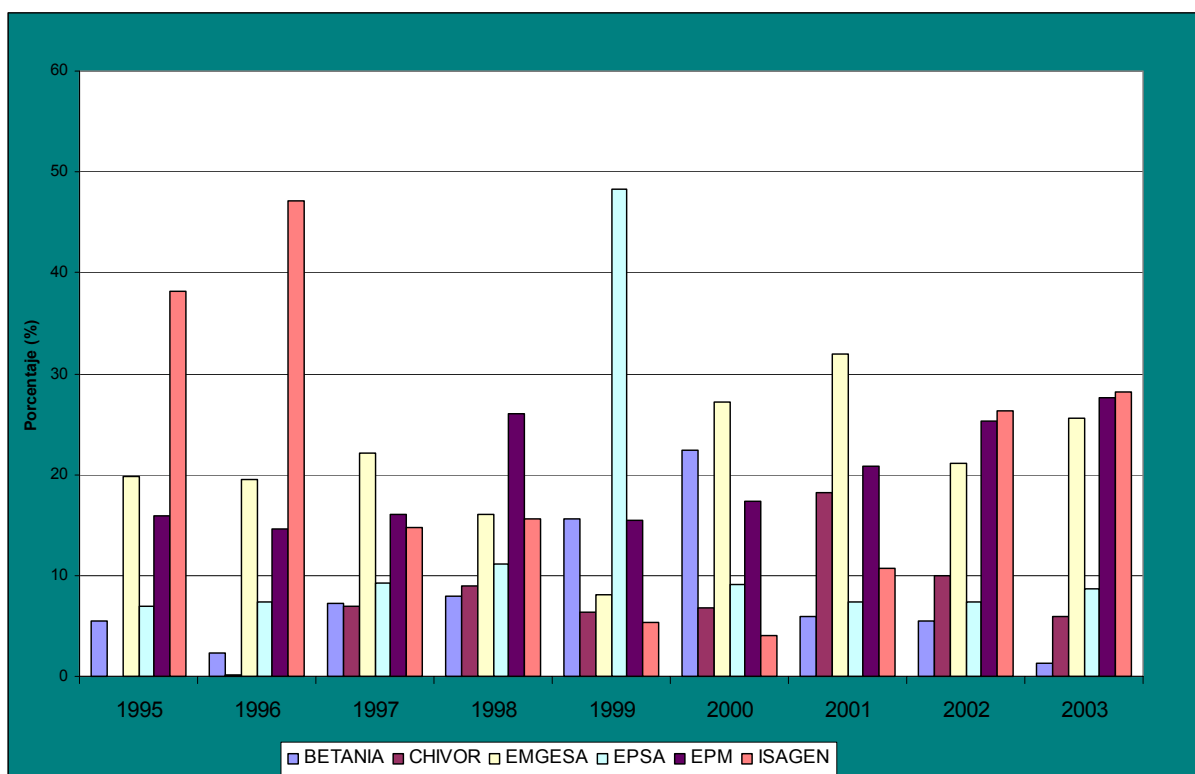


Figura 5-18 Frecuencia de oferta del recurso marginal

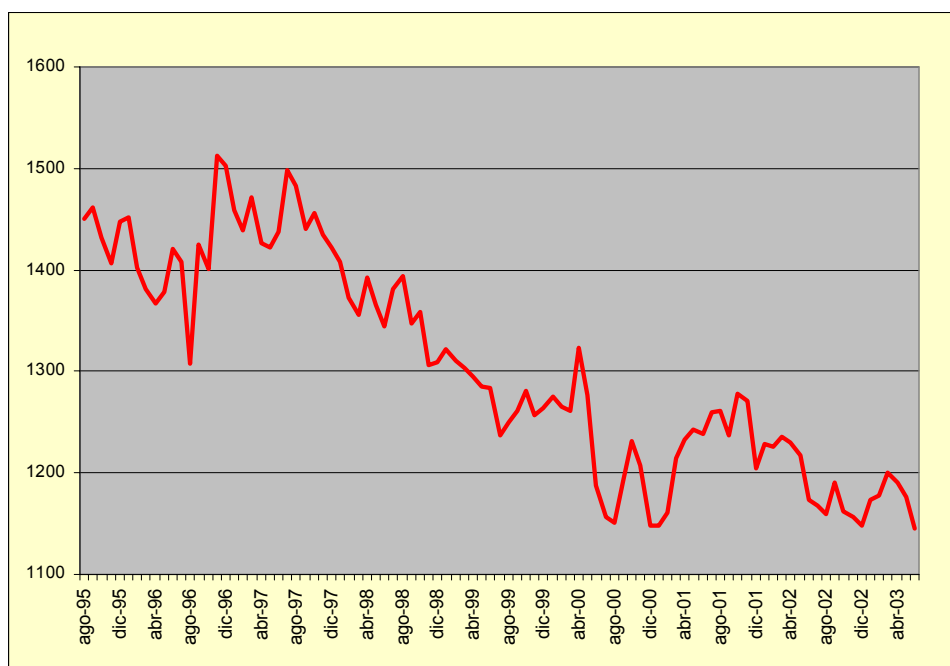
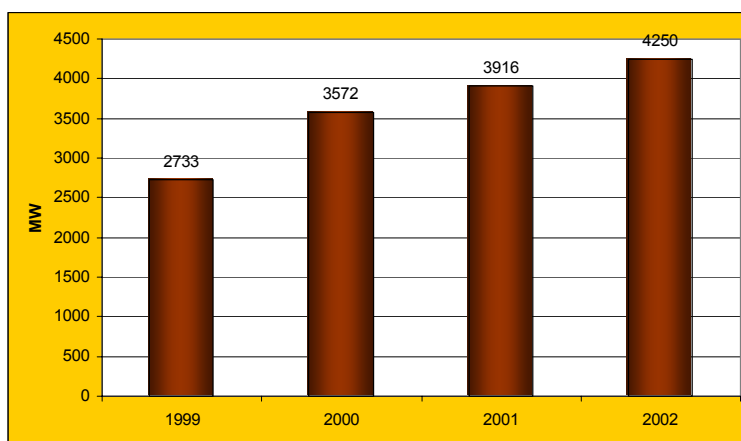


Figura 5-19 Evolución Índice Hirschman-Herfindahl (HHI)

También, de la estimación del Índice de Suministro Residual (ISR)<sup>87</sup> realizado en el estudio, se encontró que al inicio del mercado los valores promedios eran próximos a 160% y han venido aumentando paulatinamente hasta llegar al 240% en enero de 1999; a partir de esa fecha se han estabilizado en valores alrededor de 210%.

Respecto a la estructura y concentración de los recursos del mercado, el hecho que los valores del Índice ISR de 150% a comienzos del mercado hayan aumentado a 200% es una indicación de que ha disminuido el nivel de concentración en el mercado.

La regulación establece una Franja de Potencia<sup>88</sup> como “el resultado de sustraer la Demanda Máxima Promedio Anual de Energía de la Disponibilidad Promedio Anual”<sup>89</sup>, valor que no puede ser superado por ningún agente, considerando su participación accionaria en las empresas de generación del mercado. Esta franja se ha definido anualmente a partir de 1999 como se presenta en la Figura 5-20 y ha venido creciendo en la medida en que la demanda lo ha hecho en forma más acelerada que la instalación de capacidad.



Fuente: Resoluciones CREG

Figura 5-20 Evolución Franja de Potencia.

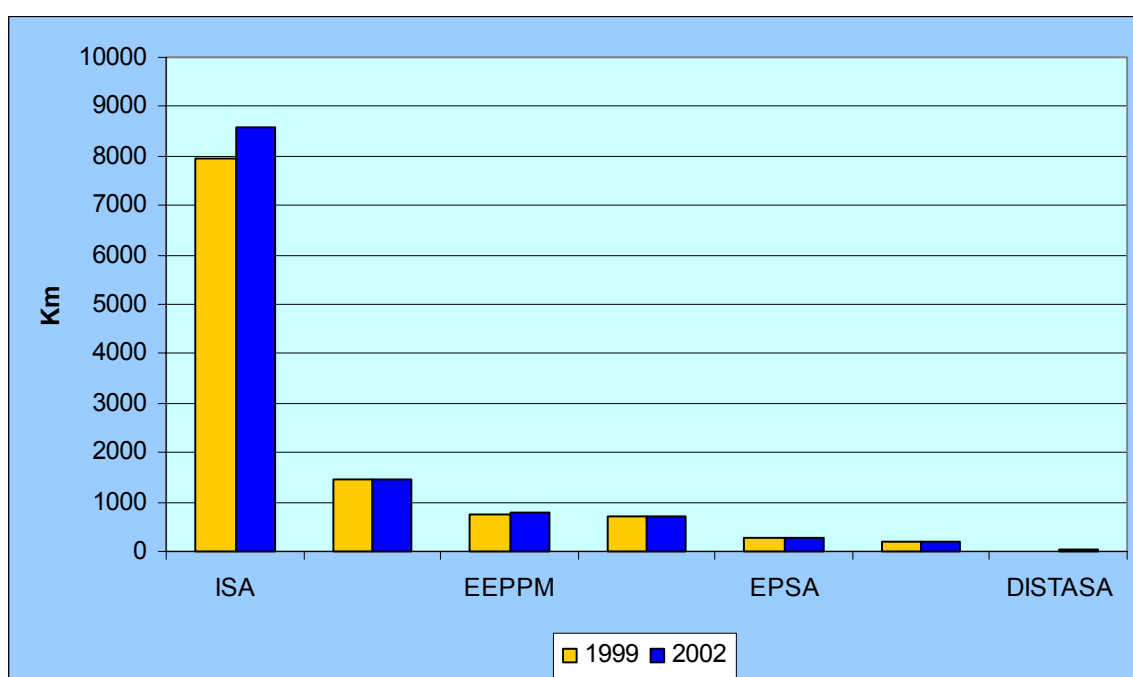
87 El índice ISR para un agente x se define como la proporción de la cantidad total de suministro en competencia ofrecida por todos los proveedores, excluyendo al agente x del mercado, con respecto a la demanda del mercado.

88 Resolución CREG 042 de 1999

89 En la Resolución CREG 042 de 1999 se define como Demanda Máxima Promedio Anual de Energía, “el promedio de las Demandas Máximas Mensuales de Energía del año calendario inmediatamente anterior”. A su vez, la Demanda Máxima Mensual de Energía “es la máxima generación real horaria total presentada en el mes en los periodos comprendidos entre las 18:00 y 21:00 horas”.

ISA es el principal transportador del STN con un 83% de propiedad sobre la red, si se considera tanto la red de ISA como de TRANSELCA. Entre el año 1999 y 2002 solamente crecieron ISA y EEPPM. DISTASA y EPSA son transportadores privados. También son propietarios de activos del STN: CORELCA, CHB, EBSA y CENS. CHB es de capital privado.

La Figura 5-21 muestra la propiedad de líneas en Km de circuito, para cada una de las empresas transportadoras y para los años 1999 y 2002.



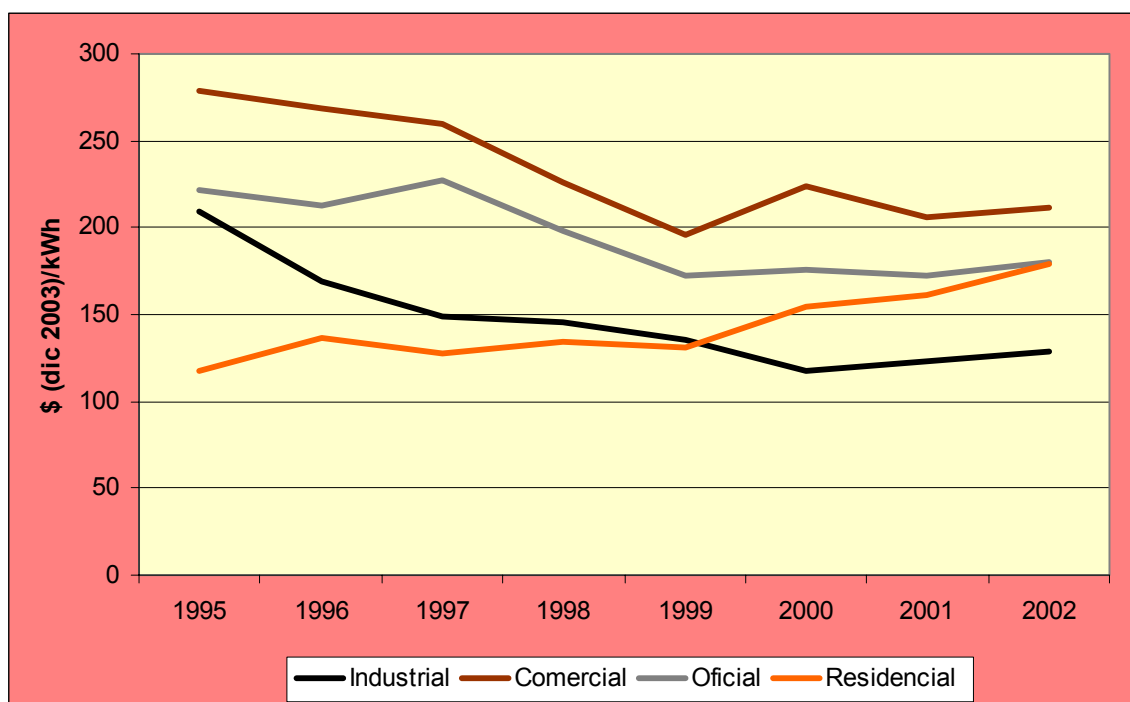
Fuente: Informe Anual ISA

Figura 5-21 Propiedad de líneas en Km de circuito

## 5.7 Tarifas

Las tarifas medias a usuarios finales han presentado la evolución de la Figura 5-22 para cada uno de los tipos de usuario: industrial, comercial, oficial y residencial, en precios constantes de diciembre de 2003.





Fuente: CREG. Información suministrada por empresas

Figura 5-22 Evolución de tarifas medias en precios constantes de 2003

La tarifa media para el sector comercial y oficial presentó un descenso en términos reales del 19% la primera y del 10% la segunda entre el año 1995 y el año 1999. Por su parte la tarifa media del sector industrial tuvo un descenso del 44% entre el año 1995 y el año 2000. Uno de los factores que contribuyó a este descenso fue la introducción de competencia como lo muestran los descensos de los años 1996 y 2000 en el sector industrial.

La tarifa del sector residencial presenta dos años: 1996 y 2000, con incrementos en términos reales marcados de 16% y 18% anual respectivamente. Estos períodos están relacionados con los períodos de desmonte de subsidios a los estratos 1, 2 y 3.

Las tarifas se han estabilizado, con excepción de la tarifa residencial que presenta crecimiento en los últimos años. El efecto de la competencia se ha estabilizado.

## **6. Aspectos Comerciales y Estratégicos del Mercado Eléctrico Colombiano**

Este capítulo describe los principales aspectos comerciales y estratégicos del mercado eléctrico colombiano. Se analiza la formación del precio de Bolsa para el caso de mercados oligopólicos y se presentan las estrategias sugeridas a través del análisis de resultados de un modelo desarrollado para explicar la variación de los precios de oferta, e indicar las razones para la existencia del comportamiento estratégico en el mercado.

Analiza los riesgos comerciales existentes en el mercado eléctrico colombiano y las estrategias posibles a disposición de los agentes para efectuar el cubrimiento de tales riesgos, así como algunas modalidades de derivados financieros existentes en ciertos mercados de avanzada, que pudieran ser empleadas para promover el establecimiento de contratos de largo plazo.

También, presenta composición de costos que hacen parte de la tarifa a los usuarios regulados o del precio a los no regulados, sugiriendo las alternativas para el manejo de tales componentes, en especial de las componentes en competencia por parte de los agentes comercializadores.

### **6.1 Formación del Precio de Bolsa**

En la generación de energía eléctrica participa un grupo reducido de empresas, algunas de las cuales representan un porcentaje importante de la oferta total. Los mercados en que hay un reducido número de oferentes se denominan mercados oligopólicos y se analizan tradicionalmente mediante teoría de juegos.

El análisis tradicional del oligopolio reconoce dos posibles soluciones: la solución de Cournot, y la solución de Bertrand. De acuerdo a la primera, las empresas en un oligopolio determinan la cantidad ofrecida, de forma tal que maximizan su beneficio, dado que sus competidores elijan la cantidad que a su vez, maximiza también sus beneficios. Este equilibrio de Nash, en el modelo de Cournot, lleva en general a soluciones en las que el precio de equilibrio de mercado se separa del costo marginal, generando pérdidas irrecuperables de eficiencia para la sociedad.

La diferencia entre el precio y el costo marginal es inversamente proporcional al número de empresas y a medida que aumenta el número de participantes en el mercado, el precio se aproxima al costo marginal y el juego oligopólico da lugar al tradicional análisis competitivo, en el que los oferentes son tomadores de precios y el equilibrio de mercado es óptimo paretiano, con el precio igual al costo marginal.

La solución alternativa es el modelo de Bertrand, en el que se asume que los oligopolistas determinan el precio y no las cantidades a ofrecer. En el caso más simple posible, en el que cada oferente puede ofrecer una cantidad ilimitada a un precio dado con un costo marginal constante, el equilibrio de Nash del juego lleva a que el precio ofertado sea igual al costo marginal, en el que la empresa con el costo marginal más bajo termina por atender la totalidad del mercado, o se reparte el mercado entre las empresas, si el costo marginal es igual para todos los participantes.

Este último resultado aplica sólo al caso en el que no se dan restricciones de capacidad y el costo marginal sea constante. Un modelo más realista, en el que haya restricciones de capacidad o diferenciación de producto, arroja resultados equivalentes a los que se obtienen en el modelo de Cournot: los oferentes se comportan estratégicamente, buscando fijar el precio que maximice su beneficio, dado que sus competidores fijan también su precio óptimo y los resultados son equivalentes a los que obtendría eligiendo cantidades. Las diferencias reales, en este caso, aparecen cuando se consideran situaciones de incertidumbre: las decisiones arrojan resultados distintos, cuando hay algún componente aleatorio en la demanda, ya que el oligopolista preferirá fijar las cantidades (los precios) cuando la pendiente de la curva de costo marginal es creciente (decreciente), siendo indiferente si el costo marginal es constante<sup>90</sup>.

Klemperer y Meyer<sup>91</sup> desarrollaron un enfoque alternativo, que ha sido posteriormente aplicado al caso de la generación en electricidad: el enfoque de la función de oferta. La idea es que los oferentes en un mercado oligopólico no tienen porque comprometerse con precios o cantidades, dejando que el ajuste a la incertidumbre se dé en la variable no seleccionada: resulta racional, en cambio, fijar una función de oferta, es decir, pares de precios y cantidades, que representen su elección óptima en el juego oligopólico. Este enfoque elimina algunas consecuencias negativas de comprometer precios o cantidades y arroja resultados óptimos para el oligopolista, siempre y cuando pueda ser

---

90 Klemperer, Paul and Margaret Meyer (1986). "Price Competition vs. Quantity Competition: the Role of Uncertainty". *The RAND Journal of Economics*. Vol 17 n.4, pag 622.

91 Klemperer, Paul and Margaret Meyer (1989). "Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty". *Econometrica*, vol 57 n. 6.

implementado. Lo interesante del tema es que, como lo muestran Green y Newberry<sup>92</sup>, el enfoque se asemeja bastante a la oferta por tramos que las empresas generadoras hacen en los mercados spot de energía. En cierto modo, la oferta por tramos (en la que cada tramo refleja las condiciones de una planta específica, para un oferente con varias plantas), es el equivalente de una función de oferta creciente, mediante la cual el oferente logra combinaciones óptimas de precios y cantidades, es decir, una solución intermedia entre el modelo del Cournot y el modelo de Bertrand.

Esta función implícita de oferta, de acuerdo a la cual los oferentes pueden incidir tanto en el precio como en la cantidad, a través de una adecuada participación en el proceso de subasta diario de la energía, tiene consecuencias importantes para el análisis, especialmente cuando el diseño de la subasta energética es el de una subasta multiproducto con un precio único: el oferente puede construir su función de oferta, consiguiendo finalmente entregar la cantidad deseada, al precio correspondiente. Ello permite que se apliquen modelos tipo Cournot al mercado de generación, ya que a través de la función de oferta, las empresas retienen la capacidad de controlar el volumen ofrecido, incluso en un sistema de subastas como el vigente en Colombia<sup>93</sup>.

Pero más importante aún, es que las consecuencias del modelo simple de Bertrand son difícilmente aplicables al mercado de generación: no hay ofertas ilimitadas a un precio único. En consecuencia, las empresas retienen algún poder, para optimizar los resultados de su participación en el juego oligopolístico.

En Colombia, muy probablemente los generadores más importantes operan como oligopolistas líderes, en tanto que los demás son seguidores. Así, el mercado debería representarse como una mezcla del modelo de función de oferta (modelo Cournot-Bertrand) y del modelo líder y seguidor de Stackelberg<sup>94</sup>. Los líderes cuentan con varias plantas de generación, lo que les permite establecer su función de oferta creciente que resuelva adecuadamente su problema de maximización, generando un equilibrio de Nash en el juego con los demás líderes.

La posibilidad de establecer una función de oferta creciente es relevante, porque abre la posibilidad en el mercado de que el precio de equilibrio difiera del costo marginal

---

92 Green, Richard and David Newbery (1992). "Competition in British Electricity Spot Markets". *The Journal of Political Economy*. Vol 100 n.5.

93 Alfredo Garcia, Luis E Arbelaez, "Market Power Analysis for the Colombian Electricity Market", University of Virginia, CREG, 2002 Elsevier Science B.V, *Energy Economics* 24 (2002) 217-229.

94 Christopher J. Day, Benjamín F. Hobbs. "Oligopolistic Competition in Power Networks: A Conjectured Supply Function Approach". *IEEE* Vol 17, No 3, August 2002, p.p. 597-607.

correspondiente al nivel agregado de oferta. En efecto, basta que un oferente líder oferte su planta marginal a un precio mayor a su costo marginal, para que se dé la posibilidad que en el ordenamiento de ofertas, una planta menos eficiente de un tercero sea despachada, a un costo marginal superior al que la planta marginal del líder tendría. En un esquema de funciones de oferta creciente, el hacer que una planta marginal de un líder no sea despachada, puede tener sentido, porque con ello se incrementa la rentabilidad de las plantas más eficientes del líder, al costo de no despachar una cantidad marginal, como lo ilustra el siguiente ejemplo sencillo, para dos oferentes hipotéticos:

DEMANDA TOTAL: 100 unidades.

OFERENTE A:

Planta 1: 80 unidades. Costo marginal: 10.

Planta 2: 20 unidades. Costo marginal: 30.

OFERENTE B:

Planta única: 20 unidades. Costo marginal: 50.

Si el oferente A presenta su oferta a costo marginal, sale despachado en la totalidad de su disponibilidad con una rentabilidad neta de 1600. Pero si oferta la segunda planta a un precio de 60, sale despachado sólo en 80 unidades, el oferente B sale despachado en 20, el precio de corte es 50, y la rentabilidad del oferente A aumenta a 3200.

En este caso, el precio debe diferir del costo marginal correspondiente a la función de oferta agregada, que es claramente 30.

### 6.1.1 Variables Estratégicas

De lo anterior se concluye que los precios de oferta de los generadores están contruidos no solo con base en el costo marginal, sino que pueden contener factores adicionales que inciden en el ingreso de la empresa para obtener la maximización de utilidades, los cuales corresponden al precio por riesgo y/o estrategia.

De acuerdo con los resultados del estudio de Análisis del Mercado de Energía en Colombia<sup>95</sup>, existen indicios que además de los elementos que se presentan en un modelo marginal como pudiera ser el modelo de simulación hidrotérmico MPODE<sup>96</sup>, los

---

95 UPME. "Mercado de Energía Eléctrica en Colombia – Análisis Comercial y de Estrategias". Bogotá, Trabajo elaborado por Sistemas Digitales de Control Ltda., Mayo del 2004.

96 Modelo de Programación Dinámica Dual Estocástica.

agentes utilizan otros elementos estratégicos en la formación de los precios de oferta, como pueden ser:

- Los precios de los contratos
- La generación del despacho ideal
- El precio de Bolsa
- Las ventas en Bolsa
- Los ingresos por reconciliaciones
- Para las plantas térmicas, la generación térmica del sistema
- Para las plantas térmicas, los precios de oferta de otras plantas de la misma empresa
- Las inflexibilidades
- Para las plantas térmicas, el embalse ofertable del sistema
- Los cambios de regulación

Teniendo en consideración que la función objetivo de los agentes que participan en un mercado de libre competencia es maximizar sus beneficios (utilidades) y tomando con cautela los resultados del estudio del Análisis del Mercado de Energía en Colombia, que en una etapa exploratoria emplea modelos estadísticos novedosos para establecer variables que dan cuenta de la variación de los precios de oferta<sup>97</sup>, los cuales pueden ser mejorados en una etapa de desarrollo futuro para obtener mayor representación si se dispone de información depurada de mayor número de variables. Sin embargo, en el nivel de desarrollo actual permiten establecer comportamientos relacionados con las variables hasta ahora consideradas. Algunas de las estrategias<sup>98</sup> que presentan parámetros estadísticos<sup>99</sup> que permiten catalogarlas como significativas de explicación en la formación de precios de oferta del mercado eléctrico colombiano, son las siguientes:

- Los precios de los contratos resultan explicativos de la oferta. A mayor precio de los contratos se aumenta el precio de la oferta en Bolsa, como consecuencia de valorar más el recurso cuando los contratos aumentan de precio. También a mayor precio de los contratos se reduce el precio de oferta en Bolsa, como posible estrategia para asegurar la venta de excedentes en Bolsa e incrementar

---

97 Tales modelos no tienen por objeto predecir los precios de oferta.

98 De los modelos se infiere que parte de la variación del precio de oferta es explicada por una determinada variable (estratégica o no), la estrategia planteada trata de explicar razonablemente el comportamiento de la variable.

99 El estadístico T o prueba de significancia en magnitud es superior a 1 y la probabilidad de rechazo de la hipótesis que la variable no es explicativa es menor de 0.1.

ingresos. Esta estrategia, de efecto contrario a la anterior, está presente simultáneamente en generadores diferentes.

- Las ventas en Bolsa orientan el precio de oferta, máxime cuando se realizan con valor igual para todas las horas del día, estrategia que corresponde a una optimización de ventas en Bolsa.
- Aumento del precio de oferta ante la disminución de las ventas en Bolsa refleja una estrategia de baja participación en Bolsa. Esta estrategia, de efecto contrario a la anterior, está presente en generadores diferentes.
- Mayor generación en el despacho ideal induce al aumento posterior del precio de oferta (normalmente con rezago de uno, dos, o tres días), estrategia que permite optimizar producción de generación en el despacho ideal. Nótese que la generación del despacho ideal no es variable estratégica, ya que una variación de la cantidad del despacho ideal implica variación de la generación y de su precio, tanto en plantas térmicas como hidráulicas.
- Mayor generación en el despacho ideal induce a la reducción posterior del precio de oferta, estrategia que permite ajustar el precio a la mayor generación en el despacho ideal. Esta estrategia, de efecto contrario a la anterior, se presenta en generadores distintos a los que aumentan su precio de oferta al aumentar la generación del despacho ideal.
- A mayor precio de Bolsa disminuye el precio de oferta, estrategia que puede ser utilizada con el propósito de asegurar ser despachado en el ideal. Si se le asigna reconciliación negativa, asegura el límite establecido.
- Para algunas plantas térmicas, un aumento del embalse ofertable del sistema conlleva a un aumento del precio de oferta, lo cual es estrategia para inducir un precio de Bolsa mayor y maximizar ingresos por reconciliación positiva.
- Aumento del precio de oferta como resultado de aumento de los ingresos por reconciliación positiva, es una estrategia razonable para maximizar ingresos por generación de seguridad.

- Disminución del precio de oferta como resultado de un aumento de los ingresos por reconciliación negativa, es una estrategia utilizada en plantas cuya generación es desplazada por generaciones forzadas.
- Aumento del precio de oferta como respuesta a una disminución en los ingresos por reconciliación negativa, es una estrategia que puede ocurrir en plantas hidráulicas de tamaño importante, cuando son indiferentes a la reconciliación negativa ya que esta pierde importancia ante el objetivo de maximizar ingresos por ventas en Bolsa.
- El aumento de las inflexibilidades induce aumento del precio de oferta, como estrategia para compensar, cuando genera por mérito, el menor precio reconocido por la generación inflexible.
- Los precios de oferta de otra u otras plantas de la misma empresa con independencia física de generación (no pertenecen a una misma cadena hidráulica, o sus aportes hidrológicos son independientes, o es de tipo térmica), presentan efectos contrarios debido a una posible estrategia de remplazo de precios entre recursos del mismo propietario.

A continuación se presenta un resumen de los efectos más destacados de los cambios regulatorios sobre el precio de oferta:

- El incremento de los precios de oferta como efecto de la Resolución CREG 034 de 2001 que interviene los precios de generación de seguridad, es un ejemplo de cambio de estrategia por efectos regulatorios.
- La Resolución CREG 004 de 2003 que establece la regulación aplicable a las TIE, tiene por efecto incrementar los precios de oferta de algunos generadores.
- La Resolución CREG 027 de 2001 que suspende la permanencia por siete días del precio de plantas fuera de mérito, tiene por efecto en algunos generadores, disminuir los precios de oferta, dando como resultado una libertad de precio que cuando no existía se compensaba con aumento del precio.
- La Resolución CREG 026 de 2001 que determina el cambio de formato a oferta única diaria, tiene por efecto disminuir el precio de oferta, en algunos



generadores térmicos para ser despachados en más horas y algunos hidráulicos para competir con las plantas térmicas.

- La Resolución CREG 074 de 1999 que determina la asignación de 100% de restricciones a los comercializadores, desencadena el incremento en las ofertas de algunos generadores con generación de seguridad.

### 6.1.2 Variables No Estratégicas

La componente del precio de oferta que corresponde al costo marginal está dada por los costos variables de la planta, los cuales podrían ser estimados con un modelo de optimización - simulación de la operación como el MPODE o el AS<sup>100</sup>. El modelo empleado en el estudio<sup>101</sup> para explicar la variación de los precios de oferta de las plantas, considera tanto las variables estratégicas, como las variables no estratégicas (o costos variables); en algunos casos analizados, sus resultados también revelan indicios de comportamiento estratégico con variables no estratégicas, o sea, aquellas variables que determinan los costos variables resultan no ser explicativas del precio de oferta. Ejemplos de esta situación se presentan a continuación:

- En algunas plantas, a menor disponibilidad de la potencia de la planta se aumenta el precio de oferta, posiblemente como estrategia para no afectar los ingresos del cargo por capacidad.
- En plantas hidráulicas se puede dar el caso de aumento del precio de oferta con la existencia de vertimientos, lo cual no es una estrategia razonable a menos que con vertimientos la planta sea despachada para proveer generación de seguridad.
- Los precios de combustibles de algunas plantas térmicas, no son significativos en la formación del precio de oferta. Esta estrategia que no parece razonable podría darse en plantas seguidoras.

### 6.1.3 Comportamientos Estratégicos

Es importante resaltar que las ofertas de precio de los generadores, no solo juegan papel en la determinación de los precios del mercado de energía de corto plazo, sino

---

100 Modelo de Aproximaciones Sucesivas basado en programación dinámica estocástica

101 Ibid 95

que simultáneamente definen otros productos como son las reconciliaciones por generaciones forzadas de seguridad, las reconciliaciones por generación desplazada a causa de las generaciones forzadas y el servicio de regulación secundaria de frecuencia – AGC.

En forma similar y relacionada con el precio de oferta, a través de la declaración de disponibilidad comercial de las plantas se definen los ingresos del cargo por capacidad. De esta forma, podría llegar a presentarse el caso de una planta que para efectuar mantenimiento en la noche, oferte precios altos para no salir despachada, pero al mismo tiempo para asegurar el cargo por capacidad declare una disponibilidad alta. Si lo mismo ocurre con otras plantas, al final como resultado salen despachadas con precios superiores al precio marginal. Esta estrategia no ocurriría, si no existiera el incentivo del cargo por capacidad asociado a la disponibilidad, pues bajo la condición analizada se debería declarar una disponibilidad baja.

Es claro entonces que el hecho de definir varios productos con un solo precio, puede conllevar a que se presenten comportamientos estratégicos y los precios resultantes no sean óptimos para el mercado. La solución para esta situación se encuentra en la separación de mercados independientes para cada uno de los productos, tal que los generadores realicen tratamientos independientes para cada producto, que expresen los costos realmente asociados al servicio que se quiere prestar.

## **6.2 Riesgos**

Se entiende por riesgo la medida del impacto ocasionado porque un evento se presente diferente a lo esperado. Es así como eventos impredecibles tienen mayor riesgo que aquellos en los cuales hay mayor predictibilidad. Si la ocurrencia de eventos tiene comportamiento normal, son de mayor riesgo aquellos con desviación estándar alto. Como la volatilidad se mide por la desviación estándar anualizada, a mayor volatilidad mayor riesgo.

En un mercado eléctrico existen diferentes riesgos que los agentes deben afrontar y manejar para realizar las transacciones que finalmente les permitan lograr el objetivo de maximizar sus beneficios; algunos de ellos son: riesgos tecnológicos, comerciales, regulatorios, financieros, de devaluación, políticos, ambientales, naturales, de fuerza mayor, etc.

El manejo de los riesgos mencionados tiene un costo para los agentes, el cual en la composición final del precio de oferta de los generadores corresponde al precio por riesgo y/o estrategia. Dado el objetivo que persigue este capítulo, el análisis se centrará en el riesgo de tipo comercial.

El riesgo comercial es aquel que existe debido a la posibilidad que la demanda del producto o servicio resulte insuficiente para generar los ingresos necesarios para cubrir sus costos operativos, servir la deuda y además proveer un rendimiento normal a los inversionistas.

En las actividades de la transmisión y la distribución, dado que las tarifas están reguladas, existe menor riesgo que en las actividades de generación y comercialización.

Se identifican los siguientes elementos que forman parte del riesgo comercial que maneja el vendedor (generador):

- Los precios del mercado de corto plazo en un sistema hidrotérmico como el colombiano son altamente volátiles.
- La demanda es incierta y se corre el riesgo de no salir despachado.
- Existe riesgo de no poder cumplir la entrega de energía pues hay incertidumbre en la disponibilidad de la planta, en la disponibilidad de combustible en caso de plantas térmicas y de los caudales de los ríos en el caso de plantas hidráulicas.
- Después de entregado el producto, existe la posibilidad que se presente mora en el pago por parte de los compradores.

Para el caso de los agentes comercializadores, se identifican los siguientes elementos de riesgo:

- Igual que para los generadores, los precios del mercado de corto plazo son altamente volátiles.
- La demanda presenta cierto grado de incertidumbre.
- Después de entregado el producto, existe la posibilidad que se presente mora en el pago por parte de los compradores.

### **6.3 Estrategias para Cubrir los Riesgos**

Para cubrir los riesgos comerciales existen en los mercados eléctricos diferentes estrategias, las cuales se analizan a continuación.

El riesgo al crédito consistente en la posibilidad que se presente mora en el pago por parte del comprador del producto o servicio, se cubre mediante la exigencia de garantías adecuadas.

Los riesgos provenientes de la incertidumbre que presentan los aportes hidrológicos, se traducen en potencia y energía firme, los cuales a su vez son cubiertos mediante contratos de largo plazo.

Los contratos de largo plazo, junto con la retribución del cargo por capacidad, son en principio los mecanismos que permiten estabilizar los ingresos de los generadores y protegerse de la volatilidad de los precios de la Bolsa.

El cargo por capacidad es un mecanismo exógeno a la formación de precios en el mercado que contribuye a que la señal de precios de largo plazo, responda a los niveles de confiabilidad de suministro previstos para el sistema. Así mismo, es un mecanismo financiero destinado a reducir el riesgo que implica la volatilidad y estacionalidad de los precios en el mercado de corto plazo y garantiza un flujo mínimo de ingresos a los generadores que contribuyen con potencia firme al sistema.

El contrato a largo plazo es un instrumento comercial para estabilizar los precios y hacer más predecible el flujo de caja de generadores y comercializadores en el mercado mayorista. El generador tiene el incentivo de contratar el suministro de cantidades de energía compatibles con su capacidad de generación firme. El contrato de energía está respaldado por su generación firme. Si supera estos valores queda expuesto a la incertidumbre del mercado, puede perder dinero en la transacción si no está en capacidad de generar la energía contratada y se ve obligado a comprar en la Bolsa a un costo elevado, si coincide con una escasez transitoria de energía.

Similarmente, el comercializador puede verse obligado a comprar energía a precios muy elevados, si no está suficientemente cubierto con contratos de largo plazo. Las modalidades de contratos pueden ser muy amplias y reflejarán la distribución de riesgos entre generadores y comercializadores.

En un extremo, se pueden tener contratos favorables al comercializador, que sean exigibles únicamente hasta una cantidad igual a la demanda del comercializador y facturados con un cargo de energía simple. En el otro, contratos favorables al generador, con cargo de capacidad fijo facturable mensualmente, independientemente de la demanda, y un cargo de energía variable liquidado sobre el consumo efectivo. En

general la estrategia en el manejo de contratos de largo plazo consiste en incluir condicionamientos de acuerdo con la disponibilidad del producto.

Por un lado, el comercializador buscará contratos que cubran su demanda a un precio más favorable que el que ofrecería en el mismo período el mercado de corto plazo. Pero debido a la incertidumbre del mercado de corto plazo debe estar dispuesto a pagar un valor adicional para cubrir el riesgo.

Por otro lado, el generador buscará contratos hasta por su energía o capacidad firme, a un precio de por lo menos sus costos más una rentabilidad. Debido a la componente de costos fijos sería deseable tener una componente del precio independiente de su generación (dentro de estos costos fijos entran los contratos “take or pay” de suministro de gas) y solamente los costos variables dependientes de su generación, es decir dependiente del consumo. El cargo de capacidad actual es un piso para la componente fija.

Los contratos resultan de la búsqueda por negociación o mediante subastas del punto de coincidencia en el cual los precios que pagan el comprador y recibe el vendedor cubren la percepción de riesgo de uno y otro o visto de otra forma, les permite repartirse el riesgo y asumirlo cada uno según los términos del contrato. Los contratos son instrumentos para asignar riesgos.

Bajo el ambiente contractual del mercado de energía, donde los agentes generadores y comercializadores tienen iguales derechos y reglas para ofertar y adquirir energía ya sea en la Bolsa o a través de contratos de largo plazo, resulta fundamental que los agentes del mercado, incluidos los usuarios no regulados, utilicen las herramientas financieras y contractuales a su alcance para el manejo del riesgo al precio y saquen las mayores ventajas posibles de las oportunidades que brinda el mercado.

En el mercado colombiano, las estrategias de contratación tienen tendencia a la participación en el mercado más allá del cubrimiento de la demanda, como lo muestra la evolución de cubrimiento de los principales comercializadores. Esto produce dinámica en el mercado.

También, las estrategias de precio en el mercado eléctrico colombiano han cambiado, ajustándose en forma un poco rígida a la situación de precios en el mercado tanto de contratos como de corto plazo en la Bolsa. Se encuentran posiciones en las cuales los

contratos bajo estas condiciones se mantienen por largos períodos de tiempo, sin que se presente modificación de estrategia de contratación.

Para promover el establecimiento de contratos de largo plazo, existen dos medios eficaces, la estandarización de los mismos y la creación de mercados organizados de estos productos estándares (mercado de futuros y/o opciones).

En un mercado de futuros eléctricos los consumidores y los generadores pueden realizar ofertas sobre cual es el precio al que desearían contratar en periodos normalizados de tiempo y la subasta adjudica las ofertas ganadoras y asigna los contratos. Al remplazar el proceso de negociación bilateral entre las partes por un proceso de case global o tenerlo como alternativa, se está promoviendo la competencia (cualquier demanda puede negociar a la vez con todos los generadores y viceversa) y la transparencia aumenta, pues se hace pública la información sobre los precios de case de los contratos de compra y venta en cada período futuro de tiempo. Adicionalmente, si la duración de los contratos es alta, esta señal orienta a los nuevos inversionistas con una señal cierta de largo plazo. Además, un mercado de futuros cuenta con una cámara de compensación, constituida con un esquema de garantías sólido dentro de las cuales están las garantías de todos los participantes y lleva un control diario de la cobertura de las posiciones de cada agente con sus propias garantías; de esta forma los agentes tienen siempre la seguridad que podrán cobrar puntualmente el precio acordado por sus contratos.

El hecho que los contratos de futuros estén normalizados permite que sean transables, y el agente puede ajustar su posición de acuerdo con las necesidades cambiantes. Así, un generador que contrata en el largo plazo y después decida que no quiere tener unos contratos, puede vendérselos a otro agente en las subastas que la cámara de compensación determine y no tiene que depender de negociaciones con la otra parte para cambiar su posición.

La combinación de este tipo de mercado de futuros con el mercado de opciones permitiría adicionalmente dar herramientas que pueden reemplazar el esquema regulado del cargo por capacidad. La prima de la opción es el equivalente al cargo por capacidad y el precio de ejercicio, sería el valor del precio de Bolsa sobre el cual el comprador estaría cubierto.<sup>102</sup>

---

102. PNUD, Banco Mundial, CREG “Escisión del SIC-Bolsa de Energía Eléctrica de las Actividades Comerciales de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. y Definición del Esquema Institucional para Demás Funciones del Actual Centro Nacional del Despacho” Teknecon Energy Risk Advisors,LLC. mayo 2001.

La liquidez del mercado dependerá de la existencia de diferentes expectativas de los precios del mercado por parte de los agentes y de la diversidad de posiciones que los agentes puedan presentar. Dado que en el mercado el nivel de contratación supera la demanda hay indicios de estas condiciones. Estudios realizados muestran la conveniencia que tiene para los agentes y para el mercado, tener a disposición este tipo de herramientas de cobertura<sup>103</sup>.

## 6.4 Composición de Costos

Los costos de prestación de servicio están determinados por las diferentes componentes: generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), y otros costos (O), que hacen parte de la tarifa a los usuarios regulados o del precio a los no regulados. Cada una de estas componentes son idénticas en los dos mercados, regulado y no regulado; sin embargo, el manejo que puede aplicar el comercializador a cada una depende del mercado en el cual actúe.

La sumatoria de cada uno de los anteriores componentes de costo conforma lo que se denomina el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU). En el caso de los usuarios regulados, este costo es trasladado a los usuarios mediante la aplicación de la siguiente expresión:

$$CU = \frac{G+T}{(1-P)} + D + C + O$$

Donde P (pérdidas) representa el porcentaje reconocido de pérdidas de energía.

### 6.4.1 Componentes en Competencia

Es bien conocido que los factores en los cuales se compite son los costos de compra al mercado mayorista o de generación y los costos de comercialización.

#### 6.4.1.1 Componente de Generación G

---

103 World Bank, CREG "Computer-Based Simulation Of Auctions Of Option Contracts And Of Futures Contracts In The Colombian Wholesale Electricity Market" Preparado por Mercados Energéticos, Power System Research, RCM. Marzo 2003.

El comercializador traslada a su Estructura de Costos la señal de costos de sus transacciones por concepto de compra de energía. Esencialmente se busca incentivar al comercializador a realizar compras eficientes al introducir elementos que le permiten trasladar sus costos en función de los costos de compras de los otros participantes en el mercado. Se requiere la habilidad del comercializador para hacer la combinación de compras entre agentes de mercado y Bolsa que le permita tener costos bajos y competitivos.

#### **6.4.1.2 Componente de Comercialización C**

En la segunda componente en competencia se requiere la habilidad de gestión para obtener la mejor productividad para competir con los otros agentes del mercado.

La fórmula tarifaria convierte en la componente C, los denominados costos de clientela, como medición, liquidación, facturación, recaudo, atención de clientes y reclamación, dados en \$/usuario, en costos que dependen del consumo en \$/kWh. Este mecanismo carga a los usuarios de alto consumo, mayor valor que el costo de clientela que podría tener y por el otro lado, a los usuarios de menor consumo les carga con un valor que es inferior al costo de clientela. Esto sin considerar, las posibles diferencias que tiene el mismo costo de clientela entre tipos de usuarios.

Para el mercado regulado, la CREG establece costos máximos asociados con la atención de los usuarios regulados de un "Mercado de Comercialización", el cual se entiende como el conjunto de Usuarios Regulados conectados a un mismo Sistema de Transmisión Regional (STR's) y/o Distribución Local (SDL's). La fórmula tarifaria traslada a su Estructura de Costos, el Costo Base de Comercialización máximo aprobado del comercializador que actúa en el mercado regulado.

La fórmula tarifaria tiene dos consecuencias: cuando un comercializador incumbente que tiene que atender todos los usuarios de su mercado, pierde un usuario de alto consumo, debe incrementar los costos para compensar la parte del cargo de clientela que le estaba cubriendo el usuario por encima del valor promedio. Por otro lado, el comercializador entrante, si no tiene otros usuarios, tiene usuarios del mismo rango de consumo promedio, con un costo promedio de comercialización que resulta ser inferior al incumbente. Si los usuarios que se retiran tienen consumo más cercano al promedio, el efecto sobre el costo del incumbente es despreciable, pero el costo resultante para el entrante sigue siendo bajo.



El comercializador entrante tiene un costo menor que el comercializador incumbente para usuarios con consumo superior al promedio. Se vuelve fácil incorporar a su demanda usuarios de alto consumo como comercializador entrante. Los comercializadores incumbentes pueden compensar entrando a otros submercados. Adicionalmente, la Ley 812 de 2003, Artículo 65, estableció que los comercializadores entrantes deben atender también, una componente de los usuarios de bajo consumo, normalmente estratos bajos, en proporción igual a la del submercado. Debido a que los usuarios son quienes seleccionan el comercializador y no es voluntad única del comercializador la atención a determinados clientes, estos tendrán que atraer a esos consumidores para cumplir con la meta establecida.

Se requiere que los costos de atención sean decrecientes para que la entrada de nuevos agentes sea económicamente eficiente. Es decir que la apertura de mercado al detal traiga consigo mejoras de eficiencia que debe recibir el usuario final.

#### **6.4.2 Componentes Regulados**

Los componentes restantes del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) son regulados: transmisión, distribución y otros costos, además del factor de pérdidas.

##### **6.4.2.1 Componente de Transmisión T**

Los Cargos por Uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) son regulados y fijados por la CREG y corresponden a un cargo estampilla nacional.

La fórmula tarifaria trasladada a la Estructura de Costos del comercializador, la señal de costos asociados con el uso del STN.

##### **6.4.2.2 Componente de Distribución D**

Los Cargos por Uso de los Sistemas de Transmisión Regional (STR's) y/o Distribución Local (SDL's) son regulados y fijados por la CREG para cada empresa distribuidora, de acuerdo con los diferentes Niveles de Tensión de Suministro.

La fórmula tarifaria trasladada a la Estructura de Costos del comercializador, la señal de costos asociados con el uso de los STR's y/o SDL's.

#### **6.4.2.3 Componente Otros Costos O**

El componente “Otros Costos” corresponde a los costos adicionales en que incurre un comercializador en el Mercado Mayorista de Electricidad. Estos costos están asociados con los siguientes conceptos:

- Costos de restricciones asignados a los comercializadores por generaciones de seguridad del STN para cumplir criterios de confiabilidad y calidad, estabilidad del STN, desviaciones y de Condiciones Anormales de Orden Público.
- Contribuciones que deben hacer los agentes a la CREG y a la SSPD. La tarifa máxima de contribución por empresa regulada es el uno por ciento (1%) del valor de los gastos de funcionamiento, asociados al servicio sometido a regulación.
- Remuneración del Centro Nacional de Despacho (CND), del Administrador del SIC (ASIC) y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC).

La fórmula tarifaria traslada a la Estructura de Costos del comercializador, la señal de otros costos.

#### **6.4.2.4 Factor de Pérdidas P**

El factor de pérdidas impide que el prestador del servicio traspase a los usuarios ineficiencias derivadas de no tener ni ejecutar planes de recuperación de las pérdidas e incentiva a su vez a aquellos que hacen un manejo eficiente de las mismas.

La fórmula tarifaria establece un nivel fijo de pérdidas a cargar al comercializador entrante. Esta variable afecta el reconocimiento de pérdidas en las redes de transmisión y distribución por la energía consumida por los usuarios de cada comercializador.

Las pérdidas que sobrepasen ese nivel quedan asignadas al comercializador incumbente. Adicionalmente, si el nivel de pérdidas es superior al valor establecido, la reducción de usuarios del comercializador incumbente, incrementa la proporción de pérdidas que debe cargar este comercializador.

Esta es una señal de eficiencia para la empresa comercializadora-distribuidora. Si los niveles de pérdidas superan la referencia se produce un mayor valor en el costo unitario de estos comercializadores. Valor éste que se refleja en la tarifa a los usuarios regulados.

## **7. Retos del Mercado Eléctrico Colombiano**

En este capítulo se plantean cinco retos a los cuales está abocado el mercado eléctrico colombiano.

### **7.1 Señales de Largo Plazo**

El mercado debe conformar la señal de precio de largo plazo.

En la actualidad el mercado dispone de señal de precio de corto plazo establecida por el precio de Bolsa y de señal de precio que podría llamarse de mediano plazo, determinada por el mercado de contratos, debido al tiempo de duración promedio de los mismos que es de dos años como lo ilustra la Figura 5-10.

Los proyectos de expansión de generación del sistema eléctrico son altamente demandantes de capital y los períodos de vida útil son mínimo de 20 años para plantas térmicas y mayores de 30 años para plantas hidráulicas. La volatilidad y estacionalidad de los precios de Bolsa, sin contar con otros factores del entorno, introducen niveles de riesgo que conducen a altas tasas de retorno para la inversión en estos proyectos.

Durante el periodo de transición al mercado abierto, el Sector utilizó el esquema de contrato PPA (Power Purchase Agreement) con el cual se construyeron 1.435 MW de plantas generadoras. Este mecanismo demostró que no es de riesgo compartido y riñe con el esquema de mercado, prueba de ello son los procesos que se adelantan para revisión de esos contratos.

Sin embargo, puede ser más costoso el camino que tomó la expansión en otros países, que ante el racionamiento desencadenado por los bajos aportes de los ríos al sistema de las plantas hidráulicas, fue necesario implementar un programa de instalación rápida de generación térmica consumiendo combustibles costosos.

El Plan de Expansión de Referencia elaborado por la UPME determina sendas de expansión considerando la operación que minimiza costos. Sin embargo, las diferentes estrategias con las cuales los generadores realizan sus ofertas, así como la existencia de un único precio de oferta para definir varios productos y servicios diferentes (ver capítulo 6), hacen que los precios de Bolsa sean diferentes a los obtenidos en esos

modelos. Resulta entonces que aunque no cabe duda de la importancia que representan los Estudios de Expansión de Referencia para el Sector, sus resultados en cuanto a costos no son utilizados directamente por los inversionistas como señal de mercado para la toma de decisiones de largo plazo.

La regulación estableció el cargo por capacidad como un incentivo para la expansión eficiente de generación. De acuerdo con su definición, sería el costo de inversión en una unidad térmica a gas de ciclo simple, siendo éste un valor regulado que funciona como piso del precio de Bolsa y de contratos y que garantiza a los generadores el pago por la Capacidad Remunerable; esta Capacidad Remunerable es también definida por el regulador, utilizando la metodología que está establecida en las normas.

El Cargo por Capacidad estará vigente por lo menos hasta el año 2006, según lo estableció la regulación<sup>104</sup>. La definición de este valor tiene implicaciones sobre el nivel de confiabilidad. Un valor alto estimula la instalación de proyectos, no necesariamente los más eficientes, pero compite con los otros países para atraer inversión. Un valor bajo filtra en mejor forma los proyectos eficientes, pero los proyectos entran más tardíamente o no entran.

La duración promedio de los contratos está creciendo hacia un período de 2 años<sup>105</sup>. Sin embargo, este período es corto al compararlo con los tiempos que los inversionistas deben considerar para evaluar y ejecutar los proyectos de expansión.

Se han propuesto para Colombia esquemas que permiten que sea el mismo mercado el que establezca la componente fija de la remuneración para los proyectos de generación<sup>106 107</sup>. El estudio de Acolgen plantea una subasta para establecer el valor del cargo por capacidad. El estudio de TERA propone el establecimiento de un mercado de opciones, en el cual el precio de la prima haría las veces del cargo por capacidad. Las opciones se comprarían y venderían en rondas de subastas en las cuales generadores y comercializadores harían transacciones y definirían el precio de

---

104 Resolución CREG 116 de 1996

105 UPME "Mercado de Energía Eléctrica en Colombia, Análisis Comercial y de Estrategias". Trabajo elaborado por Sistemas Digitales de Control. Bogotá, mayo 2004.

106 ACOLGEN "Estudio Cargo por Capacidad en Colombia". Universidad de Comillas. Madrid febrero 2000.

107 TERA "A Revised Framework for the Capacity Charge, Mínimos Operativos and Rationing Rules in Colombia" del estudio "Escisión del SIC-Bolsa de Energía Eléctrica de las Actividades Comerciales de Interconexión Eléctrica S.A E.S.P. y Definición del Esquema Institucional para Demás Funciones del Actual Centro Nacional del Despacho". Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), Banco Mundial para CREG. Bogotá, mayo 2001.

la prima. Estas opciones serían normalizadas y serían negociables. Se crearía un mercado organizado de futuros mediante una cámara de compensación, en la cual se transarían estos contratos de futuros y las opciones mismas. Los precios de contratos en el mercado de futuros y el mercado de opciones darían la señal de largo plazo generada por el mismo mercado para nuevos inversionistas.

El atraso en el crecimiento de la demanda ha dado tiempo para implementar el esquema, de tal forma que el mercado mismo genere las señales que requiere para su desarrollo y expansión. La señal debe ser sólida y creíble.

El reto es entonces que el mercado tenga oportunamente las señales de largo plazo que se requieren para la expansión del sistema.

## **7.2 Claridad e Independencia de las Señales**

La claridad en las señales del mercado es necesaria para su eficiencia.

Las ofertas de los agentes en el mercado están orientadas a diferentes objetivos entre ellos el cobro por la generación de energía en el corto plazo. Se consideran factores adicionales a éste, la participación en la reconciliación positiva, en la reconciliación negativa, en el AGC o para no salir despachados cuando no hay disponibilidad: todos estos factores son válidos en un mercado abierto con las reglas así definidas. Sin embargo, los objetivos adicionales al cobro de la energía de corto plazo conducen a la presentación de ofertas que se alejan de los costos eficientes y por lo tanto, de un precio eficiente para el precio de la Bolsa.

El tratamiento independiente de esos servicios permitiría dar mayor claridad a cada uno de los agentes:

- Agentes orientados a proveer el servicio de respaldo.
- Agentes orientados a dar el servicio de seguridad porque son más eficientes en él, que otras alternativas que también lo puedan proveer.
- Agentes orientados a proveer el servicio de regulación secundaria de frecuencia, porque poseen unas características técnicas que permiten prestar el servicio en forma más eficiente.
- Agentes orientados a cubrir demanda que tenga el espacio para hacerlo.

La participación en forma transparente en cada uno de sus campos, para atender cada una de las necesidades del mercado y del sistema, es más eficiente que la participación en un solo mercado donde con una misma oferta de precio se puede cubrir cualquier servicio en forma ineficiente.

La prestación de los servicios complementarios de energía puede hacerse mediante esquemas de mercado o de servicio regulado, según sea más conveniente. La definición de cada uno de ellos amerita un estudio detallado.

El reto es que se tengan señales claras e independientes para cada tipo de servicio que requiere el sistema, para atender la demanda con economía y calidad.

### **7.3 Estabilidad Legal y Regulatoria**

El Mercado debe tener unas reglas sólidas y estables.

Las Leyes 142 y 143 establecieron un marco sólido para la puesta en funcionamiento del mercado, desde entonces los inversionistas entraron a participar en el mercado adquiriendo activos de la Nación e invirtiendo a riesgo en plantas de generación.

La regulación ha venido evolucionando hacia la conformación de un esquema completo. Los agentes manifiestan que se han presentado cambios que tienen impacto en las finanzas de las empresas. Sin embargo, estos riesgos son inherentes a un mercado nuevo, en el cual se deben hacer ajustes para corregir imperfecciones y adaptar a los cambios del entorno. En la medida que pasa el tiempo de desarrollo del mercado se espera que estos cambios sean menores y se deben limitar a los estrictamente necesarios para adaptarse a los cambios del entorno.

Las amenazas de cambios por caminos diferentes a los regulatorios, para definir aspectos que las Leyes 142 y 143 asignan como propios de las entidades creadas por las mismas leyes, como los proyectos de ley que cursan en el Congreso, crean un ambiente de inseguridad y como lo manifiestan los gremios del sector desinstitucionalizan y debilitan la autoridad, se pierde terreno en el proceso de hacer un desarrollo consistente y viable y se pierde credibilidad ante los actores involucrados o aquellos que puedan serlo potencialmente.

La solidez de las reglas de juego es un factor importante en la definición de la participación de inversionistas que será necesaria para cubrir en el mediano y largo plazo el crecimiento de la demanda.

El reto es entonces tener un sistema regulatorio sólido y sin sobresaltos.

## **7.4 Vigilancia y Control del Mercado**

Uno de los pilares del esquema de mercado es el control.

La debilidad en la vigilancia o control puede llevar a los extremos de permisividad por un lado, o arbitrariedad por el otro.

La oportunidad en los fallos no solamente es indispensable para que los agentes corrijan las acciones que pueden ser irreglamentarias, sino para suspender rápidamente los efectos negativos sobre el mercado y proteger a los usuarios.

Se entiende que para dar fallos acertados en el mínimo tiempo en temas tan complejos como posición dominante o aplicación errada de la regulación, se requiere la dedicación exclusiva de suficiente personal con capacitación, experiencia, información y herramientas adecuadas que esté vigilante y rápidamente identifique los casos, los valide y se proceda a controlarlos.

El reto consiste en fortalecer el grupo de vigilancia y control para corregir en forma oportuna y adecuada las acciones irreglamentarias que puedan presentarse en el mercado.

## **7.5 Administración de Empresas por Parte de la SSPD**

La SSPD no debiera ejercer la administración de empresas con problemas financieros, administrativos o en proceso de liquidación.

La SSPD es el último recurso para poder mantener el servicio a los usuarios de empresas con problemas financieros o administrativos. Los procesos de liquidación son complejos y lentos y en esta forma termina el estado siendo administrador de empresas que deben ser reorganizadas o liquidadas y la entidad de control dedicada a la

administración de las mismas, distrayéndose de los objetivos para los cuales fue creada.

Una vez la SSPD determine la necesidad de intervenir una empresa del Sector por razones financieras o administrativas, se debiera asignar la función de su administración a otro tipo de entidades especializadas en el ramo, para evitar que la SSPD consuma sus recursos en actividades que no le son propias de su naturaleza y que bajo ciertas circunstancias pueden conllevar a un deterioro mayor de las empresas intervenidas.

El reto es entonces liberar a la SSPD de ejercer la administración de empresas intervenidas, para que pueda dedicar todos sus esfuerzos a la función de vigilancia y control.



## 8. La información en el Mercado

### 8.1 Cadena de Información

Se identifican cuatro niveles de información: los agentes como fuente de información, un segundo nivel conformado por las entidades CREG, UPME, SSDP y CND MEM, un tercer nivel conformado por los sistemas públicos de información y en último nivel los usuarios que son de nuevo los agentes, las entidades mismas y particulares interesados.

Esta cadena de información está fundamentada en el sistema de medición, registro y comunicación tanto de los consumos, como de las otras variables comerciales y operativas.

A continuación se presentan cada uno de los sistemas que disponen información del mercado.

**Sistema NEON**<sup>108</sup>. El CND MEM recibe y almacena la información necesaria para la operación del sistema, para la elaboración del despacho, para la liquidación de los intercambios, así como la información necesaria para liquidar los cargos de transmisión.

La información de operación de embalses y caudales tiene frecuencia diaria. La información del despacho y para liquidación es horaria.

Produce hacia los agentes de generación, comercialización, distribución y transportadores, la información resultado de la liquidación del mercado y de las cuentas de cargos de transmisión y transmisión regional. Esta información es verificada por cada agente y corregida en caso de que se identifique error. También, está sujeta a cambios por razón de ajustes que hacen los agentes debido a problemas en las lecturas de contadores.

Además de los cambios mencionados, ocurren cambios por recursos de reposición interpuestos a la facturación que pueden resultar en procesos jurídicos demorados. La solución de estos recursos produce cambios que pueden afectar datos inclusive de años anteriores.

---

108 <http://www.mem.com.co/>

El MEM también produce información relacionada con valores promedio de precios de contratos y valores promedio de compras en el mercado, que son utilizadas como base para el cálculo de la fórmula tarifaria a usuarios regulados.

La información del mercado es dispuesta en un banco de datos que puede ser consultada mediante el sistema Neón; esta herramienta está diseñada solamente para hacer consultas puntuales de información, no para hacer consultas de información en forma masiva. Adicionalmente, se encuentran casos en los cuales se presentan inconsistencias o valores extraños.

El acceso a la información tiene una tarifa de acuerdo con el número de variables a consultar y el tiempo de la licencia para la consulta.

Adicionalmente, ISA produce el boletín semanal ISA.COM, el cual distribuye y puede ser consultado vía Internet, donde se resume la evolución del mercado y de la operación del SIN. También se pueden consultar los documentos con cifras mensuales del mercado que se disponen en el sitio web del MEM. Anualmente se producen dos documentos: uno de operación del SIN y otro de operación del mercado, en los cuales se presentan en forma agregada las cifras consolidadas de las principales variables.

**Sistema Unificado de Información**<sup>109</sup>. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ha organizado el sistema de información según lo establece la Ley 142. Este sistema de información debe ser alimentado y mantenido por las empresas de servicios públicos. La información que se presenta en este sistema debe ser confiable, según el mandato de la misma Ley.

La fuente de información de este sistema son las mismas empresas. Esta información es utilizada por la misma SSPD para realizar sus actividades de vigilancia y control.

En este sistema se encuentra información relacionada con la actividad administrativa, financiera y operativa de las empresas. Desde el punto de vista del mercado se presentan las variables comerciales de transacciones de energía, dependiendo del tipo de agente y a nivel mensual. El acceso a la información pública no requiere licencia

**Estadísticas del Sector**<sup>110</sup>. La CREG presenta en su sitio de Internet la información suministrada por las empresas a través del Instructivo Eléctrico. En esta página, para

---

109 <http://www.superservicios.gov.co/>

110 <http://www.creg.gov.co/index.html>

cada empresa comercializadora se encuentra la información de usuarios, consumos, valores facturados, tarifa media, consumo medio factura promedio, costos G, T, D, O y C, así como los índices de calidad y el precio de Bolsa. Se puede seleccionar el período de reporte desde nivel mensual hasta anual y se puede obtener la desagregación por sector y por nivel de tensión.

La calidad de la información de esta página depende de la información que suministran las empresas. Se encuentran casos en los cuales los datos presentan inconsistencias, o existe información faltante. Adicionalmente, con posterioridad al envío de información de las empresas, se pueden presentar cambios que no se actualizan, dichos cambios ocurren ya sea porque se ha recibido más información, o porque en el proceso de depuración de datos se encuentran ajustes, o porque como resultado de los reclamos de los usuarios se presentan modificaciones. Estos cambios debieran ser integrados a la información pública.

**Sistema de Información Minero Energética<sup>111</sup>.** La UPME está poniendo en funcionamiento el SIMEC, al cual pertenece el Sistema de Información Eléctrica, como parte de su visión de disponer de la mejor información para la toma de decisiones de inversión en expansión de los sectores de energía. Este sistema se alimenta de la información suministrada por las empresas a la UPME para la elaboración de las proyecciones de demanda de energía eléctrica, del Plan de Expansión de Referencia y del Plan Energético Nacional.

## **8.2 Acciones para Mejorar**

Considerando las acciones a desarrollar para mejorar el sistema de información existente, se encuentran diferentes posibilidades que cubren desde la misma fuente donde se origina la información, hasta los procesos finales de almacenamiento.

Tal vez la recomendación más importante es la relacionada con el sistema de medición. Es necesario implementar un esquema que permita reducir los problemas que se presentan en la medición especialmente en las fronteras del mercado. La calibración es un requisito indispensable para el registro de nuevas fronteras, con lo cual se asegura el cumplimiento de los nuevos usuarios, pero es necesario constatar que los que ya están y no han tenido este proceso de calibración, entren en un programa de patronamiento como lo establecen las normas.

---

111 <http://www.upme.gov.co/>

Se recomienda poner a disposición de los usuarios una bitácora que permita identificar cambios a la información histórica de las variables.

Es deseable que la información detallada del mercado tenga la mejor calidad eliminando baches o faltantes de información, o disponiendo de avisos que la identifiquen como no existente o no disponible y que estas convenciones se conserven en toda la información.

La información detallada del mercado debe disponer de mecanismos que permitan su consulta en forma masiva. En la medida que el mercado tiene más tiempo de operación, la cantidad de información disponible crece y por lo tanto, los análisis que sobre el mercado se realizan deben manejar series más largas y volúmenes más grandes de información.

Igualmente para la información detallada del mercado, se sugiere antes de su almacenamiento, fortalecer los procesos de análisis y chequeo que permitan su depuración y consistencia. Este es un valor agregado que vale la pena considerar, dada la importancia de la información con que cuenta el mercado.

Se debe colocar en la red información auditada. La información que suministran los agentes a la CREG, SSPD y UPME, debe pasar por un proceso de verificación que asegure la homogeneidad en los criterios y la exactitud en los valores.

## 9. Bibliografía

- CREG. Resoluciones expedidas por la CREG para regular el Mercado de Energía Eléctrico Colombiano. 1994 – 2004.
- Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. Mercado Mayorista de Energía Eléctrica. 1995.
- ISA Informes de Operación 1995 a 2003
- ISA – Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. “Análisis del Mercado Mayorista de la Electricidad en Colombia 1998 – 1999.
- ISA Informe del Mercado de Energía Mayorista 1995, 1998 y 2001
- ISA Informe Anual 1999, 2000, 2001 y 2002
- ISA El Sector Eléctrico Colombiano. Orígenes, Evolución y Retos un siglo de desarrollo (1982-1999) diciembre 2002.
- Decisión CAN 536 de 2002. 18 de Diciembre de 2002
- Klemperer, Paul and Margaret Meyer (1986). “Price Competition vs. Quantity Competition: the Role of Uncertainty”. *The RAND Journal of Economics*. Vol 17 n.4, pag 622.
- Klemperer, Paul and Margaret Meyer (1989). “Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty”. *Econometrica*, vol 57 n. 6.
- Green, Richard and David Newbery (1992). “Competition in British Electricity Spot Markets”. *The Journal of Political Economy*. Vol 100 n.5.
- José Ignacio Pérez Arriaga, Carlos Solé Martín, Carlos Vázquez Martínez, Claudia Meseguer Velasco. “Formación de Precios en Generación y Diseño del Mercado Mayorista en el Sistema Eléctrico Colombiano. Marzo 1999.
- ACOLGEN “Estudio Cargo por Capacidad en Colombia” por Universidad de Comillas. Madrid febrero 2000.
- Teknecon Energy Risk Advisors, LLC “Escisión del SIC-Bolsa de Energía Eléctrica de las Actividades Comerciales de Interconexión Eléctrica S.A E.S.P. mayo 2001. Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) Banco Mundial para CREG. Bogotá, mayo 2001.
- Alfredo Garcia, Luis E Arbelaez, “Market Power Analysis for the Colombian Electricity Market”, University of Virginia, CREG, 2002 Elsevier Science B.V, Energy Economics 24 (2002) 217-229.
- Christopher J. Day, Benjamín F. Hobbs. “Oligopolistic Competition in Power Networks: A Conjectured Supply Function Approach”. IEEE Vol. 17, No 3, August 2002, p.p. 597-607.

- World Bank, CREG “Computer-Based Simulation Of Auctions Of Option Contracts And Of Futures Contracts In The Colombian Wholesale Electricity Market” Preparado por Mercados Energéticos, Power System Research, RCM. Marzo 2003.
- UPME. “Mercado de Energía en Colombia, Análisis Comercial y de Estrategias”. Preparado por Sistemas Digitales de Control. Bogotá, mayo 2004.
- CREG. Información general del Mercado Eléctrico. Pagina web <http://www.creg.gov.co/index.html>.
- <http://www.mem.com.co/>
- <http://www.upme.gov.co/>
- <http://www.sspd.gov.co>