

Santiago Alvarez Sierra
Mery Patricia Tamayo Plata

1. Historia del sector. 2. Transacciones en el mercado de energía mayorista. 3. Variables a considerar en las decisiones a tomar en el mercado mayorista de energía. 4. Mecanismos regulatorios que se encuentran en estudio. 5. Conclusiones. Bibliografía.

Resumen: Se ha considerado el comportamiento del sector eléctrico como un factor de gran trascendencia en el desenvolvimiento de la economía de un país. Sin embargo, es notable el desconocimiento de algunas personas no especialistas en esta temática, de los conceptos básicos y de la organización intrínseca de este sector.

Por lo tanto, resulta conveniente la realización de un artículo que informe de manera descriptiva sobre la naturaleza y funcionamiento del sector eléctrico en Colombia, como punto de partida para posteriores estudios y profundos análisis de temas relacionados con este sector.

Entre los aspectos básicos que una persona debe conocer para estar en capacidad de entender y argumentar sobre el comportamiento del sector eléctrico en Colombia podemos citar, entre otros, los siguientes: antecedentes e historia del sector, agentes e instituciones del mercado, variables importantes en la toma de decisiones, contratos de corto y largo plazo, y finalmente algunos procedimientos que actualmente se encuentran en discusión, los cuales podrían cambiar el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista en Colombia.

Palabras claves: regulación, monopolio, energía eléctrica, contratos de energía, transacciones en Bolsa, riesgo, subasta, cargo por capacidad, Sistema Electrónico de Contratos.

Clasificación JEL: D23, D42, D43, L12

Abstract:

It has been considered that the behavior in the electric sector has a great impact in the development of a country's economy. Nevertheless it is noticeable the ignorance of some non specialized people in this topic about some of the basic concepts and internal organization of this sector.

That's why it is convenient to write an article that will present in a descriptive way the nature and the processes of the electric sector in Colombia, as a starting point for further studies and profound analysis of topics related to this sector.

One of the basic concepts that any person should know to be able to understand and argument about the behavior of the electric sector in Colombia, we could cite among others, the following illustrations and history about the sector, agents and institutions of the market, important variables in the process of decision, short and long term contracts and finally some procedures that are being discussed in this moment that could change the way of working of the whole sale market of energy in Colombia.

Key words: regulation, monopoly, electric utilities, risk, auction, the Reliability Charge, a system of standardized electronically negotiated contracts.

Descripción del funcionamiento del sector eléctrico colombiano¹

Santiago Alvarez Sierra²
Mery Patricia Tamayo Plata³

1. Historia del sector

El sector eléctrico ha sido de vital importancia para el desarrollo de la economía del país, convirtiéndose en un sector estratégico, debido a las inversiones que en él se realizan y a las consecuencias políticas que podría generar su mal funcionamiento. A continuación se describe el desarrollo del sector, para tal fin se ha dividido la historia del sector en cuatro períodos representativos.

1930-1966

Los primeros usos que se le dio en Colombia a la energía eléctrica se enfocaron básicamente en alumbrado público y comercio. Luego se empezó a implementar en los hogares más acaudalados de las ciudades. Posteriormente, se adecuó su utilización como fuerza motriz, empleándose en talleres, fábricas y tranvías.

En la década de los años treinta, el manejo de la energía eléctrica tuvo un uso asombroso, tanto en el sector industrial como en el comercial, además del extensivo uso residencial, ya que se utilizaba en la cocción de alimentos y para la calefacción, evitando la utilización de combustibles. De esta manera, el empleo

¹ Este artículo hace parte del proyecto de investigación “El Sistema Electrónico de Contratos de Largo Plazo en el Mercado de Energía Eléctrica en Colombia” Elaborado por el grupo de Estudios en Microeconomía Aplicada de la Universidad Eafit. Fecha de recepción: Diciembre 15 de 2005, fecha de aceptación: Marzo 13 de 2006.

² Economista universidad EAFIT.

³ Docente, departamento de economía, universidad EAFIT. Correo electrónico: mptamayo@eafit.edu.co.

de energía en los sectores residenciales, superó las demandas de los sectores de la industria y el comercio.

Los años siguientes a la Segunda Guerra Mundial, mostraron un desarrollo y un elevado crecimiento de los núcleos urbanos en algunas zonas del territorio colombiano. El cuadro 1 muestra cómo para finales de la década de los años cuarenta, la población en el país alcanzó la cifra de 9.072.894 con aproximadamente 47 MW de capacidad de producción. Hacia 1950, cuando la población había crecido a doce millones, la capacidad de generación de energía logró 280 MW, seis veces la capacidad del decenio de los cuarenta. En 1960, se logró una capacidad de 922 MW, cifra tres veces y media superior a la instalada en la década de los cincuenta, lo cual significó un aumento en la capacidad por habitante de más de nueve veces en un período de treinta años (Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-, 2002.).

Cuadro No. 1

Total población Colombiana y capacidad de generación ,1938-1964

Año Censo	Población total de Colombia	Capacidad de generación en MW
1938	9.072.894	46,7
1951	12.411.101	280
1964	17.684.510	922

Fuente: Banco de la República e Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-

Los primeros desarrollos en los sistemas eléctricos regionales se dieron básicamente por iniciativa privada y con capital extranjero en los departamentos de Cundinamarca, Santander, Antioquia, Valle del Cauca y la Región Caribe. Con el transcurso del tiempo, se evidenció la necesidad de intervención por parte del Estado, puesto que en las compañías no se presentaban óptimos niveles de calidad en la prestación de este servicio y la población presentaba insatisfacción.

Con la Ley 109 de 1936, complementada por el decreto 1606 de 1937 y posteriores disposiciones, se determinó la mediación del Estado en las empresas prestadoras de servicios públicos, las cuales debieron someter sus tarifas al consentimiento del gobierno “[...] sin vulnerar la autonomía de las empresas y regiones en la fijación de las políticas tarifarias. Del mismo modo, declaró el

suministro de energía eléctrica como servicio público fundamental, y estipuló que cuando el interés de la población esté de por medio las empresas encargadas de la prestación de dicho servicio podrían ser expropiadas por el Estado [...]”⁴. Además, creó el Departamento de Empresas de Servicios Públicos, cuya función era controlar los diversos aspectos técnicos y económicos de las empresas, respetando su autonomía e independencia.

Con la Ley 80 de 1946, se creó el Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, el cual estaba encargado de realizar estudios en zonas susceptibles de instaurar el servicio de electricidad. Además de promocionar la ejecución para hacer realidad estos proyectos, desempeñando la labor de financiamiento, de manera directa o mediante la participación accionaria, en las empresas encargadas de desarrollar las obras pertinentes.

En la década de los años cincuenta, se realizaron los primeros estudios para plantear la idea de interconectar el sector eléctrico colombiano, idea que se concretaría en los años sesenta, cuando el estado contrató con un consorcio franco americano Electricité de France - Gibbs & Hill, para la estructuración de los planes de desarrollo del sector. Para el año de 1966, se dio el paso decisivo para que se integrara la Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá, las Empresas Públicas de Medellín, la Corporación Autónoma Regional del Cauca y el Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico; firmando el convenio para integración del sector eléctrico y el ensanche de la capacidad.

1967-1994

El 14 de septiembre de 1967 adquirió vida jurídica la nueva compañía que se llamó Interconexión eléctrica S.A. -ISA-, la cual se constituyó como una empresa industrial y comercial del Estado. De esta manera se sentaron las bases para constituir un sistema interconectado y un sector eléctrico nacional.

Para el año de 1974, el gobierno nacional mediante el Decreto Ley 636 reestructuró el antiguo Ministerio de Minas y Petróleos para transformarlo en el Ministerio de Minas y Energía, asignándole los siguientes deberes: “[...] proponer y adelantar la política nacional sobre las actividades relacionadas con el servicio de

⁴ INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. -ISA- El sector eléctrico colombiano. Orígenes, evolución y retos. Un siglo de desarrollo. 1882-1999. Medellín: Panamericana formas e impresos S. A., 2002. p.27

electricidad; intervenir en la generación, transmisión, interconexión y distribución; orientar, coordinar y evaluar los planes sobre electricidad de alcance nacional, regional, local e internacional; y actuar en todas las actividades técnicas, industriales y comerciales [...]”⁵. De esta manera se centralizó la administración del sector por medio del Ministerio.

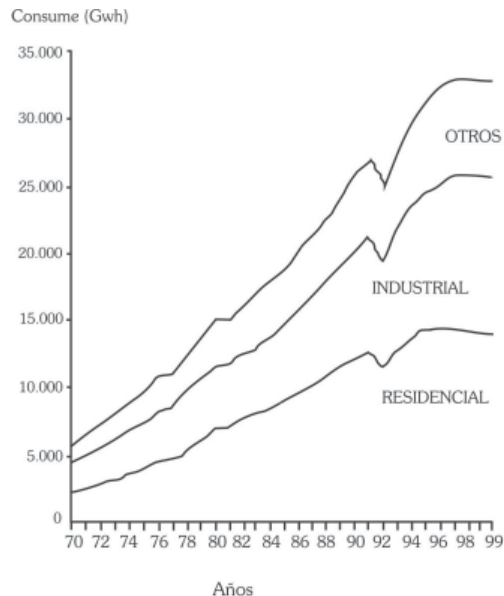
El sector eléctrico del país evidenció serias dificultades para financiar las inversiones locales que desarrollaba en la segunda mitad de los años setenta, fruto de la congelación de las tarifas por un período de cuatro años, con lo cual la situación financiera de las empresas se deterioró notablemente. Para resolver este inconveniente, en 1976 se propuso la creación de un fondo eléctrico nacional, el cual se aceptó en el año de 1980 con recursos que provenían de captación de ahorro y del crédito externo. Con una postura de nuevos proyectos de generación, a comienzos de 1980, se desarrollaron modelos de optimización y de simulación para el planteamiento del funcionamiento del sistema interconectado.

En el período de 1971 a 1980, como se evidencia en el gráfico 1, la demanda de energía en el país tuvo un aumento el cual se puede explicar por el crecimiento de la población, el desarrollo de la economía, las políticas focalizadas en incrementar la cobertura del servicio y los cambios tecnológicos; entre 1981 y 1990 se presentó una leve disminución de la demanda, hasta llegar un descenso mayor iniciado en 1999, el cual fue originado por la difícil situación de la economía colombiana (Interconexión Eléctrica S.A. –ISA-, 2002.).

Debido a que en la década de los noventa se aceleró el proceso de apertura económica y globalización, el plan de desarrollo del gobierno buscó reducir la participación del Estado en el sector empresarial y propiciar un mayor espacio a los agentes privados con el fin de disminuir el déficit fiscal e incrementar la eficiencia económica. Un estudio realizado por el Banco Mundial identificó una insuficiente estructura del sector, reflejada en atrasos de construcción de proyectos, pobre desempeño institucional y distorsiones en las tarifas.

Además señaló que la estructura de ISA estaba constituida contradictoriamente, ya que sus accionistas eran a la vez clientes y competidores por la propiedad de proyectos de expansión. Una vez reconocida la problemática del sector, el gobierno diseñó un plan para el alivio administrativo y financiero de las empresas,

⁵ Ibid., p.36-37.

Gráfico No. 1**Evolución de la demanda de energía eléctrica, 1970-1999**

Fuente: Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-

implementó una nueva política comercial y de subsidios, revisó el marco regulatorio y fortaleció el Ministerio de Minas y Energía junto con la regionalización de empresas y participación del sector privado. La puesta en marcha de la reforma, se fundamentó en cuatro principios básicos⁶:

- Concentración del Estado en las actividades regulatorias y de control.
- Introducción de la competencia.
- Vinculación del sector privado a las actividades empresariales.
- Neutralidad del principal transmisor de energía (ISA) frente a todos los agentes del mercado.

La Constitución Política de Colombia del año 1991 introdujo cambios muy importantes en el papel del Estado en el Sector de los Servicios Públicos Domiciliarios. El Estado empresario, prestador monopólico de los servicios y responsable de realizar las expansiones de cobertura, sin advertir señales claras de eficiencia

⁶ Ibid., p.66-67.

económica y de viabilidad financiera para acometer dichas inversiones, pasa a tener un papel enfocado hacia el diseño de políticas, regulador y controlador, buscando que se cumplan los objetivos fundamentales de prestación eficiente, en ambientes de competencia donde ésta sea posible, y otorgando a través de la regulación señales para la ampliación de cobertura y la mejora en la calidad de los servicios públicos.

Todo lo anterior sin olvidar la responsabilidad social del Estado de garantizar a los usuarios de menor capacidad de pago, el acceso a los servicios públicos, lo que se ha denominado el acceso universal a los servicios, bien sea a través de subsidios, o prestando el servicio directamente a través de entidades territoriales como los municipios.

En 1992, el gobierno identificando la grave problemática del sector⁷, identificó la necesidad de crear la Comisión de Regulación Energética y la Unidad de Planeación Minero Energética. La primera estaría encargada de la regulación del sector, gozando de independencia, autonomía y fortaleza técnica para ejercer sus labores. La segunda, desempeñaría un rol de suma importancia, en cuanto suministra la “información sobre la probable evolución de la oferta y la demanda de energía eléctrica, la cual sirve de base a los distintos agentes para la toma de decisiones de inversión y al gobierno para adoptar medidas conducentes a incentivar la instalación de la nueva capacidad de generación”⁸. Además, debe realizar los planes de expansión del Sistema Interconectado Nacional de manera que los procedimientos para atender la demanda posean la suficiente flexibilidad para adaptarse a los cambios de las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales (Unidad de Planeación Minero Energética –UPME-, 2002.).

Para el año de 1994 se sancionó la Ley 142 (Ley de Servicios Públicos) y la Ley 143 (Ley Eléctrica), las cuales establecieron el desempeño del Estado en relación con los servicios públicos domiciliarios, separando las actividades de regulación y control e introduciendo la competencia en el mercado de energía mayorista. Mediante la ley 142⁹, se crearon las Comisiones de Regulación y la

⁷ La cual fue originada por la grave situación fiscal de la Nación y el calentamiento del Pacífico Sur denominado fenómeno “El Niño” que produjo una de las sequías más intensas en los últimos años en el país.

⁸ INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. -ISA-, Op. Cit., p.127.

⁹ De esta manera, en 1992 se identificó la necesidad de un organismo regulador, el cual es creado mediante la Ley 142 de 1994.

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, ésta última con las funciones de vigilancia, fiscalización y control de las empresas prestadoras de servicios.

1995-2001

El 20 de Julio de 1995, entró en funcionamiento el Mercado de Energía Mayorista, mediante la Bolsa de Energía, el cual esta definido como un “[...] sistema de información, manejado por el Administrador de Intercambios Comerciales [...] en donde los generadores y comercializadores del mercado mayorista ejecutan actos de intercambio de ofertas y demandas de energía, hora a hora, para que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ejecute los contratos resultantes en la bolsa de energía, liquide, recaude y distribuya los valores monetarios correspondientes a las partes y a los transportadores [...]”¹⁰. Este sistema es un mecanismo para hacer posible la competencia entre las actividades de comercialización y generación, mediante los siguientes organismos:

La Comisión de Regulación de Energía y Gas -GREG¹¹ es la encargada de determinar la reglamentación, la Superintendencia de Servicios Públicos -SSP- está encargada de fiscalizar el desempeño de los agentes y penalizar las violaciones a las reglas.

El Centro Nacional de Despacho -CND- está encargado de la operación del mercado y la administración es responsabilidad del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- y del Liquidador y Administrador de Cuentas, el cual se encarga por cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional y además calcula el ingreso regulado de los agentes transportadores¹².

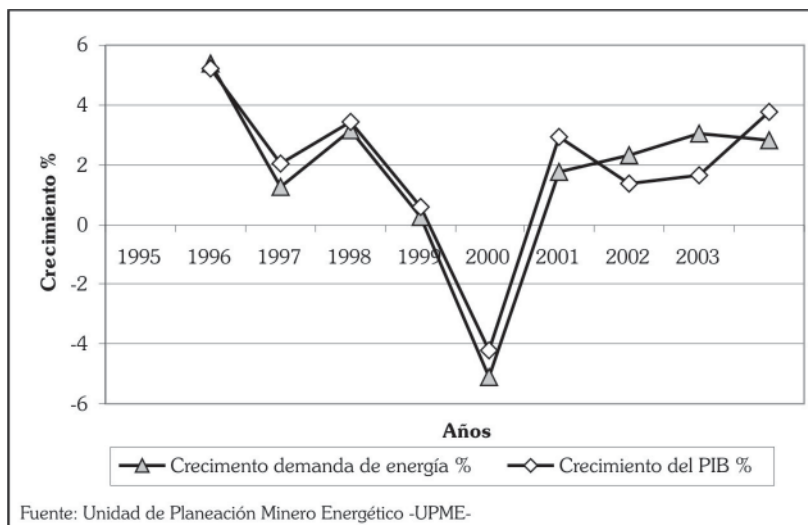
Por último, la demanda de energía ha evolucionado en concordancia con el crecimiento económico del país. Como se puede observar en el gráfico 2, durante el período de existencia del mercado, la demanda de energía ha presentado un comportamiento variable, el cual es explicado por las fluctuaciones del crecimiento. En los años 1998 y 1999 se presentó una recesión económica, en la cual la demanda de energía alcanzó crecimientos de 0.23% en 1998 y de -5.10% en 1999,

¹⁰ Resolución CREG 024 de 1995.

¹¹ Estas funciones son tomadas por las definiciones dadas por Interconexión Eléctrica S.A. -ISA-.

¹² Resolución CREG-008 de 2003.

Gráfico No. 2
 PIB Vs. Demanda de electricidad, 1995-2003



representando éstas cifras los menores crecimientos registrados desde la creación de la Bolsa de energía en 1995, año en el cual el crecimiento de la demanda fue de 5.4%. Dicha situación generó un grave impacto en el sector, ocasionando incrementos en la cartera de las empresas prestadoras del servicio e incluso en algunos casos se dio la intervención estatal a algunas empresas.

2002-2005

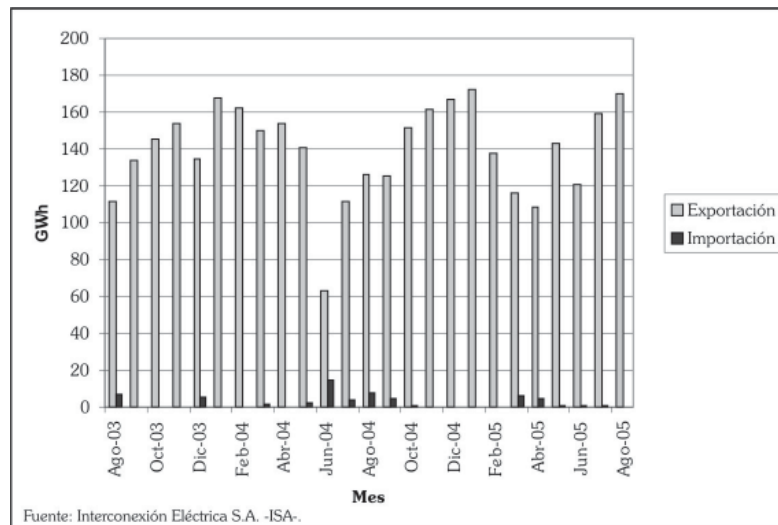
El diecinueve de noviembre de 2002 se estableció la Decisión 536 de la Comunidad Andina de Naciones¹³ -CAN-, la cual acentuó el Marco General para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad entre los países de Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela. Los países con esta unión, vieron posible que con la interconexión de sus sistemas eléctricos y los intercambios comerciales intracomunitarios se podrían alcanzar beneficios económicos, sociales y ambientales. Además, se podría alcanzar un adecuado manejo de los recursos energéticos y obtener confianza en el suministro de energía.

¹³ Disponible en: <http://www.comunidadandina.org/normativa/dec/D536.htm>

Cabe mencionar, que si bien la Decisión fue firmada por los anteriores países, solamente se adoptó por parte de Colombia y Ecuador, puesto que fueron los únicos países que armonizaron sus regulaciones internas para facilitar el logro de los intercambios denominados “Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto plazo” -TIE’s-. En la actualidad, el grupo de reguladores establecido por la Decisión CAN se encuentra trabajando en la implementación de los intercambios entre tres países, para que se realicen TIE’s entre Ecuador, Perú y Colombia.

Desde el 2003 se identifica cómo la tendencia de las transacciones favorece a Colombia, teniendo un total histórico de exportaciones de 3927.39 GWh, lo cual representa un valor de US\$ 316.97 millones. Las importaciones desde Ecuador son equivalentes en el total histórico de 115.01GWh (Giga vatios hora), correspondientes a US\$ 3.43 millones.

Gráfico No. 3
TIE's Colombia y Ecuador, 2003-2005



1.1 Agentes del sector

- Agentes generadores: Son las empresas encargadas de la producción de energía eléctrica, la cual puede transarse en la Bolsa de energía o mediante la contratación bilateral con otros agentes generadores, comercializadores o con los usuarios no regulados.

Los agentes generadores se pueden catalogar de la siguiente manera:

- Si poseen una capacidad mayor o igual a 20 MW y están conectados al Sistema Interconectado Nacional, los cuales deben realizar sus ofertas de energía para el Despacho Central¹⁴ (Resolución CREG-054 de 1994).
- Los generadores ubicados en un rango de producción entre 10 y menos de 20 MW, tienen la opción de participar en Bolsa (Resoluciones CREG-086 de 1986 y 039 de 2001).
- Los agentes autogeneradores, los cuales son aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica para atender sus propias necesidades (Resolución CREG-084 de 1996).
- Los cogeneradores, identificados como aquellas personas naturales o jurídicas que producen energía utilizando un proceso combinado de producción de energía eléctrica y energía térmica, destinada para su propio uso o para el de terceros en el ámbito comercial o industrial. Estos agentes pueden vender sus excedentes en la Bolsa de manera esporádica o permanente cumpliendo requisitos regulatorios (Resolución CREG-002 de 2002).

- **Agentes comercializadores:** Desempeñan la labor de intermediación entre los usuarios finales de la energía y los que la generan, transportan y distribuyen. “Esta actividad es realizada por tres tipos de empresas: los generadores-comercializadores, los distribuidores-comercializadores y los comercializadores dedicados únicamente a esta actividad denominados comercializadores exclusivos o puros”¹⁵. Esta labor presenta una fuerte y dinámica competencia, por lo cual para aumentar la rentabilidad de este negocio, los agentes deben optimizar los portafolios de compra de energía en el MEM, desempeñando la labor de emprender acciones para recuperar cartera vencida y para mejorar la atención al cliente.

Los agentes comercializadores pueden vender energía a usuarios regulados y no regulados. Los primeros inicialmente eran reconocidos como aquellos cuya

¹⁴ Proceso de planeación, programación, supervisión y control de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional, a cargo del Centro Nacional de Despacho en coordinación con los Centros Regionales de Despacho y las empresas, que se realiza siguiendo los criterios y procedimientos establecidos en el Reglamento de Operación, el Código de Redes y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación. Disponible en: http://www.isa.com.co/pragma/documenta/ISA/secciones/ISA/HOME/HR/GL/D/seccion_HTML.html

¹⁵ INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. -ISA- El sector eléctrico colombiano. Orígenes, evolución y retos. Un siglo de desarrollo. 1882-1999. Medellín: Panamericana formas e impresos S. A., 2002. p.144.

demanda máxima de energía era superior a 2 MW por instalación, este nivel estaba sujeto modificaciones. En la actualidad, los límites para ser catalogado como usuario no regulado los define la Resolución CREG 131 de 1998, y los fija en 0.1 MW de potencia y 55 MWh-mes de energía mensual consumida. Para los segundos, las compras de energía están sujetas a las tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-.

- **Transportadores:** Son aquellos agentes que participan del MEM de una manera indirecta, ya que no compran ni venden energía, sino que la movilizan en todo el sistema interconectado. Los agentes distribuidores trabajan conjuntamente con los transportadores y se encargan de recibir la energía que los transportadores despachan para su consumo final. Se debe tener en cuenta que los agentes distribuidores y transportadores pertenecen a un mercado de monopolio natural, con economías de escala donde se incurren en altos costos tanto para la construcción de plantas y redes, como para la producción.

1.1.1 Agentes reguladores del Mercado de Energía Mayorista¹⁶

- **Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG-**. Es la encargada de regular el sector de la energía, electricidad y gas, asegurando una adecuada prestación del servicio con el uso apropiado y eficiente de los diferentes recursos energéticos. Adicionalmente trabaja en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Posee facultades para emitir reglas dirigidas a promover, crear y preservar la competencia en la generación, regular el uso de las redes de transporte para garantizar el libre acceso de los agentes, la operación del Sistema Interconectado Nacional y el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía y gas combustible. Además, determina la regulación tarifaria para usuarios regulados y a las actividades que son monopolio natural.

- **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-**. Es un ente adscrito al Departamento Nacional de Planeación -DNP-. Sus funciones son el control y vigilancia de los servicios públicos, con independencia de las Comisiones de Regulación y con la inmediata colaboración de los Superintendentes delegados, estos últimos son de libre nombramiento por parte del Presidente de la República.

¹⁶ Tomado del libro "Una visión del mercado eléctrico colombiano" Unidad de Planeación Minero Energética -UPME- p. 22. 2004.

- Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-. Tiene como función elaborar y actualizar el Plan de Expansión de Referencia del sector eléctrico, con el objetivo de que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinan las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales; cumpliendo con los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por el Ministerio de Minas y Energía. Así los proyectos propuestos deben ser técnica, ambiental y económicamente viables y la demanda debe ser satisfecha con criterios de uso eficiente de los recursos energéticos. Así mismo deben elaborar las proyecciones de demanda y actualizar el Plan Energético Nacional, todo en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo

1.1.2 Entidades de operación y administración¹⁷

- Centro Nacional de Despacho -CND-. Esta encargado de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del sistema interconectado nacional. Además se encarga de suministrar instrucciones a los Centros Regionales de Despacho, para coordinar las maniobras de instalaciones para obtener una operación con seguridad y confiabilidad, cumpliendo con el Reglamento de Operación y todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

- Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-. Dependencia del Centro Nacional de Despacho adscrita a Interconexión eléctrica S.A. "E.S.P", encargada del registro, liquidación, facturación, cobro y pago de los contratos de energía a largo plazo. Además del mantenimiento de los sistemas de información y los programas de computación requeridos.

- Liquidador y administrador de Cuentas del Sistema de Transmisión Nacional -LAC-¹⁸. Dependencia de Interconexión Eléctrica S.A. -ISA- "E.S.P" la cual se encarga de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional.

¹⁷ Resolución CREG-024 de 1995.

¹⁸ UPME, Op.cit. p. 24.

2. Transacciones en el mercado de energía mayorista

Dentro del MEM se desarrollan diferentes actividades, de las cuales se identifican principalmente la realización de contratos bilaterales, los contratos de energía en bolsa y el apoyo a los agentes generadores para cumplir con estándares de calidad en el desempeño de su función.

2.1 Contratos de energía de largo plazo¹⁹

Los contratos de energía de largo plazo son aquellos que se realizan entre generadores y comercializadores, en los cuales se pactan libremente condiciones, precios y cantidades. Estos contratos se desarrollan con el fin de adquirir cierta seguridad en cuanto a fluctuaciones futuras de los precios de la energía, las cuales son causadas por fenómenos hidrológicos, comportamientos de los agentes y energía disponible para el consumo.

Para que un contrato se considere de largo plazo, el plazo de entrega de energía debe ser mayor a un día. La Resolución 024 de 1995, definió los siguientes procedimientos para ejecutar la contratación de largo plazo en el mercado de energía eléctrica:

- Registro de contratos de energía: Todos los contratos de energía a largo plazo que se celebren entre comercializadores y generadores y se liquiden en la bolsa de energía, se registrarán ante el ASIC. Las partes contratantes deberán estar registrados ante el ASIC y otorgar las garantías requeridas.
- Contenido de los contratos: La forma, contenido y condiciones establecidas en los contratos de energía podrán pactarse libremente entre las partes. Sin embargo, para que estos contratos puedan liquidarse en la bolsa de energía deben contener: la identidad de las partes contratantes; reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, durante la duración del contrato, las cantidades de energía a asignar bajo el contrato y el respectivo precio.
- Cumplimiento de obligaciones en los contratos: El ASIC no es responsable del cumplimiento de las obligaciones que las partes de los contratos de energía asumen recíprocamente. Las obligaciones del ASIC son de apoyo para el establecimiento de la contratación, de esta manera, actúa en la ejecución

¹⁹ Resolución CREG 020 de 1996

de los contratos por el mandato dado por las empresas participantes en el mercado mayorista, por cuenta y riesgo de éstos.

- Terminación de contratos: En caso de terminación de un contrato, es obligación de las partes involucradas informar con una anticipación mínima de siete días calendario a la fecha de finalización del contrato, para que el ASIC deje de considerarlo en la comercialización en el mercado mayorista a partir de la fecha de terminación. El ASIC informará a los agentes del mercado mayorista involucrados el registro de la terminación del contrato. En el caso que uno de los agentes involucrados en la terminación de contratos, no esté cumpliendo con las obligaciones como agente del mercado mayorista se informará a la CREG para que defina las acciones correspondientes.

2.1.2 Plazo de duración de los contratos

Según el artículo 42 de la ley 143 de 1994, los plazos que las partes negociadoras de los contratos pueden convenir para la compraventa o suministro de energía eléctrica, tanto para el mercado regulado como no regulado, que se realice entre empresas generadoras, entre distribuidoras, entre generadoras y distribuidoras, entre estas dos últimas y las empresas comercializadoras y los usuarios no regulados, son libres y no requieren autorización previa de la CREG, cualquiera que sea el tiempo de duración de los contratos.

2.1.3 Procedimiento para la negociación de contratos en el mercado regulado

El agente que desea comprar energía debe publicar sus términos de referencia, en los cuales manifiesta que la cantidad a comprar, el período, las modalidades de precio, los plazos de pago y otras características del negocio.

La modalidad para negociar los contratos en el mercado de energía eléctrica es el de “subasta de primer precio de sobre cerrado”. En esta subasta, los agentes interesados en vender el bien, en este caso la energía, presentan ofertas en un sobre cerrado de forma independiente en acto público, de tal modo que no se conocen las propuestas de los demás participantes. La venta es adjudicada al agente que ofrece el mejor precio.

2.1.4 Condiciones para compra de energía con destino al mercado regulado

Las compañías comercializadoras y distribuidoras-comercializadoras, que realicen o no de manera combinada dichas actividades con la de generación, cualquiera de ellas que sea su actividad principal, deberán realizar todas las compras de electricidad destinadas a cubrir la demanda de su mercado regulado, a través de procedimientos que aseguren la libre competencia de oferentes.

Con el fin de hacer más efectiva la competencia, los agentes partícipes del mercado, deben solicitar y dar igualdad de condiciones a las empresas comercializadoras y generadoras y a otros agentes interesados en desarrollar nuevos proyectos de generación para que presenten ofertas, que deberán ser evaluadas con base en el precio.

2.1.5 Condiciones para garantizar la competencia en el mercado regulado

Para generar mayor efectividad en la competencia, toda solicitud de ofertas de venta o suministro de electricidad destinada a cubrir el mercado regulado, deberá cumplir con las siguientes condiciones:

- Permitir la oferta de suministros parciales por distintos generadores, por cualquier cantidad de electricidad, con lo cual se busca que los pequeños generadores no sean excluidos del Mercado de Energía Mayorista.
- Señalar todas las condiciones que deben cumplir las ofertas.
- La ubicación o clase de la planta, la antigüedad y el número de unidades de generación, el hecho de que la electricidad ofrecida se genere en plantas ya construidas o cuya puesta en operación esté prevista para una fecha posterior a la realización de la convocatoria, y en general factores distintos del precio, no podrán servir como base para seleccionar una oferta hasta tanto la Comisión establezca si es posible emplear otros criterios de calificación de ofertas de electricidad y las condiciones objetivas para ponderarlos.
- Para que una empresa que desarrolle en forma combinada la actividad de generación con la de comercialización o distribución- comercialización, pueda atender la demanda con energía propia²⁰, previamente deberá hacer

²⁰ Es la suma que resulta entre la generación directa de una empresa y toda la energía que generan las empresas con las cuales tiene vinculación económica según la legislación comercial y tributaria. A su

convocatoria pública mediante la cual solicite ofertas de las demás personas interesadas en ofrecerla. Tales convocatorias deberán efectuarse por toda la electricidad necesaria para atender su mercado regulado y no solo para cubrir la diferencia entre la energía propia y la demanda de ese mercado.

- Las empresas integradas verticalmente²¹ que atiendan más del cinco por ciento o más del total de la demanda del sistema interconectado nacional, no podrán cubrir con energía propia más del 60% de la energía requerida para atender la demanda de su mercado regulado.
- La convocatoria para la compra de energía deberá anunciarse por medio de periódicos de reconocida cobertura y amplia circulación nacional.
- Cuando se trate de convocatorias para comprar energía por períodos superiores a dos años, la empresa que la realice deberá otorgar un plazo no inferior a tres meses para la preparación de las propuestas. Este plazo empezará a contarse a partir de la fecha en que se inicie la venta de los pliegos que contengan las condiciones de la convocatoria, fecha que deberá quedar señalada expresamente en la publicación a la que hace referencia el literal anterior.
- Si después de haber conocido los precios ofrecidos por los demás oferentes, por cualquier circunstancia la empresa que realizó la convocatoria se abstiene de contratar, solo podrá comprar energía por fuera de bolsa luego de realizar una nueva convocatoria pública sujeta a las reglas establecidas para el mercado mayorista de energía, en la cual las empresas interesadas en ofrecerla puedan presentar ofertas. En tales casos los proponentes que hayan ofrecido en la primera vuelta no podrán ser excluidos de participar en las rondas siguientes.

2.1.6 Modalidades de contratación más utilizadas

- Pague lo contratado: En este contrato el comprador se compromete a pagar toda la energía contratada, independiente de que sea consumida o no.

vez, se entiende por generación directa aquella que produce una empresa con activos de su propiedad o bajo su posesión, tenencia, uso, usufructo o cualquier otro título que le permita usar unos activos para generar energía sobre la cual tenga poder de disposición.

²¹ Empresas que desarrollan en forma combinada la actividad de generación con la de comercialización o la de distribución-comercialización.

- Pague lo demandado: El comprador solamente paga su consumo, siempre y cuando éste sea inferior o igual a la cantidad de energía contratada.

En ambos casos, si el consumo es superior a lo contratado, la diferencia es transada en bolsa.

2.1.7 Contratos en el mercado no regulado

Las compras de energía efectuadas mediante la suscripción de estos contratos no se encuentran reguladas y se negocian a precios y condiciones pactadas libremente entre los agentes, incluido el usuario no regulado. En este caso, el usuario no regulado es un agente activo en la negociación del contrato.

2.2 Transacciones en la Bolsa de energía

La Bolsa de energía es un lugar virtual donde los generadores y comercializadores realizan intercambios de oferta y demanda de energía hora a hora, adjudicados por medio del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-, cuya finalidad es liquidar, recaudar y distribuir los contratos y el valor monetario resultante de éstos.

Los objetivos de la bolsa son los siguientes²²:

- Conformar y operar un bloque para el uso eficiente de la energía mediante el incentivo a generadores y comercializadores.
- Establecer un conjunto de reglas para los participantes en la bolsa de energía que den a conocer las obligaciones y acreencias de éstos.
- Crear un mercado competitivo de electricidad.

Para el funcionamiento óptimo de la Bolsa de energía se requiere de condiciones que establezcan oferta, demanda y despacho de energía. La oferta se refiere a un ofrecimiento de precios de las cantidades de energía, los cuales se determinan como el precio más alto en cada hora que se realizan las ofertas de los generadores en la bolsa de energía. La demanda de energía esta sujeta a las necesidades de consumo de los agentes reflejado por los comercializadores, los cuales suministrarán la energía a los sectores residenciales, comerciales e industriales.

²² Resolución CREG - 024 de 1995.

Finalmente por medio despacho se establecen las cantidades de energía que cada planta generadora debe producir para suplir la demanda de energía para cada hora de consumo.

En la Bolsa de energía existe un sistema de reglas y procedimientos que establecen los derechos y obligaciones de los generadores, comercializadores y transportadores en los contratos de energía resultantes de las transacciones realizadas en la Bolsa, el cual es denominado Sistema de intercambios Comerciales -SIC-. Este sistema es el encargado de liquidar y facturar los contratos, además de preparar y actualizar el estado de cuentas de generadores, comercializadores y transportadores.

El proceso de funcionamiento de la Bolsa se desarrolla mediante un proceso operativo y uno comercial²³.

El proceso operativo se desarrolla por medio de las siguientes fases:

- Día anterior: Las empresas generadoras realizan sus ofertas de precios de la energía para cada una de las horas del día siguiente. Con esta información, se realiza el programa para satisfacer la demanda de cada una de las horas del día siguiente, asegurando un nivel de reserva de energía para el caso en el cual se presenten irregularidades por parte de las empresas generadoras.
- Día de operación: El Centro Nacional de Despacho se desempeña como coordinador, supervisor y controlador de la operación del Sistema Interconectado Nacional.
- Día posterior: En este día el Centro Nacional de Despacho realiza un análisis del comportamiento de las principales variables asociadas al control: voltaje, frecuencia y demanda. Además evalúa los hechos en la fase previa a la operativa, identificando falencias y ofrece recomendaciones para obtener un óptimo funcionamiento del sistema.

El proceso comercial se desarrolla de la siguiente manera:

²³ INTERCONEXIÓN ELÉCTRICAS.A. -ISA- El sector eléctrico colombiano. Orígenes, evolución y retos. Un siglo de desarrollo. 1882-1999. Medellín: Panamericana formas e impresos S. A., 2002. p.109-110.

- El Administrados del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC- ejecuta la liquidación de contratos para cada una de las horas del día, para lo cual recibe todas las mediciones de generación y demanda de energía. Seguido a esto, calcula el despacho ideal para obtener el precio de Bolsa, y finalmente liquida los contratos a los precios registrados y cantidades entregadas, valoradas a precio de Bolsa.
- El ASIC ejecuta la liquidación de los demás conceptos que resultan de la operación, información de la generación y de los reportes de los agentes sobre sus consumos reales.
- Finalmente, terminadas las transacciones en el mercado por cada uno de los agentes participante, el ASIC factura, cobra y distribuye los correspondientes valores monetarios.

3. Variables a considerar en las decisiones a tomar en el mercado mayorista de energía

Si bien el precio en este mercado obedece a las condiciones generales de un oligopolio, también se ve influido por las condiciones particulares del commodity energía. Así, es necesario tener en cuenta factores como estrategias de largo (5 años) y mediano plazo (4 meses), en las cuales se realizan estudios de la evolución de disponibilidad de recursos energéticos, la evolución de precios en el mercado y el comportamiento de la economía²⁴. Además, en el caso de los generadores hidráulicos, los factores climáticos son de suma relevancia, siendo necesario evaluar las condiciones de embalses de las diversas plantas y los pronósticos del clima.

Por otra parte, el conocimiento de las condiciones de la red de transmisión nacional por parte del comercializador es de suma importancia, ya que de su mayor o menor capacidad, se determinará la cantidad de energía, por medio del análisis del entorno, que se debe generar en las centrales para se llevadas al sitio de consumo.

Asimismo, el análisis de las transacciones diarias y de los balances económicos históricos, permiten observar la situación de la empresa y de la competencia.

²⁴ Se debe recordar que el consumo de energía se encuentra altamente correlacionado con el crecimiento de la economía.

Finalmente, los agentes del mercado al tener como objetivo la maximización beneficios por la venta y compra de energía en el corto, mediano y largo plazo; deben tener en cuenta el comportamiento del mercado de contratos, la disponibilidad de operación de los embalses y las plantas térmicas.

En el contexto del mercado eléctrico, los agentes participantes deben afrontar algunos riesgos en el momento de realizar sus transacciones, los cuales surgen por los cambios climáticos, comerciales, tecnológicos, regulatorios, financieros, etcétera; conduciendo a un aumento de los costos y afectando la composición final del precio de oferta de los agentes generadores.

En el mercado, el riesgo comercial se identifica como aquel en el cual se podría presentar la posibilidad de que los ingresos generados por la demanda o servicios prestados sean insuficientes para cubrir los costos operativos, deudas y rendimientos a los inversionistas. En el caso de las actividades de distribución y transmisión, existen menores riesgos dado que las tarifas son reguladas.

Los elementos que conforman el riesgo entre los agentes generadores son:

- Volatilidad de precios del mercado de corto plazo: En las últimas décadas, la volatilidad de los precios de mercado (cantidades, precios y tasa de interés) ha emergido como el mayor riesgo para corporaciones, acreedores e inversionistas. La desregulación de estos mercados, la cual comenzó en la década de los setenta, ha incrementado la eficiencia económica en estos sectores, pero también ha originado nuevas magnitudes subyacentes en la volatilidad de los precios y tasas de interés.
- Mora en el pago por parte de los compradores
- Incertidumbre en la demanda en el largo plazo, por lo cual se corre el riesgo de no salir despachado.
- Riesgo de no cumplir con los compromisos adquiridos en el largo plazo en cuanto al cumplimiento de las condiciones del contrato.

En el caso de los agentes comercializadores, entre los elementos del riesgo se identifican:

- Incertidumbre en la demanda, ya que se debe tener la capacidad para capturar clientes.
- Volatilidad de precios del mercado de corto plazo.

- Mora en el pago por parte de usuarios finales y compradores de contratos de intermediación.

Desde la puesta en marcha de las operaciones en la Bolsa de energía, los contratos de largo plazo conjuntamente con el cargo por capacidad, se han usado como mecanismos que posibilitan la estabilización de ingresos de los agentes generadores y una salvaguardia de la volatilidad que presentan los precios en la Bolsa.

De esta manera, el mercado de Bolsa de Energía se ha utilizado básicamente para la cobertura de transacciones entre los generadores y comercializadores. Por el lado de los generadores, éstos tienen el incentivo de realizar la contratación de suministro de cantidades de energía compatibles con su capacidad en firme. Además, este es un instrumento financiero predestinado a reducir el riesgo que implica la volatilidad y la estacionalidad de los precios en el mercado de corto plazo y garantiza un flujo mínimo de ingresos a los generadores que favorecen con potencia firme al sistema. Por el lado del comercializador, se puede presentar la situación en la cual se vea obligado a comprar energía a precios altos, si no posee la suficiente cobertura con contratos de largo plazo (UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA -UPME-, 2004.).

Algunos de los instrumentos que los agentes utilizan para minimizar el impacto originado por el riesgo son:

- Herramientas para la administración del riesgo: Los inversionistas y los negociadores en el mercado han afrontado esta situación a través de los denominados “derivados”, los cuales son utilizados para la cobertura frente al riesgo asociado a un activo, empleando los mercados de futuros o de opciones para reducir o eliminar dicho riesgo.
- Métodos estadísticos como el Monte Carlo, el cual puede caracterizar la incertidumbre del riesgo, ofreciendo una descripción más completa de las estructuras del riesgo (divisas, precios de energía, riesgo de crédito, clima). Este método crea simulaciones computarizadas de rangos de ejercicio que permiten una administración para la medición probable de resultados y riesgos.
- Proyecciones de las tendencias en los mercados.

De esta manera se puede identificar que en los negocios no se cuenta con una vía exacta que conduzca a una protección en cuanto a riesgos. Para el análisis de decisiones de negocios, son utilizados recursos como las medidas de distribución estadísticas sumadas a la utilización de proyecciones sobre la volatilidad del riesgo histórica, las variaciones en las tasas de interés y los precios de la energía.

4. Mecanismos regulatorios que se encuentran en estudio

4.1 Cargo por capacidad

El Cargo por Capacidad es un mecanismo de pago explícito por potencia, que remunera aquellas unidades que atienden la demanda de energía en condiciones hidrológicas extremas.

La necesidad de un mecanismo de remuneración adicional a la señal económica del precio de la energía, surge como respuesta a la depresión y volatilidad de los precios e ingresos que enfrenta el mercado, cuyo origen reside básicamente en las condiciones propias que presenta el sistema eléctrico colombiano, caracterizado por una elevada componente hidráulica del parque generador²⁵, una baja capacidad de regulación de los embalses²⁶ y por la incidencia marcada de fenómenos climatológicos que no alcanzan a ser anticipados con suficiente antelación²⁷.

Lo que genera una marcada inestabilidad en los ingresos y un alto riesgo para los inversionistas, reflejándose en una infra inversión por parte de los generadores debido al temor de no recuperar sus inversiones.

Dado que la estabilidad del sistema eléctrico es consecuencia de la capacidad de producción, el organismo regulador ha visto la necesidad de establecer una retribución a los generadores para esto estableció mediante la resolución 053/1994 una retribución a los generadores con la introducción de los denominados Cargos

²⁵ A junio de 2004 el 70% de la capacidad instalada corresponde a plantas hidráulicas y el 30 % de origen térmico.

²⁶ Salvo por el embalse del Peñol (asociado a la central de Guatapé) que tiene regulación multianual, los demás embalses del sistema son de regulación estacional o mensual. La capacidad de almacenamiento de los principales embalses son: Peñol 4905 GWh, Guavio 2239 GWh, Esmeralda 1178 GWh, Betania 299 GWh.

²⁷ La varianza hidrológica es ocasionada por la estacionalidad del sistema, en el que se presentan fenómenos climatológicos como El Niño, que produce sequías severas en la mayoría de las regiones del país y La Niña que genera un exceso de lluvias.

por Potencia y Respaldo. El Cargo por Potencia se cobraba a los comercializadores por la energía comprada en bolsa y a los generadores por las compras realizadas para cubrir los contratos cuando no tenían la disponibilidad para hacerlo; se pagaba a los generadores en proporción a la energía real generada en exceso de sus contratos. El cargo de respaldo buscaba retribuir a las plantas que sólo generan en condiciones extremas de hidrología. Ambos cargos estuvieron vigentes hasta 1996.

La remuneración de estos mecanismos se hacía de la siguiente forma: El cargo por respaldo era de \$US5.73/kWh.-mes, lo que correspondía al coste fijo anual de una turbina de gas y las unidades remuneradas por este concepto no podían usarse para respaldar contratos; por su parte, el cargo por potencia correspondía al costo anual de una central térmica de gas de ciclo simple²⁸ y se liquidaba a \$US 5.73/kWh.-mes.

Luego la CREG por medio de las resoluciones 01/1996, 022/1996, 098/1996 y 116/1996 eliminó los cargos por Respaldo y Potencia y en su reemplazo estableció el mecanismo de Cargo por Capacidad con una vigencia de 10 años, contados a partir de 1 de enero de 1997 hasta 31 de diciembre de 2006. Este diseño corresponde al mecanismo regulado de pago explícito por potencia, en el que antes de la operación del sistema se calcula un monto adicional llamado pago por potencia que es entregado a las unidades que aportan a la atención de la demanda bajo condiciones hidrológicas críticas. El objetivo de tales pagos es remunerar a las unidades que entregan confiabilidad al sistema, asegurando un ingreso mínimo estable para el generador en el largo plazo e incentivando un adecuado nivel de capacidad instalada a través de la estimulación de la inversión²⁹.

Para realizar la metodología del cálculo es necesario conocer información sobre el sistema por medio de una base de datos, la cual está conformada por los registros históricos de caudales, que sirven para construir posteriormente las series hidrológicas; los registros históricos de demanda; el nivel inicial de los embalses; los índices de indisponibilidad históricos; la capacidad efectiva de las plantas; las eficiencias medias de las plantas y los costos de combustible.

²⁸ Central constituida exclusivamente por turbinas a gas y cuyo comportamiento termodinámico lo describe el ciclo de Brayton.

²⁹ MOYANO, Op. cit, p. 16.

4.1.1 Metodología de cálculo

En este proceso se determina la Capacidad Remunerable Teórica (CRT)³⁰ por generador y el monto total de Cargo por Capacidad a ser repartido entre los generadores.

En esencia esta asignación del Cargo por Capacidad comprende tres procesos secuenciales: a) una optimización estocástica; b) una simulación determinista; c) un post-proceso.

En la optimización estocástica a 5 años se minimiza el valor presente de los costos de producción térmica y de racionamiento por medio del modelo AS que simula la operación del sistema; el resultado del proceso de optimización es la política de costos del sistema hidráulico o valor futuro esperado del agua de los embalses.

La simulación es un proceso determinístico que simula para un período de 24 meses la operación del sistema hidrotérmico considerando la serie hidrológica bi-anual más seca. La simulación corre los 24 meses de forma secuencial, poniendo a competir las plantas térmicas según sus costos variables de combustibles y las plantas hidráulicas según sus valores futuros esperados del agua (los cuales son calculados en el proceso de optimización estocástica mencionado anteriormente). La simulación se hace para cada mes de forma separada del resto de meses sin considerar restricciones en los embalses. Del proceso de simulación se obtiene la energía entregada por cada planta en cada uno de los meses del segundo verano del período de simulación. Luego esta energía se divide por las horas de cada mes y se obtiene la potencia equivalente de cada generador para cada mes del verano (PE_{jt}).

En el post-proceso, mediante una aplicación en Excel, se calcula la contribución en potencia de cada una de las plantas despachadas en el proceso de simulación durante la estación de verano. El resultado de esta aplicación es la Capacidad Equivalente Mensual Despachada (CEMD) para los 5 meses de verano (diciembre-abril). Finalmente, la Capacidad Remunerable Teórica (CRT) de cada planta en el verano, se obtiene como el promedio de la Capacidad Equivalente Mensual Despachada (CEMD) arrojada en el post-proceso para los 5 meses del verano:

³⁰ Defina por la resolución 116/96, como la capacidad de generación que cada planta hidráulica o unidad térmica despachada centralmente, aporta en un Despacho Ideal al abastecimiento de la demanda en condiciones hidrológicas críticas.

$$CRT_j = \frac{1}{5} \sum_{t=dic}^{t=abr} CEMD_{jt}$$

En donde, CEMD es la Capacidad Equivalente Mensual Despachada del generador j en el mes t , en MW y es calculado como el valor mínimo entre la capacidad disponible y la capacidad media del generador j en un momento t .

$$CEMD_{jt} = \text{mínimo} \left[CD_j, \frac{PE_{jt}}{K} \right]$$

En donde:

CD_j : Capacidad disponible del generador j , en MW.

PE_{jt} : Capacidad equivalente del generador j en el mes t , en MW. Se obtiene al dividir la energía despachada, por las horas del mes. Este concepto se conoce como la capacidad media del generador.

K : Factor de carga equivalente del conjunto de generadores despachados en la simulación

Finalmente, el ingreso de cada generador por Cargo por Capacidad se obtiene al multiplicar la Capacidad Remunerable Teórica CRT, por el cargo unitario de potencia llamado Valor Mensual del Cargo por Capacidad (VMC), el cual fue definido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas como 5.25 \$US/Kw-mes, valor referenciado a la tecnología de una turbina de gas ciclo abierto. El monto resultante es el Cargo por Capacidad de la planta, los montos individuales se suman para construir el monto total.

$$\text{Ingreso } C * C = CRT * \frac{5.25US\$}{KW - mes}$$

4.1.2 Mecanismo de recaudo

El recaudo, la conciliación, liquidación y facturación del Cargo por Capacidad son funciones administradas que realiza el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Para cada mes, el monto total de Cargo por Capacidad se divide por la demanda del sistema prevista (MWh³¹) y se obtiene una tarifa unitaria de Cargo por

³¹ Mega Vatios Hora

Capacidad llamada Costo Equivalente de Energía (CEE). Dicha tarifa es incluida en el precio de oferta de los generadores en la Bolsa, no pudiendo ser ésta inferior al CEE; Por lo tanto el CEE representa un precio piso en la Bolsa de Energía. El recaudo del Cargo por Capacidad es realizado a través de los generadores según las ventas netas transadas hora a hora en la Bolsa.

El valor unitario en términos de KWh a recaudar por concepto de Cargo por Capacidad en las transacciones de Bolsa se calcula de la siguiente forma:

$$CERE = CRT * \frac{Vmc}{DC}$$

Donde *DC* es la demanda comercial.

La utilización del cargo por capacidad ha traído las siguientes ventajas:

Aumento del número de proyectos y de capacidad instalada, prueba de esto es que durante el periodo de 1995 a 2003 entraron al sistema 16 proyectos de generación, que aportaron una capacidad adicional de 3896 MW. Del total de proyectos entrantes, 1435 MW correspondieron a proyectos de generación que entraron por decisiones tomadas en el esquema de mercado y bajo total riesgo de los inversionistas públicos o privados, 1141 MW son proyectos que venían en construcción del modelo de planeación estatal y 1320 MW obedecen a proyectos desarrollados bajo el esquema de PPA's (Power Purchase Agreement) y que ingresaron al sistema en respuesta al fuerte racionamiento sufrido por el país en 1992, que produjo entre los agentes del sistema el "síndrome de racionamiento", el cual se traducía en el afán de eliminar a toda costa el riesgo futuro de racionamiento. Aquí debe anotarse que si bien los únicos proyectos que responden a la señal económica del cargo son los primeros, no puede desconocerse que aún los desarrollados bajo el esquema estatal lograron obtener la viabilidad financiera de sus inversiones gracias a los ingresos del Cargo por Capacidad.

Estabilización de los ingresos y de viabilidad financiera de las plantas existentes y para los proyectos de inversión en nueva capacidad de generación; los ingresos recibidos por los generadores por concepto de la remuneración del Cargo por Capacidad representa alrededor de 500 millones de dólares al año.

Cambio en la composición del parque generador (hidráulica y térmica). En los últimos 8 años el sistema pasó de tener una capacidad instalada de 10.063MW, de los cuales el 78% era hidráulico y el 22% térmico, a una capacidad de 13.169 MW en 2002, de los cuales el 66% es de composición hidráulica y el 34% térmica. Es importante señalar que aunque el aumento de la capacidad no es totalmente respuesta a la señal económica del Cargo, la permanencia y viabilidad financiera de esta capacidad si se debe en gran parte a la existencia de este.

Suministro eficiente de energía: ya que a pesar de haberse presentado dos periodos de hidrología crítica (Fenómeno de El Niño de 1997-1998 y Fenómeno de El Niño 2002-2003) el sistema suministró energía sin ningún contrat tiempo.

La utilización del cargo por capacidad ha traído las siguientes desventajas:

Falta de objetividad por parte del regulador en la determinación del volumen total de capacidad a remunerar, y la segunda hace alusión al reparto equitativo de la remuneración entre los generadores, conforme la contribución que de cada uno aporte a la confiabilidad, y que en un sistema hidrotérmico como el colombiano resulta bastante complejo de evaluar objetivamente.

Falta de compromiso, estudios realizados a la metodología del Cargo por Capacidad en Colombia, han demostrado que los agentes generadores no adquieren ningún compromiso con el abastecimiento de la demanda en periodos de hidrología crítica, ya que no existe una penalización para aquellos generadores que no cumplen con la disponibilidad necesaria para cuando la demanda lo requiera.

Debido a que se aproxima la expiración del período de vigencia del uso del Cargo por Capacidad, la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- en la Resolución 072 propuso ocho alternativas para reemplazar el cargo existente, dentro de las cuales existen alternativas con las siguientes características generales: mecanismos administrados en los cuales se remunera potencia, mecanismos de mercado en los cuales se remunera capacidad y mecanismos de mercado en los que se remunera energía. Estas alternativas se pusieron a discusión de los diferentes agentes del sector buscado la evaluación de los siguientes criterios:

- Eficiencia económica.
- Coherencia con el mercado.

- Confiabilidad.
- Estabilidad.
- Predictibilidad.
- Capacidad de previsión.
- Riesgo de la actividad de generación.
- Capacidad de traer inversión.
- Simplicidad.
- Tiempo de implementación.
- Nivel de cambios requeridos.
- Remuneración del servicio de confiabilidad.
- Verificabilidad.
- Exigibilidad.
- Claridad de metodologías.
- Verificabilidad de resultados.

El resultado fue la eliminación de algunas propuestas y la vigencia de las alternativas 1, 2, 5 y 6 las cuales están siendo analizadas por la CREG y plantean lo siguiente:

Alternativa 1

- Corresponde al cargo por capacidad actual.
- Generación-Administración-Comercialización.
- La asignación se realiza anualmente para el siguiente año.
- Se remunera potencia firme certificada.
- Se asigna mediante un procedimiento de optimización-simulación despacho óptimo integrado e hidrología crítica.
- Se elimina el algoritmo "K" y se reemplaza por el despacho realizado por el modelo hidrotérmico en el período de punta.
- El costo unitario se fija de manera administrada.
- Como mecanismo de verificación se mantienen las pruebas de disponibilidad.
- El monto total a remunerar es igual a la demanda más un margen.

Alternativa 2

- Mecanismo de cargo por capacidad asignado por cinco años.
- Generación-Administración-Comercialización.
- La asignación se realiza cada año.
- Se remunera capacidad firme y energía firme.
- Simulación despacho integrado. Hidrología crítica utilizando precios declarados, los cuales se constituyen en techo al precio de oferta en la Bolsa.
- El costo unitario se fija de manera administrada para el caso de la energía firme y mediante subasta para la potencia firme.
- Como mecanismo de verificación y garantía de cumplimiento se tienen:
 - Prueba de disponibilidad.
 - Precio techo a la oferta de precio en Bolsa.
 - Mercado secundario.
- El monto total a remunerar es igual a la demanda más el margen.
- Solo participan los agentes instalados y entrantes en el período.

Alternativa 5

- Primera parte de la propuesta realizada por Peter Nance.
- Generación-Administración-Comercialización.
- Asignación para un período de cinco años de un cargo por capacidad para los generadores instalados.
- Se remunera capacidad en firme en cada bloque de demanda.
- La asignación se realiza un procedimiento de optimización-simulación despacho óptimo integrado e hidrología crítica.
- El costo unitario se fija de manera administrada y corresponde a la prima de la opción.
- Como mecanismo de verificación y garantía de cumplimiento se tienen pruebas de disponibilidad y precio de ejercicio de la opción.
- El monto total a remunerar es igual a la demanda más un margen.
- Participan generadores instalados y entrantes.

Alternativa 6

- Corresponde al mercado de energía de la propuesta realizada por Frank Wolak.
- Generación-Comercialización.
- Compra anual por cada uno de los comercializadores de su demanda de energía para los próximos cinco años, mediante un portafolio de forwards y opciones.
- Se remunera energía para cada bloque de demanda.
- Se certifica para cada generador su energía firme en cada bloque de demanda.
- La asignación se realiza mediante un procedimiento de mercado concurrente y simultáneo.
- La remuneración se determina de manera bilateral.
- Como mecanismo de verificación y garantía de cumplimiento se tienen:
 - Pruebas de disponibilidad.
 - Garantías determinadas de manera bilateral entre comprador y vendedor.
 - Mercado secundario de contratos.
- El monto total a remunerar es igual a la demanda más un margen desagregado por cada comercializador.
- Participan los generadores instalados.

4.2 Sistema electrónico de contratos

El Sistema Electrónico de Contratos Normalizados de Largo Plazo –SEC- está definido como un “Sistema de transacciones electrónicas, basado en plataformas computacionales orientadas a Internet, desarrollado, administrado y operado por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ASIC, o quien realice sus funciones, que permitirá realizar transacciones comerciales estandarizadas entre agentes del mercado, quienes participarán frente a los demás agentes de forma anónima, mediante un mecanismo de subastas, para la celebración y registro de contratos de Futuro o de Opción, que harán parte del Mercado de Energía Mayorista”³². De esta manera, este sistema busca generar mayor liquidez en el mercado por el uso de plataformas electrónicas, las cuales reducen los costos de transacción y los tiempos de ejecución de los contratos.

Por otra parte, al estandarizar los contratos para transarlos por medio de subastas, se podrá generar una mayor participación de los agentes del mercado, ya que se facilitará la obtención de mayores señales en el mercado y una mayor eficiencia de la regulación. Asimismo, la información que se obtendrá en el mercado se podrá formar con mayor transparencia, lo cual posibilitará que los agentes dispongan de información acerca del comportamiento de los precios, disminuyendo la asimetría y los costos de búsqueda de la misma. Además, este nuevo sistema permitirá el uso de nuevos instrumentos financieros que facilitan la modernización del sector.

4.2.1 Características del SEC

El organismo encargado de implementar el SEC será el Administrador de Intercambios Comerciales –ASIC- o quien efectúe sus funciones, el cual se obligará a acatar las disposiciones de Ley referidas al comercio electrónico. Este organismo habilitará a los comercializadores y generadores que se encuentren registrados ante el Mercado de Energía Mayorista y que den cumplimiento a las disposiciones de reglamentación vigente para que participen en este sistema.

En cuanto a los costos asociados con la implementación, operación y mantenimiento del sistema, se asignarán a cada uno de los participantes del

³² Resolución CREG-031 de 2005.

Mercado de Energía Mayorista y se considerarán para calcular el ingreso regulado del ASIC o la unidad administrativa que realice sus funciones.

En lo relacionado con el acceso a la información al sistema, el ASIC o quien realice sus funciones, permitirá contar con los mecanismos necesarios para que los agentes participantes del Mercado accedan en cualquier momento a la totalidad de la información disponible en el sistema, garantizando el anonimato de los agentes partícipes de las diferentes transacciones realizadas.

Simultáneamente, el horario de funcionamiento del sistemas está determinado de lunes a jueves entre las 09:00 horas y las 13:00 horas, en el cual, el período previo de autorización de exposición de una oferta de compra o de venta por parte de un agente tendrá como límite para ejecutarse las 8:55 del día lunes.

4.2.2 Contratos en el SEC

La actual propuesta regulatoria ofrece las definiciones de las modalidades habilitadas de contratación en el mercado, las cuales se presentan en la modalidad de mensuales, semestrales y anuales³³:

- Contrato de Futuro en el SEC: Tipo de contrato que se perfecciona al concluir una subasta electrónica en el SEC, mediante el cual el comprador se obliga a pagar la Energía Contratada al precio resultante de la subasta, independientemente de que sea consumida o no. El vendedor asume la obligación de cubrir comercialmente la cantidad de energía transada al precio de cierre de la subasta.
- Contrato de Opción Call en el SEC: Tipo de contrato que se perfecciona al concluir una subasta electrónica en el SEC, en el cual el comprador se obliga a pagar la prima establecida en la misma, que le otorga el derecho, más no la obligación, a abrir una posición de compra sobre un Contrato de Futuro en el SEC el Día de Expiración, al Precio de Ejercicio de la Opción. A su vez, el vendedor de la Opción recibe la Prima, y se obliga a abrir una posición de venta de un Contrato de Futuro, el Día de Expiración, al Precio de Ejercicio, siempre que la Opción haya terminado dentro del dinero³⁴.

³³ Las definiciones descritas son tomadas textualmente de las establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-.

³⁴ La opción dentro del dinero se refiere al contrato de opción para el cual, el precio de ejercicio es superior al precio del activo subyacente en el caso de una opción de venta (Put), o el precio de ejercicio es inferior al precio del activo subyacente cuando se trata de una opción de compra (Call).

- Contrato de Opción Put en el SEC: Tipo de contrato que se perfecciona al concluir una subasta electrónica en el SEC, en el cual el comprador se obliga a pagar la prima establecida en la misma, que le otorga el derecho, más no la obligación, de abrir una posición de venta en un Contrato de Futuro en el SEC el Día de Expiración, al Precio de Ejercicio de la Opción. A su vez, el vendedor recibe la Prima y se obliga a abrir una posición de compra en un Contrato de Futuro el Día de expiración, al Precio de Ejercicio, siempre que la Opción haya terminado dentro del dinero.

El pago de la prima de las opciones deberá depositarse por parte del agente comprador de la opción en la cuenta que disponga el ASIC, o quien ejecute sus acciones, a más tardar el lunes de la semana siguiente a la asignación de la subasta.

4.2.3 Condiciones para la contratación bilateral de largo plazo

- Estandarización: Los contratos celebrados de forma bilateral corresponderán a alguno de los productos permitidos para ser comercializados en el SEC, cuya única característica que podrá ser modificada se refiere al período de entrega, el cual deberá ser superior a cuatro años continuos. En cuanto a las garantías aplicables en los contratos, éstas se establecerán de mutuo acuerdo entre las partes. Finalmente, el precio resultante en cada uno de los contratos lo determinará el ASIC o quien realice sus funciones.
- Mecanismo de negociación: El mecanismo de negociación en los contratos bilaterales deberá ser por medio de subasta visible y pública por medio del SEC.
- Condiciones de la oferta de venta o compra: Estas condiciones serán determinadas por el originador de la subasta, las cuales serán públicas para todos los agentes del SEC.
- Criterio de asignación: El único criterio utilizado para la asignación deberá ser el precio de cada una de las ofertas en los contratos del mercado regulado.
- Registro y liquidación: Estos dos requerimientos deberán realizarse en los términos y condiciones en la reglamentación vigente aplicable a los contratos de largo plazo.

4.2.4 Funcionamiento del sistema

El procedimiento para la asignación de contratos de futuro y de opción en el SEC se llevará a cabo por medio de un sistema de Subasta Doble de dos puntas. Los agentes interesados en participar en esta subasta, ya sea como compradores o como vendedores deberán informar el tipo de contrato que desean comprar o vender, la cantidad de éstos, el período de entrega, el período de demanda y el precio de apertura de la subasta. Para el caso de opciones, el interesado está obligado a ingresar la prima de apertura de la opción, escogiendo un precio de ejercicio habilitado por el ASIC o quien ejerza su función. Finalmente se establece que las ofertas de compra o de venta no pueden superar la cantidad de quinientos contratos de opciones o de futuro.

Los agentes vendedores tendrán la oportunidad de mejorar sus ofertas, realizando un nuevo ofrecimiento de precio con un decremento mínimo determinado. De igual forma, los agentes compradores podrán mejorar su puja, aumentando su precio en una cantidad establecida.

En cuanto al procedimiento de asignación de contratos, éste se determinará al precio marginal resultante del cruce de la curva de oferta agregada y de demanda agregada. Para la construcción de la curva de oferta agregada, se tomarán en cuenta cada una de las pujas realizadas por los oferentes, las cuales se organizarán de manera creciente en función al precio de oferta, en el caso en que se presenten dos o más agentes con un precio similar, se dará prioridad a la oferta que se haya aceptado en el menor tiempo posible. La curva de la demanda agregada tomará en cuenta todas las ofertas realizadas, las cuales se ordenarán en forma decreciente de precio.

Con la adopción de este sistema se buscará suministrar índices de precios para emitir señales en el mercado, con lo cual se obtendrá información acerca de la variación máxima de precios. Estos índices se realizarán mediante la construcción de un rango de variaciones, el cual estará compuesto por un límite inferior igual al precio de referencia menos 1.96 desviaciones estándar para los últimos meses de las variaciones logarítmicas de los precios para la curva índice de precios futuros y un límite superior que se definirá como el precio de referencia más 1.96 desviaciones estándar. De esta manera, el ASIC o quien ejecute sus funciones, cada viernes de cada semana con la información disponible de cada una de las subastas realizadas y asignadas, deberá calcular y publicar para cada uno de los meses o semestres de transacción habilitados, un precio de referencia de mercado para los contratos

permitidos en el SEC; la cual será publicada en un sitio Web al cual podrán acceder tanto participantes del sistema como terceros interesados.

Por otra parte, la variación máxima de precios durante un día no podrá ser mayor al límite máximo calculado por el ASIC. En el caso en que el precio de despeje alcance este límite, el sistema cerrará la subasta hasta el siguiente día. En la situación en que este límite se alcance en el último día del período de exposición, la subasta se suspenderá por un tiempo de treinta minutos; finalmente, si el límite es alcanzado durante los últimos treinta minutos del período de exposición, se aplicará el procedimiento de pujas de último minuto, en el cual, el período de exposición será extendido hasta las 13:45 horas y en el cual quince minutos se utilizarán para ofrecer la información necesaria para la ampliación del período de exposición y posteriormente en los siguientes treinta minutos se habilitará la subasta.

Para las primas de referencia de las opciones, el ASIC o quien realice sus labores, cada viernes de cada semana llevará a cabo la publicación de las primas de opciones sobre los meses de entrega resultantes de las subastas asignadas en el transcurso de la semana de negociación. Además, deberá publicar la prima de opciones de los meses de entrega en los cuales exista posición abierta y no se hayan asignado durante la semana.

5. Conclusiones

La historia del sector eléctrico colombiano ha ido acompañada del crecimiento económico del país, en la actualidad se busca no sólo brindar al país del servicio de energía, sino crear un bloque regional comercial que permita negociar el commodity “energía” con otros países de la región, para lo cual se están adelantando algunos acuerdos comerciales que implican la armonización de las estructuras regulatorias.

El sector eléctrico con la Constitución de 1991 y las Leyes 142 (ley de servicios públicos) y 143 (ley eléctrica) de 1994 sufrió un cambio, pues pasó de ser un monopolio estatal a ser un sector con actividades diferenciadas y más competitivas, quedando solamente el sector de la transmisión y distribución con carácter monopólico.

En el sector eléctrico existen varias instituciones encargadas de regular y vigilar las diferentes actividades, entre estas se identifican las siguientes : La Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG-, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios –SSPD- y la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME-.

Los diferentes agentes del sector en su toma de decisiones deben tener en cuenta variables tales como condiciones de hidrología, disponibilidad de operación de embalses y planas térmicas, las condiciones de la red de transmisión nacional, el comportamiento del mercado de contratos, la volatilidad de los precios del mercado de corto plazo y la incertidumbre en la demanda.

Los contratos de energía de largo plazo son los que tienen un plazo de entrega mayor a un día y se realizan entre los generadores y comercializadores, en los cuales se pactan libremente condiciones, precios y cantidades. La Bolsa de energía es un lugar virtual donde los generadores y comercializadores realizan intercambios de oferta y demanda de energía hora a hora (corto plazo), adjudicados por medio del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales –ASIC-, el cual cumple la función de liquidar, recaudar y distribuir los contratos y el valor monetario resultante de éstos.

En la actualidad la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- esta evaluando dos mecanismos de regulación de vital importancia para el desarrollo del mercado eléctrico, los cuales son: el Cargo por Capacidad y el Sistema Electrónico de Contratos. El primero está planteado como un mecanismo de pago explícito por potencia, que remunera aquellas unidades que atienden la demanda de energía en condiciones hidrológicas extremas. El segundo está propuesto como un sistema de transacciones electrónicas, basado en plataformas computacionales orientadas a Internet, el cual utilizará el mecanismo de subasta doble de dos puntas para negociar contratos de futuros o de opciones.

Bibliografía

Banco de la República. La estatura de los colombianos: un ensayo de antropometría histórica, 1910-2002. Bogotá: Documentos de trabajo sobre economía regional, 2004. 42 p

Chinchilla Herrera, Wilson y Pérez Cardona, Rafael. Garantía de suministro de generación en Colombia. Medellín: Memoria de grado (Especialista en Organización Industrial y Regulación Económica). Universidad EAFIT.

Comisión de regulación de energía y gas CREG. Resoluciones expedidas para regular el Mercado de Energía Eléctrico Colombiano. 1994-2005.

Interconexión eléctrica s.a. ISA. El sector eléctrico Colombiano: orígenes, evolución y retos. Un siglo de desarrollo. 1882-1999. Medellín: Panamericana formas e impresos S.A., 2002. 246 p.

----- Informe del Mercado de Energía Mayorista Agosto de 2005. Gerencia Operación y Administración del Mercado de Energía. Documento ISA UEN OAM 05-41. 68 p.

Paradigm strategy group, Inc. Essential of Energy Risk Management. Módulo: Energy Risk Management. Bogotá: COCIER, 2005. 48 p.

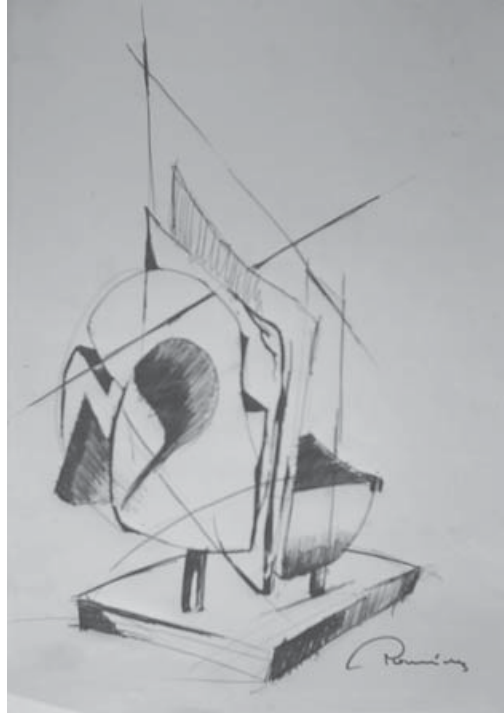
----- Energy derivatives: Advanced Structures & Risk Management. Módulo: Review of Risk Fundamentals. Bogotá: COCIER, 2005. 21 p.

Unidad de planeación minero energética UPME. Una visión del mercado eléctrico colombiano. Bogotá: Excelsior Impresores, 2004. 98 p.

<http://www5.isa.com.co/neonweb/>

http://www.isa.com.co/pragma/documenta/ISA/secciones/ISA/HOME/HR/GL/D/seccion_HTML.html

<http://www.comunidadandina.org/normativa/dec/D536.htm>



Does The Price Puzzle Exist in Colombia? Empirical Evidence and Policy Implications

*Blen Solomon
Isabel Ruiz*

Ecos de Economía No. 22. Medellín, abril de 2006, pp 45- 60