



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Análisis del comportamiento estratégico de los agentes generadores en el mercado eléctrico colombiano.

Daniel Felipe Ossa López

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas
Escuela de Ingeniería de la Organización
Medellín, Colombia
2012

Análisis del comportamiento estratégico de los agentes generadores en el mercado eléctrico colombiano.

Daniel Felipe Ossa López

Trabajo final presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería Administrativa

Directora:

Ph.D. Yris Olaya Morales

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de Minas, Escuela de Sistemas
Medellín, Colombia

2012

Agradecimientos

A la profesora Yris Olaya Morales, Ph. D, Profesora Asociada de la Universidad Nacional de Colombia y Directora del Trabajo Final, por su constante disposición, orientación y valiosa asesoría.

Al profesor Carlos Jaime Franco Cardona, Ph. D, Profesor Asociado de la Universidad Nacional de Colombia, por su importante orientación en la primera etapa del proyecto de maestría y de este trabajo final.

A las personas en ISAGEN que me acompañaron durante este proceso; sus aportes, comentarios y apoyo fueron de mucha utilidad.

Finalmente quiero dar un especial agradecimiento a mi esposa, por su inmensa paciencia y constante apoyo en este trabajo y en mi desarrollo profesional.

Resumen

Colombia posee un mercado de energía eléctrica mayorista que fue concebido como un mercado descentralizado y de competencia. El segmento de generación ha sido fortalecido mediante incentivos que han propiciado la inversión privada y que han permitido a los generadores expandir sus capacidades de producción, estableciéndose así una estructura de mercado de competencia oligopólica entre las principales empresas de generación. En este escenario y después de más de una década de competencia, los agentes generadores han consolidado su participación en el mercado mediante diferentes estrategias operativas y comerciales, con las cuales buscan garantizar la operación y la continuidad de los negocios maximizando el beneficio económico. La profundización en dichas estrategias es lo que se analizará en el presente trabajo, bajo un esquema analítico haciendo uso de algunas de las teorías tradicionales de estrategia.

Palabras clave: Poder de mercado, Estructura de Mercado, Estrategia, Oligopolio, Comportamiento estratégico, Generadores, Expansión de capacidad.

Abstract

Colombia has a wholesale electricity market that was conceived as a decentralized market and competition. The generation segment has been strengthened through incentives that have encouraged private investment and have allowed generators to expand its production capacity, establishing a market structure of oligopolistic competition between the largest generation companies. In this scenario, after more than a decade of competition, generating agents have consolidated their market share through various operational and commercial strategies, which seek to ensure continuity of operation and maximizing business profit. The deepening of these strategies is what will be discussed in this paper on an analytical framework making use of some of the traditional theories of strategy.

Keywords: Market power, Market structure, Strategy, Oligopoly, Strategic behavior, Generators, Capacity expansion.

Contenido

	Pág.
Resumen	VII
Lista de figuras.....	XI
Lista de tablas	13
Lista de Símbolos y abreviaturas.....	14
Introducción	15
1. Características del trabajo final	17
1.1 Formulación del problema de investigación	17
1.2 Objetivos.....	19
1.2.1 Objetivo General	19
1.2.2 Objetivos Específicos.....	19
1.3 Estructura del trabajo final de profundización	19
2. Teoría del Comportamiento estratégico	21
2.1 La competencia y el poder de mercado	21
2.1.1 Características y estructura de mercado en el sector de energía eléctrica	24
2.1.2 Índices de Concentración en generación de energía.....	26
2.2 Competidores y barreras de entrada en el oligopolio	30
2.2.1 El Modelo de Cournot.....	32
2.2.2 El Modelo de Bertrand.....	32
2.3 Evolución de la estrategia según las escuelas de Mintzberg	34
3. El mercado colombiano de energía eléctrica	39
3.1 Generalidades del mercado de energía eléctrica en Colombia	39
3.2 Composición del mercado eléctrico colombiano	40
3.3 Evolución del sector de generación en Colombia.....	42
3.4 Estado actual del mercado eléctrico colombiano	45
3.4.1 Transformación empresarial y mejora en el clima de inversión sectorial.....	46
3.4.2 Matriz de generación de energía eléctrica en Colombia.....	47
3.4.3 Ausencia de poder de la demanda	48
3.4.4 La regulación	52
3.4.5 El Cargo por Confiabilidad	53
4. Estrategias de los generadores en Colombia	57
4.1 Posición dominante de los principales agentes generadores en Colombia	57
4.2 Análisis externo del negocio de generación	60
4.3 Estrategias en el corto plazo.....	62
4.3.1 Oferta diaria y formación del precio de bolsa	62
4.4 Estrategias en el mediano plazo	72
4.4.1 Cobertura por contratos bilaterales de energía	72
4.5 Estrategias en el largo plazo.....	76
4.5.1 Diversificación del portafolio de generación	77

4.5.2	Expansión de la capacidad de generación 2012 – 2018	78
4.5.3	Ausencia de térmicas a Gas en expansión de generación	81
4.5.4	La alternativa de pequeñas centrales de generación hidroeléctrica	83
5.	Algunas evidencias de creación de valor de las empresas de generación	85
6.	Conclusiones	89
	Anexo A. Modelos de mercados Tipo 1, 3 y 4	93
	Anexo B. Análisis de las Fuerzas de Porter para las principales empresas de generación en Colombia	94
	Anexo C. Margen entre oferta y demanda proyectada	100
	Anexo D. Demanda atendida por generadores más grandes	102
	Bibliografía	103

Lista de figuras

	Pág.
Figura 2-1: Comparación nivel de concentración en Europa y Sur América 2010.	26
Figura 2-2: Comparación nivel de concentración Sur América usando el IHH 2010	27
Figura 2-3: Comportamiento de Precio y Cantidad en mercado oligopólico – Equilibrio de Cournot	31
Figura 3-1: Estructura del sector eléctrico colombiano	39
Figura 3-2: Matriz de generación 2011.	45
Figura 3-3: Distribución de la capacidad efectiva por tecnología 2011.	46
Figura 3-4: Variación del tope de consumo para ser Usuario No Regulado.	48
Figura 4-1: Aportes hídricos totales en el Sistema 2011.	63
Figura 4-2: Comportamiento de los precios de oferta	64
Figura 4-3: Diferencias precios de oferta vs precio mínimo	68
Figura 4-4: Evolución de la volatilidad (desviación estándar) en precios de oferta	69
Figura 4-5: Comportamiento de Precio y Cantidad en un mercado oligopólico de electricidad – Equilibrio de Cournot	70
Figura 4-6 Posibles anomalías del precio de bolsa vs aportes hídricos al SIN.	71
Figura 4-7: Cobertura con contratos de la demanda futura en trimestres	73
Figura 4-8: Sobre / Sub contratación bilateral de los principales generadores	74
Figura 4-9: Venta de energía en contratos vs generación de los principales generadores.	75
Figura 4-10: Cuotas de participación en el mercado de generación 2011 – 2018	78
Figura 4-11: Evolución de los índices de concentración en generación 2011 – 2018	80
Figura 4-12: Ubicación plantas térmicas a construir, expansión 2011 - 2018	82
Figura 4-13: Modelo de despacho diario – Base del despacho	83
Figura 5-1: Evolución del EVA 2009 – 2011 principales generadores	86

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 2-1: Breve explicación de las diez escuelas de Mintzberg	33
Tabla 3-1: Agentes y fronteras comerciales 2011	38
Tabla 3-2: Expansión 1993–1999 mediante contratos de compra en firme de disponibilidad y potencia PPA	41
Tabla 3-3: Privatizaciones activos de generación	41
Tabla 3-4: Expansión de generación asumiendo riesgo	42
Tabla 3-5: Capacidad Instalada en Colombia 2011 por tipo de generación.	45
Tabla 3-6: Tiempo de apertura entre Mercado Mayorista y Minorista	49
Tabla 3-7: Proyectos de generación asignados en subastas de Cargo por Confiabilidad.	53
Tabla 4-1: Distribución de capacidad instalada Colombia 2011 por principales agentes de generación.	55
Tabla 4-2: Distribución real de capacidad instalada Colombia 2011 por principales agentes de generación.	56
Tabla 4-3: Distribución de energía generada en Colombia 2011 por principales agentes de generación.	57
Tabla 4-4: Cálculo de posición dominante en el sector de generación en Colombia	57
Tabla 4-5: Proyectos de generación en estudio de los principales generadores inscritos en la UPME	77
Tabla 4-6: Proyectos de generación térmica asignados en subastas de Cargo por Confiabilidad.	81
Tabla 5-1: Utilidad Operacional Después de Impuestos (UODI) y de los Activos Netos de Operación (AneO) de los años 2009, 2010 y 2011 en millones de pesos.	85
Tabla 5-2: Cálculo de la Utilidad Operacional Después de Impuestos (UODI) y de los Activos Netos de Operación (AneO) de los años 2009, 2010 y 2011.	85

Lista de Símbolos y abreviaturas

Abreviaturas

<u>Abreviatura</u>	<u>Término</u>
--------------------	----------------

<i>CREG</i>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<i>UPME</i>	Unidad de Planeación Minero Energética
<i>SSPD</i>	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
<i>ANDI</i>	Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (Antes: Asociación Nacional de Industriales)
<i>ACOLGEN</i>	Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
<i>IPP</i>	Independent Power Producer = Productor Independiente de Energía Eléctrica
<i>OEF</i>	Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad
<i>IHH</i>	Índice de concentración de Herfindahl e Hirschman
<i>CEE</i>	Costo Equivalente de Energía del cargo por confiabilidad
<i>FAZNI</i>	Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas
<i>CEE</i>	Costo Equivalente de Energía
<i>MEM</i>	Mercado de Energía Mayorista

Introducción

El Mercado de Energía Mayorista desde su creación en 1995 a partir de las leyes 142 y 143 de 1994, ha adaptado un modelo de competencia en las actividades de generación y comercialización, así como de regulación de las actividades de transmisión y distribución (Barrera y García 2010), basado en los esquemas de algunos mercados internacionales.

Los agentes generadores son aquellos que desarrollan la actividad de producción de electricidad, y esta es transada en la Bolsa o mediante contratos bilaterales con otros generadores (CREG 1995). Esta actividad se produce en medio de un escenario de competencia y cuyas transacciones se enmarcan dentro los lineamientos que determina la regulación, donde los generadores compiten entre ellos buscando obtener mayores beneficios económicos.

Dadas las características geográficas e hidrológicas, Colombia atiende la demanda de energía eléctrica principalmente con generación de hidroelectricidad, lo que hace que la estrategia de oferta en bolsa de la mayoría de los agentes generadores en el diario de su actividad (corto plazo), esté rigurosamente basada en el manejo de los embalses y en la optimización de operaciones de planta con el fin de lograr una adecuada posición competitiva a través de una correcta estrategia de manejo de costos y recursos. El componente térmico de la generación y su incidencia en las estrategias del generador está directamente ligado a los costos, el transporte y disponibilidad del combustible, lo cual es una variable relevante adicional. Así mismo, con la expansión de capacidad y las estrategias a mediano y largo plazo, los generadores buscan asegurar la participación en el negocio de manera sostenible.

Considerando las particularidades y estructura del mercado, se pretende con este trabajo de profundización identificar y discutir los comportamientos estratégicos de los agentes generadores a corto, mediano y largo plazo en el mercado eléctrico colombiano.

1. Características del trabajo final

1.1 Formulación del problema de investigación

El problema que se aborda es el de cuáles son las estrategias de las empresas de generación para aumentar su participación en el mercado y crear valor económico; problema que para las empresas de generación es de relevancia porque permite:

- Asegurar y mantener la participación en el mercado
- Definir estrategias de competitividad, gestión de costos y definición de precios óptimos, políticas socio-ambientales, de innovación tecnológica, entre otras
- Planear e implementar la expansión (tamaño de planta - negocios internacionales)
- Determinar niveles de producción y ventas, por ende ingresos y utilidades
- Maximizar la rentabilidad
- Posicionamiento y fortalecimiento de la marca

El problema considerado será analizado a partir de la estructuración e implementación de estrategias de competencia, por lo tanto surge la siguiente **pregunta de investigación**:

¿Cómo es el comportamiento estratégico de un agente generador en el mercado eléctrico colombiano, con el cual asegura su participación y genera valor económico?

Para atender el problema real:

¿Cómo asegurar la participación en el mercado mediante la implementación de la estrategia con el fin de generar valor?

Estado actual del problema planteado

A continuación se resume el estado actual de la competencia en generación, aspectos que serán discutidos con mayor detalle en las secciones posteriores:

- En general los agentes generadores transan la energía mediante contratos bilaterales y ventas en la bolsa de energía.
- En el corto plazo, las estrategias de oferta en bolsa de un agente cualquiera consideran las posibles ofertas (precios) de los competidores. Sin embargo, hay indicios de precios de oligopolio.
- En el mediano y largo plazo, los agentes generadores compiten por asegurar la participación a futuro expandiendo su capacidad de producción (construcción de nuevas centrales).
- Los generadores se benefician de los ingresos derivados del respaldo del cargo por confiabilidad, que es un factor adicional que influye en la estrategia de largo plazo.
- Mercado concentrado, prácticamente todos los agentes generadores mantendrán su participación a futuro.
- Son utilizadas estrategias de acumulación de agua cuando se pronostican eventos climáticos de sequía. Las plantas térmicas son de uso complementario en períodos no secos.
- Se advierte cierta debilidad o incapacidad del Regulador de anticipar el comportamiento estratégico de los agentes, éstos, toman acciones de corto plazo, maximizando sus beneficios, pero deteriorando la consistencia y credibilidad del marco regulatorio del Mercado Eléctrico Mayorista (Barrera y García 2010).

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Identificar los elementos estratégicos que aplican los principales generadores en el mercado eléctrico colombiano con el fin de asegurar su participación en el mercado y generar valor en el corto, mediano y largo plazo.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Identificar la teoría de estrategia que se aplica a la competencia entre generadores de electricidad.
- Identificar y analizar las particularidades del mercado eléctrico colombiano, que influyen y determinan el diseño de la estrategia.
- Analizar las estrategias de los agentes generadores usando la información obtenida en los objetivos anteriores y concluir sobre los comportamientos estratégicos actuales en el mercado eléctrico colombiano.

1.3 Estructura del trabajo final de profundización

Para desarrollar este trabajo de profundización, se abordarán tres capítulos cuya temática encaja dentro de la “teoría de la firma”. El capítulo 2 tiene que ver con la teoría y fundamentos de estrategia, poder de mercado y estructura de mercado, lo cual permite pasar al entendimiento y estudio de competencia y comportamientos estratégicos de las empresas.

El capítulo 3 se enfoca en el conocimiento sobre la evolución y el estado actual del mercado eléctrico colombiano, bajo el enfoque del segmento de generación. Para esto se toma como referencia principalmente el estudio que Larsen et al. realizaron en 2004 con el fin de realizar una comparación frente a la situación actual del mercado eléctrico colombiano. El propósito de este capítulo es el de entender cuales son los escenarios en que los agentes generadores desarrollan sus estrategias de corto, mediano plazo y largo plazo.

El Capítulo 4 profundiza sobre las características de los principales agentes generadores, y se realizan análisis de las estrategias en diferentes períodos: En el corto plazo el

análisis se enfoca en el proceso de oferta de precios para el despacho diario. En el mediano plazo se analizan estrategias de cobertura a partir de contratos bilaterales, y finalmente en largo plazo, se profundiza sobre las estrategias en la expansión de capacidad.

El trabajo se cierra con un análisis sencillo para responder a la hipótesis que motiva la una parte de la pregunta de investigación, sobre la creación o no de valor económico sobre las operaciones de las principales empresas de generación, basadas en sus estrategias de competencia.

2. Teoría del Comportamiento estratégico

En este capítulo se presentan fundamentos teóricos sobre la estructura de mercado y la competencia entre empresas. A partir de condiciones reales de concentración basadas en índices reconocidos, se muestra que, en los mercados de energía en Colombia y en el mundo, los agentes generadores se mueven en un mercado de características oligopólicas y de interacción estratégica, donde se presentan riesgos de ejercicio de poder de mercado. En este sentido, se profundiza en la teoría del oligopolio con el fin de comprender y enfocar el estudio en el análisis estratégico de las empresas generadoras en estos escenarios.

2.1 La competencia y el poder de mercado

La liberalización de los mercados eléctricos y los beneficios que ésta lleva asociados (mayor eficiencia en la productividad, asignación, minimización del riesgo de inversión para los generadores, etc.), ha mantenido y en ocasiones ha favorecido la concentración en la industria eléctrica, la cual, es una fuente para el ejercicio de poder de mercado por parte de las empresas de generación. Este no es un problema exclusivo del sector eléctrico, sino que lo comparten la mayoría de los sectores de la economía en el que existe competencia.

Sin embargo, a la hora de hacer un análisis sobre el problema de poder de mercado, se debe distinguir entre la existencia y el ejercicio real del mismo y su influencia sobre la economía. Según Stoft (2002), el poder de mercado se define como la “*capacidad de alterar, en beneficio propio, los precios respecto a los niveles de competencia*”. Por su parte, el Departamento de Justicia y la Comisión Federal de Comercio de los Estados Unidos, lo define como:

“...la capacidad de una única empresa o de varias empresas competidoras para elevar los precios en beneficio propio por encima de los niveles de precios de competencia y restringir ofertas por debajo de los niveles de competencia durante un periodo sostenido de tiempo.”

La anterior definición se ajusta al mercado eléctrico que el poder de mercado se puede ejercer por medio de conductas distintas de la manipulación de precios, específicamente:

- Ejercer poder de mercado sin alterar de forma directa los precios ofertados, sino mediante la alteración de cantidades ofertadas a través de una “retirada de capacidad” (Stoft 2000). Esto implica que el generador declara indisponible parte de sus activos de generación, esperando que al desbalancear el sistema con menos oferta barata, se utilicen recursos más costosos y el precio aumente, siendo más alto el ingreso que percibe con el resto de su generación, lo que en definitiva lo lleva a obtener un mayor beneficio.
- Para poder ser efectivamente ejercicio de poder de mercado, la retirada de capacidad y por consiguiente el escenario esperado de precios altos, debe ser sostenida y no ser una situación eventual asociada por ejemplo a la indisponibilidad puntual de unidades de generación, restricciones o daños físicos en los activos de generación o redes de transmisión o a errores de planeación, etc (Stoft 2000).

En términos de competencia, es importante no perder de vista que al presentarse altos precios, no necesariamente éstos están asociados a un escenario anticompetitivo, aunque sea ésta una señal de poder de mercado (Stoft 2000). En países como Colombia, donde los efectos del clima impactan directamente el mercado eléctrico, es común que se presenten precios altos en periodos de sequía cuando el margen de reserva entre capacidad y demanda se estrecha, esto debido a la inelasticidad de esta última y de la oferta en el corto plazo, así como de la variabilidad hídrica. En estas condiciones, es factible que se evidencie un comportamiento competitivo así el precio sea alto.

El poder de mercado horizontal afecta a una sola etapa de la provisión de electricidad y generalmente se asocia al control de una importante cuota del mercado correctamente definido, en cambio, el poder de mercado de naturaleza vertical sólo puede ser ejercido por una misma compañía o varias compañías societariamente vinculadas que se operan en diferentes etapas de la cadena de producción. (Petrecolla *et al.* 2010). En Colombia, los agentes generadores gozan de un cierto grado de integración horizontal y vertical, ya que estos pueden ser propietarios de activos de transmisión y vender la energía que producen como agentes comercializadores.

Otro aspecto a tener presente es la relación entre los distintos tipos de mercado donde se produce la compraventa de energía, esto es, mercados de ocasión (spot) y mercados de futuros o contratos. En general, se asume que si el mercado spot es competitivo, los mercados de contratos también lo serán (Stoft 2002). Asimismo, al menos desde el punto de vista teórico, se ha establecido que cuando los generadores tienen comprometida una buena parte de su producción en el mercado de contratos, también ello favorece el funcionamiento del mercado spot, ya que no tienen incentivos para manipular su precio (Green y Newbery 1992; Joskow y Kahn 2002).

Sin embargo como lo ha observado Pérez Arriaga (2005), este último razonamiento sólo es correcto si el precio de la energía en el mercado de contratos se establece con alguna independencia del precio en el mercado spot. De lo contrario, los incentivos de los generadores de manipular el precio spot de la energía se mantienen. (Petrecolla *et al.* 2010).

En síntesis, el ejercicio de poder de mercado puede presentarse en aquellos mercados que dada su estructura, se le facilite a las empresas aprovechar más los incentivos para ejercerlo; en la siguiente sección se discuten las características del mercado y el sector eléctrico que dan origen al poder de mercado. .

2.1.1 Características y estructura de mercado en el sector de energía eléctrica

En general las particularidades del sector eléctrico se originan a partir de las características de la energía eléctrica como un fenómeno físico.

A diferencia de otros bienes, no es posible almacenar la energía eléctrica, lo que ubica a los mercados eléctricos en escenarios de respuesta instantánea. Este factor es de por sí una barrera de entrada importante que delimita el número de agentes participantes, donde para satisfacer una demanda variable, la oferta debe garantizar estándares de continuidad en el suministro, confiabilidad y regularidad en términos de frecuencia.

Adicionalmente, la demanda de electricidad es inelástica en el corto plazo; lo que quiere decir que la respuesta de los consumidores frente a las variaciones del precio es prácticamente nula, condición que aumenta la capacidad de empresas generadoras para poner precios muy por encima de sus costos de producción ejerciendo, poder de mercado, como lo describe el índice de Lerner:

$$L = \frac{P - MC}{P}$$

Donde L es el índice de Lerner, P es el precio de mercado y MC el costo marginal. Se considera que para una empresa que se mueve en un mercado de competencia perfecta, el precio de mercado es muy cercano al costo marginal, por lo que el índice de Lerner debe ser cercano a cero. En el caso contrario, donde L se aproxima a uno, se deduce que la empresa se encuentra ejerciendo poder de mercado, pues el precio de mercado que maximiza sus ingresos es muy superior al costo marginal.

La condición anterior puede tener un enorme impacto, si una o pocas empresas consiguen integrarse verticalmente en los diferentes nichos de la cadena (generación, transmisión, distribución y comercialización), pues el ejercicio de poder de mercado no solo se puede presentar en el precio que el consumidor deba pagar por el concepto de generación de energía eléctrica, sino también en los cargos por transporte y distribución. Por otro lado, una empresa que tenga este tipo de integración vertical, tendrá suficientes

ventajas para ejercer barreras de entrada a empresas competidoras que estén en cualquier parte de la cadena (Tirole 1995).

Dado el impacto que sobre el mercado puede tener la integración vertical, la regulación en el mercado eléctrico colombiano ha buscado segregar la cadena al impedir la integración de la mayor parte de la transmisión con los otros nichos del mercado (generación, distribución y comercialización).

En términos del poder de mercado, existe una relación casi directa entre éste y la participación (cuotas de mercado) de las empresas que lo conforman, que es un rasgo de la estructura del mercado. Ciertamente las posiciones dominantes y el riesgo de ejercicio están asociadas a mercados con estructuras muy concentradas; es decir, pocas empresas en un mismo sector, con cuotas elevadas de participación (Besanko 2003). No obstante, se debe señalar que en escenarios de concentración no necesariamente existe poder de mercado; es perfectamente posible que en mercados muy concentrados se lleguen a presentar condiciones de competencia, esta vez entre unos pocos.

Dependiendo del tipo de bienes y servicios en el que se enfocan y las condiciones regulatorias, las industrias pueden moverse entre un extremo donde se encuentra la competencia perfecta y el monopolio. En medio de estos dos límites, existen dos tipos de estructura de mercado: el oligopolio y la competencia monopolística.

La estructura de mercado puede impactar considerablemente el comportamiento y desempeño de las empresas tanto en conducta como en aspectos financieros. La teoría económica ha mostrado que la competencia en estructuras de mercados perfectamente competidos, está asociada con la disminución de precios, cuyo tope deberían ser los costos marginales de producción, lo que genera un deterioro en las ganancias. De otro lado, en los mercados con estructura monopolística, los precios exceden los costos marginales por lo general en magnitudes considerables, dependiendo de la elasticidad de la demanda y por lo general el índice de Lerner es diferente de cero (Besanko et al 2003)

Agrupando lo anterior, además de otros aspectos como la alta regulación dados los incentivos para la integración vertical, los monopolios naturales en transmisión y distribución, baja elasticidad de la demanda, además de los altos costos asociados a

infraestructura y tecnología requerida, ubican a los mercados eléctricos dentro de una estructura propia y particular mas orientada al oligopolio, que los alejan de los mercados de competencia perfecta y por lo general presentan altos grados de concentración, como se verá a continuación .

2.1.2 Índices de Concentración en generación de energía

Dentro de la literatura económica sobresalen algunos mecanismos para definir los tipos de estructura de mercado, destacándose los índices de concentración de mercados, los cuales son medidas con las que es posible medir la concentración en la participación en suministro por ejemplo de un bien o servicio particular, de acuerdo con el número de agentes que poseen determinada proporción en el mercado., estos índices se orientan al estudio de la estructura de mercado y sirven para identificar el potencial riesgo de ejercicio de poder de mercado, el cual aumenta a medida que disminuye el número de de agentes (Matthes *et al* 2005)

Se considera que el indicador ideal de poder de mercado es aquel que provee en un valor sencillo una medida de la capacidad de ejercicio de poder de mercado. La prueba de eficacia sería la capacidad del indicador de predecir el ejercicio de poder de mercado o de estar altamente correlacionado con la observación de sobrepuestos de la energía, en relación a algún marco de referencia competitivo (Twomey et al 2005).

Los índices de concentración más conocidos son el IHH (índice de Herfindalh Hirschman) y el índice de cuota de mercado CR_n, y tienen como ventaja su practicidad dada la sencillez de su cálculo. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno según Ramírez (2011):

- **Índice de concentración CR_n (Cuota de Participación de las n empresas más grandes)**

La cuota de participación del mercado, CR_n, se define como el porcentaje o cuota del mercado correspondiente a las “n” empresas más grandes del mercado y constituye el índice primario de medida de la concentración de un mercado.

Matemáticamente, el índice de concentración se expresa como:

$$CR_n = \sum_{i=1}^n S_i \quad (2.1)$$

Dónde:

CR_n= Índice de concentración de las n empresas más grandes del mercado

S_i= Porcentaje del mercado de la empresa i

No existe una medida única sobre la relación de concentración: Algunos países utilizan n=1, otros n=2, o n=3 o n=4. Sin embargo, se ha establecido que se presume que un número n de agentes son dominantes si:

- Si tres o menos de ellos alcanzan a tener el 50% del mercado ($CR_{(3)} \geq 50\%$)
- Si cinco o menos de ellos alcanzan a tener los dos tercios del mercado ($CR_{(5)} \geq 66.7\%$)

- **Índice HHI (HERFINDAHL-HIRSCHMAN)**

El índice HHI se calcula como:

$$HHI = S_1^2 + S_2^2 + \dots + S_n^2 \quad (2.2)$$

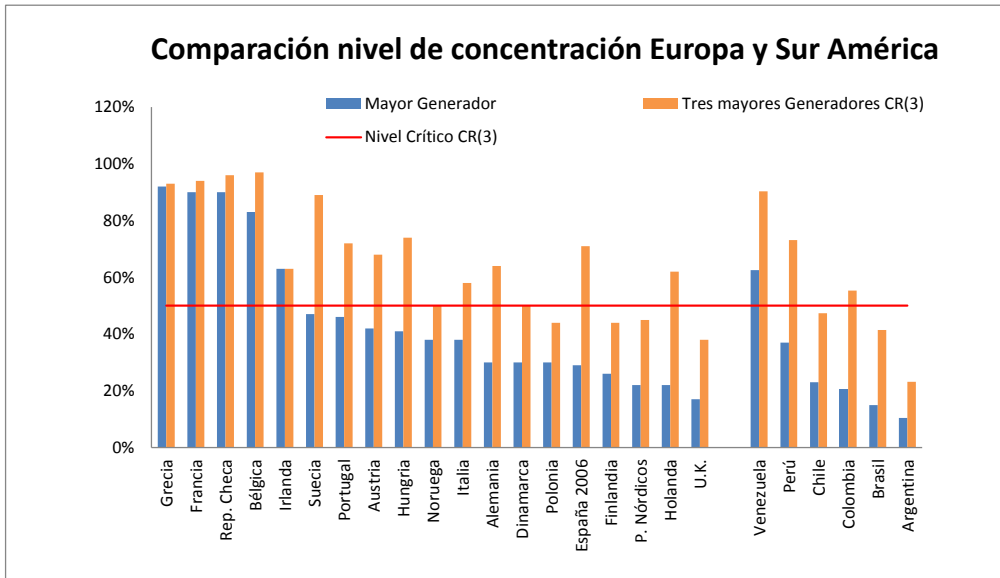
Donde los S_i corresponden a los porcentajes de participación de cada empresa en el mercado. Para este índice, se establece la siguiente clasificación para la concentración de los mercados (Twomey et al 2005).

- Desconcentrado: HHI menor 1000
- Moderadamente concentrado: entre 1000 y 1800
- Altamente concentrado: mayor a 1800

Con el fin de comprender los niveles de concentración en el mercado de generación de energía eléctrica y el posterior análisis de la estructura de mercado y competencia, se

presenta de manera comparativa las concentraciones de los mercados eléctricos en la Unión Europea y algunos países de Suramérica usando los índices CRn y IHH.

Figura 2-1: Comparación nivel de concentración en Europa y Sur América 2010.



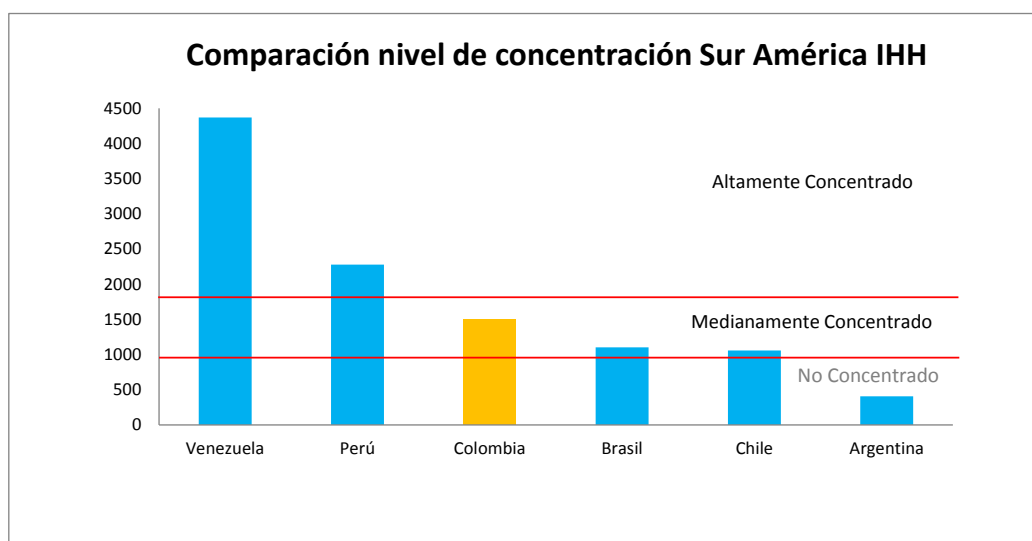
Fuente: Países Europeos: Energía y Sociedad – Iberdrola 2009
 Países Suramérica: Elaboración propia a partir de informes anuales de agentes Reguladores 2010.

Las cifras de la figura 2-1, muestran que pocos países de la Unión Europea se encuentran por debajo del límite crítico de los n agentes dominantes; igual sucede en Suramérica con Perú, Colombia y Venezuela. El análisis de concentración por medio del índice de la cuota de participación de las n empresas más grandes, muestra que de un grupo importante de países, solo el Reino Unido en Europa, Brasil, Chile y especialmente Argentina en Suramérica, tienen mercados eléctricos que se orientan más a ser competitivos, al tener menos concentración. En los demás países (incluido Colombia), el alto índice (CRn) indica que sus empresas más grandes de generación se encuentran en una posible posición dominante.

Para el caso suramericano, el índice de Herfindahl-Hirschman (IHH) corrobora que solamente el mercado eléctrico argentino en el segmento de generación se enmarca como un mercado competitivo no concentrado; para Chile, Brasil y Colombia se presenta

una señal clara de que son mercados con un grado mediano de concentración, donde existe riesgo de posible ejercicio de poder de mercado. Perú y definitivamente Venezuela, son países en que la participación en generación se encuentra asignada para unas pocas empresas, formando un monopolio estatal en el caso venezolano y un oligopolio ajustado ($IHH > 1800$) en el caso peruano (Figura 2-2).

Figura 2-2: Comparación nivel de concentración Sur América usando el IHH, año 2010



Fuente: Elaboración propia a partir de informes anuales de agentes reguladores en Suramérica 2010.

En Colombia, la reglamentación sobre concentración en la industria eléctrica se define básicamente en dos resoluciones (Ramírez 2011):

- **Resolución CREG 001 de 2006:** La cual se aplicó hasta mediados del año 2007, y permitía una cuota de participación de cada agente generador hasta en un 25%, calculada con base en el criterio de capacidad instalada.
- **Resolución CREG 060 de 2007:** La cual modificó el anterior criterio y fijó la cuota de participación de cada agente generador hasta en un 30%, pero calculada con base en la energía firme (del cargo por confiabilidad), y adicionó el límite de un IHH de 1800 para todo el mercado.

Para 2010 en Colombia el IHH por capacidad instalada arrojó un resultado de 1492 y el agente con mayor capacidad tenía el 20,61% de la participación, cumpliéndose las condiciones regulatorias enunciadas en las resoluciones CREG 001 de 2006 y 060 de 2007. Sin embargo, se advierte entonces que la normatividad colombiana permite cierto grado de concentración, dado que si bien no se sobrepasa el porcentaje de máxima participación de un solo agente, el valor de 1492 según los criterios del IHH indica que se encuentra moderadamente concentrado; y esta estructura sugiere que el comportamiento está más orientado a la estructura de competencia en condiciones oligopólicas.

En la siguiente sección se tratarán algunas características del oligopolio.

2.2 Competidores y barreras de entrada en el oligopolio

El oligopolio es un mercado en el cual la mayoría de las ventas son realizadas por unas pocas empresas, cada una de las cuales es capaz de influir en el precio de mercado con sus propios actos y, en general, se dan cuenta que sus beneficios podrían crecer si se realizan acuerdos con sus rivales. El oligopolio a diferencia del monopolio y la competencia perfecta se caracteriza por la interdependencia que existe entre las acciones de las distintas empresas que lo conforman (Estrada 2008).

De acuerdo con Besanko (2003), en un mercado con esta estructura, las firmas dominantes pueden impedir la entrada de nuevos competidores creando barreras endógenas asociadas con el ejercicio del poder de mercado. Estas barreras endógenas son el exceso de capacidad y la disminución del precio para impedir la entrada de competidores.

En el mercado de generación de energía no es aplicable la barrera de entrada que consiste en aumentar la producción con el fin de disminuir el precio e impedir la entrada de competidores, pues la producción está estrechamente ligada a la demanda y ésta se va cubriendo hasta suplirla con base en el despacho de los productores (generadores). La capacidad en exceso es remunerada por mantenerse disponible, por lo tanto esta no sería una barrera de entrada.

No obstante, las barreras de entrada efectivamente existen pero están más asociadas a los altos costos de inversión, adaptación de nuevas tecnologías, dificultades administrativas y regulatorias para el establecimiento de nuevos agentes, así como la oposición social, constituyéndose estos en barreras de entrada de carácter natural.

Otro tipo de barreras de entrada en mercados eléctricos es el poder ejercido sobre los recursos energéticos. El incremento de los precios de energéticos como el gas, son riesgos directos que los generadores deben asumir y en muchos casos no es posible mitigarlos trayendo afectaciones económicas a veces no recuperables. Un ejemplo se presentó en California a finales del año 2000, donde un aumento desbordado del precio de suministro de gas sumado a varias fallas de mercado y de regulación, llevaron a una crisis sin precedentes reflejada en un incremento del precio de la electricidad hasta del 350 % (Borenstein 2002).

Por otro lado, ubicarse como un competidor relevante frente a las empresas establecidas que tienen las mayores cuotas de participación del mercado es en la mayoría de los casos, difícil de conseguir y por lo general requiere de negocios estratégicos de alto nivel y elevadas inversiones económicas, estrategia que pudo observarse en Colombia, donde los competidores entran al mercado bien sea porque les son aprobados sus proyectos en el plan de expansión, porque compran a otras empresas o porque combinan ambas estrategias. Tal fue el caso de CELSIA (Colinversiones), que en el año 2010 adquirió el 50.01% de la Empresa de Energía del Pacífico (EPSA), caso que será detallado mas adelante en este trabajo. Estas circunstancias ayudan a mantener las garantías para que los mercados permanezcan en condiciones de oligopolio.

En términos de comportamiento, en un mercado oligopólico una empresa fija el precio o nivel de producción basándose, en parte, en consideraciones estratégicas relacionadas con la conducta de sus competidoras. Como solo compiten unas cuantas empresas, cada una de ellas debe considerar detenidamente la influencia de sus actos sobre sus rivales, así como sus probables reacciones. Al mismo tiempo, las decisiones de las competidoras dependen de la decisión de la empresa. Sin embargo, cada empresa quiere obtener el mejor resultado posible dado lo que hacen sus competidoras (Tirole 1995).

Las conductas estratégicas dentro de un mercado oligopólico han sido descritas por diferentes tipos de modelos, que dependiendo de las características y condiciones del mercado, pueden aplicarse alguno de ellos con el objetivo de maximizar las ganancias para la empresa (Estrada 2008), los modelos más conocidos son el de Cournot y Bertrand, que se describen a continuación:

2.2.1 El Modelo de Cournot

En este modelo cada compañía debe decidir la cantidad que va a producir tomando decisiones en forma simultánea teniendo en cuenta a su competidora y sabiendo que el precio que se cobre depende de la producción total de las dos empresas.

El nivel de producción que maximiza los beneficios de una empresa es una función decreciente de la cantidad que producirá la otra empresa. Ésta función indica cuanto producirá una empresa, considerando el nivel de producción de su competidora y es conocida como la función de reacción (Besanko 2003).

En condiciones de equilibrio, cada empresa fija su nivel de producción de acuerdo con su propia curva de reacción, por lo que los niveles de producción de equilibrio se encuentran en el punto de intersección de las curvas de reacción. Se llama equilibrio de Cournot al conjunto resultante de niveles de producción y su esencia radica en que cada una de las empresas considera fijo el nivel de producción de su competidora y decide, entonces, la cantidad que va a producir. Lo anterior bajo los supuestos de que las empresas producen un bien homogéneo y es conocida la curva de demanda del mercado.

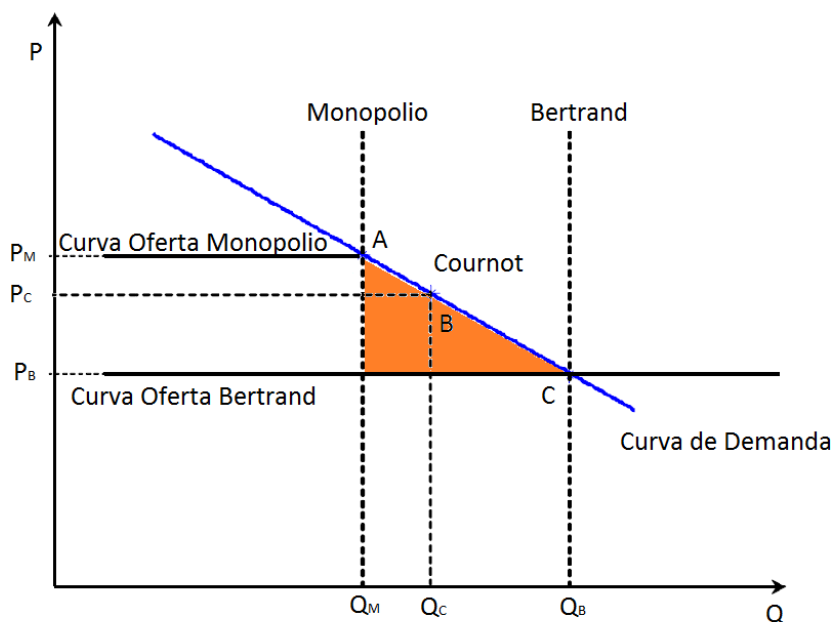
El equilibrio de Cournot también es conocido como el equilibrio de Nash por ello se le denomina en ocasiones un equilibrio de Cournot-Nash y puede ser extendido en un mercado de competencia oligopólica con n empresas.

2.2.2 El Modelo de Bertrand

En el modelo de Bertrand, al igual que en el modelo de Cournot, las compañías fabrican un bien homogéneo. Sin embargo, ahora eligen precios en lugar de cantidades, suponiendo ahora que las dos empresas compiten a elegir simultáneamente un precio en vez de cantidad.

Como el bien es homogéneo, los consumidores compran solo productos del vendedor que vende el precio mas bajo. Por ello si las dos empresas cobran precios diferentes, la empresa con el menor precio abastecería a la totalidad del mercado, y la empresa con el precio mas alto no vendería nada. Si las dos empresas cobran el mismo precio, a los consumidores les seria indiferente a que empresa le compran, por lo que se puede suponer que cada empresa abastecería la mitad del mercado (Vidales 2007); este se conoce como el equilibrio de Bertrand y se relaciona con un nivel competitivo de dos empresas en un escenario oligopólico.

Figura 2-3: Comportamiento de Precio y Cantidad en mercado oligopólico – Equilibrio de Cournot de Cournot



Fuente: Elaboración propia

En la figura 2-3 se presentan gráficamente los puntos que describen los límites de cantidad y precio en competencia oligopólica (color naranja), el punto A representa el equilibrio de Monopolio, el punto B el equilibrio de Cournot y el punto C el equilibrio de Bertrand o de competencia perfecta.

Nótese que la cantidad Q_C se encontrará siempre entre Q_M y Q_B (cantidad en competencia perfecta), lo que indica que en condiciones de oligopolio una empresa

puede disminuir su nivel de producción obteniendo un ingreso P_c mayor que P_B , característica típica del ejercicio de poder de mercado.

Es difícil predecir el comportamiento de las empresas en un oligopolio porque tanto como en C, B o A, dichas empresas tienen la posibilidad de elegir una posición en la cual según su decisión, buscarán maximizar sus ingresos a partir de la manipulación de los precios.

Considerando que en el presente capítulo se han abordado diferentes aspectos de la teoría económica y de estrategia, se considera pertinente sobre esta última, realizar un breve ejercicio de clasificar el mercado de competencia oligopólica, dentro de la teoría clásica de gestión estratégica, lo cual se realizará sobre las diez escuelas de Mintzberg.

2.3 Evolución de la estrategia según las escuelas de Mintzberg

Para tratar este tema es pertinente revisar previamente algunas definiciones de estrategia. Existen en la literatura diversas definiciones y se presentan a continuación algunas de las definiciones más conocidas sobre el concepto de estrategia:

Es la determinación de metas fundamentales a largo plazo y los objetivos de una empresa; la adopción de acciones y la asignación de los recursos necesarios para la realización de esos objetivos (Chandler 1962).

Es el patrón de objetivos, propósitos o metas, y las principales políticas y planes para alcanzar estos objetivos, establecidos de tal manera que permita definir que empresa se es o debería ser, así como los tipos de negocio en el cual debería estar (Andrews 1971).

Tal como lo menciona Wigodski 2007, en el libro titulado Strategy Safari: A Guided Tour Through the Wilds of Strategic Management (*Safari a la estrategia: Una visita guiada por la selva de la Gestión Estratégica*) de 1998, así como en el artículo "Reflecting on the strategy process" publicada en Sloan Management review en 1999; Mintzberg *et al.* tipifican diez de las más relevantes escuelas de pensamiento estratégico, sobre las que

se realizan un análisis crítico e ilustrativo, de los aportes y limitaciones de cada una. Las diez escuelas y un breve extracto de su orientación, se muestran en la tabla 2-1.

Tabla 2-1: Breve explicación de las diez escuelas de Mintzberg

Escuela	Estrategia	Tipo de Empresa /Escenario	Ppales. Autores
01. Diseño	Reflexiona ante cada situación para luego crear estrategias singulares y creativas	Organizaciones con algún tipo de formalización previa y ciertas mecánicas internas establecidas, o bien para decisivas etapas de refundación en el caso de empresas informales	Setznick 1957 Andrews 1965
02. Planeamiento	Estrategia basada en primero prever para luego ver los resultados	Organización centralizada, bien formalizada y ordenada en divisiones	Ansoff 1965
03. Posicionamiento	Evalúa los elementos con que se cuenta para competir y llevar a la organización a su mejor rendimiento. Basada en disciplinas como la historia militar, la organización industrial y la economía	Organización estructurada y de rendimiento simple, estable y consolidado en el tiempo. La organización que tenga ventajas competitivas se adapta a este liderazgo para producir cambios graduales en la organización	Schendel, Cooper, Hatten mediados de los 70s Porter 1980 a 1985
04. Espíritu Empresario	estrategia centraliza el poder en un líder carismático, positivo y al mismo tiempo audaz para decidir	Organización en etapa de creación, empresas pequeñas, o bien para transformar por completo una empresa de estructura demasiado pesada	Schumpeter 1959 Cole 1959
05. Cognitiva	Interpreta la realidad según los mapas de soluciones y esquemas interpersonales que resuelvan los problemas	Adecuada en escenarios altamente complejos y con cierta estabilidad, para la etapa de concepción de una empresa	Simon 1945 March y Simon 1958
06. Aprendizaje	Plantea aprender nuevas herramientas para darle sentido a las labores de la empresa	Es adecuada en escenarios complejos e imprevisibles, organizaciones muy específicas, negocios novedosos o grandes corporaciones descentralizadas, sobre todo en etapas de transición.	Lindblom 1959, Cyert y March 1963. Quinn 1980 Prhalad y Hamel desde 1990

Escuela	Estrategia	Tipo de Empresa /Escenario	Ppales. Autores
07. Poder	Debe apropiarse de aquello que sea más valioso para la negociación.	Entorno donde impere la agresividad, organizaciones con desafíos políticos, bloqueos económicos y culturales, o empresas que se han propuesto dominar su segmento de mercado	Alison 1971 Pfeffer y Salanick 1978 Asley 1984
08. Cultural	Esta gestión rescata los valores, las convicciones y los mitos que unen y dan sentido a una situación organizacional	Organizaciones centradas en la importancia que los grupos humanos y los individuos	Rheman y Norman fines de los 60s
09. Ambiental	Se centra en habituarse en el ambiente en que se desenvuelven las organizaciones y de la adaptabilidad de sus componentes. Para pertenecer a una organización es necesario adaptarse a ella y no confrontarla	Más enfocada a organizaciones en etapas finales de instituciones o empresas, cuando su ciclo vital se acerca al final	Hannan y Freeman 1977 Plugh y otros fines 60s
10. Configuración	Plantea agrupar las fuerzas para revolucionar las estructuras	Organizaciones en constante cambio, empresas que requieran revitalización o transformación	Chandler 1962 Mintzberg, Miler y otros, fines de 70s Miles y Snow 1978

Fuente: Elaboración propia basado en “*Gestión Estratégica: Síntesis Integradora y Dilemas Abiertos*”, Wigodski 2007 – “*Reflecting on the strategy process*”, Mintzberg et al 1999

Según la tabla 2-1 y en contexto con la competencia en mercados oligopólicos, y de acuerdo con las características de las industrias del mercado de electricidad, es factible afirmar que las escuelas de *Planeamiento*, *Posicionamiento* y de *Poder* son aquellas en las que es posible clasificar las estrategias que las empresas generadoras de energía asumen en un escenario de competencia oligopólica. Esto se puede explicar si analizamos lo que al respecto Mintzberg et al. 1998 mencionan sobre estas escuelas estratégicas:

“...el proceso de planeación de la estrategia se descompone en distintas etapas, delineado por listas de chequeos y es soportado por técnicas (especialmente considera objetivos, presupuestos, programas y planes operativos.”

“La escuela de posicionamiento fue el principal punto de vista de la formación estratégica en los años ochenta, fue impulsada especialmente por Michael Porter en 1980, dándole continuidad a trabajos previos sobre posicionamiento estratégico adelantados en la academia (especialmente por Hatten y Schendel), que a su vez estaban precedidos por una vasta literatura en estrategia militar, la cual data de la era de Sun Tzu 400 antes de Cristo...en esta escuela la estrategia se centra en seleccionar y analizar cuales son las posiciones en las que se encuentran las otras empresas por medio de análisis de situaciones de la industria. La literatura al respecto del posicionamiento estratégico creció en todas las direcciones abarcando tópicos sobre grupos estratégicos, cadenas de valor, las teorías de juegos y otras ideas, pero siempre con esta inclinación analítica.”

Al respecto de la escuela del poder, Mintzberg et al. Dicen que *“...aunque parecen muy similares, existen dos orientaciones distintas sobre la estrategia basada en la escuela del poder: El Micro Poder ve el desarrollo de estrategias dentro de la organización como un proceso esencialmente político - un proceso que implica la negociación, persuasión y confrontación entre los actores que se reparten el poder. Por su parte, el Macro Poder considera la organización como una entidad que utiliza su poder sobre los demás incluso entre sus socios, aliados y otras relaciones de la red o mercado, para negociar estrategias colectivas que estén alineadas con sus intereses.”*

Es aquí entonces que las conocidas cinco fuerzas de competitividad (Porter 1980) están catalogadas dentro de la Escuela de Posicionamiento y tiene una relación directa con lo tratado anteriormente en este capítulo, ya que las barreras de entrada (naturales y artificiales), la competencia con otros agentes, el poder sobre el recurso (agua y combustibles), las características de la demanda y de la energía como producto, se asocian de manera sucesiva con las cinco fuerzas competitivas: *el poder de la entrada de nuevos competidores, el poder de la competencia, el poder de los proveedores, el poder de los consumidores y los productos sustitutos.*

Así mismo los movimientos estratégicos, el ejercicio de poder de mercado e incluso el comportamiento de agresividad a partir de lo que se cree será el movimiento de la

competencia (equilibrios de Cournot y Bertrand) se pueden asociar a la Escuela del Poder.

Lo que se puede observar en síntesis, es que las definiciones y clasificaciones del concepto de estrategia son bastante amplias. Una vez conocidos los diferentes enfoques, se identifica que los conceptos y teorías de estrategia que más aplican al sector de generación son los que tienen que ver con la escuela de posicionamiento y en cierto grado con la escuela de poder. Por esta razón, en adelante, se abordará en este trabajo el análisis estratégico principalmente bajo el enfoque de estas escuelas, y en ese sentido se realiza un análisis de las fuerzas externas de competitividad según Porter.

3. El mercado colombiano de energía eléctrica

En el presente capítulo se describirán de una manera general las características del mercado de electricidad Colombiano desde sus inicios, pasando por el proceso de privatización y descentralización. Se profundizará en el estado actual del mismo, siempre bajo el enfoque de la generación. Se abordarán algunos temas relevantes del mercado para los agentes generadores, con el fin de entender el entorno y las condiciones en los que éstos gestionan y despliegan sus estrategias.

3.1 Generalidades del mercado de energía eléctrica en Colombia

En julio de 2010, el Mercado de Energía Mayorista de Colombia (MEM) cumplió quince años de existencia; período en el que ha tenido profundos cambios. El sector eléctrico, que era centralizado y propiedad del estado, presentó graves problemas derivados en serias deficiencias en cobertura y calidad, dificultades financieras (Santamaría et al 2009) y la imposibilidad de cubrir la demanda durante El Niño de 1991-1992, obligando a racionar energía por casi un año. Después de la reforma en 1995, el sector pasó a ser un sistema de participación privada en el que se introdujo competencia en la generación y principios de operación comercial en transmisión y distribución, además de la creación de un ente de regulación independiente, entre los aspectos más importantes de la reforma (Santamaría et al 2009).

Buscando que la competencia en la generación consiguiera un servicio eficiente y de calidad, el mercado mayorista fue creado bajo un modelo tipo Bolsa (Pool) de despacho obligatorio y centralizado en un Operador del Sistema, en el que se busca la formación de precios a mínimo costo, mediante una subasta en que los generadores declaran sus cantidades de energía y precios.

Pero las características del mercado colombiano– su vulnerabilidad hidrológica, la baja capacidad de regulación de los embalses y la aversión al racionamiento – hicieron necesaria la adición de un ingreso adicional. Así el diseño primario del mercado, al igual que en otros países como Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Perú, España y el Reino Unido (Moreno et al., 2010), se complementó con un ingreso por respaldo: potencia, capacidad o confiabilidad a lo largo del tiempo. Se puede resumir entonces como un mercado Pool, con contratación bilateral financiera, como el Pool inglés, y con la adición de un mercado de confiabilidad (Barrera y García 2010).

3.2 Composición del mercado eléctrico colombiano

El mercado eléctrico colombiano se encuentra conformado por la cadena de generación, transmisión y distribución de energía, la cual es comprada y vendida por agentes comercializadores con destino a usuarios regulados y no regulados según la normativa. Este mercado opera en un marco institucional de regulación, vigilancia y control, y es operado centralmente por un administrador del sistema.

A diciembre de 2011 el número de agentes y fronteras comerciales son los siguientes:

Tabla 3-1: Agentes y fronteras comerciales 2011

ACTIVIDAD		REGISTRADOS	TRANSAN
Agentes	Generadores	48	41
	Comercializadores	85	69
	Operadores de Red	30	29
	Transmisores	11	9
Fronteras Comerciales	Usuarios Regulados	4.741	
	Usuarios No Regulados	4.638	
	Alumbrado Público	409	

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM - 2011.

Con la promulgación de leyes 142 y 143 de 1994, se definió la estructura o marco institucional que rige actualmente el Sector Eléctrico Colombiano, la cual se presenta en la Figura 3-1:

Figura 3-1: Estructura sector eléctrico colombiano

DIRECCIÓN	Ministerio de Minas y Energía 	OBJETIVOS BASICOS Políticas energéticas nacionales
PLANEACIÓN	Unidad de Planeación Minero Energética 	Plan Energético Nacional Plan de Expansión del Sector Eléctrico
REGULACIÓN	Comisión de Regulación de Energía y Gas 	Reglamentos para planificación y operación del sistema Tarifas de usuarios regulados
CONSEJO Y COMITÉ	Consejo Nacional de Operación  Comité Asesor de Comercialización 	Aspectos técnicos para operación segura, confiable y económica Seguimiento y revisión de aspectos comerciales del Mercado de Energía Mayorista
OPERACIÓN	XM Compañía de Expertos en Mercados 	Planear y coordinar recursos del Sistema Interconectado Nacional Administrar sistema de intercambios comerciales de energía eléctrica
CONTROL Y VIGILANCIA	Superintendencia de Servicios Públicos  Superintendencia de Industria y Comercio 	Calidad y eficiencia de los servicios públicos Competencia desleal Abuso de posición dominante

Fuente: UPME - Subdirección de Información, DNP 2002 - Contreras et al. 2011

3.3 Evolución del sector de generación en Colombia

Una vez implementada la reforma al sector en 1994, el interés y el requerimiento de inversión privada (además de la reciente crisis por el racionamiento), se reforzaron con la necesidad prioritaria de ampliación de infraestructura, especialmente en generación, dado que el Estado no estaba en capacidad de asumir este tipo de inversiones.

La Nación, que estaba pasando por una crisis financiera en el sector, decidió vender parte de su participación accionaria en varias de sus empresas como ISA, la central Betania y otras electrificadoras, para asumir pasivos de cerca de USD\$ 2.000 millones (Documento Conpes 2929 de 1997).

Después de la escisión de sus activos de generación de ISA; propietaria de casi el 100% del Sistema Interconectado Nacional; el Gobierno optó por emprender un proceso de democratización accionaria que buscaba vincular inversionistas privados, de manera que la empresa operara bajo criterios de rentabilidad y eficiencia, y a la vez el Gobierno mantendría la operación de la misma (Lozano 2011).

La necesidad de que el mercado pasara de ser un modelo monopolístico de empresa Tipo 1 a uno que integrara los modelos mayoristas y minoristas Tipo 3 y 4 (Ver Anexo A), motivaron por primera vez a las autoridades a facilitar la inversión privada en generación por medio del mecanismo de contratos de compra en firme de disponibilidad y potencia (PPA), cuyo instrumento jurídico fue el decreto 700 de 1992 con el cual se dio vía libre a la instalación de 1546 MW entre 1993 y 1999 (Tabla 3-2).

Así mismo y como segunda etapa de un plan de privatizaciones, el gobierno Nacional se dio a la tarea de vincular capital privado enajenando un número importante de activos del sector, especialmente de generación.

En el Documento Conpes 2929 de 1997 *“Balance de los procesos de vinculación de capital privado - las privatizaciones”* se describe el proceso y criterios de venta de los activos (Tabla 3-3) *“adoptando un modelo de participación privada de tipo mixto, bajo el cual se traspasan al sector privado algunas de las funciones tradicionalmente adelantadas por el sector público, a la vez que se mantiene la participación del Estado en empresas y sectores de carácter estratégico”*.

Tabla 3-2: Expansión 1993–1999 mediante contratos de compra en firme de disponibilidad y potencia PPA

Planta	Fecha de entrada	Duración PPA (Años)	Capacidad Disponible (MW)
Flores I	nov-93	15	150
Paipa IV	mar-94	20	120
Termodorada-Chec S.A.	sep-95	15	48
Sopesa	sep-95	14	44
Tebsa	oct-95	20,5	750
Termovalle	ago-96	20	200
Termoemcali	jul-99	20	234
Total			1546

Fuente: Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica - ACOGEN

Tabla 3-3: Privatizaciones activos de generación

Activo	Capacidad (MW)	Porc. Vendido	Valor (USD)	Antiguo Propietario	Inversionistas	Actual Propietario
Chivor	1000	100%	641	ISA	Chilgener (Chile)	AES
Betania	499	100%	502	Ministerio de Minas y Energía	Endesa (Chile) / Corp. Financiera del Valle (Colombia)	Emgesa
Termocartagena	171	100%	16	Ministerio de Minas y Energía	Colombia Electricity Found (Ecuador)	Emgesa
Termotasajero	150	57%	32	Instituto Colombiano de Energía Eléctrica - ICEL-	Termotasajero S.A. E.S	Colgener S.A.
Empresa de Energía de Bogotá (Generación)	2457	48%	1962	Ministerio de Minas y Energía - Bogotá D.C.	Capital Energía (España - Chile) Filial Endesa	Emgesa
Epsa	869	57%	1091	Corporación Autónoma Regional del Valle del Cauca - CVC-	Houston Industries (USA) / Electricidad de Caracas- (Venezuela)	Celsia y otros
Total	5146		4244			

Fuente: Departamento Nacional de Planeación – Documento Conpes 2929 de 1997

Esta nueva etapa permitió a los inversionistas no solo ser dueños de los activos, sino que les permitió comercializar su energía en el mercado mayorista. Sin embargo, la transición a un modelo de mercado Tipo 4 descrito anteriormente, donde exista un mercado

minorista, no se ha logrado consolidar, sobre lo cual se profundizará más adelante en este capítulo.

A finales de la década del noventa, la apuesta al modelo implementado para el mercado mayorista parecía estar dando buenos resultados, a pesar de que en 1997 ocurrieron nuevos problemas. La ocurrencia del fenómeno de El Niño más intenso registrado en el siglo, evidenció una serie de hechos en las empresas del sector: ineficiencias, problemas de gestión, falta de capacidad comercial e inconsistencias en la capacidad de pago (Larsen et al 2004)

No obstante a lo anterior, existía confianza en la forma como el modelo de mercado venía funcionando además del crecimiento económico, lo que motivó inversiones con capital privado y a propio riesgo (sin contratos PPA), para a construir nuevas plantas de generación (tabla 3-4).

Tabla 3-4: Expansión de generación asumiendo riesgo

Planta	Año de entrada	Capacidad Disponible (MW)
Proeléctrica	1994	90
Flores II	1996	124
Termocentro	1997	200
Merieléctrica	1998	154
Termosierra	1998	300
Flores III	1998	124
Termocandelaria	2000	300
Termocentro Ciclo Comb.	2000	100
Total		1392

Fuente: Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica - ACOLGEN

La principal ventaja que se presentó en Colombia en el proceso integral de privatización fue que el Estado como propietario de los activos de generación, pudo intervenir sin mayores traumatismos la estructura del mercado, pues al no estar en aquel momento la generación en manos de privados, los profundos cambios en estructura y legislación no requirieron reconocimientos asociados a derechos adquiridos de los generadores

Por otro lado y como se mencionó al comienzo de este capítulo, el mercado se ha complementado con un ingreso por respaldo en potencia, capacidad y actualmente por confiabilidad. Dicho ingreso se ha constituido en el principal incentivo para la inversión en el segmento de la generación. El cargo por confiabilidad será analizado mas adelante con más detalle.

3.4 Estado actual del mercado eléctrico colombiano

En su artículo de 2004 sobre la liberalización de mercado eléctrico Colombiano (*Lessons from deregulation in Colombia: Successes, failures and the way ahead*), Larsen et al concluían que a pesar de las dificultades internas, sociales, económicas y políticas, Colombia había logrado importantes avances, y consideraban que el modelo adoptado había sido exitoso en materia de precio, confiabilidad y calidad, aunque se presentaban problemas importantes. Las principales conclusiones de este trabajo son:

El país pudo afrontar fuertes períodos de sequía como el ocurrido durante el fenómeno de El Niño de 1997, mientras que países o regiones como Brasil Chile o California (con mercados liberalizados), sufrieron prolongados períodos de racionamiento; razón por la que el esquema de mercado tuvo una aceptación generalizada.

Si bien las inversiones en el sector habían sido continuas hasta entonces desde la implementación del modelo de mercado, se necesitaría de un tiempo para demostrar si efectivamente continuarían estas inversiones, sobre todo a raíz de la crisis económica por la que pasaba el país desde finales de la década del noventa.

Pero la principal inquietud que planteaban los autores, tenía que ver con la tecnología de generación, dada la dependencia a la energía hidroeléctrica, lo cual generaba dos preocupaciones: La volatilidad del precio de corto plazo por estar asociado a las variables climáticas, y las condiciones de despacho de las plantas termoeléctricas, que podrían frenar los incentivos a la inversión en este tipo de tecnología, lo que a su vez repercutiría en la búsqueda del equilibrio óptimo de la mezcla de las dos tecnologías que requiriera el país.

Adicionalmente, en el artículo también se comentó sobre la independencia de la regulación y su aporte a la confianza con la que gozaba el sector en materia de inversión, sin desconocer la vulnerabilidad del regulador a la intervención política, lo que podría reducir ese ambiente de confianza.

Finalmente se concluyó sobre la actividad de comercialización y la cobertura a la exposición al mercado Pool o Bolsa mediante la contratación a largo plazo y la ausencia del mercado minorista, enfatizando en los riesgos para los comercializadores y empresas de distribución por tratarse de un mercado no competitivo, además de otros factores como la regulación del precio.

Lo primero que llama la atención es que al hacer una revisión del estado del mercado eléctrico colombiano en la actualidad, no se encuentran al parecer mayores diferencias en varios aspectos que Larsen et al describieron diez años atrás, principalmente en lo relacionado con la apertura a la inversión en el sector, la ausencia de un mercado minorista y la cobertura por medio de contratos bilaterales a la exposición de la volatilidad de los precios. Por otro lado, se presentaron avances importantes especialmente en el aumento de la capacidad de generación y la diversificación de tecnologías, entre otros aspectos. A continuación se profundizará en los aspectos mencionados en el párrafo anterior, que dan cuenta del estado actual del mercado:

3.4.1 Transformación empresarial y mejora en el clima de inversión sectorial.

La transformación de las empresas avanzó principalmente en generación y transmisión. Existe un porcentaje alto de firmas de carácter privado, e incluso empresas estatales que se convirtieron de propiedad mixta, bajo el control de inversionistas privados, lo que ha mejorado los esquemas de gobierno corporativo, permitiendo incluso, la incursión de algunas firmas públicas en otros países (Santamaria et al 2009).

A su vez, el hecho de que exista un mercado de contratos bilaterales como instrumento de cobertura al riesgo (para la demanda como para los generadores), y el incipiente desarrollo de nuevos instrumentos financieros para transar futuros de derivados en energía eléctrica como el Derivex, proporcionan elementos de confianza para la inversión

en el sector por parte de empresas establecidas, así como de nuevas empresas interesadas en obtener beneficios del nicho de generación de energía.

3.4.2 Matriz de generación de energía eléctrica en Colombia.

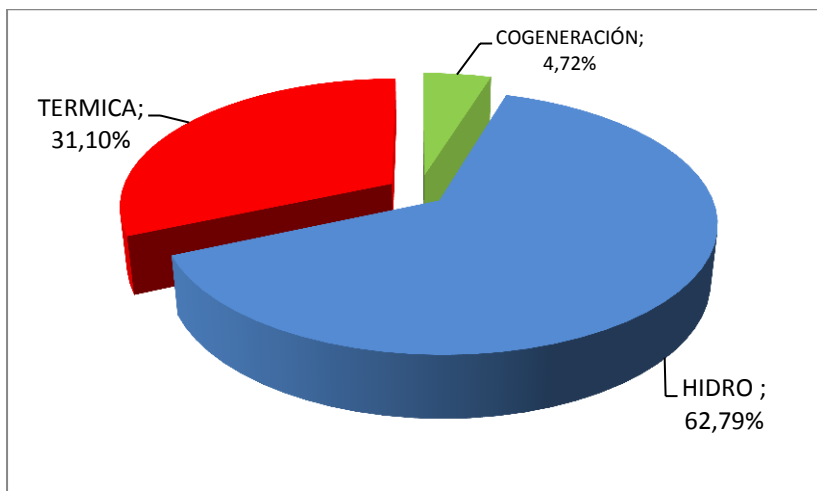
El aumento de la capacidad de generación y diversificación de tecnologías es otro aspecto relevante en el que se ha fortalecido el mercado eléctrico. Colombia cuenta con un parque de generación térmico que permitió reducir en cierta medida la alta dependencia de la hidroelectricidad que se tenía una década atrás en épocas de sequía, aunque la hidráulica sigue siendo la principal tecnología de generación.

Tabla 3-5: Capacidad Instalada en Colombia 2011 por tipo de generación.

TIPO DE GENERACIÓN	POTENCIA (MW)	%
COGENERACIÓN	690	4,72%
HIDRO	9.185	62,79%
TERMICA	4.549	31,10%
TOTAL	14.424	100,0%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM 2011

Figura 3-2: Matriz de generación 2011.

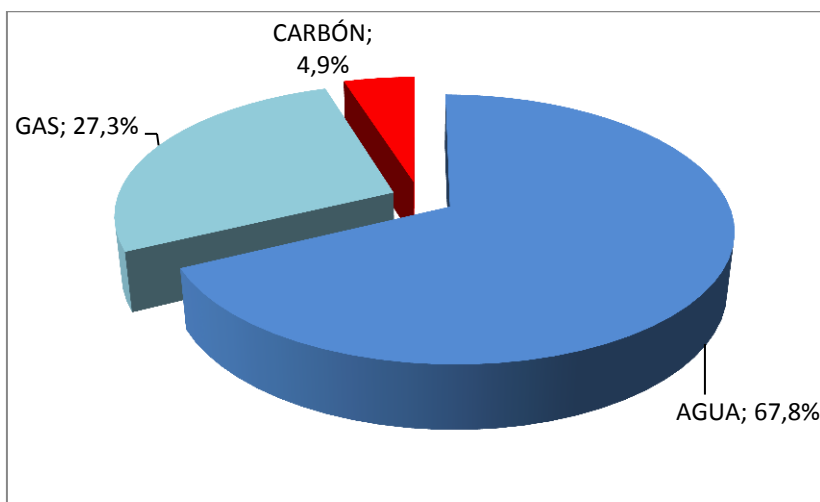


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM 2011

Muchas plantas térmicas fueron instaladas antes de la reforma del sector como parte de un plan de contingencia (Documento Conpes 2641 de 1993), para enfrentar un eventual

riesgo de apagón y el incremento de la capacidad térmica se ha mantenido hasta la fecha dada su relevancia en la matriz de generación. En la actualidad este tipo de generación con 4549 MW instalados y en condiciones de disponibilidad, está en capacidad de atender aproximadamente el 47% del escenario alto de demanda estimado por la UPME en épocas de sequía, que es el momento de la punta de demanda térmica y de la punta de demanda del mercado de gas, dado que es la tecnología mas usada en el país en este tipo de generación (Figura 3-3).

Figura 3-3: Distribución de la capacidad efectiva por tecnología 2011.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM 2011

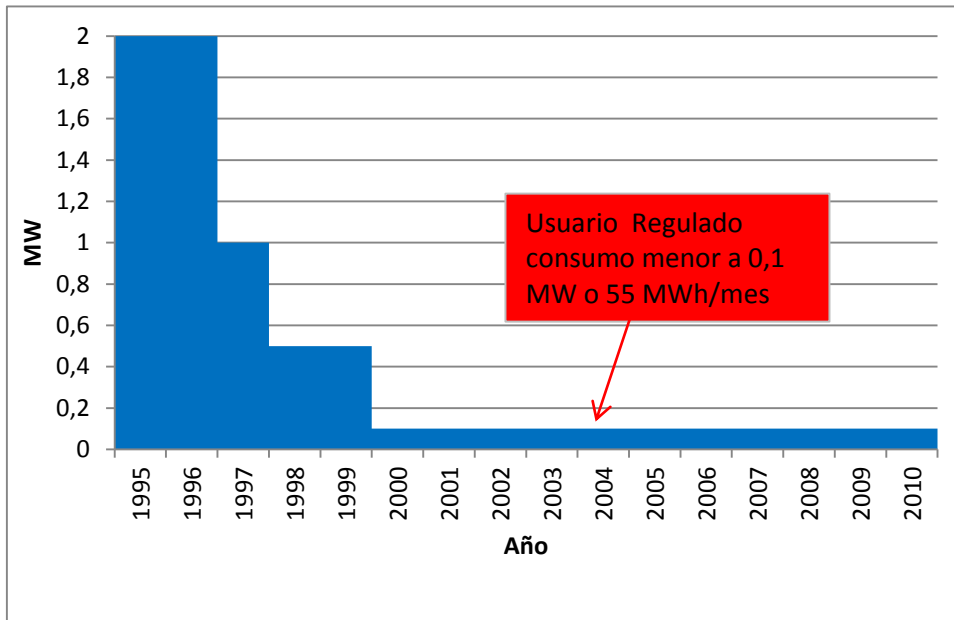
3.4.3 Ausencia de poder de la demanda

Si bien como se ha visto a lo largo de este capítulo, que el modelo de mercado ha sido exitoso en diferentes aspectos, no ha logrado constituirse como un mercado de competencia minorista Tipo 4 (Ver Anexo A).

Al ser el mercado colombiano un mercado tipo Pool, los compradores no tienen participación en el mecanismo de formación de precios: Esta ausencia de poder de la demanda, facilita el ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores: En consecuencia, se identifican principalmente las siguientes fallas:

1. Los usuarios regulados no tienen la libertad de escoger a su comercializador (generador). Tampoco los usuarios No regulados tienen la posibilidad de comprar contratos de suministro de energía, por medio de un mecanismo estandarizado de contratación. En ambos casos la demanda carece de información y capacidad de negociación.
2. Adicionalmente, falta presión y organización de demanda para crear un mercado con participación activa, tanto en el mercado de corto plazo como en las convocatorias de compra y en las negociaciones de contratos bilaterales (Santamaria et al 2009), lo cual puede ser consecuencia de la falta de eficacia en los esquemas institucionales que la representan, en este caso el Comité Asesor de Comercialización (CAC), que por ley tiene un estatus inferior al concebido para el Consejo Nacional de Operación CNO (Barrera y García 2010).
3. La falta de poder de la demanda (o de los consumidores según Porter), hace que la competencia de precios entre generadores se mueva alrededor del precio regulado para consumidores domésticos y de precios de contrato para No Regulados, estos últimos definidos por los mismos generadores, lo cual no garantiza que sean los más eficientes para el usuario. De esta manera, el usuario no tiene poder alguno sobre la formación del precio que pueda llevar a los generadores a ser más competitivos.
4. Altos riesgos de contraparte y costos de transacción en encontrar y retener clientes de alta calidad crediticia, dada la heterogeneidad de la demanda colombiana, por lo cual algunos generadores prefieren el sistema bilateral de contratos en el cual no hay presiones por la innovación (Santamaria et al 2009).

En la medida que la demanda tenga participación, su poder podría derivar en que usuarios hoy considerados domésticos, pudieran pasar el umbral que los define como regulados. Sin embargo, en Colombia este concepto se ha quedado rezagado. La Figura 3-4 permite ver como desde hace más de diez años, no se han producido nuevas definiciones en términos de consumo, en el mercado no regulado.

Figura 3-4: Variación del tope de consumo para ser Usuario No Regulado.

Fuente: Elaboración propia a partir de “*Desempeño del Mercado Eléctrico Colombiano en Épocas de Niño*”. Barrera -García. 2010 sobre Resoluciones Creg.

Esto hace de Colombia un país donde la apertura total del mercado minorista ha tardado considerablemente frente a la apertura de mercado mayorista. Muchos de los mercados mayoristas en el mundo (Ver tabla 3-6) han llegado a un modelo de comercialización minorista en algún momento y – como lo muestran las propuestas regulatorias recientes como el MOR – el país no parece estar interesado en profundizar en el tema de comercialización minorista. (Barrera y García 2010).

Lo anterior tiene sentido, si se considera que los intentos para conseguir el desarrollo del mercado minorista, no han dado los resultados esperados, como ocurrió inicialmente con el SEC (Sistema Electrónico de Contratos Normalizados Bilaterales), iniciativa (Documento CREG 005 de 2004) que no se consolidó, y ahora con el MOR (Mercado Organizado Regulado), cuya implementación se ha tardado mucho más de lo esperado y sobre el cual se tienen incertidumbres acerca de su real funcionamiento, considerando que esté se tenía previsto para que se implementara a partir de 2008 (Cramton 2007).

Tabla 3-6: Tiempo de apertura entre Mercado Mayorista y Minorista

País	Apertura Mayorista	Apertura Minorista	Diferencia Tiempo
Holanda	2004	2004	0 años
California (EEUU)	1998	1998	0 años
Massach (EEUU)	1998	1998	0 años
Maine (EEUU)	2000	2000	0 años
Noruega	1991	1991	0 años
Alemania	1998	1998	0 años
Finlandia	1996	1997	1 años
Austria	1999	2001	2 años
Pensilvania (EEUU)	1998	2000	2 años
Francia	2004	2007	3 años
Nueva Zelanda	1996	1999	3 años
Suecia	1996	1999	3 años
Dinamarca	1999	2003	4 años
Irlanda	2001	2005	4 años
República Checa	2003	2007	4 años
Hungría	2003	2007	4 años
Lituania	2003	2007	4 años
Eslovaquia	2003	2007	4 años
Victoria (AUS)	1998	2002	4 años
Nueva Gales (AUS)	1998	2002	4 años
España	1998	2003	5 años
Alberta (CAN)	1996	2001	5 años
Bélgica	2001	2007	6 años
Grecia	2001	2007	6 años
Portugal	1999	2005	6 años
Letonia	2001	2007	6 años
Eslovenia	2001	2007	6 años
Italia	1999	2007	8 años
Polonia	1999	2007	8 años
Reino Unido	1990	1999	9 años
Estonia	1999	2013	14 años
Colombia	1995	-	Mas de 15

Fuente: “Desempeño del Mercado Eléctrico Colombiano en Épocas de Niño”. Barrera - García. 2010 sobre regulaciones de cada país.

Inicialmente el SEC y el MOR, fueron ideados como mecanismos de transacciones bilaterales estandarizadas y anónimas; han sido pensados para permitir dar vía a la

participación potencial de más agentes, reducir costos y tiempo de transacción, proporcionar liquidez y eficiencia económica al mercado.

La eficiencia económica en el mercado se entiende como una condición en la cual el precio resultante es producto de un mercado en competencia donde compradores y vendedores acceden libremente a este (CREG 2005). Sin embargo, como se acaba de ver, este acceso por parte de los compradores no existe para los usuarios regulados, y para los No regulados, se carece de información y poder de negociación.

3.4.4 La regulación

Al igual que el modelo de mercado, la estructura de regulación en Colombia se ha desarrollado y fortalecido desde su creación a mediados de la década del noventa. Como se mencionó previamente, su aporte ha sido importante en la generación de un ambiente de confianza para la inversión en el sector.

No obstante, para el segmento de la generación, algunas investigaciones contratadas por los generadores y por la ANDI, así como los comentarios oficiales de los mismos sobre la normativa, han coincidido en que el regulador, se ha enfocado en ejercer control sobre las cantidades de reserva en los embalses y suministro de gas, más que en la estructura y control de precios, motivado por una constante aversión al racionamiento.

Lo anterior fue evidente durante El Niño de 1997-1998 y especialmente en el de 2009-2010, donde se tomaron una serie de decisiones basadas en una combinación de señales de precio y cantidades, especialmente dirigidas al control del embalse agregado, dejando al parecer de lado, que las señales de precio fueran las que determinaran la asignación de recursos, que es la forma como esta concebido el modelo de mercado.

Desde un punto de vista institucional, estos eventos ilustran un cierto carácter reactivo de la regulación. Las medidas son tomadas en situaciones de crisis, sin consultar las consecuencias no previstas que surgen de modificar las complejas interacciones entre el mercado spot, el mercado de capacidad y la asignación y remuneración de restricciones, el número de modificaciones es sustancial para un mercado que había visto pocas intervenciones a su funcionamiento desde el año 2001. (Barrera y García 2010).

Dejando de un lado el papel de la regulación en época de coyuntura, Fedesarrollo en un estudio del mercado y de los precios realizado en 2009, basado en las decisiones administrativas de la CREG, también identifica que el estilo de control asumido por el ente regulador es de carácter de comando y control, e incluso plantea que el estilo regulatorio puede generar desconfianza en los incentivos y mecanismo de mercado, que puede ser contraproducente para el clima de inversión

Por lo visto entonces, la evolución de la desregulación que en 2004 Larsen et al. planteaban ha tomado, en materia de regulación, otro rumbo en los últimos diez años, dado que lo que se precibe es un incremento en la centralización del control (Barrera y García 2010, Fedesarrollo 2009). Sin embargo, no se debe olvidar que la liberalización del sector consiste en la desvinculación del Estado de la propiedad de los activos del sector, pero no de dejar de ejercer control sobre el mismo ya que es su obligación constitucional.

Se debe considerar que si bien, las acciones del regulador en los últimos años, motivadas especialmente por la aversión al racionamiento antes mencionado, generan cierta inconformidad entre los agentes de mercado (principalmente los generadores), la realidad es que las medidas regulatorias (eficientes o no en materia de precios), contribuyeron a la no materialización del riesgo de racionamiento en el último período de sequía.

Adicionalmente la regulación, entre otros aspectos positivos, ha favorecido el uso de subastas para ingresar nueva capacidad al sistema y para comercializar la energía (Santamaría et al 2009), estos mecanismos de subasta constituyen un cambio significativo en la evolución del mercado y a su vez, son uno de los principales incentivos de inversión para los agentes generadores, como se verá en la siguiente numeral.

3.4.5 El Cargo por Confiabilidad

El Cargo por Confiabilidad se dio a conocer en 2006 después de una larga discusión en el sector, tras diez años de aplicación del Cargo por Capacidad, del cual se habían identificado ciertas debilidades, siendo la principal falla que la remuneración no se generaba a partir de un ejercicio del mercado real, sino de modelos computacionales que simulaban el despacho de las plantas según el menor costo en condiciones críticas.

Dicha remuneración solo aplicaba para plantas existentes, por lo que el cargo no representaba ningún incentivo para la inversión en expansión de capacidad y por otro lado, el mecanismo no garantizaba que en el momento de crisis las plantas iban a estar disponibles.

La CREG diseñó este nuevo esquema buscando garantizar un ingreso mínimo fijo que incentivara la inversión requerida para la construcción de nuevas centrales, basándose en un mecanismo de mercado donde el regulador fija la cantidad y el mercado fija el precio.

Uno de los componentes esenciales del esquema es la existencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a un compromiso de los generadores respaldado por activos de generación capaces de producir energía firme durante condiciones críticas de abastecimiento. Para estos propósitos, se subastan entre los generadores las OEF que se requieren para cubrir la demanda del Sistema. El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG (Precio de Escasez) (Santamaría et al 2009), en condiciones de hidrología crítica.

De esta manera, el mecanismo asigna anualmente las OEF y hace proyecciones para determinar los requisitos futuros de energía firme. El ejercicio busca cubrir la totalidad de la demanda anual estimada para el cuarto año (primera subasta), y el 50% de los incrementos anuales posteriores a través de los proyectos que tienen un período de planeación superior al período de planeación de la primera subasta (denominados GPPS: Generación con Período de Planeación Superior), que por su complejidad requieren de más de cuatro años para su ejecución, pero menos de diez (segunda subasta) (Lozano 2011).

Las características de la remuneración para las centrales que participaron en la subasta, se establecieron de la siguiente manera: 10 años para centrales especiales, es decir, que en el momento de la subasta estaban siendo construidas, y hasta 20 años para las centrales de generación nuevas.

A continuación se presentan los resultados de las subastas para asignaciones de OEF para nuevos proyectos de generación:

Tabla 3-7: Proyectos de generación asignados en subastas de Cargo por Confiabilidad.

Subasta	Proyecto	Agente	Recurso	Año Entrada	Capacidad (MW)	OEF GWH-año
6 de Mayo de 2008	Gecelca 3	GECELCA S.A. E.S.P.	CARBÓN	2012	150	1117
	Termocol	TERMOCOL	FUEL OIL	2012	201,6	1678
	Amoyá	ISAGEN S.A. E.S.P.	HIDRO	2010	78	214
					429,6	3009
13 de Junio de 2008	Cucuana	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P	HIDRO	2014	60	50
	Miel II	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P	HIDRO	2014	135,2	184
	EL Quimbo	EMGESA S.A. E.S.P.	HIDRO	2014	396	1.650
	Sogamoso	ISAGEN S.A. E.S.P.	HIDRO	2014	820	2.350
	Porce IV	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	HIDRO	2014	400	962
	Ituango	HIDROELECTRICA ITUANGO	HIDRO	2018	1200	1.085
					3.011,20	6.281

Subasta	Proyecto	Agente	Recurso	Año Entrada	Capacidad (MW)	OEF GWH-año
27-28 de Dic. de 2011	P.H. Ambeima	ENERGÍA DE LOS ANDES S.A.S. ESP	HIDRO	2015	45	75
	C.H. Carlos Lleras Rpo.	HIDRALPOR S.A.S. ESP	HIDRO	2015	78	200
	San Miguel	LA CASCADA S.A.S. E.S.P.	HIDRO	2015	42	123
	Gecelca 32	GECELCA S.A. E.S.P.	CARBÓN	2015	250	1.971
	Tasajero II	TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	CARBÓN	2015	160	1.165
					575	3.534
27 de Enero de 2012	Termonorte	TERMONORTE S.A.	FUEL OIL	2017	88	619
	Porvenir II	PRODUCCIÓN DE ENERGIA S.A.S	HIDRO	2018	352	1.445
					440	2.064

Fuente: Elaboración propia a partir de información de la CREG, UPME y XM.

Obsérvese que de los 16 proyectos de generación asignados mediante el Cargo por confiabilidad, solo cinco de ellos corresponden a empresas nuevas, (Termocol, Energía de los Andes, La Cascada, Hidralpor y Termonorte). No hace parte de este grupo la

empresa Producción de Energía S.A.S ya que fue recientemente adquirida por Celsia (Colinversiones). No se incluye tampoco a Ituango, pues si bien por este proyecto se le asignó Cargo por Confiabilidad a la empresa Hidroituango, la operación de la misma se le ha cedido a EPM.

De acuerdo con lo anterior, haciendo un análisis por capacidad, se encuentra que de un total de 4455 MW que serán instalados, el 90% le corresponde a empresas establecidas, principalmente las más grandes del sector, y solo el 10% restante a empresas nuevas, lo que deja entrever que el mercado de generación se seguirá disputando entre los generadores mas grandes, (aspecto que se analizará en detalle en el próximo capítulo).

Como conclusión general del presente capítulo, se podría considerar que el desarrollo que tuvo el mercado desde que se adoptó el modelo actual, ha permitido afianzar y organizar el segmento de la generación dada la inversión que se consiguió con la desregulación del mercado. Es evidente que los generadores se mueven en mercado que les ha permitido generar valor económico (como se verá al final de este trabajo), dada las características particulares del mismo como la inelasticidad de la demanda, en donde se asegura la venta de energía por parte de pocos Generadores y no se presenta poder de los comparadores para influenciar las leyes del mercado.

Por otro lado, el Cargo por Confiabilidad es un incentivo importante que contribuye a que el negocio de generación sea bastante atractivo, pues se constituye en un ingreso fijo y adicional al obtenido por la venta de energía, que premia la disponibilidad futura no solo de nuevas plantas, si no también de las existentes.

Una vez tratado el estado actual del mercado y conocido el entorno en el que se mueven los agentes generadores, pasaremos en el siguiente capítulo a profundizar como éstos se mueven estratégicamente frente al mercado y frente a sus competidores, con el fin de optimizar su operación en busca del sostenimiento y aumento de sus beneficios.

4. Estrategias de los generadores en Colombia

Este capítulo se enfocará en la descripción de los agentes generadores en el mercado eléctrico colombiano y profundizará en las estrategias y el comportamiento que éstos han desarrollado en el corto y mediano-largo plazo en particular en relación con precios de oferta, contratación bilateral y expansión de capacidad.

4.1 Posición dominante de los principales agentes generadores en Colombia

A 31 de diciembre de 2011, el segmento de generación de energía en Colombia estaba compuesto por 48 agentes registrados y 41 de ellos transando de manera activa (Tabla 3-1). La capacidad instalada total registrada a la misma fecha era 14.424 MW (Tabla 3-5). Esta capacidad se distribuye en los siguientes agentes generadores:

Tabla 4-1: Distribución de capacidad instalada Colombia 2011 por principales agentes de generación.

AGENTE	Cap. MW	% Partic.
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. (EPM)	3.257	22,6%
EMGESA S.A. E.S.P.	2.879	20,0%
ISAGEN S.A. E.S.P.	2.254	15,6%
GECELCA S.A. E.S.P.	1.214	8,4%
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACÍFICO S.A. E.S.P. (EPSA)	1.153	8,0%
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	1.000	6,9%
OTROS (35 agentes)	2.667	18,5%
CAPACIDAD TOTAL SISTEMA	14.424	100%

Fuente: Elaboración propia a partir de información de XM.

Lo primero que se advierte de la Tabla 4-1 es que los seis agentes con mayor capacidad instalada tiene una participación de más del 80% del mercado, y de éstos, se observa claramente que EPM, EMGESA e ISAGEN son las tres empresas más grandes registradas transando en el mercado eléctrico colombiano, con una participación conjunta cercana al 60%. No obstante, no se puede perder de vista para los análisis de este trabajo, la presencia de una cuarta empresa (CELSIA antes COLINVERSIONES), que si bien tiene algunas centrales registradas bajo su razón social, estratégicamente ha adquirido mayorías accionarias de otras empresas (principalmente de EPSA), ubicándola como la cuarta empresa de generación más grande del país.

De acuerdo con lo anterior, se realiza un nuevo cálculo de la distribución de capacidad, como se muestra en la tabla 4-2, con la cual se continuarán los análisis en adelante:

Tabla 4-2: Distribución real de capacidad instalada Colombia 2011 por principales agentes de generación.

AGENTE	Cap. MW	% Partic.
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. (EPM)	3.257	22,6%
EMGESA S.A. E.S.P.	2.879	20,0%
ISAGEN S.A. E.S.P.	2.254	15,6%
CELSIA (COLINVERSIONES)	1.374	9,5%
GECELCA S.A. E.S.P	1.214	8,4%
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	1.000	6,9%
OTROS	2.446	17,0%
CAPACIDAD TOTAL SISTEMA	14.424	100%

Fuente: Elaboración propia a partir de información de XM.

Las cuotas de participación de los agentes dominantes también son corroboradas en cantidades de energía generada, lo cual se puede ver en la Tabla 4-3 que agrupa la generación real en el año 2011. Se verá que GECELCA por su componente 100% térmico, presenta una cuota de participación de generación significativamente menor a las otras empresas.

Tabla 4-3: Distribución de energía generada en Colombia 2011 por principales agentes de generación.

AGENTE	Gen. GWh	% Partic.
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. (EPM)	13.636	23,3%
EMGESA S.A. E.S.P.	12.171	20,8%
ISAGEN S.A. E.S.P.	11.002	18,8%
CELSIA (COLINVERSIONES)	6.614	11,3%
GECELCA S.A. E.S.P	2,2	0,004%
AES CHIVOR & CIA. S.C.A. E.S.P.	5.338	9,1%
OTROS	9.865	16,8%
GENERACIÓN TOTAL SISTEMA 2011	58.629	100%

Fuente: Elaboración propia a partir de información de XM.

De las Tablas 4-1, 4-2 y 4-3, se puede concluir sobre la existencia de posición dominante, tanto en capacidad como en generación de energía, dados los porcentajes de participación en el mercado que tienen las empresas más grandes de generación (EPM, EMGESA; ISAGEN, CELSIA y GECELCA). Conclusión que se fundamenta teniendo en cuenta la teoría de concentración de las n empresas más grandes descrita en el capítulo 2, y que se muestra en los resultados de la Tabla 4-4.

Esta condición proporciona además evidencia para afirmar sobre la existencia de oligopolio en el sector de generación del mercado eléctrico colombiano, dado que se confirma que es un segmento competido por un número reducido de empresas.

Tabla 4-4: Cálculo de posición dominante en el sector de generación en Colombia.

Año 2011	Capacidad	Generación	Existe posición dominante si:
CR(3) real	57,4%	62,8%	CR(3)>50%
CR(5) real	75,0%	74,1%	CR(5)>66,7%

Fuente: Elaboración propia.

Visto que el mercado eléctrico colombiano en un mercado de competencia oligopólica, el disputado entre cinco o seis empresas principalmente, se pasará a analizar en las siguientes secciones, como estas compañías enfrentan las leyes de competencia del

mercado mediante estrategias de corto, mediano y largo plazo; mediante un análisis externo de la industria de generación usando las fuerzas de Porter.

4.2 Análisis externo del negocio de generación

El análisis externo es realizado mediante la aplicación de las fuerzas de competitividad de Porter al sector de generación, con énfasis en las compañías más importantes del país, y el cual es presentado en detalle en el Anexo B de este trabajo, cuyas matrices se realizaron de la siguiente forma:

Se define una metodología que consiste en clasificar el nivel que la fuerza analizada tiene sobre cada factor, cuyos niveles son “*se reduce*”, es “*nivelada*” o “*se incrementa*”. El objetivo de esta clasificación es tratar cada factor como una fuerza que puede crecer o disminuir afectando o no a la empresa establecida.

Son asignados también en cada caso una clasificación de “Oportunidad” o “Amenaza” (A/O). También se asigna el plazo en el que los generadores gestionan sus estrategias para atender dichas fuerzas. El fin de esta asignación es el de enlazar los factores de competitividad según el análisis de las fuerzas de Porter, con la profundización en las estrategias de corto, mediano y largo plazo (CP, MP, LP) que se describirán en las próximas secciones del presente capítulo.

Conclusiones del análisis externo según las fuerzas de Porter

Es posible evidenciar que los generadores más grandes tienen, en general, ventajas importantes frente a los clientes, debido a las condiciones de inflexibilidad de la demanda de energía y características de la misma como producto. Los clientes en general no tienen suficiente poder de negociación, sin importar que los usuarios no regulados tengan más posibilidades de concentrarse y organizarse, porque por el estrecho margen entre oferta y demanda, (los generadores más grandes atienden aproximadamente el 70% de la demanda, ver Anexo D), no son muchas las opciones que los clientes tienen para asegurar su abastecimiento, quedando atados a la oferta de pocos comercializadores / generadores.

Frente a los nuevos competidores, también se tienen ventajas dadas las barreras de entrada que el mercado ofrece. Es difícil entrar como un competidor relevante, donde las

empresas establecidas grandes tienen ventajas en participación por antigüedad y conocimiento del sector, costos marginales menores dado que ya han recuperado sus inversiones iniciales, lo que hace que los precios de oferta sean cada vez más competitivos. Dificultades en la obtención de licencias y oposición de carácter ambiental y social a nuevos proyectos de expansión, así como la incertidumbre para el suministro de gas para las plantas térmicas, entre que son tratados en la matriz. Estas barreras de entrada se evidencian en la sección 3.4.5, donde se pudo observar como los nuevos proyectos de generación le corresponden en su mayoría a empresas establecidas, y que son pocas las empresas nuevas que logran entrar al mercado. Por otro lado, el efecto de la incertidumbre en el suministro de gas sobre el ingreso de nuevas plantas, será explicado más adelante cuando se profundice en las estrategias de expansión.

Frente a los productos sustitutos, tampoco existen mayores amenazas, porque, aunque existan algunos de ellos (como se explica en el Anexo B), éstos no remplazan y satisfacen la demanda de energía eléctrica por sus características y alto grado de inelasticidad.

Por otro lado, las fuerzas que representan una amenaza para los generadores establecidos más grandes, son las que pueden ejercer los proveedores y los otros competidores. La primera de ellas, dada la dependencia que en muchos casos se tiene para el suministro, montaje y mantenimiento de equipos de generación, dado que estos servicios son muy especializados y cuyos proveedores suelen ser empresas extranjeras.

Para la fuerza de los competidores, la amenaza está representada principalmente en la competencia por los grandes clientes y el mercado mayorista, para lo cual desarrollan estrategias de fidelización mediante portafolios de servicios adicionales, que agregan valor al suministro básico de fluido eléctrico y aseguran ingresos seguros al generador.

En el corto plazo (diariamente), la amenaza se presenta en la competencia para la determinación de los precios de oferta con el cual aseguran el despacho, y su remuneración de acuerdo con la cantidad de energía que consigan generar como consecuencia del mismo. Este tema se abordará a continuación.

4.3 Estrategias en el corto plazo

4.3.1 Oferta diaria y formación del precio de bolsa

El mercado eléctrico colombiano es un mercado spot de electricidad, en el cual las plantas generadoras compiten, vía subastas, para proporcionar la electricidad ofreciendo diferentes cantidades de energía a los precios a los que están dispuestas a generarla. Estas subastas, son el mecanismo utilizado para formar el precio de bolsa de la energía eléctrica, también llamado precio spot, que junto con el precio de los contratos a largo plazo, crean las señales que necesitan los agentes del mercado para la toma de decisiones (Díaz 2011).

Diariamente los generadores envían ofertas de precio y disponibilidad para las 24 horas del día siguiente. El Centro Nacional de Despacho (CND) programa el despacho económico de las centrales, el cual es ordenado de menor a mayor según los precios de oferta hasta cubrir la demanda de cada hora del día, según la disponibilidad en MW informada en la oferta. El mayor precio de las ofertas correspondiente a la central flexible con el cual se cubre la demanda en una hora determinada, se denomina Máximo Precio Ofertado (MPO) y es la base para la determinación del precio de bolsa.

El precio de bolsa se determina al día siguiente y con este se remunera la generación real de todos los agentes que salieron despachados con ofertas de precios menores, (que en teoría deben cubrir los costos de producción). Esta diferencia entre precio de bolsa y precio de oferta es la ganancia directa sobre la energía que se comercializa en bolsa.

En el corto plazo, el interés de los generadores consiste entonces, en conseguir que su capacidad de producción disponible sea despachada día a día, por lo que el aspecto fundamental de la estrategia diaria es el de ofertar precios de producción lo suficientemente competitivos para asegurar el despacho. Para lo cual se requiere previamente, entender como se compone la formación del precio de oferta.

Formación del precio de oferta

De acuerdo con la resolución CREG 055 de 1994 Artículo 6 - Ofertas de precio en la bolsa de energía (Botero y Cano 2008):

"Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrecen diariamente al CND, deben reflejar los costos variables de generación en que esperan incurrir".

- Precio de oferta (Hidro) = COA + COM + OCV + Utilidades (Riesgo)
- Precio de oferta (Termo) = CSC + CTC + COM + CAP + OCV + Utilidades (Riesgo)

(CSC) Costo de Suministro de Combustible [\$/MWh]

(CTC) Costo de Transporte de Combustible [\$/MWh]

(COM) Costo de Operación y Mantenimiento [\$/MWh]. Depende en gran medida del tipo de tecnología empleada gas natural, carbón y otros combustibles.

(CAP) Costo de Arranque-Parada [\$/MWh]. Es el costo asociado a cada arranque-parada de cada unidad de generación.

(OCV) Otros Costos Variables [\$/MWh]. Corresponden a los siguientes Costos Variables calculados por el ASIC, como: CEE, (CERE), FAZNI, Aportes Ley 99 de 1993 y Costo Unitario por Servicio de AGC proporcional a la Generación.

El costo de oportunidad (COA), hace referencia a la decisión de generar en el momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del Sistema Interconectado Nacional.

Las utilidades (Riesgo) en ambos casos pueden estar incluidas dentro de los costos, proporcional al capital de cada uno de estos".

De los anteriores costos fijos y variables, por regulación (Resoluciones CREG 005 de 2001, 079 y 102 de 2006), es carácter obligatorio la inclusión en la oferta diaria, del CEE y FAZNI (ver tabla de abreviaturas), cuya sumatoria constituye la oferta base.

Estrategia para determinar el precio de oferta

Los generadores determinan a diario el precio de oferta, el cual debe responder a los fundamentales del mercado, que son el precio del gas, el precio del carbón, la situación de los embalses, las expectativas de aportes y las capacidades de regulación de los

embalses (Barrera y García 2010), así como a los costos de producción de energía. La estrategia además de incluir dichos fundamentales, debe considerar el precio de oferta de los otros generadores con el fin de tener una referencia para que el precio ofertado sea verdaderamente competitivo.

La estrategia de suponer el precio de la competencia era realizada con base en la información de precios y disponibilidades que hasta 2009 fue publicada diariamente por el CND. Con la resolución CREG 006 de 2009, dicha información fue restringida hasta tres meses después del día de la oferta, buscando que se disminuyera el riesgo de estrategias anticompetitivas que elevaran el precio de ofertas y de bolsa respectivamente. Así, los generadores en la actualidad solo tienen la posibilidad de suponer que el precio de la competencia se acerca a los precios ofertados de las plantas propias que salieron despachadas.

Por lo anterior, la estrategia esta basada primordialmente en la valoración del agua, a partir de la evolución de los embalses y de los aportes a los mismos, lo cual proporciona señales para que todos los generadores analicen las posibilidades de generar, tanto propias como de la competencia.

En el caso de los generadores térmicos, la determinación de los precios de oferta debe asegurar que esté valorado el costo de arranque y parada de la máquina, aparte del costo de combustible, lo cual hace que el precio sea sustancialmente más alto que el de los hidráulicos. Por consiguiente, la estrategia de los térmicos consiste básicamente en mantener la disponibilidad y así recibir la remuneración del cargo por confiabilidad.

Análisis del comportamiento estratégico de los principales generadores a partir de los precios de oferta en un período de tiempo.

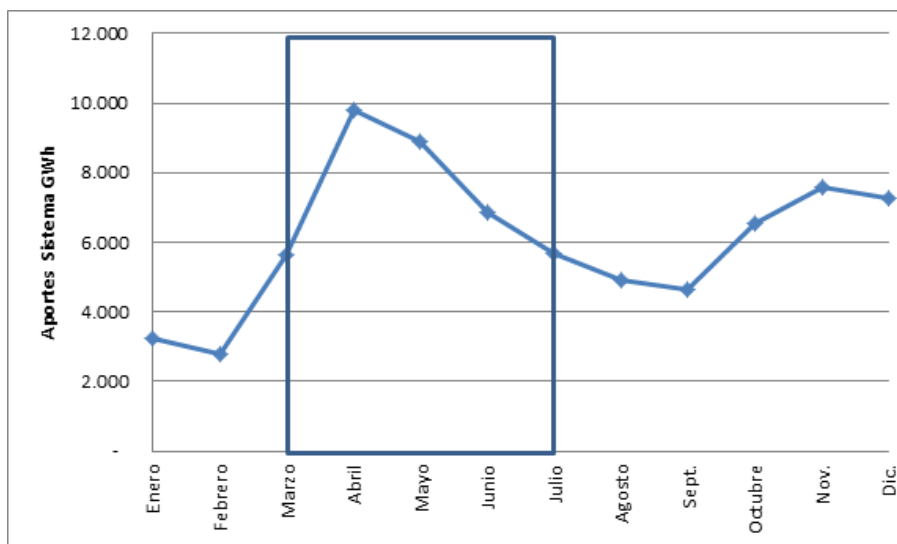
El comportamiento estratégico de los generadores en el proceso de despacho diario, será abordado en este trabajo, mediante un análisis de los precios de oferta en bolsa de las centrales de generación hidráulica de mayor capacidad, pertenecientes a los cuatro generadores más grandes (EPM, EMGESA, ISAGEN, EPSA (Celsia)), en un período de tiempo determinado y que no incluye época de crisis (sequía).

Se excluye del análisis el comportamiento de las ofertas de las centrales térmicas, puesto que por su naturaleza del respaldo del sistema, por lo general su despacho se produce cuando su energía es requerida y no por la asignación en merito a partir del precio de oferta, que es mucho más costoso por su composición.

Con base en lo anterior, para analizar el comportamiento de los precios de oferta en condiciones normales, se toman las ofertas con las cuales salieron despachadas las plantas de los generadores objeto del análisis, en un lapso de tiempo en cual se haya presentado alguna variación en los aportes de los ríos del sistema, bajo la hipótesis de que el comportamiento de las ofertas se relaciona con la valoración del agua.

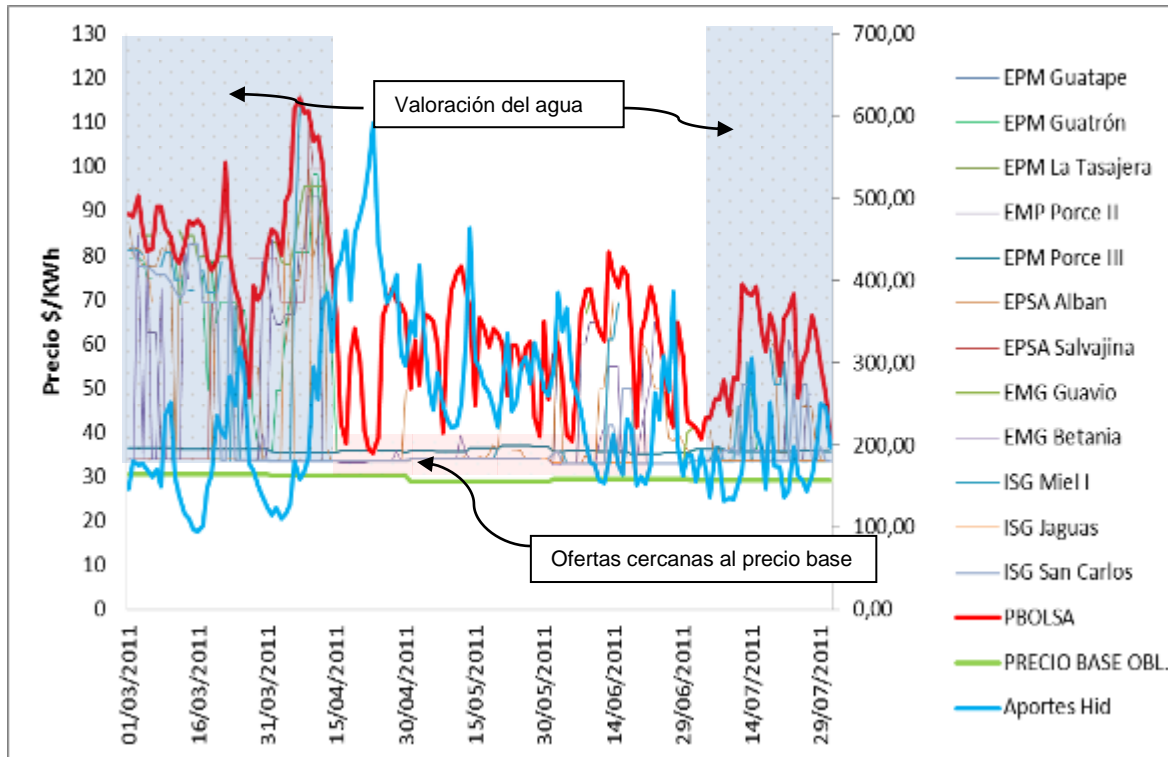
Según la Figura 4-1, entre marzo y julio de 2011, se presentó un aumento y posterior disminución de los aportes en los ríos del sistema, por lo cual para el análisis se toman los datos correspondientes entre el 1 de marzo y 31 de julio de 2011.

Figura 4-1: Aportes hídricos totales en el Sistema 2011.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

A continuación se analizan los comportamientos de precios de oferta, para las centrales más representativas de los cuatros generadores más grandes, en época de baja y alta hidrología, según la Figura 4-2:

Figura 4-2: Comportamiento de los precios de oferta

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

En época de baja hidrología:

En general, en épocas de baja hidrología, como en el mes de marzo y entre junio y julio de 2011, los precios de oferta de todas las centrales presentan un comportamiento competitivo con evidencia de valoración del agua, lo que se refleja en que los precios de oferta son superiores al precio de oferta base obligatorio (CEE + FAZNI). Este comportamiento se observa con mayor énfasis entre el 1 de marzo y el 15 abril de 2011, con una evidente concentración de ofertas cercanas al precio de bolsa.

En época de alta y media hidrología:

Por el contrario, casi en todos los días en que no se presentó disminución en los aportes hídricos, los precios de oferta de los generadores se mantuvieron muy cerca al precio de base obligatorio, lo que da señales para suponer que en estas condiciones, la estrategia consiste en ofertar el precio de oferta base más un incremental asociado a los costos variables de producción.

Dicho comportamiento se observa a partir de la mitad del mes de abril y se mantiene más o menos constante hasta mediados de junio de 2011. Obsérvese además que en ese período, se presentó una diferencia considerable entre los precios de oferta (casi todos concentrados cerca a la base) y el precio de bolsa.

El informe No. 58 del Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía de la Superintendencia de Servicios Públicos, del mes de mayo de 2011, confirma en parte el análisis anterior: *“Los precios de oferta descartan cualquier influencia de la gestión de los recursos hídricos en los elevados vertimientos ocurridos durante abril. Las plantas localizadas en Antioquia, sin excepción, ofertaron durante todo el mes a precio mínimo permitido por la regulación, buscando maximizar la energización de los recursos y reducir el nivel de embalse”*.

Es esta entonces la estrategia de corto plazo que se observa en condiciones normales de hidrología, la cual consiste en que los generadores ofertan precios bajos, muy similares entre ellos y a la vez cercanos al precio de base sin valoración del agua, con los cuales aseguran el despacho y son remunerados a precio de bolsa, que en este caso fue superior a la mayoría de precios de oferta.

En este escenario es pertinente anotar, que existe un factor de riesgo que los generadores asumen cuando ofertan cerca al precio de base obligatorio: Como se vio previamente en esta sección, el precio de oferta debería incluir además de la valoración del costo de oportunidad del agua, los costos asociados a la producción de energía (COM) y otros costos variables, como el asociado a la Ley 99 del 93 (transferencias de ley por cada kWh producido).

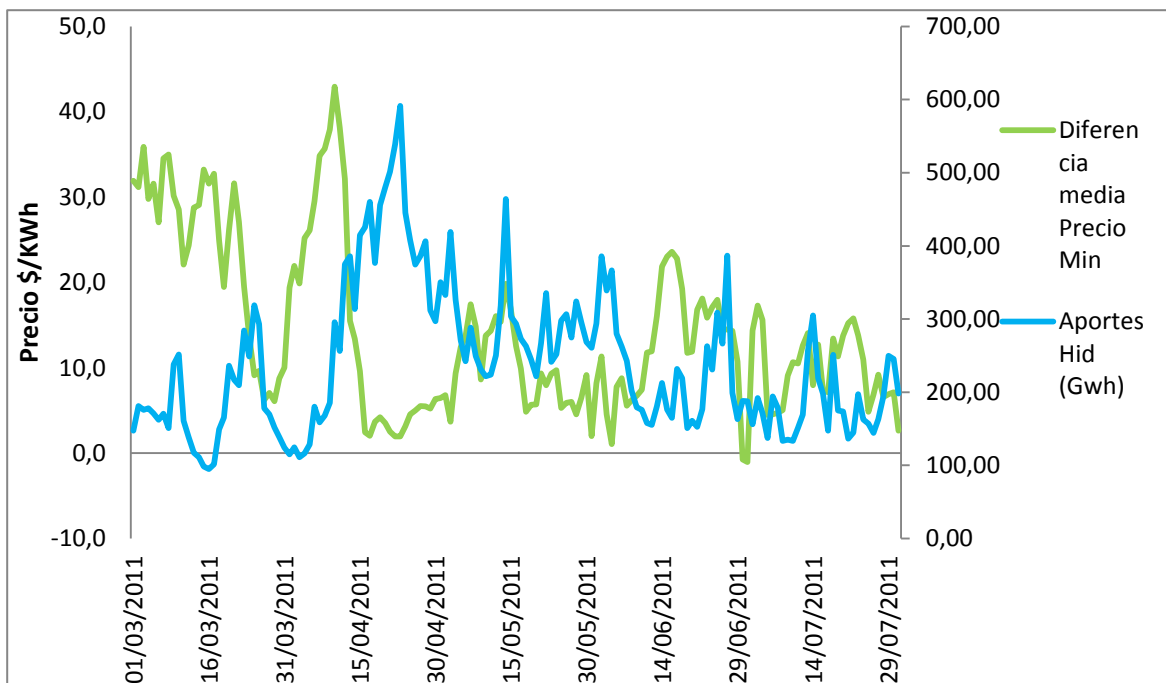
El riesgo que existe es que cuando el despacho con el que se cubre la demanda, se produce a partir de ofertas competitivamente bajas, cercanas al precio base (incluyendo la oferta marginal), se generaría un precio de bolsa también cercano al precio base. Los agentes que oferten en condiciones de especulación, con costos superiores al precio ofertado, incurrirán en pérdidas puesto que el precio de bolsa no cubre su costo.

Lo anterior parece explicar porque en las estrategias de oferta diaria, ningún generador oferta a precio base. Obsérvese en la Figura 4-2, como en el período analizado todas las ofertas presentan un delta entre el precio base y los precios de oferta. Sin embargo, se

necesitan análisis más detallados, sobre períodos de tiempo más largos, que permitan evaluar este comportamiento en un horizonte de tiempo mayor.

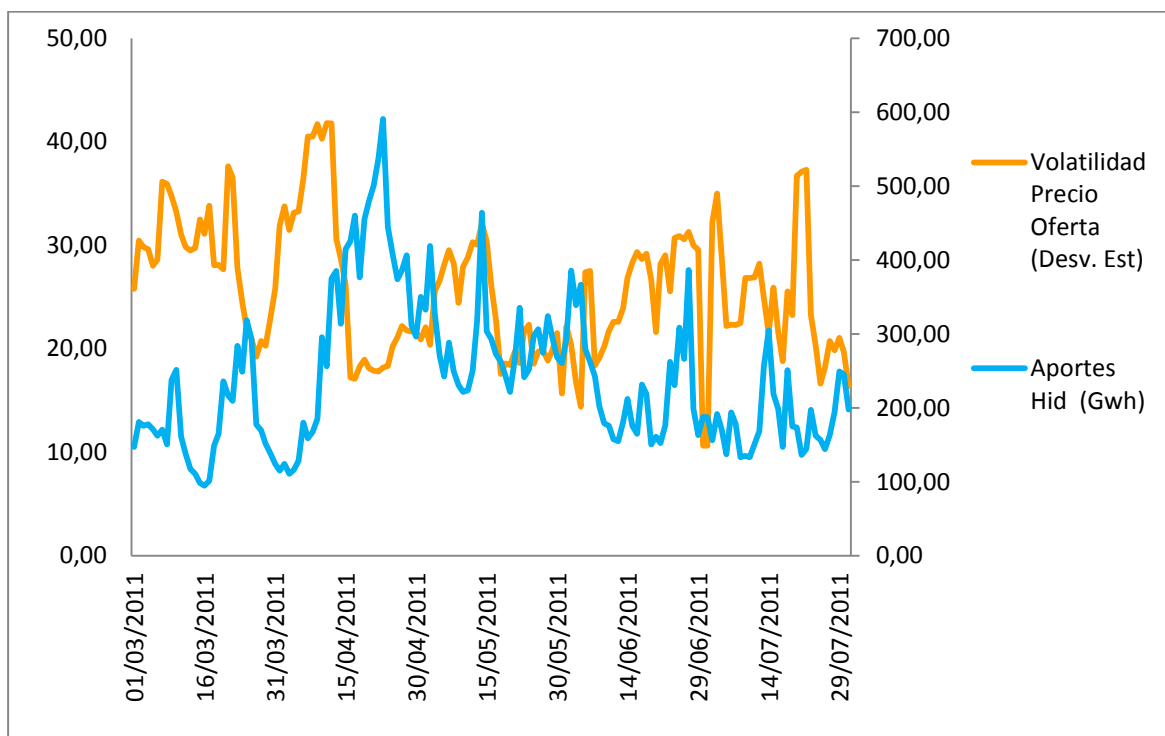
Las diversos precios de oferta presentados hasta conformar el precio de bolsa, que se observan en la Figura 4-2, especialmente entre marzo y abril de 2011, dan la señal de que existe un grado de volatilidad en las ofertas, como se muestra en las Figuras 4-3 y 4-4:

Figura 4-3: Diferencias precios de oferta vs precio mínimo



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

La Figura 4-3 muestra como, a partir de un promedio de las diferencias en precios versus el precio mínimo de cada generador, se presentan diferentes comportamientos: Obsérvese que en época de baja hidrología, las diferencias frente al mínimo llegaron a ser en promedio de 35\$/KWh entre marzo y abril de 2011 y en promedio de 10\$/KWh entre junio y julio. Por el contrario en período de alta hidrología, las diferencias en precio son muy pocas, reforzando lo que anteriormente se mencionó, sobre la uniformidad de ofertas sin valoración del agua.

Figura 4-4: Evolución de la volatilidad (desviación estándar) en precios de oferta

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Por su parte, la Figura 4-4 refuerza el argumento anterior, ya que muestra la evolución de la volatilidad de las ofertas diarias, calculadas mediante la desviación estándar de la media de los precios de oferta. En esta es posible observar como la volatilidad en los precios de oferta tiende a incrementarse cuando disminuyen los caudales.

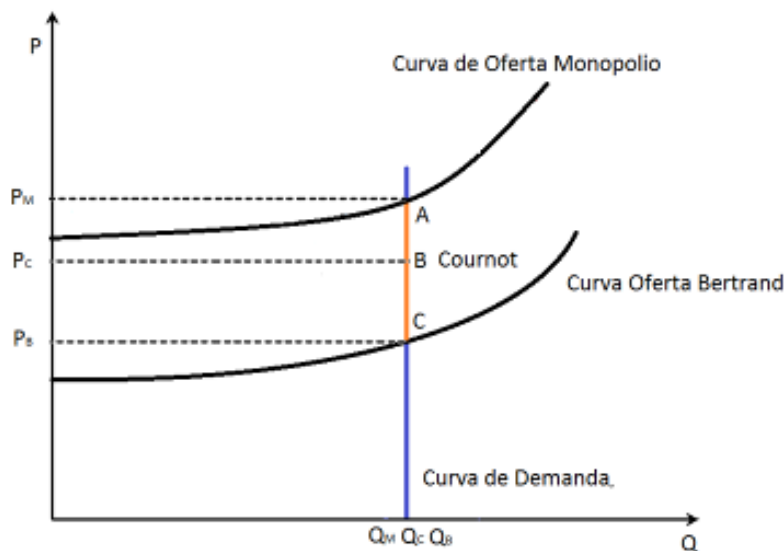
Estrategia de ejercer poder de mercado en el precio de oferta

En la Figura 2-4 del capítulo 2, se ilustró sobre como en un mercado oligopólico con curva de demanda elástica, las empresas pueden ejercer poder de mercado aumentando el precio de oferta y disminuyendo la cantidad de producción.

No pasa igual en los mercados eléctricos donde la demanda es inelástica; lo que introduce una variación en la estructura del equilibrio de Cournot presentado en la Figura 2-4, al no presentarse una disminución en la cantidad ofertada. En este caso, el interés de los generadores es cubrir la demanda saliendo despachados; teniendo la posibilidad de ejercer poder de mercado si ellos salen a ofertar en grupo con precios altos.

En este escenario, el equilibrio de Cournot puede presentarse en una posición B cualquiera moviéndose entre C (precio de competencia) y A (precio de monopolio), sin dejar de atender la demanda. Ver Figura 4-5_

Figura 4-5: Comportamiento de Precio y Cantidad en un mercado oligopólico de electricidad – Equilibrio de Cournot

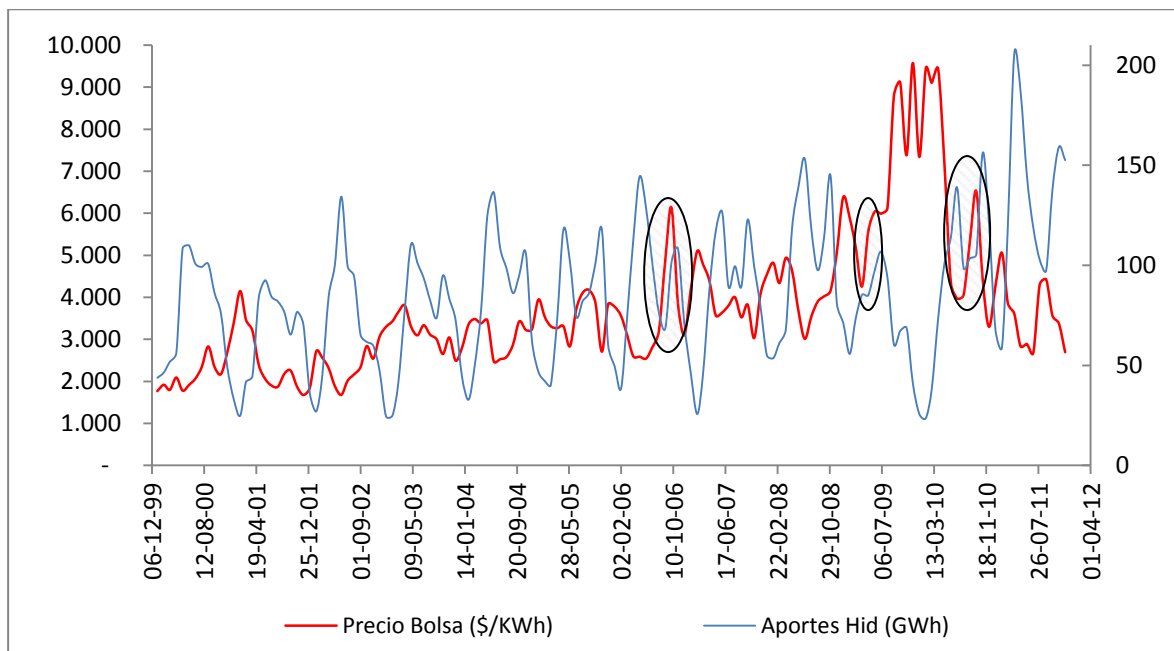


Fuente: Elaboración propia

Consecuentemente con lo anterior, con el fin de evidenciar si en el mercado eléctrico colombiano se presentan posibles comportamientos de poder de mercado, mediante el alza de precios atendiendo la demanda, se realiza un análisis de la evolución de los precios de bolsa frente a los aportes hídricos históricos, entre el mes de enero de 2000 y diciembre de 2011

Recordemos que el precio de oferta y de bolsa, están estrechamente ligados a la valoración del agua, lo que sugiere que un margen de reserva decreciente en los embalses debería reflejarse en un incremento en los precios, y una mayor abundancia de agua en una disminución (Santamaria et al 2009).

Figura 4-6 Posibles anomalías del precio de bolsa vs aportes hídricos al SIN.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM

No obstante a lo anterior, el mercado experimenta algunas anomalías, como se muestra en la Figura 4-6. En algunos períodos se produjeron alzas en el precio de bolsa coincidiendo con hidrologías húmedas o en incremento. Este caso podría servir como ejemplo de una postura de precio en posición B (equilibrio de Cournot), orientado al alza hacia al precio de monopolio en posición A de la Figura 4-6; sugiriendo así la posibilidad que los generadores hayan ejercido poder de mercado al colocar precios de oferta altos a pesar de no tener que valorar el agua.

Las ocasiones en que se presentó esta situación corresponden al 7% de las veces y en esos casos, las empresas que pusieron el precio de bolsa fueron principalmente EMGESA, ISAGEN, EPM y AES CHIVOR según los informes No. 48 y 58 del Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía de la Superintendencia de Servicios Públicos.

De acuerdo con lo anterior, se puede concluir que se han presentado periodos anómalos en las ofertas de precios que no corresponden a las condiciones hidrológicas, que sugieren que pueden existir comportamientos estratégicos, lo cual requiere de estudios

adicionales por fuera del alcance de este trabajo y que plantea la posibilidad de un futuro estudio.

Para mitigar el riesgo de remuneración de la venta de energía a precio de bolsa, los generadores implementan estrategias de comercialización principalmente en dos canales de venta: (bolsa y contratos). Como se vio, para conseguir el despacho y obtener ingresos a precio de bolsa, son desplegadas estrategias de corto plazo en la estructuración de las ofertas diarias. Por el contrario, en el mediano plazo, los generadores establecen contratos bilaterales con la demanda. Esta estrategia de cobertura, así como otras implementadas en el mediano y largo plazo, será abordada en la siguiente sección.

4.4 Estrategias en el mediano plazo

4.4.1 Cobertura por contratos bilaterales de energía

La mayor parte de la energía demandada en el MEM se transa bajo contratos bilaterales de largo plazo a precio fijo, este es un rasgo positivo del mercado porque permite a compradores y vendedores disminuir el riesgo asociado a la volatilidad del precio en el spot y por otra parte, entre mayor sea el volumen de energía comprometida en contratos de largo plazo, menores incentivos tienen los generadores para utilizar el poder de mercado en el spot. (SSPD 2010)

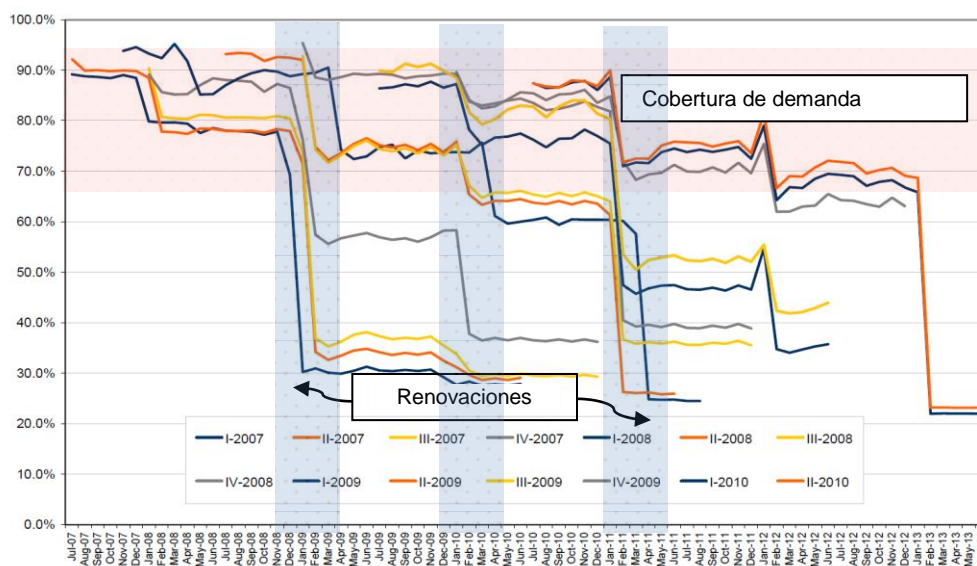
El modelo de contratos bilaterales elegido en Colombia es el de contratos tipo OTC (Over The Counter) es decir, diseñados por los participantes. Por la amplia experiencia de Colombia con estos contratos, la estandarización es poca aunque un número limitado de contratos concentra la mayoría de transacciones. Lo especial de Colombia en este sentido es que a pesar de ser contratos bilaterales financieros, todos se comunican al Operador del Mercado, XM (Barrera y García 2010).

Los generadores a través de sus comercializadores (que en el caso de los más grandes son ellos mismos), fijan contratos con la demanda regulada y con mayoristas. Los principales comportamientos que se pueden observar es que en bloque, los generadores están suscribiendo contratos para atender el mediano plazo, en períodos por lo general

de dos a tres años. Las renovaciones o nuevos contratos por lo general se suscriben en los primeros meses del año. (Ver Figura 4-7). Por otro lado, es claro que la demanda está siendo cubierta mediante este canal de comercialización entre un 70 y 90 por ciento, dejando el restante porcentaje a las transacciones en bolsa.

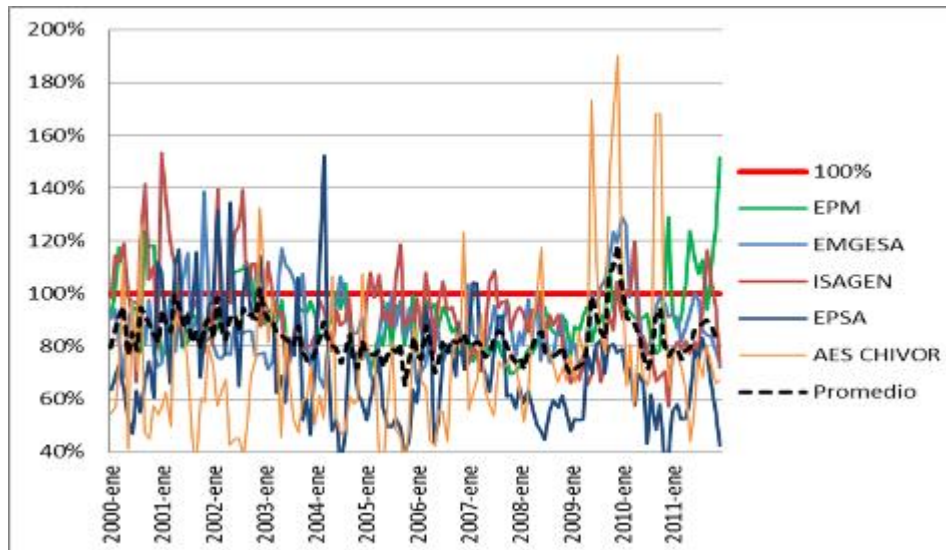
En la Figura 4-7 se puede observar como los grupos de contratos firmados en los trimestres de los años 2007 a 2010, van caducando aproximadamente cada dos años, por lo que la cobertura sobre la demanda disminuye considerablemente, lo que hace que los generadores y la demanda suscriban nuevos contratos, que hacen que las curvas de grupos de nuevos contratos vuelvan a cubrir la demanda en los porcentajes mencionados en el párrafo anterior.

Figura 4-7: Cobertura con contratos de la demanda futura en trimestres



Fuente: “Desempeño del Mercado Eléctrico Colombiano en Épocas de Niño”. ACOLGEN

Los generadores tienen la posibilidad de realizar un manejo estratégico entre la venta de contratos y las ventas en bolsa, dado que los precios de ambos pueden diferir de una manera sustancial. Es por esto que en algunos casos es conveniente subcontratarse y vender los excedentes en la bolsa, y en otros casos, sobrecontratarse y comprar energía más barata en bolsa para atender compromisos contractuales. (Dyner, Franco, Arango 2008), por lo que los generadores definen su nivel óptimo de cobertura al riesgo de transar en bolsa, lo cual es posible evidenciar en la Figura 4-8.

Figura 4-8: Sobre / Sub contratación bilateral de los principales generadores

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

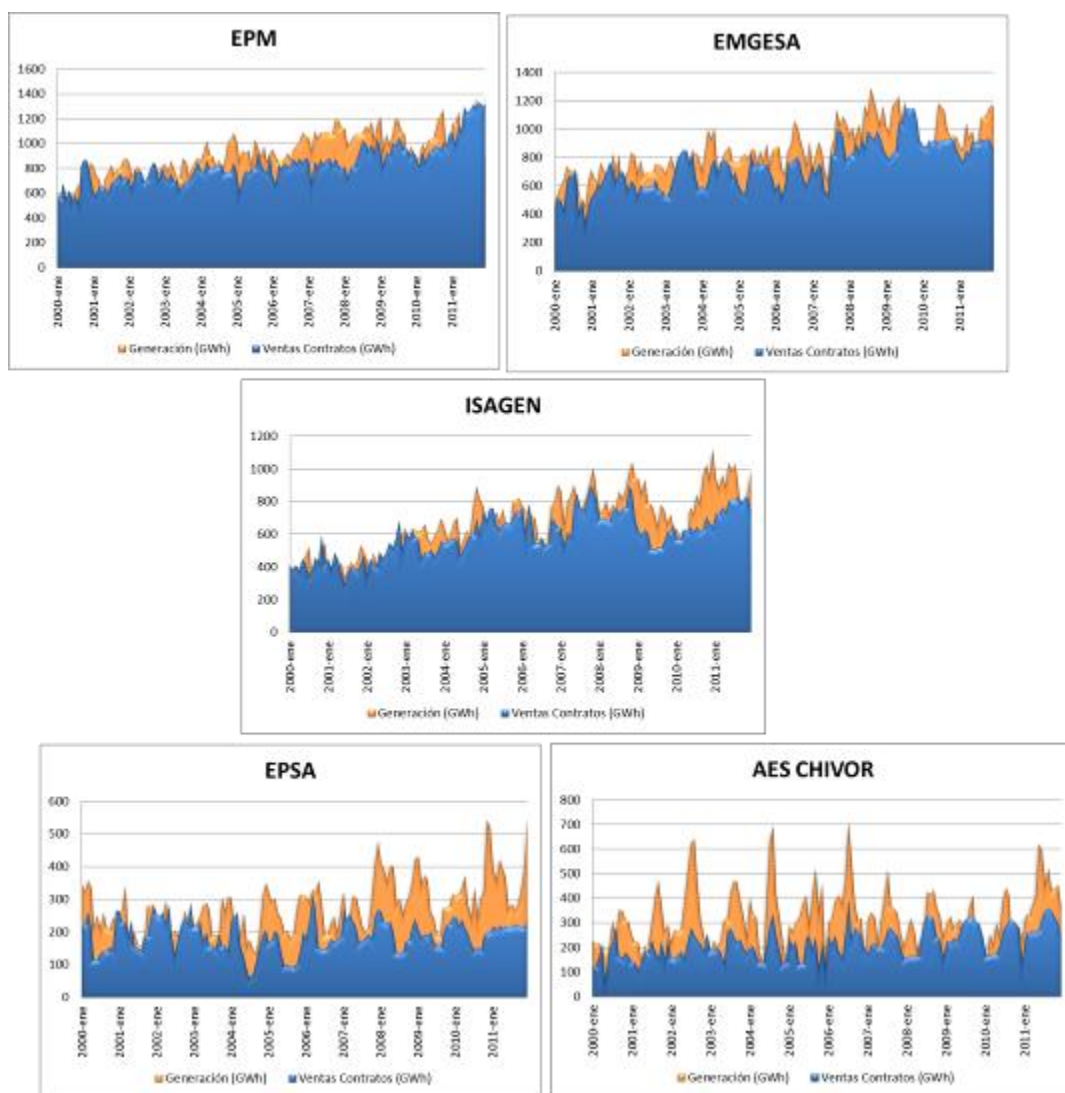
Obsérvese que en los últimos once años (Figura 4-8), los niveles de contratación de los principales generadores se han desarrollado en dos escenarios: Entre 2000 y 2004 aproximadamente, prácticamente todos los generadores más grandes tuvieron como estrategia la sobrecontratación, cuya razón obedece al interés de captar y retener clientes.

El otro escenario se presenta a partir de 2004 hasta la actualidad. En este, la mayoría ha optado por comercializar la energía generada en canales de contratación bilateral en un porcentaje inferior a su nivel máximo de energía generada, y la energía remanente venderla en bolsa. La excepción se presenta con EPM y especialmente AES CHIVOR que se vieron sobrecontratados en algunos períodos específicos entre 2009 y 2011.

El caso de AES CHIVOR, que en 2009 y 2010 presentó niveles de contratación entre el 70% y 90% mayores de su generación real, se explica dado que al ser una compañía con una única central hidroeléctrica, cualquier indisponibilidad o restricción del sistema que no le permita generar, la obliga a tener que comprar los faltantes en bolsa para cumplir con sus compromisos contractuales.

Para profundizar en lo anterior, en la Figura 4-9 es presentada la evolución de la contratación que han desarrollado los generadores más grandes, con el fin de analizar sus estrategias al respecto.

Figura 4-9: Venta de energía en contratos vs generación de los principales generadores.



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM.

Las Figuras 4-8 y 4-9 permiten evidenciar que EPM, EMGESA e ISAGEN presentan un comportamiento similar en su estrategia de comercialización de energía por medio de contratos bilaterales. Las tres empresas han tenido en la mayor parte del tiempo, una

postura conservadora al contratarse en niveles cercanos a su curva de generación, dejando un margen pequeño expuesto a bolsa. Así mismo, las tres empresas también han tenido períodos cercanos a un año en el que su nivel de contratación casi iguala o sobre pasa en un margen estrecho la curva del umbral de la generación.

Caso contrario ocurre con AES CHIVOR y especialmente con EPSA, donde el comportamiento histórico muestra un margen mayor entre la energía contratada y su generación. En estos casos la estrategia se ha enfocado en vender los excedentes de energía en la bolsa.

De acuerdo con las cifras anteriores, en los últimos once años, EPM ha presentado un nivel de contratación promedio frente a su generación del 91%, EMGESA del 88%, ISAGEN del 92%, AES CHIVOR del 73% y EPSA del 72%.

Lo anterior permite concluir sobre los diferentes perfiles de riesgo que los generadores asumen en sus estrategias. Es claro que las empresas generadoras presentan en mayor o menor medida, cierta aversión al riesgo de exposición a bolsa, por lo que han buscado herramientas de cobertura como son los contratos bilaterales, entre otras más.

Así mismo, las características del mercado de contratos y las condiciones de posición dominante de los generadores, les da posibilidades de transar libremente contratos a buenos precios que buscan optimizar sus objetivos básicos financieros, lo que es igual la creación de valor.

4.5 Estrategias en el largo plazo

La principal estrategia para los generadores más grandes en el largo plazo, consiste en expandir su capacidad de generación. El crecimiento en tamaño es la forma de asegurar su participación en el mercado, cubriendo una parte importante de la demanda y del mercado.

Como se vio en el Capítulo 3, el Cargo por Confiabilidad es en la actualidad uno de los principales mecanismos con el cual los generadores se apoyan para la construcción de nuevas centrales, puesto que la remuneración del mismo es recibida desde la etapa de construcción del proyecto, constituyéndose en parte de los ingresos que soportan la viabilidad financiera al mismo.

Entre los requisitos para obtener esta remuneración, se encuentra el que establece la resolución CREG 071 de 2006, que exige que el nuevo proyecto debe estar inscrito en el registro de proyectos de generación de la UPME. A partir de este registro, es posible evidenciar las expectativas de crecimiento que tienen los generadores.

4.5.1 Diversificación del portafolio de generación

A partir de la información de los proyectos registrados en la UPME, se realiza un análisis sobre las alternativas que los generadores están considerando dentro de sus estrategias de crecimiento en capacidad, como se describe a continuación:

Tabla 4-5: Proyectos de generación en estudio de los principales generadores inscritos en la UPME

Agente	Proyecto	Capacidad MW	Tamaño	Tipo
EPM	SIRENO	335	Mediana	Hidro
	EL BUEY	189	Mediana	Hidro
	URRAO	170	Mediana	Hidro
EMGESA	GUAICARAMO	467	Grande	Hidro
	RIO SUMAPAZ	156	Mediana	Hidro
ISAGEN	SAMANÁ	174	Mediana	Hidro
	PIEDRA DEL SOL	153	Mediana	Hidro
	CAÑAFISTO	936	Grande	Hidro
CELSIA	TERMOLIBERTADOR 1	300	Mediana	Térmica
	TERMOBOLIVAR	204	Mediana	Térmica
GECELCA	GECELCA 31	175	Mediana	Térmica
	GECELCA 32	250	Mediana	Térmica
	GECELCA 33	250	Mediana	Térmica
	CENTRAL TERMICA MAGDALENA	250	Mediana	Térmica
AES CHVOR	TUNJITA	20	Pequeña	Hidro

Fuente: Elaboración propia a partir de información de informe “*Proyectos de Generación Inscritos según las Resoluciones UPME No. 0520 y No. 0638 de 2007*” – 2010.

La Tabla 4-5 muestra que en los estudios de nuevos proyectos, EPM, EMGESA e ISAGEN están enfocados en expandirse mediante proyectos hidroeléctricos de mediano

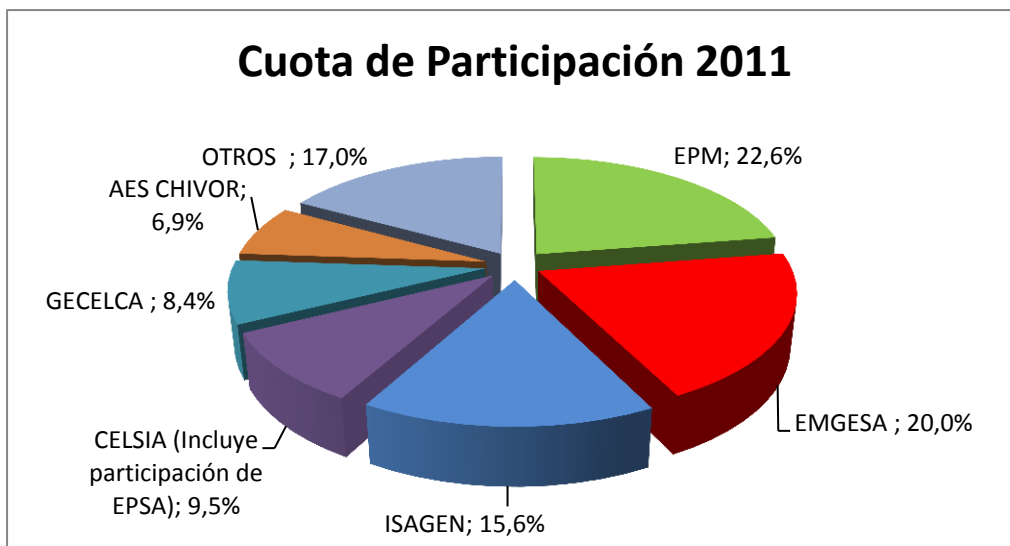
y gran tamaño. GECELCA continúa con su portafolio especializado en generación térmica. CELSIA quiere mantener su portafolio diversificado y se está enfocando en la expansión térmica; y a través de EPSA, no tiene nuevos proyectos registrados al momento de la consulta. Por su parte AES Chivor, está pensando en incrementar la generación de su única central mediante una microcentral.

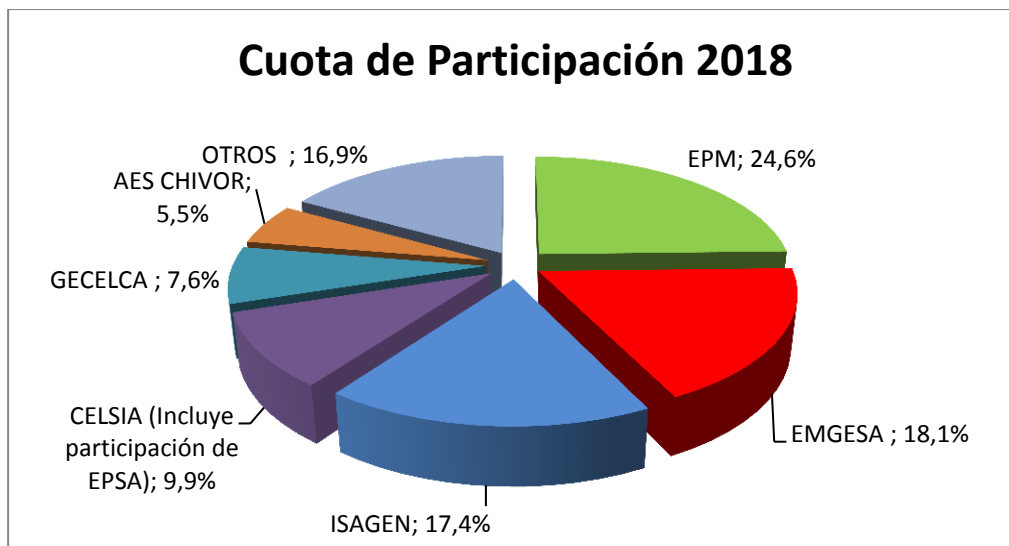
4.5.2 Expansión de la capacidad de generación 2012 – 2018

Desde las subastas de 2008 al año 2011, los generadores vienen desarrollando la construcción de los nuevos proyectos asignados, con excepción de Porce IV y Miel II de EPM y EPSA respectivamente, cuya construcción fue suspendida y por lo cual deberán responder por el incumplimiento de las OEF asignadas en dichas subastas.

A partir de las expansiones en capacidad que los generadores más grandes vienen realizando desde las asignaciones de OEF del Cargo por Confiabilidad de 2008, se realiza una proyección a 2018, con el fin de visualizar como serán las posiciones en ese momento y si se presentará alguna variación de la estructura actual del mercado de generación. Se anota que en dicha proyección no fueron considerados los proyectos Miel II y Porce IV, además se le asigna a EPM la capacidad de generación de la primera etapa del proyecto Ituango.

Figura 4-10: Cuotas de participación en el mercado de generación 2011 - 2018



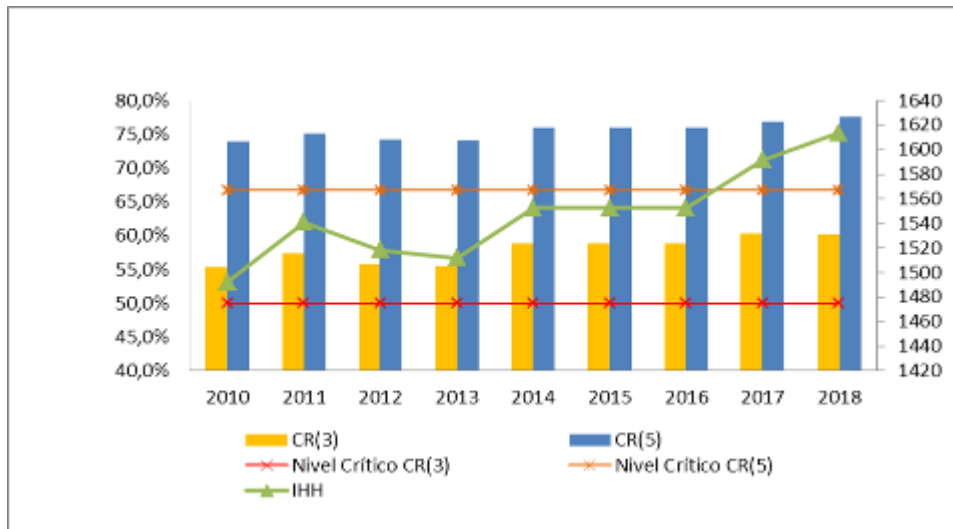


Fuente: Elaboración propia

Lo que se puede concluir según la Figura 4-10, es que en el año 2018, la posición de los agentes generadores dominantes continuará con la misma estructura de mercado. EPM que con la entrada en operación de la central Porce III en 2010, pasó a ser el generador más grande, continuará en dicha posición seguido de EMGESA, ISAGEN y CELSIA como los más grandes.

Se observa que las cuotas de participación en el mercado no tendrán una variación relevante frente a los porcentajes actuales. También llama la atención que se mantendrán los porcentajes de participación individual por debajo del 25 % impuesto por la regulación. Condición que se espera que cambie una vez entre en operación la segunda etapa de Ituango en 2021 y EPM incremente su capacidad con los 1200 MW adicionales de la central.

De acuerdo con lo expuesto, es claro que los generadores a 2018 mantendrán su participación dominante en el mercado. Los índices de concentración que dan señal sobre el ejercicio de poder de mercado, evolucionarán de manera proporcional al crecimiento de las empresas, manteniéndose la misma estructura de mercado de competencia oligopólica (Figura 4-11).

Figura 4-11: Evolución de los índices de concentración en generación 2011 - 2018

Fuente: Elaboración propia

Estrategia de EPM sobre el Proyecto Ituango

Sobre este particular, se aborda el tema dado que constituye un ejemplo del comportamiento estratégico en expansión de capacidad:

EPM ha realizado un movimiento estratégico sobre el proyecto Ituango, propiedad de la Sociedad Hidroituango, (de la cual el mismo EPM es accionista principal con 46,47% de participación); este movimiento consistió en asumir la construcción del proyecto y operación del mismo por un período de cincuenta años. Dado el tamaño de la central (2400 MW), esta jugada estratégica tiene importantes consecuencias sobre las cuotas de participación y la posición competitiva de los agentes dominantes en el sector de generación.

El efecto de la integración operativa de EPM con Ituango, bajo el escenario de crecimiento medio de la demanda proyectado por la UPME, sobrepasaría el límite regulatorio del 25% de participación, implicando que su integración operativa no sería permitida por la regulación existente. (SSPD 2010)

Existe alta probabilidad de superar en el futuro los porcentajes de participación especificados en la Resolución CREG 060 de 2007, lo cual implicaría bien que la CREG tendría que poner en conocimiento de la SSPD tal situación, o que EPM debería poner a disposición de otros agentes energía suficiente para que su participación en la actividad de generación retorne a los niveles permitidos. Por lo anterior, se considera que la participación de EPM como operador de Ituango, podría constituir un factor que afectaría la competitividad y por tanto el buen funcionamiento del MEM (SSPD, informe 54 2010).

4.5.3 Ausencia de térmicas a Gas en expansión de generación

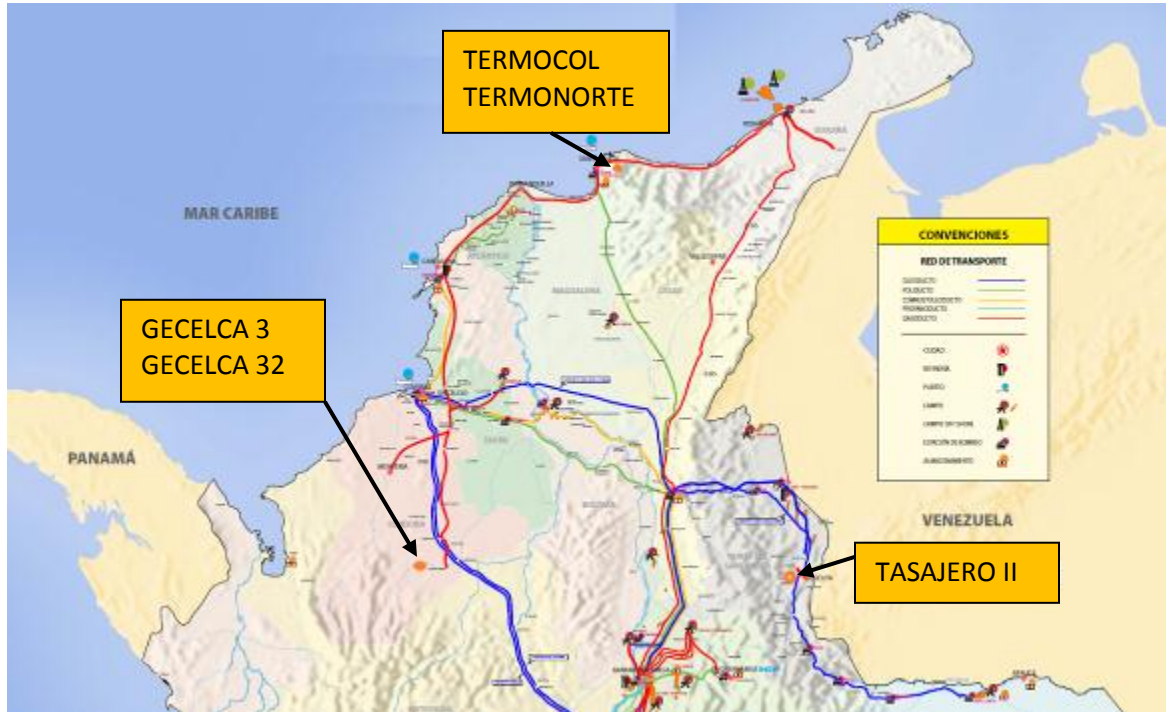
Si bien no es objeto de este trabajo profundizar en los problemas estructurales que tiene el sector del Gas en Colombia, al analizar los planes de expansión de los agentes generadores, no se puede dejar de lado las decisiones tomadas sobre la tecnología a utilizar para la generación térmica.

De la Tabla 3-7, que relaciona los proyectos favorecidos en las subastas del Cargo por Confiabilidad de 2008, 2011 y 2012, se observa que las centrales térmicas a construirse utilizaran tecnologías diferentes a gas:

Tabla 4-6: Proyectos de generación térmica asignados en subastas de Cargo por Confiabilidad.

Subasta	Proyecto	Agente	Recurso	Año Entrada	Capacidad (MW)	OEF GWH-año
6 de Mayo de 2008	Gecelca 3	GECELCA S.A. E.S.P.	CARBÓN	2012	150	1.117
	Termocol	TERMOCOL	FUEL OIL	2012	201	1.678
27-28 de Dic. de 2011	Gecelca 32	GECELCA S.A. E.S.P.	CARBÓN	2015	250	1.971
	Tasajero II	TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.	CARBÓN	2015	160	1.165
27 de Enero de 2012	Termonorte	TERMONORTE S.A.	FUEL OIL	2017	88	619

Fuente: Elaboración propia a partir de información de la CREG, UPME y XM.

Figura 4-12: Ubicación plantas térmicas a construir, expansión 2011 - 2018

Fuente: Elaboración propia sobre mapa de infraestructura de transporte de Ecopetrol

Lo que se observa en este análisis es que los problemas asociados a racionamientos de gas, restricciones físicas especialmente para el interior, monopolio en el transporte, así como las restricciones regulatorias (Decreto 2687 de 2008 de la SSPD), que dificultan la recuperación de costo de contratos de suministro mediante la comercialización del gas no utilizado, han llevado a que los generadores, por el momento, no estén considerando dentro de sus estrategias de expansión, la construcción de nuevas plantas térmicas a gas, así estas se encuentren en cercanías de los gasoductos. Este es el caso de las plantas Termocol y Termonorte en la costa y Gecelca 3 y 32 de GECELCA en el interior, como se puede observar en la Figura 4-12.

Los problemas del sector de gas que motivaron la anterior conclusión, se encuentran ampliamente descritos en el informe que realizaron García y Barrera en 2009 sobre el desempeño del mercado eléctrico Colombiano en épocas de El Niño, y en menor medida, en el Informe No. 55 del Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía de la Superintendencia de Servicios Públicos.

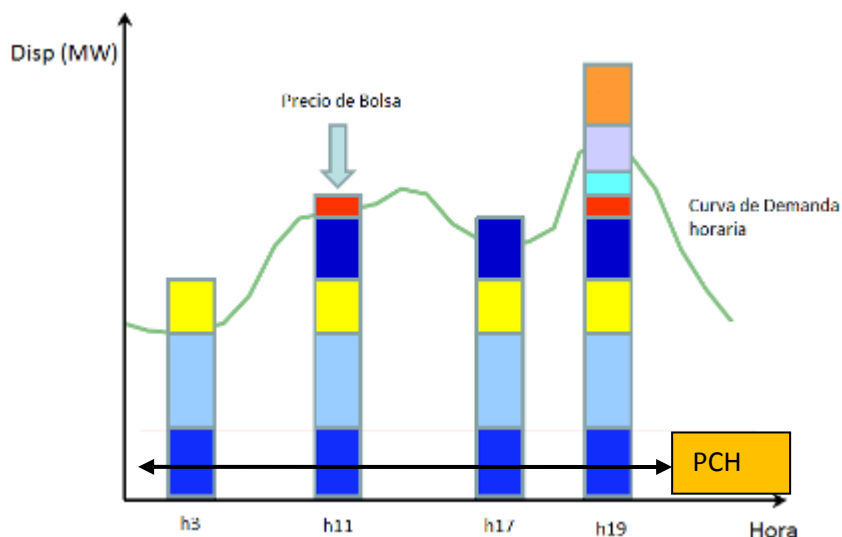
4.5.4 La alternativa de pequeñas centrales de generación hidroeléctrica

No se puede dejar de lado en el análisis de expansión y capacidad de los generadores, el nicho de las pequeñas centrales hidroeléctricas, cuya característica es la de tener una capacidad de generación inferior a 20 MW.

Este es un segmento de la generación cuya estrategia consiste en aprovechar el modelo de asignación de despacho diario de energía en Bolsa, en el cual las microcentrales salen despachadas diariamente en la base, sin necesidad de ofertar precio y son remuneradas a precio de bolsa. Es esto lo que vuelve especialmente rentable el negocio, pues a esta escala, el costo de generación es sustancialmente bajo comparado con las grandes centrales. El modelo de despacho se muestra en la Figura 4-13.

Según datos de XM, en la actualidad se encuentran registradas 90 pequeñas centrales hidroeléctricas, cuya sumatoria en capacidad asciende a 560 MW instalados. Así mismo, según el registro de Proyectos de Generación de la UPME, existen 54 centrales pequeñas registradas en etapa de estudio.

Figura 4-13: Modelo de despacho diario – Base del despacho



Fuente: Elaboración propia

Lo anterior permite evidenciar que este es un nicho de generación que ha venido proliferando, especialmente porque al ser centrales pequeñas, no se tienen las barreras

de entrada analizadas previamente en este trabajo para grandes generadores, ya que este es un segmento que se mueve bajo otros parámetros y en el que no se requieren esquemas estratégicos para competir, puesto que la venta de energía esta asegurada para todos.

En este segmento, EPM cuenta con 21 pequeñas centrales, EMGESA con 8, ISAGEN con 1 y EPSA con 5, lo que representa un total del 40%. Así mismo, CELSIA sin considerar las pequeñas centrales de EPSA, cuenta con dos centrales en operación y viene desarrollando dos nuevos proyectos: Alto y Bajo Tuluá.

Lo anterior muestra que también en el nicho de las plantas no despachadas centralmente, se tiene una participación importante de las empresas más grandes, lo que refuerza lo dicho a lo largo de este trabajo, sobre la posición dominante de los principales generadores en el mercado eléctrico colombiano.

Las diferentes estrategias que son implementadas por los generadores y que fueron repasadas en el presente capítulo, deben apuntar a la maximización del beneficio económico, por lo que a continuación se analizará como las estrategias operativas y comerciales le permiten a las empresas de generación la creación de valor.

5. Algunas evidencias de creación de valor de las empresas de generación

Con el fin de atender la pregunta de investigación que motivó el presente trabajo, la cual busca dar respuesta a la hipótesis de que existe sobre la creación de valor económico, como resultado de las estrategias utilizadas por los generadores más grandes, se han realizado algunos cálculos a partir de la literatura financiera, con el fin de validar si la hipótesis que motivó la pregunta es correcta.

Para obtener un patrón que permita la medición que indique la creación de valor económico o ganancia económica, se utiliza el EVA (Economic Value Added).

Existen diferentes formas para calcular el EVA, en este caso será abordado desde la perspectiva de la rentabilidad: Si una empresa obtiene sobre sus activos netos de operación una rentabilidad superior al costo de capital, significa que sobre el valor de dichos activos, se está generando un valor económico. (García 2003)

Lo anterior aplicado al caso que nos ocupa en este trabajo, quiere decir que se medirá si existe creación de valor mediante una relación entre el costo de capital que representa tener centrales de generación y las utilidades obtenidas de la venta de energía.

Para este caso el EVA se calcula con la siguiente fórmula:

$$EVA = ANeOx (RA - WACC)$$

Donde:

$$RA = \frac{UODI}{ANeO}$$

<i>ANeO</i>	:	Activos Netos de Operación
<i>RA</i>	:	Rentabilidad del Activo
<i>UODI</i>	:	Utilidad Operativa Después de Impuestos
<i>WACC</i>	:	Costo de capital

Para realizar el cálculo de EVA, fueron consultados los estados financieros de cada empresa para los años 2009, 2010 y 2011, así como de información financiera registrada en el Sistema Único de Información (SIU) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, con el fin de obtener el UODI y los ANeO.

Dado que no se dispone del costo de capital de cada compañía, se toma como referencia el valor promedio ponderado calculado de costo de capital (WACC) para la actividad Mayorista en el mercado eléctrico colombiano el cual es del 13.22%, y que fue publicado por el Ministerio de Minas y Energía en el anexo 5 del informe *“Elaboración del Estudio para establecer el Marco Conceptual y Metodológico con el fin de valorar económicamente los Márgenes de la cadena de distribución de Combustibles”* del año 2010.

Así mismo, es importante mencionar que en el caso de EPM que es una empresa que ofrece otros servicios públicos diferentes a energía eléctrica, los datos fueron calculados a partir de información que la empresa suministró a la SSPD en 2010, que consiste en calcular el valor de los activos específicos para generación de energía, a partir de un costo por KW instalado (Informe No. 58 de 2011 de la SSPD). Además el UODI no es posible separarlo solo para energía, así que el EVA se calcula considerando el costo de los activos de generación versus utilidades totales.

Por lo anterior, se aclara que los valores de EVA obtenidos son netamente referenciales y se calculan para demostrar si existe una tendencia a la creación o destrucción de valor, pero sus resultados pueden diferir de los calculados directamente por las empresas analizadas, puesto que no se conoce los verdaderos costos de capital de cada una de ellas.

Los resultados se pueden observar en las Tablas 5-1 y 5-2, así como en la Figura 5-1, donde se presentan los cálculos y evolución del EVA de los años 2009, 2010 y 2011 para los generadores analizados:

Tabla 5-1: Utilidad Operacional Después de Impuestos (UODI) y de los Activos Netos de Operación (ANeO) de los años 2009, 2010 y 2011 en millones de pesos.

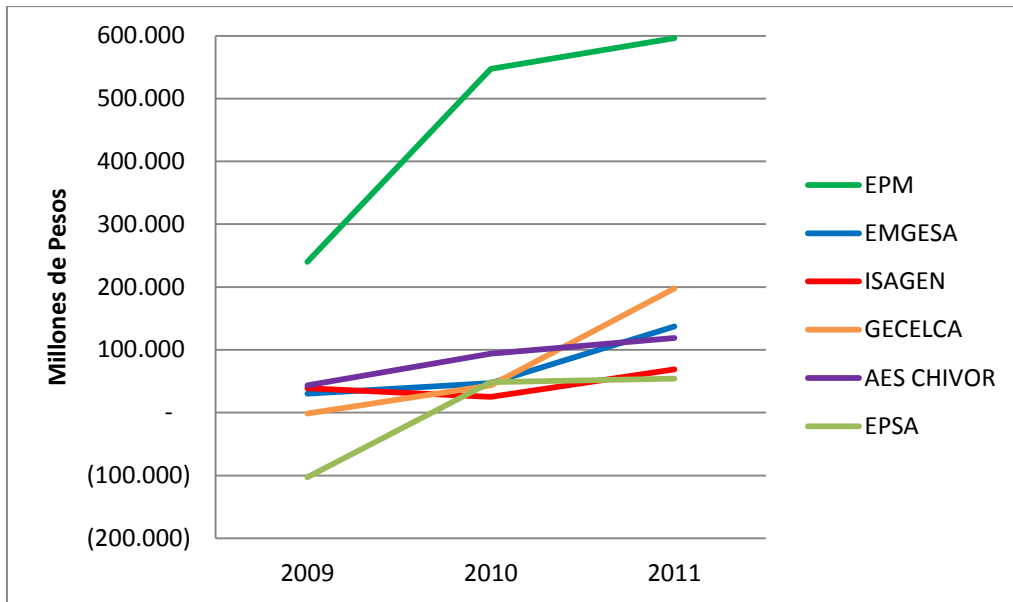
Empresa	2009		2010		2011	
	UODI	ANeO	UODI	ANeO	UODI	ANeO
EPM	1.053.777	6.153.293	1.417.596	6.584.833	1.819.562	9.252.194
EMGESA	682.271	4.933.888	696.101	4.910.000	803.346	5.038.000
ISAGEN	382.705	2.599.618	444.352	3.172.003	478.619	3.098.054
EPSA	153.203	1.937.482	325.560	2.096.567	346.065	2.206.254
GECELCA	44.804	350.363	80.830	284.131	228.325	230.221
AES CHIVOR	201.051	1.193.343	244.324	1.136.020	268.906	1.136.020

Fuente: Elaboración propia a partir de estados financieros de las empresas y del SUI (SSPD)

Tabla 5-2: Cálculo de la Utilidad Operacional Después de Impuestos (UODI) y de los Activos Netos de Operación (ANeO) de los años 2009, 2010 y 2011 en millones de pesos.

Empresa	EVA 2009	EVA 2010	EVA 2011
EPM	240.312	547.081	596.422
EMGESA	30.011	46.999	137.323
ISAGEN	39.036	25.013	69.056
EPSA	(102.932)	48.394	54.398
GECELCA	(1.514)	43.268	197.890
AES CHIVOR	43.291	94.142	118.725

Fuente: Elaboración propia

Figura 5-1: Evolución del EVA 2009 – 2011 principales generadores

Fuente: Elaboración propia a partir de estados financieros de las empresas y del SUI (SSPD)

De los resultados se observa como se presenta una tendencia ascendente en la curva de creación de valor, a partir del cálculo del EVA para los años 2009, 2010 y 2011. Las diferencias en magnitud en el caso de EPM, se explica por la magnitud de sus ingresos y de sus activos de generación en comparación con las otras compañías.

Los cálculos de EVA aquí realizados, permiten concluir que las utilidades que los agentes generadores obtiene como fruto de la comercialización de energía, resultado de sus estrategias de operación (analizadas en este trabajo), son lo suficientemente rentables frente al costo de generación y les permite crear valor económico.

6. Conclusiones

- El análisis comparativo entre Colombia y otros países de Europa y Suramérica sobre el grado de concentración en el sector de generación, muestra que el mercado eléctrico colombiano se clasifica como un mercado con un grado moderado de concentración, en el que las empresas más grandes de generación se encuentran en una posible posición dominante para ejercer poder de mercado.

Colombia tiene un mercado de generación más concentrado y por consiguiente menos competitivo, en comparación con países como el Reino Unido, Brasil, Chile y Argentina. Por otro lado, es un mercado mucho menos concentrado que los mercados de Perú y Venezuela.

- De acuerdo con los índices de concentración utilizados, el mercado de generación de energía en Colombia se clasifica como un mercado de competencia oligopólica. Con las cuotas de participación en capacidad y generación, se confirmó la existencia de posición dominante de las cinco empresas más grandes, las cuales atienden más del 70% de la demanda.

Así mismo, a partir de la proyección de expansión en capacidad al año 2018, es posible pronosticar que la estructura de mercado de oligopolio, permanecerá casi invariable a como se presenta en la actualidad. Las cinco empresas más grandes seguirán siendo en su orden EPM, EMGESA; ISAGEN, CELSIA (Incluye EPSA) y GECELCA.

- Del análisis de las fuerzas externas de competitividad de Porter, fue posible analizar con un grado alto de detalle, como para las empresas de generación, el poder de los clientes y la entrada de nuevos competidores no representan grandes amenazas, debido principalmente a las condiciones de inflexibilidad de la demanda de energía, y a las barreras de entrada que existen, por las particularidades del sector y las ventajas competitivas de las empresas establecidas.

Por otro lado, se identificó como amenaza relevante, el poder de los proveedores y de los otros competidores, dada la dependencia tecnológica sobre los equipos de generación y la disputa que sobre el mercado de corto y mediano plazo, se tiene

entre las empresas, especialmente en la competencia en precios y disputa de la demanda.

- Del repaso y análisis que se realizó sobre la evolución del mercado, especialmente en el segmento de generación, como una comparación frente la investigación del mercado que en el año 2004 realizaron *Larsen et al*, se puede concluir que la reforma al sector propició la inversión en generación permitiendo la inyección de capital privado, por lo que hoy se cuenta con un sector fortalecido en materia de capacidad y diversificación de tecnologías de generación.

Por otro lado, el establecimiento de un mercado menos regulado parece haber dado un giro nuevamente a mayor control por parte del regulador, dado que lo que se evidenció en los últimos años es un incremento en la centralización del control, motivado especialmente por la aversión al racionamiento. Postura que directamente afecta el diseño y despliegue de las estrategias de los generadores.

- Se pudo ver como uno de los principales aspectos que facilita a los generadores un posible ejercicio de poder de mercado, es la ausencia de poder de la demanda en el mecanismo de formación de precios. Este factor hace que la competencia de precios entre generadores se mueva alrededor del precio regulado para consumidores domésticos y de precios de contrato para No Regulados, los cuales son definidos por los mismos generadores, permitiéndoles asegurar precios lucrativos para ellos mismos pero no para el usuario, lo cual se traduce en ineficiencia económica.
- Se observó como los generadores vienen apoyando su estrategia de expansión en el Cargo por Confiabilidad, dado que es uno de los principales mecanismos con el cual se incentiva la inversión. Sin embargo, se pudo observar también que en las subastas de OEF la mayor parte (90%) de las asignaciones han sido para empresas establecidas, especialmente las más grandes, lo que da señales para confirmar que en este escenario, los agentes que disputan el mercado de confiabilidad tienen ventajas competitivas sobre las empresas que pretenden establecerse.
- Así mismo, se pudo evidenciar a partir de las subastas de Cargo por Confiabilidad, como los generadores que tienen como estrategia la expansión en generación térmica, han adoptado tecnologías diferentes a la generación con gas, lo que se

explica en parte, por los diferentes problemas estructurales del sector de gas en el país. Llama la atención como para las centrales térmicas a construirse en los próximos años, la estrategia de los generadores ha sido la de optar por el carbón o combustible líquido a pesar de su cercanía con los gasoductos.

- La profundización en las estrategias de corto plazo, permitió observar que el interés de los generadores consiste en conseguir que su capacidad de producción disponible sea despachada día a día, por lo que el aspecto fundamental de la estrategia diaria es el de ofertar precios de producción lo suficientemente competitivos para asegurar el despacho, para lo cual se requiere una acertada valoración del agua. En el caso de los generadores térmicos, la determinación de los precios de oferta debe asegurar que esté valorado el costo de arranque y parada de la máquina, aparte del costo de combustible.
- Los análisis hechos sobre los precios de oferta diarios, buscando evidenciar los comportamientos estratégicos en esta actividad de corto plazo, permitieron observar que en condiciones normales de hidrología, la estrategia consiste en que los generadores ofertan precios bajos, muy similares entre ellos y a la vez cercanos al precio de base sin valoración del agua, con los cuales aseguran el despacho y son remunerados a precio de bolsa.

Por el contrario, en condiciones de baja hidrología, el comportamiento en la competencia se evidencia con valoración del agua, lo que se refleja en que los precios de oferta son superiores al precio de oferta base obligatorio (CEE + FAZNI). Sin embargo, es recomendable realizar un análisis sobre un período de tiempo más prolongado, con el fin de confrontar los resultados obtenidos.

- En el mediano plazo, se puede evidenciar como los generadores realizan un manejo estratégico entre la venta de contratos y las ventas en bolsa. A partir de la reconstrucción de los niveles de contratación de los principales generadores en los últimos diez años, se observó que entre 2000 y 2004, varios de los generadores tuvieron como estrategia la sobrecontratación, buscando obtener ganancia en la compra de la energía faltante mediante ajustes en la bolsa. A partir de 2004, la mayoría de los generadores optaron por comercializar la energía generada en

canales de contratación bilateral, en un porcentaje inferior a su nivel máximo de generación.

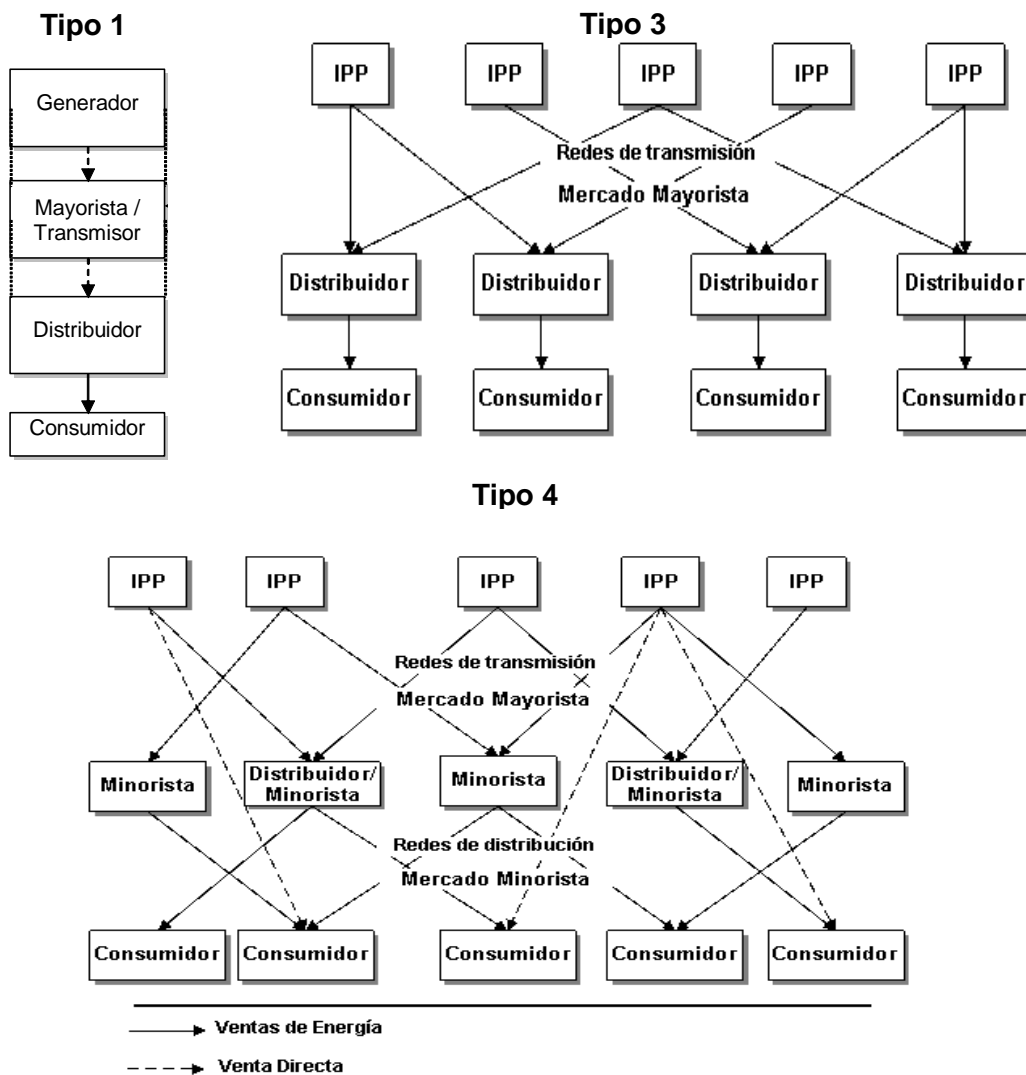
- El comportamiento de los generadores más grandes, con respecto a sus estrategias de comercialización de energía en contratos bilaterales, se pudo analizar en detalle mediante la construcción de los perfiles de contratación de cada una de ellas. Esto permitió concluir sobre los diferentes perfiles de riesgo que éstos han asumido.

En síntesis se encontró que las tres empresas más grandes (EPM, EMGESA e ISAGEN) adoptan posturas conservadoras al contratarse en niveles cercanos a su curva de generación. Por el contrario AES CHIVOR y especialmente EPSA, han enfocado su estrategia en vender excedentes de energía no contratada en la bolsa, ya que sus comportamientos históricos mostraron un margen importante entre la energía contratada, menor que su generación.

- Finalmente y con el fin de atender parte de la pregunta de investigación que motivó el trabajo, se realizó un ejercicio que permitió evidenciar, como a partir de los ingresos que los generadores obtienen como resultado de sus estrategias de operación, éstos han venido creando valor económico en su gestión. De esta manera han conseguido lo que la literatura ha definido como el objetivo básico financiero, que consiste en generar valor, independientemente de obtener utilidades.

Anexo A. Modelos de mercados Tipo 1, 3 y 4

Mercado Tipo 1 (Monopolio). Tipo 3 (Competencia Mayorista) y Tipo 4 (Competencia Minorista).



Fuente: Hunt & Shuttleworth. "Competition and Choice in Electricity". 1997

Nota: IPP: Independent Power Producer = Productor Independiente de Energía Eléctrica

Anexo B. Análisis de las Fuerzas de Porter para las principales empresas de generación en Colombia

Poder de los Clientes

Factor	Descripción del caso	Nivel fuerza	Amenaza/ Oport.	Plazo en estrategia	Empresas en que aplica
Concentración de clientes Regulados	Existen muchos clientes, pero compran en pocas cantidades	Se reduce	O	MP	EPM, EMGESA, CELSIA, AESCHIVOR.
Concentración de clientes No Regulados	Están medianamente concentrados en grupos empresariales.	Nivelada	A	MP	EPM, EMGESA, ISAGEN, CELSIA, GECELCA, AESCHIVOR.
Condiciones de oferta y demanda	En el MP, la oferta actual satisface ajustadamente la demanda	Nivelada	O	MP	EPM, EMGESA, ISAGEN, CELSIA, GECELCA, AESCHIVOR.
Cambio de proveedor	El UR no siempre tiene la posibilidad de cambiar de proveedor de energía. El UNR tiene pocas posibilidades de cambiar de proveedor por el nivel de compromiso de suministro de los generadores/comercializadores. La energía es un servicio esencial brindado por pocos.	Se reduce	O	MP	EPM, EMGESA, ISAGEN, CELSIA, GECELCA, AESCHIVOR.
Negociación de precios clientes Regulados	No tienen poder de negociación. Ausencia de Mercado Minorista	Se reduce	O	MP	EPM, CELSIA.
Negociación de precios clientes No Regulados	Existen grupos empresariales que han adquirido conocimiento para negociar contratos de energía.	Se incrementa	A	MP	EPM, EMGESA, ISAGEN, CELSIA, GECELCA, AESCHIVOR.
Calidad y/o diferenciación	La demanda No Regulada busca servicios de valor agregado adicional al suministro de energía.	Se incrementa	O	MP	EPM, EMGESA, ISAGEN, CELSIA, GECELCA, AESCHIVOR.

Factor	Descripción del caso	Nivel fuerza	Amenaza/ Oport.	Plazo en estrategia	Empresas en que aplica
Integración de clientes	Los UR no tienen mecanismos de integración. Los UNR pueden agruparse pero están sujetos a la inelasticidad de la demanda	Se reduce	O	MP	EPM, EMGESA, ISAGEN, CELSIA, GECELCA, AESCHIVOR.
Condiciones de legislación	Regulación enfocada a proteger al cliente - Caso UR.	Nivelada	A	N.A.	EPM, CELSIA.

Poder de los Proveedores

El análisis se enfoca en proveedores de servicios especializados para generación de energía, dado que las empresas de energía al ser compañías grandes tienen gran poder sobre los proveedores de servicios generales, y estos en la mayoría de los casos no representan riesgo.

Factor	Descripción del caso	Nivel fuerza	Amenaza /Oport.	Plazo en estrategia	Empresas en que aplica
Concentración de Proveedores (Tecnología)	Existen pocos proveedores de tecnología específica en tecnología y equipos para la generación - Dependencia tecnológica. Ocurre también para servicios de consultoría para nuevos proyectos de Generación.	Se incrementa	A	MP-LP	EPM, EMGESA, ISAGEN, CELSIA, GECELCA, AESCHIVOR.
Cambio de proveedor	Para bienes y servicios de generación (equipos, mantenimientos, garantías), puede resultar muy costoso	Se incrementa	A	MP-LP	
Negociación de precios	Se presenta moderada competencia entre proveedores de tecnología de generación, por lo que es posible negociar precios	Nivelada	O	MP-LP	

Factor	Descripción del caso	Nivel fuerza	Amenaza /Oport.	Plazo en estrategia	Empresas en que aplica
Suministro	Existe monopolio para el suministro y transporte de gas. Suministro de carbón a precios internacionales	Se incrementa	A	MP	
Calidad y/o diferenciación	Los bienes y servicios se requieren de altos estándares de calidad y son diferenciados	Se incrementa	A	MP-LP	
Integración de Proveedores	Riesgo de fusión de proveedores internacionales de tecnología de generación - Proveedores grandes	Se incrementa	A	MP-LP	
Proveedores de Bienes y Servicios Generales	Buena oferta para servicios generales. El mercado se muestra interesado proveer a las empresas grandes de energía. Se tiene poder sobre este tipo de proveedores	Se reduce	O	MP	

Amenaza de nuevos competidores

Factor	Descripción del caso	Nivel fuerza	Amenaza/ Oport.	Plazo en estrategia	Empresas en que aplica
Negocio lucrativo - Economías de escala	Mercado con imagen sólida. Sector rentable. Precios atractivos frente a costos de producción. Ingresos fijos por Cargo por Confiabilidad.	Se incrementa	A	MP-LP	EPM, EMGESA, ISAGEN, CELSIA, GECELCA, AESCHIVOR.
Diferenciación	No existe diferenciación en la electricidad como producto, por lo que los nuevos competidores pueden ofrecer servicios que agreguen valor.	Nivelada	A	LP	
Requisitos de capital	Industria que requiere altas inversiones de capital. Riesgo de volatilidad en precios de tecnología de generación y materiales de construcción a nivel mundial.	Se reduce	O	MP-LP	

Factor	Descripción del caso	Nivel fuerza	Amenaza/ Oport.	Plazo en estrategia	Empresas en que aplica
Espacio en nicho de mercado	Existencia de un alto potencial de desarrollo energético. Demanda creciente en el tiempo. Conocimiento del mercado de energía y disponibilidad de recursos financieros.	Se incrementa	A	LP	
Acceso a canales de distribución	El plan de expansión del STN y STR no siempre se coordina con la expansión de capacidad de generación. Condiciones de orden público que afectan el STN.	Se reduce	O	MP-LP	
Acceso a suministros	Posibilidad reducida para conseguir contratos de Gas en firme como combustible.	Se reduce	O		
Ventaja de empresas establecidas.	Oligopolio. Las empresas establecidas tienen ventajas en costo dado la recuperación que han tenido de sus inversiones. Existe curva de experiencia. Altos costos en el desarrollo de estudios de proyectos. Expansión de la generación asegurada a 2018.	Se reduce	O	MP-LP	
Condiciones de legislación	Regulación con constantes modificaciones y de intervención. Complejidad en la obtención de licencias y trámites largos.	Nivelada	O	MP-LP	
Condiciones Socio Ambientales	Incremento de la oposición a construcción de centrales. Problemas de orden público	Se reduce	O	MP-LP	

Amenaza de Productos sustitutos

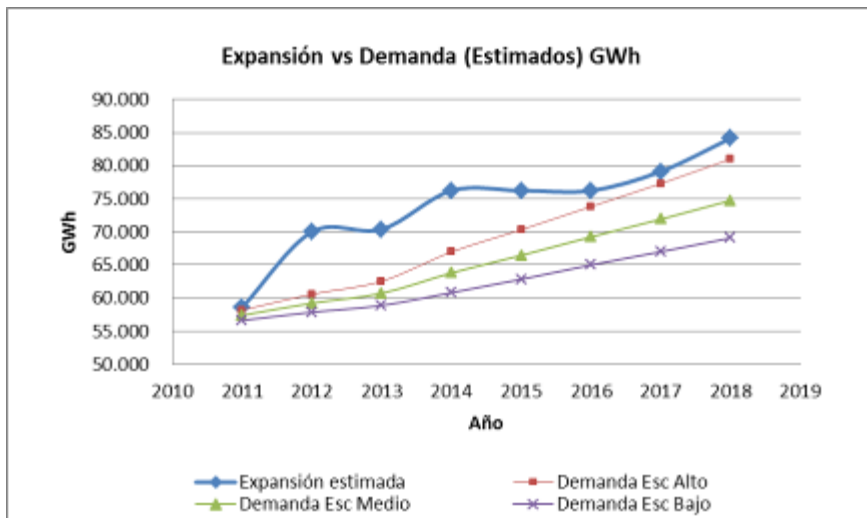
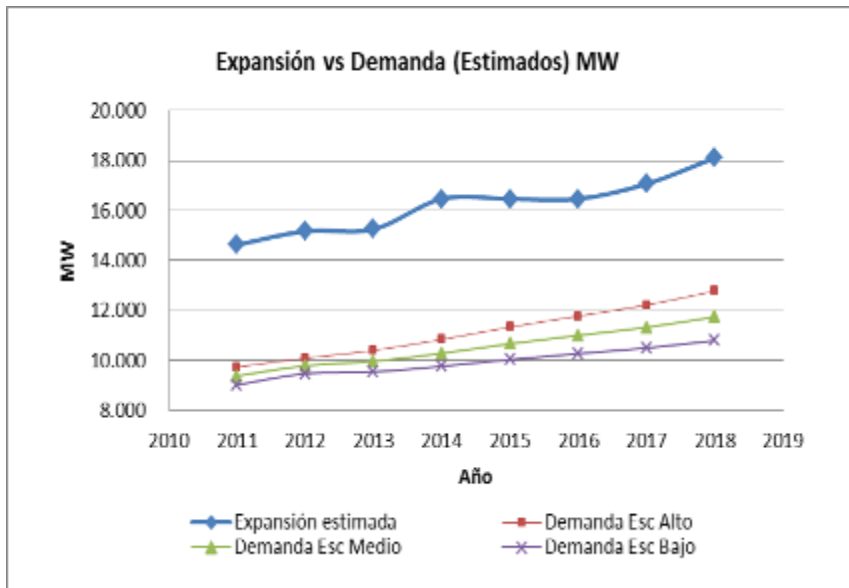
actor	Descripción del caso	Nivel fuerza	Amenaza/ Oport.	Plazo en estrategia	Empresas en que aplica
Tipos de sustitutos	Los principales sustitutos de la energía eléctrica son el gas, carbón y la cogeneración. También puede ser considerado como sustituto la autogeneración y el uso eficiente de la energía.	Se reduce	A	MP-LP	EPM, EMGESA, ISAGEN, CELSIA, GECELCA, AESCHIVOR.
Nivel de sustitución	El nivel de sustitución es moderado, siendo el gas el principal sustituto en el sector residencial y en procesos industriales.	Nivelada	A	MP-LP	
Ventajas de sustitutos	Los sustitutos representan algunas ventajas de eficiencia y costo en una parte de la demanda regulada y en la industria. Sin embargo su competencia con la energía eléctrica no es relevante, por lo que estos no son un riesgo de alto impacto sobre la demanda.	Se reduce	O	MP-LP	
Impacto en la creación de valor	No afectan significativamente la creación de valor en las empresas de generación, donde los principales ingresos operacionales son por comercialización de electricidad	Se reduce	O	MP-LP	

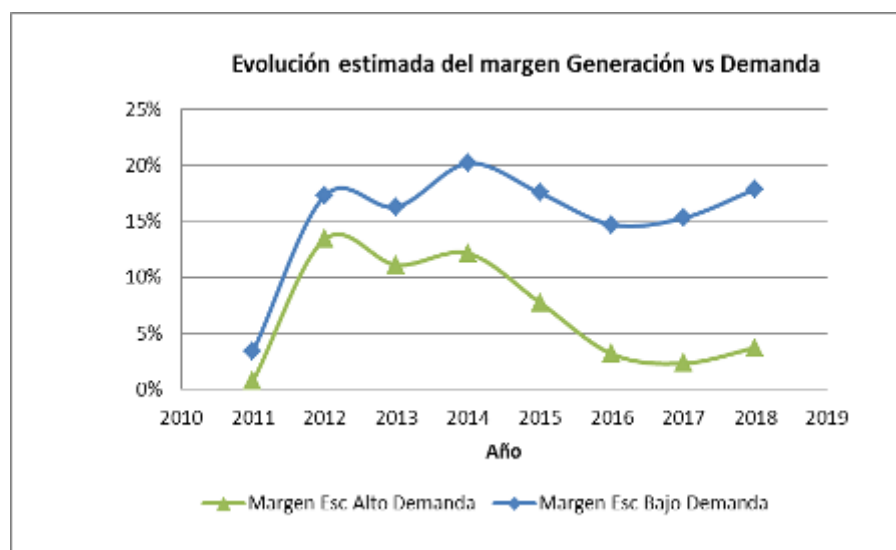
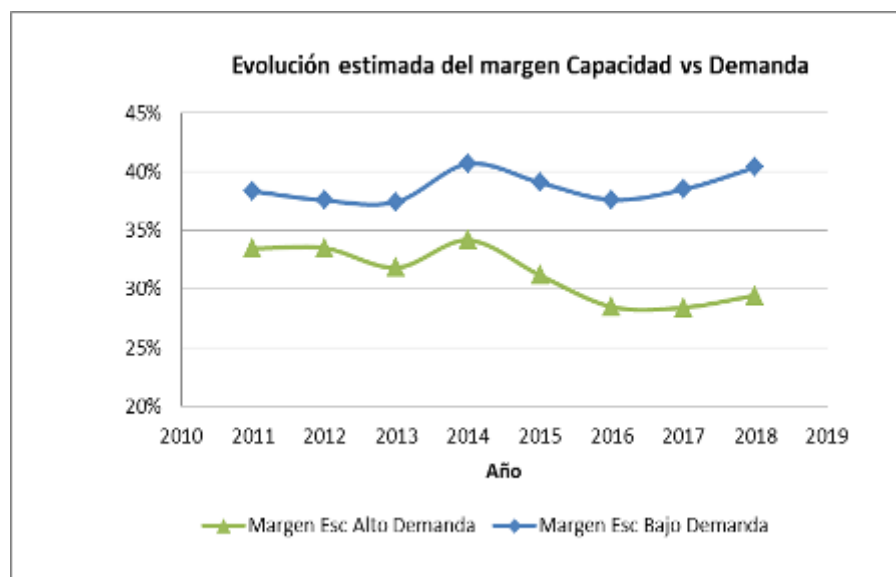
Rivalidad entre competidores de la industria

Factor	Descripción del caso	Nivel fuerza	Amenaza/Oport.	Plazo en estrategia	Empresas en que aplica
Crecimiento de la industria	La oferta y la demanda se encuentran balanceadas para que exista un margen de emergencia. El cargo por confiabilidad incentiva el crecimiento de la industria y el fortalecimiento y establecimiento de otros competidores	Se incrementa	A	MP-LP	EPM, EMGESA, ISAGEN, CELSIA, GECELCA, AESCHIVOR.
Diferencias estratégicas	El interés por clientes grandes con solidez financiera es generalizado. Los objetivos de casi todos es incrementar la capacidad para atender mayor demanda futura.	Se incrementa	A	MP-LP	
Diferenciación	No existe diferenciación en el suministro de energía eléctrica, los generadores ofrecen servicios adicionales que agreguen valor buscando fidelizar los clientes.	Se incrementa	A	MP-LP	
Número de competidores	El sector cuenta con pocas empresas dominantes, es un mercado de características oligopólicas.	Nivelada	A	MP-LP	
Incrementos de capacidad	Los incrementos en capacidad de generación por lo general son grandes y en forma escalonada	Se incrementa	A	MP-LP	
Competencia en precios	Precios competitivos para suscribir contratos con Clientes grandes, para subastas en el MEM. Estrategias de competencia de precios diarios en bolsa	Nivelada	A	CP	
Acceso a otros mercados	Futura competencia por derechos de comercialización de energía en la interconexión con Panamá.	Se incrementa	A	MP	
Integración de la competencia	Integración horizontal y vertical en generación, transmisión, distribución y comercialización.	Nivelada	A	MP-LP	

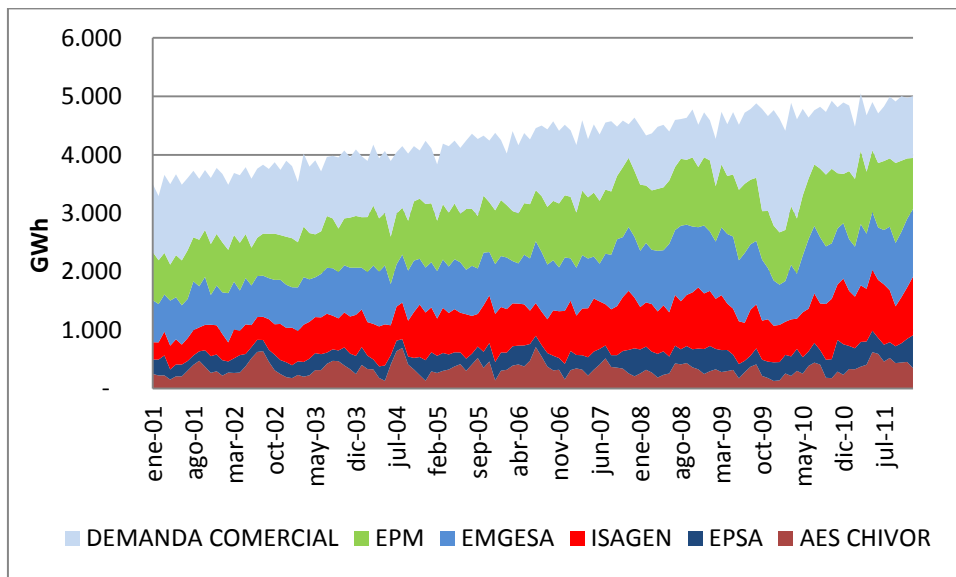
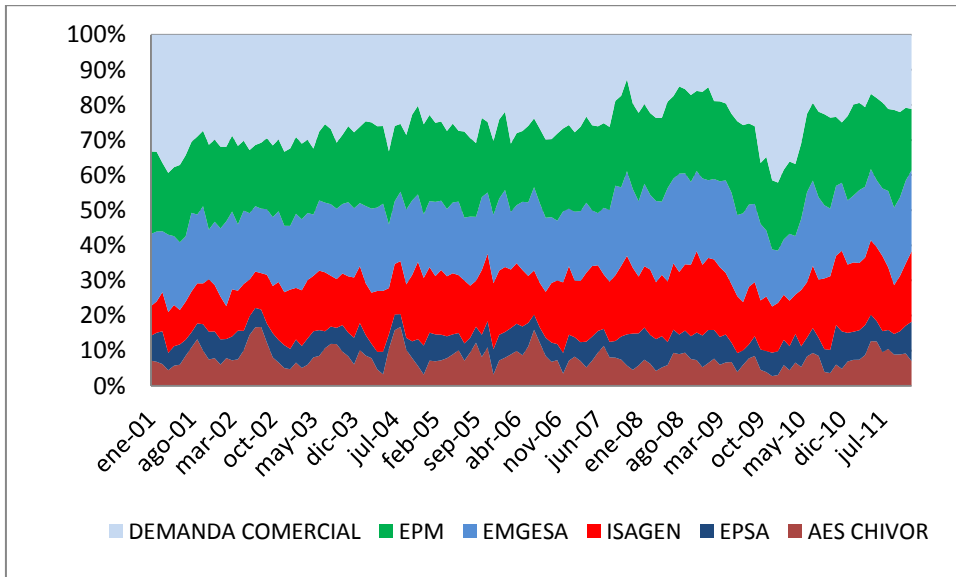
Anexo C. Margen entre oferta y demanda proyectada

Las proyecciones de expansión en capacidad presentadas en el Capítulo 4, motivaron a un cálculo adicional para determinar el posible comportamiento de los márgenes entre oferta y demanda proyectada por la UPME, lo cual da una señal de que si bien la ampliación de capacidad prevista le inyecta una holgura importante al sistema, una estimación de generación considerando los factores de planta, que el sistema ha presentado en los últimos cinco años, no presenta el mismo comportamiento.





Anexo D. Demanda atendida por generadores más grandes



Bibliografía

1. PETRECOLLA, D. Y C. ROMERO. “EL Control de las Concentraciones en el Sector de Generación Eléctrica”. Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual. Año 6 – Número 11. Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual, INDECOPI, 2010.
2. STOFT, S. “Power System Economics. Designing Markets for Electricity”, Wiley; o Newbery, D. (2004), “Electricity Liberalisation in Britain: the quest for a satisfactory wholesale market design”, Cambridge Working Papers in Economics, CWPE 0469, 2002.
3. GREEN, R. Y D. NEWBERY. “Competition in the British Electricity Spot Market,” *The Journal of Political Economy* 100:5, pp. 929-953, 1992.
4. JOSKOW, P. Y E. KAHN. “A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California’s Wholesale Electricity Market During Summer 2000” *The Energy Journal*, Vol 23, No. 4, 2002.
5. PEREZ ARRIAGA, J. Libro Blanco sobre la Reforma del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en España, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, 2005.
6. TWOMEY P., R. GREEN, K. NEUHOFF Y D. NEWBERY. “A Review of the Monitoring of Market Power,” CMI Working Paper 71. The Cambridge-MIT Institute, 2005.

7. BESANKO D., DRANOVE D., SHANLEY M., SCHAEFER S. "Economics of Strategy". 3er Edition. 2003
8. RAMIREZ VASQUEZ, J. "Análisis de la concentración del Mercado eléctrico colombiano con base en los índices CRn y HHI". Revista AIE (Asociación de Ingenieros Electricistas) Universidad de Antioquia, 2009
9. BORENSTEIN S., BUSHNELL J., WOLAK F. "Measuring Market Inefficiencies in California Restructured Wholesale Electricity Market". University of California Energy Institute. 2002
10. WOLAK. F. "Diagnosing the California Electricity Crisis" Department of Economics. Standfort University. Satanford, CA. 2003.
11. ESTRADA CRUZ, R. "Modelo Dinámico Discreto de Cournot para la Toma de Decisiones de Compañías de Generación en Mercados Oligopólicos de Electricidad", 2009.
12. MATHHES, F, POETZSCH, S Y K, GRASHOFF. "Power Generation Market Concentration un Europe 1996-2004. An Empirical Analysis. A Review of the monitoring of Market Power", Oko Institute; 2005.
13. TIROLE J. "The Theory of de Industrial Organization". 1995
14. VIDALES VASQUEZ, J. "Modelo de Cournot con Expectativas Adelantadas para el Diseño de Estrategias de Compañías de Generación", 2007.
15. WIGODSKI T. "Gestión Estratégica: Síntesis Integradora y Dilemas Abiertos". Departamento de Ingeniería Industrial (DII) de la Universidad de Chile. 2007
16. MINTZBERG H, AHLSTRAND B, LAMPEL J. "Strategy Safari: A Guided Tour Through the Wilds of Strategic Management". 1998

-
17. MINTZBERG H, LAMPEL J. "Reflecting on the strategy process". Sloan Management review. 1999
 18. PORTER M. E., "Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors". 1980.
 19. MONTOYA I., "La Formación de la Estrategia en Mintzberg y las Posibilidades de su aportación para el Futuro". Universidad Nacional de Colombia. 2009.
 20. LARSEN E., DYNER I., BEDOYA L., FRANCO C. "Lessons from deregulation in Colombia: Successes, failures and the way ahead". Energy Policy 32. Pag. 1767 – 1780. 2004.
 21. SANTA MARÍA M., VON DER FEHR N., MILLAN J., BENAVIDES J., GRACIA O., SCHUTT E. "El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores". Fedesarrollo, Centro de Investigación Económica y Social. 2009.
 22. BARRERA F., GARCÍA A. "Desempeño del Mercado Eléctrico Colombiano en Épocas de Niño". Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica ACOLGEN. 2010.
 23. GARCIA A., ARBELAEZ L.E. "Market Power Analysis for the Colombian Electricity Market". Energy Economics. No. 24. pp. 217 – 229. 2002.
 24. LOZANO F. "La Expansión de la Generación Eléctrica en Colombia: 2012 - 2018". Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica ACOLGEN. 2011.
 25. HUNT S., SHUTTLEWORTH G. "Competition and Choice in Electricity". 1997
 26. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS (CREG). "Sistema Electrónico de Contratos Normalizados Bilaterales SEC". 2004

27. WOLAK. F. "Report on Market Performance and Market Monitoring in the Colombian Electricity Supply Industry" Department of Economics. Stanford University. Stanford, CA. 2009.
28. CONTRERAS A., OSORIO C.M., SANCHEZ L. "El Sector Eléctrico Colombiano" Universidad Federal de Río de Janeiro. 2011.
29. DÍAZ CONTRERAS J.A "Comportamiento de generadores en subastas de electricidad en un mercado hidrotérmico: Una aproximación al caso Colombia" Universidad Nacional de Colombia. 2011.
30. BOTERO S., CANO J. "Análisis de series de tiempo para la predicción de los precios de la energía en la bolsa de Colombia". Cuadernos de Economía No. 48. Páginas 163 – 208. Universidad Nacional de Colombia. 2008.
31. AGUILAR A., RODA P., SANCHEZ G. "Informe No. 48 2010". Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. 2010.
32. AGUILAR A., RODA P., SANCHEZ G. "Informe No. 54 2011". Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. 2010.
33. AGUILAR A., RODA P., SANCHEZ G. "Informe No. 58 2011". Comité de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. 2011.
34. DYNER I., FRANCO C.J., ARANGO S. "El Mercado mayorista de electricidad colombiano". Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín. 2008.
35. Unidad de Planeación Minero Energética UPME. "Plan de Expansión de Referencia 2009 – 2023 – Generación y Transmisión". 2009

-
36. Unidad de Planeación Minero Energética UPME. “Plan Preliminar de Expansión de Referencia 2011 – 2025 – Generación y Transmisión”. 2011
 37. Unidad de Planeación Minero Energética UPME. “Una Visión del Mercado Eléctrico Colombiano”. 2004
 38. Ministerio de Minas y Energía. “Elaboración del Estudio para establecer el Marco Conceptual y Metodológico con el fin de valorar económicamente los Márgenes de la cadena de distribución de Combustibles”. 2010.
 39. GARCÍA O. “Valoración de Empresas, Gerencia del Valor y EVA”. 2003.
 40. MORENO, E. “Estrategias Operativas de Compañías de Generación para Mercados de Electricidad de Corto Plazo”, Instituto Tecnológico de Morelia. México. 2007.
 41. BLUMSACK S, PEREKHODTSEV D., LESTER B. “Market Power in Deregulated Wholesale Electricity Markets: Issues in Measurement and the Cost of Mitigation”. The Electricity Journal.. 2002.
 42. BORENSTEIN S., BUSHNELL J., KNITTEL C. “Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures”. University Of California – Energy Institute. 1998.
 43. LARSEN E., DYNER I. “From Planning to Strategy in the Electricity Industry”. Energy Policy 29. Pag. 1145 – 1154. 2001.
 44. CABRERA M., FLOREZ O. “Potential Energy of Water”. IEEE Latin America Transactions. VOI 8. No. 6. 2010.
 45. ARELLANO M.S., SERRA P. “Long terms Contract Auctions and Market Power in Regulated Power Industries”. Energy Policy. 2010.

46. DIAZ F.J. “Optimización de la Operación y Evaluación de la Eficiencia Técnica de una Empresa de Generación Hidroeléctrica en Mercados de Corto Plazo”. Tesis Doctoral. Universidad Nacional de Colombia. 2011.
47. VASQUEZ. P. “Interacción Entre los Mercados Eléctricos a Plazo y los Mercados Eléctrico al Contado: Estudio de los Comportamientos Estratégicos de los Generadores”. Universidad Pontificia de Comillas. España. 2008
48. FINON D., PIGNON V. “Electricity and Long Term Capacity: The Quest for Regulatory Mechanism Compatible With Electricity Market”. Utilities Policy. No. 16. pp. 143 – 148. 2008.
49. DAKHLAOUI A. “Dynamic Games in the Wholesale Market”. Polytechnic Institute of Tunisia. Portugal. 2008.
50. RANGEL L. “Competition Policy and Regulation in Hydro – Dominated Electricity Markets”. Energy Policy. No. 36. pp. 1292 – 1302. 2008.
51. VENTOSA M., RIVIER M., RAMOS A. “Revisión de las Tendencias de Modelado de la Explotación de la Generación en Mercados de Generación Eléctrica”. Universidad Pontificia de Comillas. 2008.
52. STACCHETTI E. “Auction Design for the Colombian Electricity Market”. University of Michigan. 1999.
53. WOLFRAM C. “Strategic Bidding in a Multi – Unit Auction: An Empirical Analysis of Bids To Supply Electricity In England And Wales”. 1997.
54. CRAMTON P., STOFT S. “Colombia Firm Energy Market”. 2006
55. CRAMTON P., “Colombia’s Forward Energy Market”. 2007