

DETERMINACIÓN DEL PODER DE MERCADO PARA LOS GENERADORES EN EL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO

Claudia Patricia Campuzano y Ricardo A. Smith
Posgrado en Aprovechamiento de Recursos Hidráulicos
Escuela de Geociencias y Medio Ambiente, Facultad de Minas
Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín
cpcampuz@yahoo.com.mx

Recibido para evaluación: 4 Septiembre de 2002 / Aceptación: 13 de Noviembre de 2002 / Recibida versión final: 20 de Noviembre de 2002

RESUMEN

La industria de la electricidad ha experimentado importantes reformas en cuanto a su estructura de propiedad, buscando siempre la evolución del mercado hacia la libre competencia. Sin embargo, en un sistema competitivo los agentes buscan maximizar sus beneficios, pero dependiendo de las condiciones del mercado, es posible que alguno o algunos de los agentes, de manera esporádica o permanente pueda ejercer poder de mercado.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha expedido resoluciones que promulguen una sana competencia en todas las actividades del mercado, evitando el desarrollo de posiciones dominantes o poder de mercado. Sin embargo, con respecto a los límites de participación en el mercado colombiano no es claro cómo se determinaron esos límites ni las razones para su posterior modificación. Tampoco es claro cuál o cuáles deben ser los procedimientos metodológicos para determinar los límites de participación en el mismo.

Se propuso entonces una investigación que desarrollara aspectos metodológicos que permitieran analizar el poder de mercado en el caso colombiano. El uso de estas metodologías por parte del ente regulatorio permitiría igualmente definir de manera objetiva los límites de propiedad que incentivarían una sana competencia en el mercado eléctrico colombiano.

La investigación se desarrolló mediante dos herramientas de uso potencial en este análisis como son la Teoría de Juegos y la Dinámica de Sistemas, teniendo en cuenta el análisis de los diferentes agentes generadores que están enmarcados dentro del sector eléctrico colombiano y que pueden tener poder de mercado bajo consideraciones de un entorno dinámico, turbulento y cambiante del sistema.

PALABRAS CLAVES: Poder de Mercado, Posiciones Dominantes, Generación de Energía Eléctrica, Sector Eléctrico Colombiano, Dinámica de Sistemas, Teoría de Juegos, Competencia, Regulación.

ABSTRACT

Colombian electric sector was restructured in 1994 introducing a market structure and allowing private participation. In this new market scheme each participant tries to maximize its own utility function. Depending on the market conditions some of the participants could develop and exert, in a permanent or sporadic way, market power.

The Colombian Regulatory Commission (CREG) has established a complex regulatory framework trying to guarantee a competence environment in different activities of the electricity market, and to avoid the developing of power market. The main rule associated with market power control establish a limit in electric generation capacity ownership. It is not clear what this limit should be in the case of Colombia. It is also not clear what methodology should be used to determine those limits.

In this work a methodology is proposed that allows to estimate power market. The use of this methodology by the regulator will allow to define in a more adequately form the capacity generation property limits in the Colombian electric market.

KEY WORDS: Market Power, Dominant Positions, Generation of Electric Energy, Colombian Electric Sector, Dynamic of Systems, Games Theory, Competition, Regulation.

1. INTRODUCCIÓN

El sistema energético colombiano presenta características especiales y diferentes a otros países; características como alta componente hidráulica, baja regulación hidráulica y gran varianza hidrológica que hacen vulnerable el sistema ante eventos extremos de baja afluencia hidrológica. Bajo estas condiciones del sistema y debido a que en un sistema competitivo los agentes buscan maximizar sus beneficios, pero dependiendo de las condiciones del mercado, es posible que alguno o algunos de los agentes, de manera permanente o de manera esporádica pueda tener poder de mercado. Este poder de mercado se podrá ver reflejado en los beneficios que este agente particular pueda obtener, en detrimento de los intereses de los usuarios finales.

De diferentes formas y bajo diferentes circunstancias, un agente puede ejercer poder de mercado, si lo tiene, y obtener beneficios, de tal forma que sea rentable ejercerlo. El poder de Mercado se puede definir, como la habilidad que tiene un agente para influir de manera sostenible en los precios de un mercado en un área geográfica particular, aumentando su rentabilidad.

Es preciso recordar que uno de los objetivos que busca el proceso de desregulación del mercado en Colombia, es promover la creación de un mercado nacional competitivo para mejorar la eficiencia; al presentarse agentes en el mercado con posición dominante o con poder de mercado, estas intenciones podrían verse amenazadas.

En el caso del SEC se podrían presentar tres tipos de poder de mercado; el poder de mercado vertical, el horizontal, y el poder de mercado espacial. El primero podría presentarse cuando una planta generadora controla las redes de transmisión y distribución; el segundo, cuando existe concentración de propiedad o control de cualquier actividad simple; y el último podría presentarse por embotellamiento en la red de transmisión, que obliga a algunos agentes a generar, a pesar de su poca eficiencia. Esto implica que un generador de energía puede ser un generador dominante en un área geográfica particular, y por lo tanto, ejerza su poder de mercado en esa área.

2. ANTECEDENTES

En Colombia, como en la mayoría de los países, la prestación de los servicios públicos de electricidad ha

sufrido una evolución importante, a través de los años, en cuanto al carácter mismo de la propiedad de la organización empresarial.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que tiene, entre otras, las funciones de establecer las reglas del juego del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de tal manera que se garanticen las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente y promover la evolución gradual del mercado hacia la libre competencia, ha expedido varias regulaciones para incentivar la competencia en el mercado tales como:

- Resolución 056/94: Establece la separación de actividades en las empresas del Sector Eléctrico.
- Resolución 083/96: Establece límites en la participación en las diferentes actividades del mercado.
- Resolución 128/98: Amplía el límite para la actividad de generación del 20% al 25% de la capacidad efectiva total del Sistema Interconectado Nacional – SIN.
- Resolución 042/99: Modifica el límite para la participación en el mercado de los agentes generadores al 25% de la capacidad nominal del SIN.
- Resolución 048/99: Establece la franja de potencia en 2733 MW para 1999, para determinar la participación de los generadores en el SIN.

De las anteriores regulaciones se puede ver que la CREG inicialmente estableció que para el caso colombiano deben existir por lo menos cuatro generadores, sin importar el carácter de las empresas que participen. Por esta razón se ha establecido como regla que ninguna empresa de generación pueda poseer más del 25% de la capacidad instalada existente, porcentaje que se incremento del 20% originalmente propuesto, el cual parecía ser un valor mucho más sensato, de acuerdo a los resultados obtenidos en esta investigación. En Inglaterra, por ejemplo, buscando estos mismos fines, se logró que los dos mayores generadores vendieran una cantidad de activos equivalente a un 10% de la capacidad del sistema (6GW).

En el caso colombiano, existen problemas relacionados con la evolución y el manejo del sector eléctrico que preocupan y que merecen ser analizados cuidadosamente. Una de las inquietudes a responder en esta investigación: ¿es conveniente que un agente posea el 25% de la capacidad instalada del sistema eléctrico colombiano?

3. PODER DE MERCADO

En los mercados deregulados de energía una de las preocupaciones del ente regulador para que el servicio se preste eficientemente, es la posibilidad de que algunos de los agentes generadores puedan manipular o controlar el precio del mercado fuera de los niveles competitivos, aunque solo sea en cortos períodos de tiempo, lo cual genera posición dominante o poder de mercado por parte de los agentes.

El ejercicio del poder de mercado se presenta bajo muchas variantes y no solo involucra la capacidad de generación de los generadores, si no también las restricciones de la red de transmisión, que hacen que dadas las condiciones en una determinada área operativa del sistema, un agente pueda ejercer poder de mercado en esta.

Para modelar el ejercicio de poder de mercado se han utilizado varios modelos para acercarse al tema, como el análisis de concentración, el uso de modelos de oligopolio y simulaciones detalladas de producción.

Los índices de concentración han sido desarrollados como un intento de contener el total de las participaciones de todas las firmas en un solo indicador. El índice de Hirschman-Herfindahl (comúnmente llamado el HHI) ha ganado alguna popularidad. El HHI se define como la suma de los cuadrados de las participaciones de las firmas en porcentaje en el mercado.

$$HHI = \sum (\% \text{ de participación de la empresa } i)^2$$

AGENTE PROPIETARIO	HIDRÁULICA	TÉRMICA	TOTAL	% (1)	(%) ²
Bioaise (2)	0.00	1.60	1.60	0.01	0.00
Cedelca	33.35	0.00	33.35	0.27	0.07
Cedenar	28.33	0.00	28.33	0.23	0.05
Cet	9.00	0.00	9.00	0.07	0.01
Chb	540.00	0.00	540.00	4.29	18.42
Chec	209.20	51.00	260.20	2.07	4.28
Chidral s.a	74.00	29.00	103.00	0.82	0.67
Chivor	750.00	0.00	750.00	5.96	35.54
Corelca	0.00	302.00	302.00	2.40	5.76
Eade	15.10	0.00	15.10	0.12	0.01
Ebsa	0.00	314.00	314.00	2.50	6.23
Eepm	1,720.95	287.00	2,007.95	15.96	254.74
Electrohuila	4.35	0.00	4.35	0.03	0.00
Electrolima	52.80	0.00	52.80	0.42	0.18
Emcali	0.00	233.00	233.00	1.85	3.43
Emgesa	2,274.00	222.00	2,496.00	19.84	393.63
Epsa	777.80	210.00	987.80	7.85	61.65
Essa	17.20	151.00	168.20	1.34	1.79
Flores	0.00	150.00	150.00	1.19	1.42
Flores 2	0.00	99.00	99.00	0.79	0.62
Flores 3	0.00	150.00	150.00	1.19	1.42
Generar	19.40	0.00	19.40	0.15	0.02
Ingenio del cauca (2)	0.00	20.00	20.00	0.16	0.03
Ingenio providencia (2)	0.00	1.60	1.60	0.01	0.00
Isagen	1,410.00	285.00	1,695.00	13.47	181.53
Merilétrica	0.00	159.00	159.00	1.26	1.60
Occidental de colombia (2)	0.00	39.00	39.00	0.31	0.10
Proeléctrica	0.00	90.00	90.00	0.72	0.51
Proenca (2)	0.00	1.90	1.90	0.02	0.00
Tebsa	0.00	875.00	875.00	6.96	48.37
Termocandelaria	0.00	300.00	300.00	2.38	5.69
Termocartagena	0.00	176.00	176.00	1.40	1.96
Termopiedras	0.00	3.00	3.00	0.02	0.00
Urrá	340.00	0.00	340.00	2.70	7.30
Termotasajero	0.00	155.00	155.00	1.23	1.52
Total	8,275.48	4,305.10	12,580.58	100.00	1,039

TABLA 1.
Índice HHI para el mercado de la energía eléctrica en Colombia.

Aplicando la definición anterior, del cálculo se obtiene:
HHI = 1039

Se puede considerar que un HHI debajo de 1000 constituye un oligopolio débil, mientras que encima de 1800 constituye un oligopolio fuerte. Estos valores han sido obtenidos por distintos investigadores, a través del seguimiento de distintos mercados oligopólicos, observando su funcionamiento real y estudiando sus resultados a lo largo del tiempo.

Una expresión vinculada que da una interpretación más intuitiva es el llamado número equivalente, que se define como:

$$\text{Número Equivalente} = 10000 / \text{HHI}$$

En este caso el Número Equivalente sería:

$$\text{Número Equivalente} = 10000 / 1039 = 9.6$$

Este número indicaría que la estructura del mercado representa la acción de casi 10 firmas iguales con una participación del mercado de cada una del orden del 10%, esto es con una capacidad instalada de alrededor de 1258 MW.

En función de los resultados obtenidos, se podría pensar que la estructura del mercado de generación de energía en Colombia presenta unas características de oligopolio moderado muy cercanas al oligopolio débil, donde podría ser fácil que alguno de los agentes tenga la posibilidad de ejercer poder de mercado. Esto es mirando el sistema como un único nodo, sin considerar las restricciones del sistema.

Otro índice comúnmente utilizado para evaluar la concentración en el mercado se indica por la suma de las participaciones de las cuatro mayores empresas. Esta tasa de concentración ayuda a describir el grado de poder de mercado que poseen las firmas líderes, aunque el grado de participación entre las cuatro primeras puede ser muy diferente.

Si se aplica esto al sector de generación de Colombia se obtiene:

$$19.84 + 15.96 + 13.47 + 7.85 = 57,12\%$$

Este valor implica un resultado similar al índice HHI, el mercado es un oligopolio pero con una estructura moderada, pues las cuatro empresas principales concentran el 57% de la oferta, quedando una porción

del orden del 43% del mercado conformada por muchos agentes, lo cual permite un grado considerable de competencia.

Otra manera de medir los resultados de un mercado, es el denominado margen Precio-Costo. En un modelo estándar de competencia oligopólica simétrica tipo Cournot, este margen se determina como:

$$\frac{P - C_M}{P} = \frac{1}{n\varepsilon} = \frac{\text{HHI}}{\varepsilon}$$

Donde P es el precio, CM es el costo marginal del mercado, ε es la elasticidad de la demanda-precio del mercado, y n es el número de empresas idénticas de generación.

La expresión involucra la elasticidad de la demanda del mercado y el grado de competencia determinado a través del índice HHI. Se pueden obtener algunos resultados analizando la influencia de la elasticidad en el mercado, ya que con elasticidades muy bajas, el precio puede incrementarse por encima del costo marginal. Además, si consideramos un valor de la elasticidad de 0.3 y utilizamos el valor del índice HHI, obtenemos una relación del 35% aproximadamente, la cual puede ser significativa.

Como complemento a los índices de concentración analizados, se pueden utilizar los modelos clásicos de Cournot y Bertrand, utilizados para estudiar prácticas anticompetitivas en mercados con características oligopólicas, los cuales son descritos en el numeral 3.2.

3.1. Dinámica de sistemas

En el nuevo ambiente de competencia del Sector Eléctrico Colombiano, los agentes tienen la posibilidad de actuar de acuerdo con sus propios intereses y la reglamentación existente. En este contexto, los cambios en la regulación pueden ser determinantes sobre su comportamiento (Helm, 1994). El comportamiento podría verse reflejado en el desarrollo del mercado y las normas que lo rigen. Por lo tanto en el proceso de toma de decisiones es esencial el conocimiento de las alternativas disponibles y sus consecuencias probables. De ahí la importancia de contar con instrumentos para la elección de dichas alternativas y para simular el comportamiento de los agentes bajo diversas consideraciones.

La simulación, desde el punto de vista del modelamiento del comportamiento, permite capturar esa dinámica del sistema; por esto los modelos en Dinámica de Sistemas forman parte de las herramientas de simulación que permiten analizar alternativas y efectuar análisis de sensibilidad para observar comportamientos de los sistemas bajo consideraciones establecidas.

El primer paso consiste en modelar la operación del sistema eléctrico colombiano identificando los elementos y variables que interactúan dentro del sistema, así como de la forma en que se relacionan, con el fin de definir la

dinámica y funcionamiento de cada una de las partes que lo conforman. Así, se definen los elementos fundamentales de la plataforma de modelamiento, los cuales intercambian información como lo muestra el diagrama causal de la Figura 1.

La determinación de posiciones dominantes, se hace mediante escenarios, los cuales se realizarán analizando el porcentaje de veces en las cuales un agente se hace necesario para que el sistema pueda satisfacer la demanda de energía.

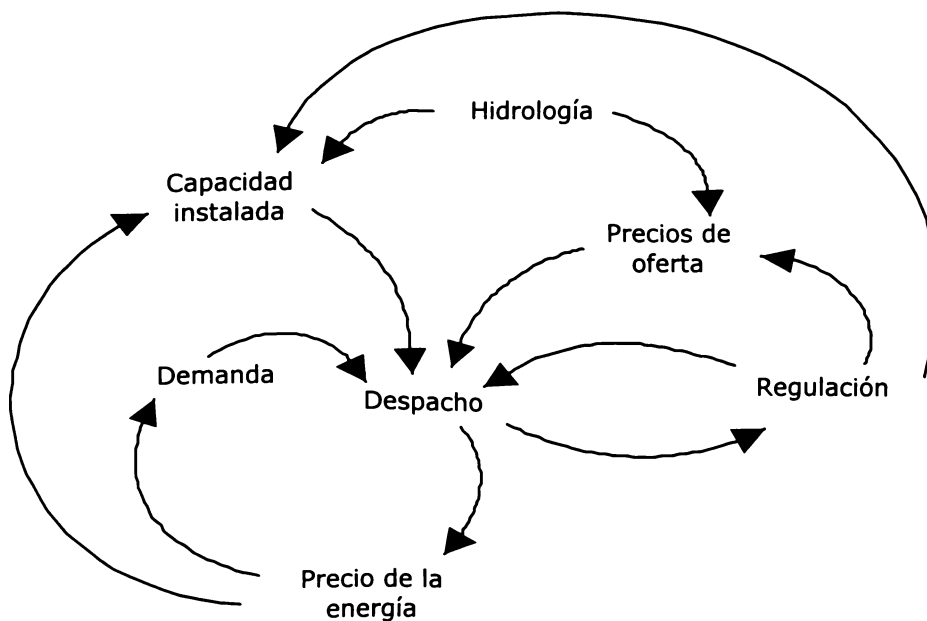


FIGURA 1.
Relación entre los módulos de la plataforma

El período de simulación es de 60 meses (4 años), los cuales corresponden al período comprendido entre 1996 y 2000.

3.1.1. *Análisis para el Sistema Ideal*

Inicialmente se realizaron análisis para el sistema tomando este como un sistema ideal sin restricciones, además contando con agentes hipotéticos que poseen

diferentes combinaciones de capacidad instalada. La Tabla 2 presenta los resultados obtenidos para un agente que posee una participación total del 25% de la capacidad instalada del sistema, dicho valor es la suma de los porcentajes de capacidad hidráulica, capacidad térmica a gas y capacidad térmica a carbón del agente. Adicionalmente, la Tabla 3 presenta los resultados obtenidos para un agente que posee una participación total del 20% de la capacidad instalada del Sistema.

TABLA 2. Resultados para un Agente Hipotético con capacidad igual al 25% de la capacidad instalada del Sistema

Componente Agente				# Veces Necesario	%	Componente Agente				# Veces Necesario	%
% HCA	% TCA GAS	% TCA CARB				% HCA	% TCA GAS	% TCA CARB			
25	0	0		21	35%	19	1	5		9	15%
24	1	0		21	35%	18	7	0		9	15%
24	0	1		21	35%	18	0	7		6	10%
24	0.5	0.5		21	35%	18	3.5	3.5		8	13%
23	2	0		21	35%	18	4	3		8	13%
23	0	2		20	33%	18	3	4		7	12%
23	1	1		21	35%	18	5	2		8	13%
23	1.5	0.5		21	35%	18	2	5		7	12%
23	0.5	1.5		20	33%	18	6	1		8	13%
22	3	0		19	32%	18	1	6		6	10%
22	0	3		17	28%	17	8	0		7	12%
22	1.5	1.5		17	28%	17	0	8		5	8%
22	2	1		18	30%	17	4	4		5	8%
22	1	2		17	28%	17	5	3		5	8%
21	4	0		14	23%	17	3	5		5	8%
21	0	4		10	17%	17	6	2		5	8%
21	2	2		12	20%	17	2	6		5	8%
21	3	1		13	22%	17	7	1		6	10%
21	1	3		11	18%	17	1	7		5	8%
21	2.5	1.5		13	22%	16	9	0		5	8%
21	1.5	2.5		12	20%	16	0	9		4	7%
20	5	0		10	17%	16	4.5	4.5		5	8%
20	0	5		10	17%	16	5	4		5	8%
20	2.5	2.5		10	17%	16	4	5		4	7%
20	3	2		10	17%	16	6	3		5	8%
20	2	3		10	17%	16	3	6		4	7%
20	4	1		10	17%	16	7	2		5	8%
20	1	4		10	17%	16	2	7		4	7%
19	6	0		10	17%	16	8	1		5	8%
19	0	6		8	13%	16	1	8		4	7%
19	3	3		10	17%	12	8	5		2	3%
19	4	2		10	17%	10	10	5		0	0%
19	2	4		10	17%	5	10	10		0	0%
19	5	1		10	17%						

Como puede observarse en la Tabla 2, el porcentaje de capacidad hidráulica que posee el agente es un factor determinante en el análisis, ya que a medida que disminuye el valor de este porcentaje, el agente se va haciendo menos necesario para el sistema. También puede observarse que incluso para porcentajes del 25% que incluyen una participación hidráulica del 17%, se presenta una probabilidad considerable de la necesidad del agente por parte del sistema.

Al igual que en la Tabla 2, en la Tabla 3 puede observarse que el porcentaje de capacidad hidráulica que posee el agente es un factor determinante en el análisis, además

de que incluso para porcentajes del 20% que incluyen una participación hidráulica del 17%, también se presenta una probabilidad considerable de necesidad del agente por parte del sistema.

Se realizaron análisis para porcentajes de participación de 18%, 17% y 15%, sin embargo se observó que los análisis para 15% y 17% no presentan valores de necesidad significativos, por lo tanto se podría decir que según los análisis realizados, porcentajes entre el 18% y el 20% presentan valores de necesidad del agente más considerables.

Componente Agente					Componente Agente				
% HCA	% TCA GAS	% TCA CARB	# Veces Necesario	% Necesidad	% HCA	% TCA GAS	% TCA CARB	# Veces Necesario	% Necesidad
20	0	0	10	17%	15	5	0	4	7%
19	1	0	8	13%	15	0	5	3	5%
19	0	1	8	13%	15	2.5	2.5	4	7%
19	0.5	0.5	8	13%	12	8	0	2	3%
18	2	0	6	10%	12	0	8	1	2%
18	0	2	5	8%	12	4	4	1	2%
18	1	1	5	8%	10	10	0	0	0%
17	3	0	5	8%	10	0	10	0	0%
17	0	3	5	8%	10	5	5	0	0%
17	1.5	1.5	5	8%	5	15	0	0	0%
16	4	0	4	7%	5	0	15	0	0%
16	0	4	4	7%	5	7.5	7.5	0	0%
16	2	2	4	7%					

TABLA 3.
Resultados para un Agente Hipotético con capacidad igual al 20% de la capacidad instalada del Sistema

3.1.2. Análisis por Áreas operativas

Luego se realizó el análisis teniendo en cuenta las áreas operativas del sistema. Como la distribución de las áreas operativas varía de acuerdo a las restricciones que se presentan en el SIN, para el modelo asumiremos la siguiente distribución:

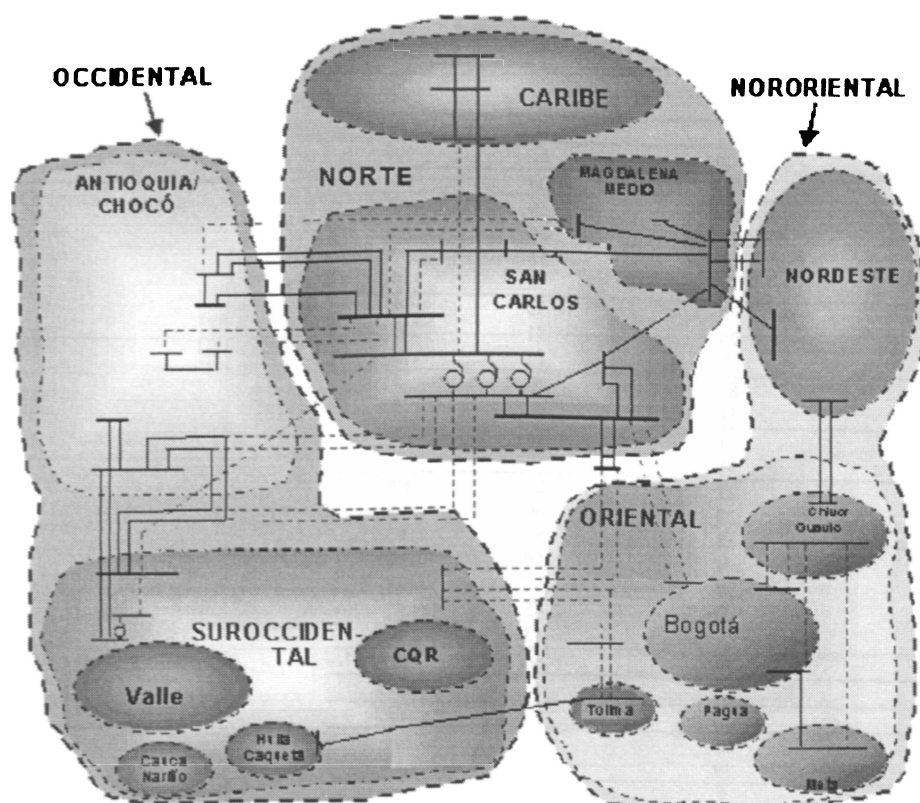


FIGURA 2.
Áreas Operativas del SIN

Observando los resultados presentados en las Tablas 4, 5 y 6, se puede ver que las áreas operativas del sistema muestran una clara posibilidad de algunos agentes para ejercer poder de mercado local, debido a que presentan un dominio total o casi total del área y/o subárea donde se encuentran localizadas sus plantas, tal es el caso de Empresas Públicas de Medellín, CHB, CHEC, Urrá, Corelca, Tebsa, Isagen, Electrolima y Emgesa.

Sin embargo, dadas las condiciones del sistema y sus restricciones, solo aquellos agentes que poseen dominio total del área o subárea podrían aumentar sus precios de oferta y obtener de esta manera mayores beneficios.

La CHEC es el único agente que posee una marcada necesidad dentro de la subárea CQR donde se encuentran localizadas sus plantas, ya que aproximadamente un 98%

de veces se hace necesario para esta, por lo tanto tiene una alta posibilidad de ejercer poder de mercado.

El aumento de capacidad instalada de algunos agentes aumenta su porcentaje de participación dentro de las áreas y subáreas, haciéndolas más susceptibles al ejercicio del poder de mercado por parte de algunos de ellos.

El trabajo de Jaramillo (2001), corrobora el hecho de que agentes como Empresas Públicas de Medellín, Emgesa y Corelca, poseen una alta de posibilidad de ejercer poder de mercado. Según el análisis de Jaramillo, debido a que las plantas de las dos primeras poseen un CIRA bajo y deben ser despachadas por méritos y las plantas de la tercera, poseen un CIRA alto y deben ser despachadas por restricciones eléctricas.

TABLA 4.
Resultados para el análisis de los agentes por subáreas

SUBÁREA	AGENTE	% del agente en la capacidad instalada del subárea	# de Veces Necesario	% Necesidad
Antioquia	EPM	100	60	100
Huila - Caquetá	CHB	99	60	100
	Electrohuila	1!	60	100
Cauca - Nariño	Cedenar	58	60	100
	Cedelca	42	40	67
Valle del Cauca	EPSA	58	40	67
	Emcali	18	35	58
	Termovalle	16	37	62
	Chidral	8	36	60
Caldas – Quindío – Risaralda CQR	CHEC	82	59	98
	Termodorada	18	7	12
Córdoba - Sucre	No hay	0	0	0
Cerromatoso	Urrá	100	60	100
Guajira – César – Magdalena GCM	Corelca	100	60	100
Bolívar	Termocandelaria	50	59	98
	Termocartagena	30	60	100
	Proeléctrica	16	58	97
	Electribol	6	55	92
Atlántico	Tebsa	64	59	98
	Flores	29	51	85
	Elctranta	7	15	25
San Carlos	Isagen	82	5	8
	EPM	18	1	2
Magdamed	EPM	51	0	0
	Isagen	49	0	0
Nordeste	ESSA	21	60	100
	EBSA	19	60	100
	Merieléctrica	18	57	95
	Tasajero	18	59	98
	Sochagota	17	57	95
	Isagen	5	45	75
	CENS	2	43	72
Meta	Ecopetrol	100	60	100
Bogotá	EMGESA	100	60	100
Pagua	EMGESA	100	60	100
Chivor - Guavio	EMGESA	61	29	48
	Chivor	39	29	48
Tolima	Termopiedras	5	0	0
	Electrolima	95	0	

AREA	AGENTE	% en la capacidad instalada	# Veces Necesario	% Necesidad
Antioquia - Chocó	EPM	100	60	100
Suroccidente	EPSA	35	60	100
	CHB	24	60	100
	Emcali	11	60	100
	CHEC	10	60	100
	Termovalle	10	60	100
	Chidral	5	60	100
	Termodorada	2	60	100
	Cedenar	2	60	100
	Cedelca	1	60	100
	Electrohuila	0.2	60	100
Caribe	Urrá	100	60	100
Caribe 2	Tebesa	36	60	100
	Corelca	19	42	70
	Flores	16	51	85
	Termmocandelaria	12	30	50
	Termocartegena	7	35	58
	Elctranta	4	30	50
	Proeléctrica	4	31	52
	Electribol	1	30	50
San Carlos	Isagen	82	5	8
	EPM	18	1	2
Magdalena Medio	EPM	51	0	0
	Isagen	49	0	0
Nordeste	ESSA	21	60	100
	EBSA	19	60	100
	Merieléctrica	18	57	95
	Tasajero	18	59	98
	Sochagota	17	57	95
	Isagen	5	45	75
	CENS	2	43	72
Oriental	EMGESA	87	60	100
	Chivor	22	58	97
	Ecopetrol	2	51	85
	Electrolima	2	51	85
	Termopiedras	0.1	50	83

TABLA 5.
Resultados para el análisis de los agentes por áreas

ÁREA GLOBAL	AGENTE	% del agente en la capacidad instalada del área global	# Veces Necesario	% Necesidad
OCCIDENTAL	EPM	41%	60	100%
	EPSA	21%	60	100%
	Electrohuila	15%	60	100%
	CHB	15%	60	100%
	Emcali	6%	60	100%
	CHEC	6%	60	100%
	Termovalle	6%	60	100%
	Chidral	3%	60	100%
	Termodorada	1%	60	100%
	Cedenar	1%	60	100%
	Cedelca	1%	60	100%
NORTE	Isagen	33%	55	92%
	Tebsa	18%	53	88%
	EPM	10%	52	87%
	Corelca	10%	52	87%
	Flores	8%	52	87%
	Urrá	7%	36	60%
	Termocandelaria	6%	36	60%
	Termocartagena	4%	46	77%
	Electranta	2%	35	58%
	Proeléctrica	2%	43	72%
NORORIENTAL	Electribol	1%	35	58%
	EMGESA	59%	60	100%
	Chivor	18%	60	100%
	ESSA	4%	58	97%
	EBSA	4%	58	97%
	Merilétrica	4%	58	97%
	Tasajero	4%	58	97%
	Sochagota	4%	58	97%
	Ecopetrol	2%	58	97%
	Electrolima	1%	58	97%
	Isagen	1%	58	97%
	CENS	0.4%	57	95%
	Termopiedras	0.1%	57	95%

TABLA 6.

Resultados para el análisis de los agentes por áreas globales.

3.2. Teoría de Juegos

La teoría tradicional de juegos centra su atención en la determinación de la existencia y unicidad de equilibrios estáticos de Nash. Actualmente la teoría de juegos intenta comprender el comportamiento de los individuos en un contexto dinámico y para ello ha desarrollado metodologías y herramientas que permiten modelar situaciones de conflicto entre jugadores racionales.

Para estudiar el equilibrio de un mercado como el eléctrico, la microeconomía ha desarrollado modelos que permiten predecir el comportamiento de los distintos agentes del mercado para llegar a un equilibrio, estos modelos hacen referencia a la Competencia Perfecta, el Monopolio y el Oligopolio.

Los juegos de Cournot y de Bertrand constituyen las herramientas clásicas de análisis utilizadas por los economistas que trabajan en Organización Industrial. En juegos de Cournot se supone que los participantes (en nuestro caso los generadores) ofrecen cantidades de su producto y el mercado determina el precio. Para juegos de Bertrand los participantes ofrecen precios de sus productos y el mercado determina las cantidades. Se supone que en juegos de Bertrand uno sólo de los oferentes puede saturar el mercado; esta hipótesis no es realizable en mercados eléctricos donde se parte de la suposición de que un solo generador no puede satisfacer toda la demanda, razón por la cual los mercados eléctricos se estudian mediante juegos de Cournot (Campo, 1999).

El equilibrio de Nash es un esquema de estrategias, tal

que la estrategia de cada jugador es una respuesta óptima a las estrategias de los otros jugadores.

Una aproximación a la modelación del ejercicio de poder de mercado en mercados eléctricos es la que sigue la línea presentada por Borenstein y Bushnell (1999), la cual modela los generadores de mayor capacidad como competidores de Cournot, a la vez que incorpora los principales aspectos dinámicos de la competencia en el mercado eléctrico.

Un equilibrio de Cournot-Nash es un conjunto de planes de producción, tal que ninguna empresa puede mejorar sus beneficios modificando unilateralmente su plan de producción. Si resolvemos el caso para un agente i , tenemos que el beneficio de dicho agente será:

$$\pi_i = \sum_{t=1..n} P(q_{it} + q_{-it}) * q_{it} - C(q_{it}) \quad (1)$$

Donde:

π_i = Beneficio del agente i para el tiempo t

q_{it} = Oferta del agente i para el tiempo t , tomando como dada la oferta de los demás agentes estratégicos.

q_{-it} = Oferta de los demás agentes estratégicos para el tiempo t , tomando como dada la oferta del agente i .

$C(q_{it})$ = Función de costos totales del agente i , cuando encara su oferta q_{it}

El equilibrio de Cournot-Nash, se obtiene de la siguiente optimización:

$$\text{Maximizar } \pi_i = \sum_{t=1..n} P(q_{it} + q_{-it}) * q_{it} - C(q_{it}) \quad (2)$$

Sujeto a: $S_{it-1} + I_{it} - q_{it}h = S_{it}$

Donde: $S_{it} \geq m_{it}$

S_{it} = Nivel del embalse del agente i al final del horizonte de planeación

S_{it-1} = Nivel del embalse del agente i al inicio del horizonte de planeación

I_{it} = Influjos del embalse durante el período de planeación

h = Factor de conversión

m_{it} = Niveles mínimos de operación del embalse (por restricciones hidrológicas)

La naturaleza de este concepto es reforzada por un argumento de aprendizaje, los agentes económicos en

un proceso iterativo de ajuste “aprenden” y el resultado del proceso converge al equilibrio de Cournot. La convergencia no es general, sin embargo, para el caso de la producción hidroeléctrica, con una modelación se ha comprobado que el procedimiento de Tatonnement converge (Mondere y Shapley, 1996).

El efecto de incrementar un nivel previo de contratación, es el de aumentar el nivel de producción en equilibrio y por ende, deprimir el precio de corto plazo. En otras palabras, a mayor nivel de contratación menor incentivo a reducir los niveles de producción con la finalidad de inducir un mayor precio de corto plazo, de esta forma los contratos de largo plazo controlan en cierta medida el poder de manipulación de los precios de corto plazo (Allaz y Vila, 1993).

Supongamos el caso de un generador-comercializador que ha vendido una cantidad g en contratos de largo plazo, a un precio predeterminado en k , la utilidad para el agente, será:

$$\pi_i = \sum_{t=1..n} P(q_{it} + q_{-it}) * q_{it} - C(q_{it}) - g(P(q_{it} + q_{-it}) - k)$$

Inicialmente se hace una clasificación de los agentes a estudiar en agentes estratégicos y agentes competitivos. Los agentes estratégicos son aquellos que se supone tienen alguna posibilidad de ejercer poder de mercado, en este se clasificaron los tres agentes que poseen más porcentaje de capacidad instalada en el mercado. Los agentes competitivos son aquellos que se supone no tienen posibilidad de ejercer poder de mercado, son tomadores de precio y se comportan competitivamente.

Los agentes competitivos se representan por una sola curva de oferta, la cual es una función inversa de la demanda $P = f(Q^*)$. Esta curva se construyó utilizando la información histórica de precios de oferta y disponibilidad comercial de estos agentes. Los datos se ordenan y se obtiene una nube de puntos, sobre la cual es posible obtener una regresión para obtener la función de oferta $S(p) = ap$ para la simulación.

Para cada agente estratégico se resuelve el problema de optimización, asumiendo la producción de los otros agentes estratégicos inalterable desde la iteración previa. La optimización se realiza para simular la operación del sistema para un período de 12 meses, en el cual no se

incluyen las restricciones de la red de transmisión. La iteración del modelo se hace mes a mes, hasta que el modelo converge en los planes de producción y se puede determinar un precio único para el sistema.

En las Tablas 7, 8 y 9 se presentan los casos modelados y los resultados obtenidos para cada uno de ellos.

	1997	1998	1999	2000	1997-2000
CASO A	92.70	88.99	78.91	81.20	85.02
CASO B	158.95	146.24	134.24	137.78	144.30
CASO C	128.78	108.16	96.13	99.70	107.19
CASO D	103.59	82.94	73.49	75.36	78.24
CASO E	163.37	159.24	149.58	149.39	155.27
CASO F	118.73	114.10	103.41	105.03	108.80
CASO G	125.75	89.02	78.77	81.03	82.71
CASO H	125.75	89.69	80.74	81.11	82.71
CASO I	115.89	101.60	90.13	92.97	92.91
CASO J	107.23	92.02	82.02	83.86	86.46
CASO K	104.62	88.58	78.69	81.03	84.80
CASO L	168.12	161.97	151.16	151.86	157.69
CASO M	119.31	114.49	104.55	105.42	109.16
CASO N	113.03	87.97	78.55	80.64	82.60
CASO O	123.31	100.72	78.77	81.03	82.71

TABLA 7.
Precios (\$/KWh) obtenidos para los siguientes casos de análisis:

A.	Normal	I.	Capacidad del embalse al 50%
B.	Recursos Hídricos y Aportes Energéticos al 50%	J.	Capacidad del embalse al 75%
C.	Recursos Hídricos y Aportes Energéticos al 75%	K.	Capacidad del embalse al 125%
D.	Recursos Hídricos y Aportes Energéticos al 125%	L.	Capacidad Neta y del Embalse al 50%
E.	Capacidad Neta al 50%	M.	Capacidad Neta y del Embalse al 75%
F.	Capacidad Neta al 75%	N.	Capacidad Neta y del Embalse al 125%
G.	Capacidad Neta al 125%	O.	Tomando el resto como un agente y todos con capacidades iguales
H.	Oligopólicos con Capacidades iguales		

En la Tabla 7 se observa que cuando los recursos hídricos y los aportes energéticos de los agentes oligopólicos son disminuidos, al igual que la capacidad de sus embalses, se presentan precios más altos que para el caso en que se trabaja el sistema con los datos reales, mientras que el precio disminuye para el caso en que estos recursos se aumentan.

El mismo efecto es obtenido cuando se varía la capacidad instalada de los agentes oligopólicos, sin embargo cuando

los agentes oligopólicos tienen la misma capacidad, por lo general, los precios son más bajos que en los casos anteriores.

El precio del mercado disminuye cuando los agentes se encuentran en competencia perfecta, con respecto al caso en que los agentes oligopólicos poseen la misma capacidad instalada, ya que estos son los agentes que pueden influir en el funcionamiento del mercado.

PROMEDIO 1997-2000			
CASO P	109.05	CASO U	85.02
CASO Q	98.13	CASO V	95.35
CASO R	82.71	CASO W	86.60
CASO S	111.66	CASO X	85.02
CASO T	90.99		

TABLA 8.
Precios (\$/KWh) obtenidos para los siguientes casos de análisis:

P.	Capacidad de EPM al 50%
Q.	Capacidad de EPM al 75%
R.	Capacidad de EPM al 125%
S.	Capacidad de EMGESA al 50%
T.	Capacidad de EMGESA al 75%
U.	Capacidad de EMGESA al 125%
V.	Capacidad de ISAGEN al 50%
W.	Capacidad de ISAGEN al 75%
X.	Capacidad de ISAGEN al 125%

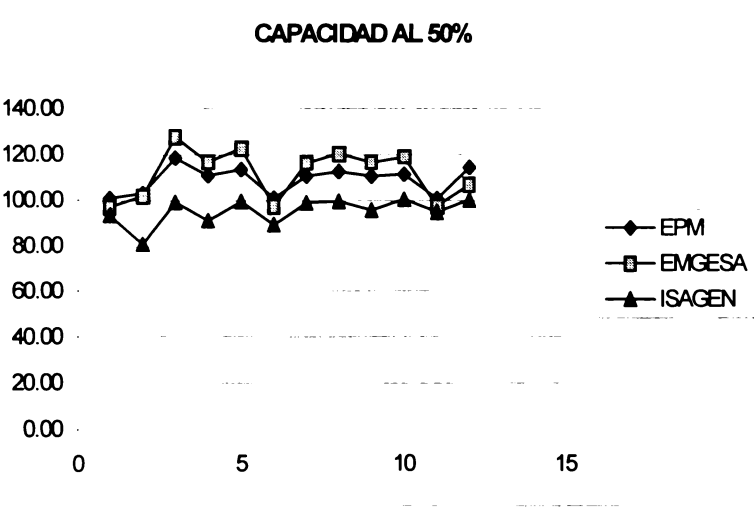


FIGURA 3.
Capacidad al 50%

FIGURA 4.
Capacidad al 75%

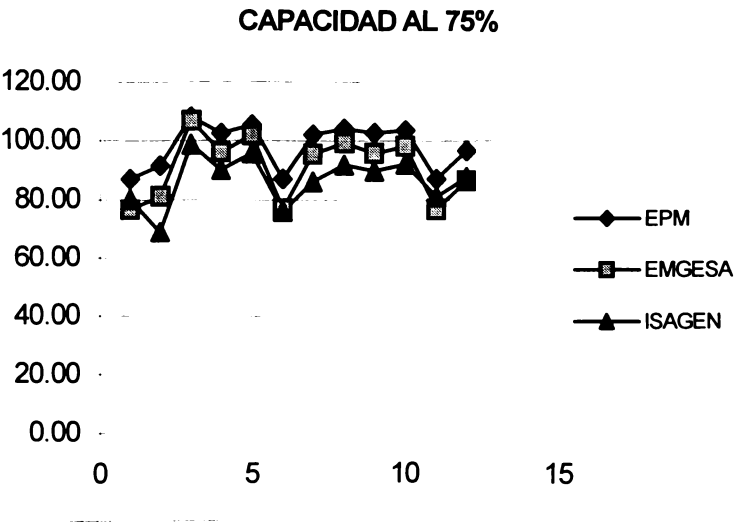
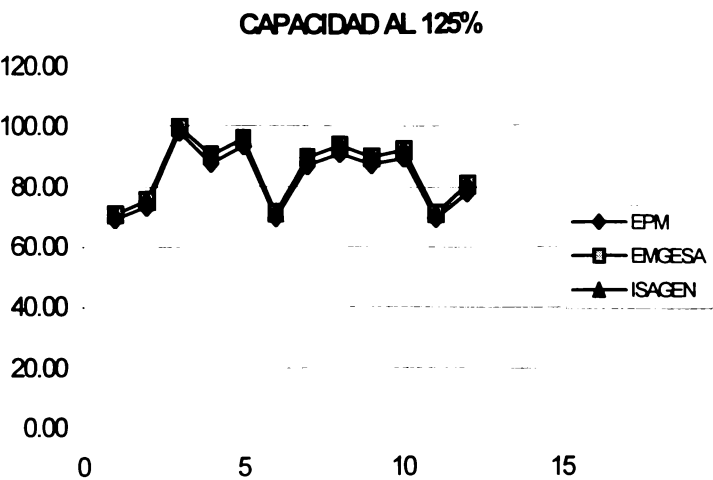


FIGURA 5.
Capacidad al 125%



En la Tabla 8, podemos observar como la variación en las capacidades instaladas de cada uno de los agentes oligopólicos influye en los precios del mercado, presentándose unas diferencias más marcadas entre los precios obtenidos para Emgesa. Además se puede

observar como Emgesa e Isagen sostienen los precios del mercado para el caso en que tienen más del 100% de su capacidad instalada promedia entre 1997 y 2000, mientras que con un aumento del 25% en la capacidad instalada promedia de EPM los precios bajan.

TABLA 9.
Precios (\$/KWh) obtenidos para los siguientes casos de análisis:

Y.	Capacidad de EPM = 15% de la capacidad instalada del sistema
Z.	Capacidad de EPM = 17% de la capacidad instalada del sistema
AA.	Capacidad de EPM = 18% de la capacidad instalada del sistema
AB.	Capacidad de EPM = 20% de la capacidad instalada del sistema
AC.	Capacidad de EPM = 25% de la capacidad instalada del sistema
AD.	Capacidad de ISAGEN = 13% de la capacidad instalada del sistema
AE.	Capacidad de ISAGEN = 15% de la capacidad instalada del sistema
AF.	Capacidad de ISAGEN = 17% de la capacidad instalada del sistema
AG.	Capacidad de ISAGEN = 18% de la capacidad instalada del sistema
AH.	Capacidad de ISAGEN = 20% de la capacidad instalada del sistema
AI.	Capacidad de ISAGEN = 25% de la capacidad instalada del sistema
AJ.	Capacidad de EMGESA = 15% de la capacidad instalada del sistema
AK.	Capacidad de EMGESA = 17% de la capacidad instalada del sistema
AL.	Capacidad de EMGESA = 18% de la capacidad instalada del sistema
AM.	Capacidad de EMGESA = 20% de la capacidad instalada del sistema
AN.	Capacidad de EMGESA = 25% de la capacidad instalada del sistema

PROMEDIO 1997-2000			
CASO Y	89.96	CASO AG	85.02
CASO Z	82.74	CASO AH	85.02
CASO AA	82.71	CASO AI	85.02
CASO AB	82.71	CASO AJ	93.66
CASO AC	82.71	CASO AK	85.66
CASO AD	86.71	CASO AL	85.02
CASO AE	85.02	CASO AM	85.02
CASO AF	85.02	CASO AN	85.02

FIGURA 6.
Cambios de porcentajes de capacidad EMGESA

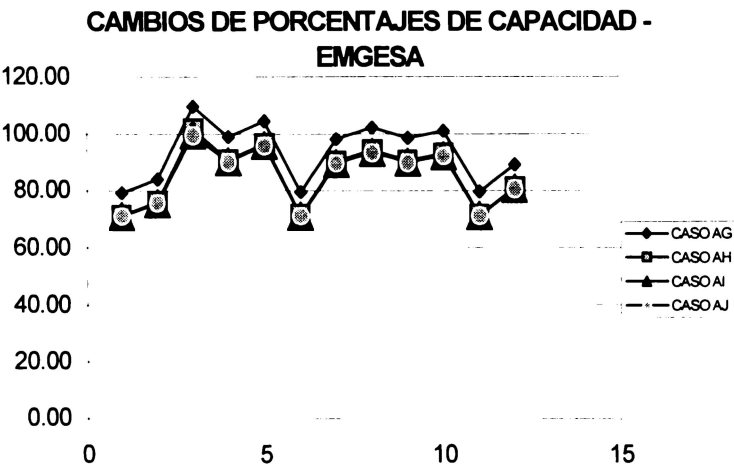


FIGURA 6.
Cambios de porcentajes de capacidad EPM

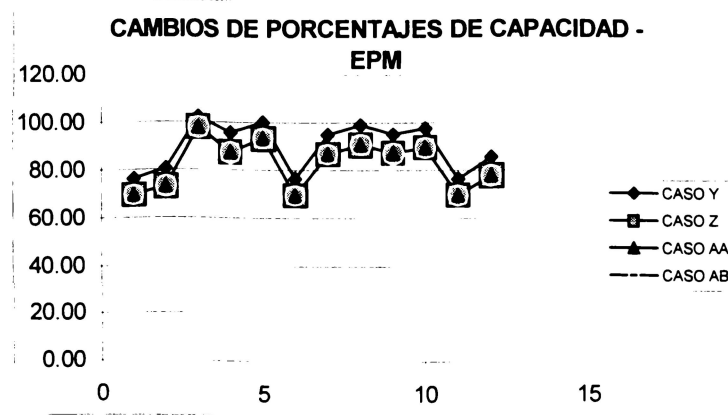
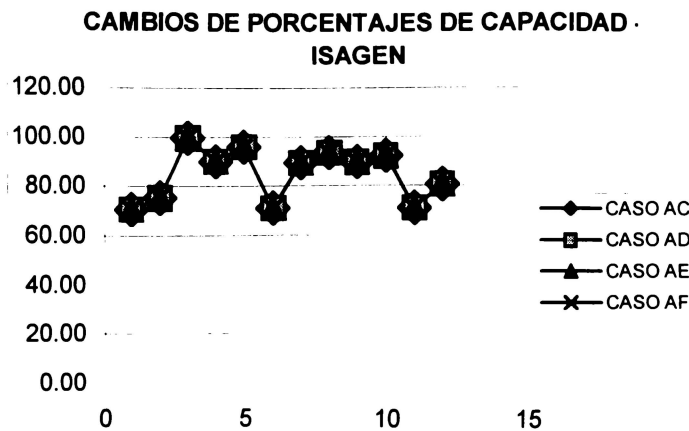


FIGURA 6.
Cambios de porcentajes de capacidad ISAGEN



En la Tabla 9, se observan los resultados de suponer que la capacidad instalada de cada uno de los agentes corresponde a un porcentaje de la capacidad instalada del sistema. Allí puede observarse Epm y Emgesa, obtienen un sostenimiento de los precios desde capacidades instaladas correspondientes al 18% de la capacidad instalada del sistema, mientras que Isagen lo

hace desde una capacidad instalada correspondiente al 13% de la capacidad instalada del sistema.

Ahora se quiere saber que pasa con los precios del mercado cuando los agentes estratégicos tienen parte de su capacidad instalada comprometida en contratos.

PRECIOS DEL MERCADO PARA CONTRATACIÓN DE EPM. ISAGEN Y EMGESA SIN CONTRATACIÓN

% de la Capacidad Instalada del Sistema	% de Contratación sólo de EPM				
	0%	25%	50%	75%	100%
15%	89.96	89.96	89.96	89.96	89.96
18%	82.71	80.77	80.69	80.69	80.69
25%	82.71	79.24	80.44	80.41	80.41

PRECIOS DEL MERCADO PARA CONTRATACIÓN DE ISAGEN. EPM Y EMGESA SIN CONTRATACIÓN

% de la Capacidad Instalada del Sistema	% de Contratación sólo de ISAGEN				
	0%	25%	50%	75%	100%
15%	85.02	85.02	85.02	85.02	85.02
18%	85.02	85.02	85.02	85.02	85.02
25%	85.02	85.02	85.02	85.02	85.02

PRECIOS DEL MERCADO PARA CONTRATACIÓN DE EMGESA. EPM E ISAGEN SIN CONTRATACIÓN

% de la Capacidad Instalada del Sistema	% de Contratación sólo de EMGESA				
	0%	25%	50%	75%	100%
15%	93.66	93.66	93.66	93.66	93.66
18%	85.02	82.69	81.66	81.66	81.66
25%	85.02	76.41	78.82	79.05	79.05

TABLA 10.

Precios (\$/KWh) obtenidos para los casos de análisis que involucran contratación por parte de los agentes estratégicos.

PRECIOS DEL MERCADO PARA CONTRATACIÓN DE LOS TRES AGENTES ESTRATÉGICOS: EPM, ISAGEN Y EMGESA

% de la Capacidad Instalada del Sistema	% de Contratación de los tres agentes estratégicos				
	0%	25%	50%	75%	100%
Normal	85.02	76.94	76.38	76.38	76.38
15%	98.99	98.99	98.99	98.99	98.99
18%	82.71	78.46	76.69	76.69	76.69
25%	94.66	83.44	78.96	70.07	80.82

En la Tabla 10, puede observarse como para el caso en que los agentes estratégicos poseen una capacidad instalada equivalente a un 15% de la capacidad instalada del sistema, los precios del mercado no se ven afectados por el grado de contratación que estos posean, ya que en este caso, ninguno de los agentes estratégicos tiene influencia sobre el mercado, mientras que para el caso en que los agentes estratégicos poseen capacidades instaladas equivalentes al 18% y 25% de la capacidad instalada del sistema, los precios varían, lo cual corrobora que para estos límites de concentración, los agentes estratégicos tienen influencia sobre el precio del mercado.

También puede observarse en la Tabla 10, como a medida que aumenta el grado de contratación de los agentes estratégicos, el precio del mercado disminuye, lo cual es bueno desde el punto de vista del consumidor. Además, a medida que aumenta el grado de contratación de los agentes estratégicos, la influencia de cada uno de estos sobre el precio del mercado se hace menos notoria.

4. CONCLUSIONES

- El Sistema Energético Colombiano presenta características especiales como la alta componente hidráulica, baja regulación hidráulica y gran varianza hidrológica que hacen vulnerable el sistema ante eventos extremos de baja afluencia hidrológica, además, las restricciones de capacidad en producción y transmisión, hacen que el mercado sea vulnerable al ejercicio del poder de mercado por parte de los agentes. Cuando los recursos de los agentes son disminuidos, los agentes aumentan sus precios, aumentando el precio del mercado.
- Las generaciones mínimas de seguridad tienen una gran influencia para que el agente ejerza poder de mercado o no, ya que por ser necesaria esta generación, el agente abusa de ello y aumenta su precio, aumentando así el precio del mercado.
- Las características del sistema como demanda, generación, intercambios de energía, generaciones mínimas, entre otros, han dado lugar a la división el sistema eléctrico colombiano en varias áreas operativas, las cuales se convierten de alguna manera, en mercados separados. La habilidad para generar de un área geográfica a otra, da paso a que los agentes que están dentro de esa área ejerzan poder de mercado local, generando incluso una posición de monopolio en algunas de las áreas.
- De acuerdo a los índices analizados para determinar poder de mercado, la estructura del mercado de generación de energía en Colombia presenta unas características de oligopolio moderado muy cercanas al oligopolio débil, donde es fácil que alguno o algunos de los agentes ejerza poder de mercado.
- El Índice HHI a pesar de que es muy utilizado para determinar poder de mercado en los mercados de electricidad, resulta insuficiente para explicar los avances del poder de mercado debido a su simplicidad teórica y a la medida poco soportable empíricamente de un fenómeno complejo y no lineal como es el comportamiento del mercado de electricidad.
- Los modelos de simulación proporcionan un mayor entendimiento acerca del poder de mercado, ya que ellos toman en cuenta el comportamiento dinámico de los agentes participantes en el mercado, el impacto de la estructura del mercado y la forma de las curvas de demanda y oferta. Además, los modelos de simulación pueden ser usados para medir los impactos del poder de mercado de diferentes políticas de oferta y demanda.
- Con la modelación de los agentes, se pudo determinar que los agentes que poseen porcentajes de la capacidad instalada del sistema inferiores al límite de capacidad establecido por la CREG para que los generadores no ejerzan poder de mercado (25%), pueden ejercer una posición dominante en el mercado, por lo tanto este límite de participación de los agentes no es adecuado para la mitigación del poder de mercado.
- Los análisis realizados en Dinámica de Sistemas revelan que bajo un sistema ideal, los agentes que tengan una capacidad instalada correspondiente al 18% de la capacidad instalada total, se hacen necesarios para el sistema en diferentes períodos de tiempo y por lo tanto, ejercen poder de mercado.
- El análisis realizado mediante las áreas operativas del sistema muestra una clara posibilidad de algunos agentes para ejercer poder de mercado local, debido a que presentan un dominio total o casi total del área y/o subárea donde se encuentran localizadas sus plantas, tal es el caso de Empresas Públicas de Medellín, CHB, CHEC, Urrá, Corelca, Tebsa, Isagen, Electrolima y Emgesa. Sin embargo, dadas las condiciones del sistema y sus restricciones, sólo los que poseen dominio total del área o subárea podrían aumentar sus precios de oferta y obtener de esta manera mayores beneficios. La CHEC es el uno de los agentes que posee una marcada necesidad dentro de la subárea (subárea CQR) donde se encuentran localizadas sus plantas, ya que aproximadamente un 98% de veces se hace necesario para ésta, por lo tanto tiene una alta posibilidad de ejercer poder de mercado. El aumento de capacidad instalada de algunos agentes aumenta su porcentaje de participación dentro de las áreas y subáreas, haciéndolas más susceptibles del ejercicio del poder de mercado por parte de algunos de ellos.
- El grado de contratación de los agentes mitiga en parte el efecto que tienen los agentes sobre el

precio del mercado, ya que a mayor grado de contratación, la influencia sobre el precio del mercado es menor y el precio del mercado disminuye, lo cual beneficia al consumidor final.

- Al igual que Arbeláez (2001) en sus conclusiones, se observó que la aplicación al caso colombiano de modelos dinámicos, suponiendo conjeturas de Cournot, presenta resultados que difieren de los que se obtienen de suponer comportamientos competitivos, es decir, dada la configuración actual del mercado eléctrico colombiano, existe la posibilidad de comportamientos estratégicos por parte de los agentes que les permite ejercer poder de mercado y por lo tanto afectar las condiciones operativas del sistema.

5. RECOMENDACIONES

- Como recomendación, se sugiere que los entes regulatorios hagan revisiones del poder de mercado. Estas revisiones deberían utilizar metodologías como las presentadas en esta investigación e incluir el análisis de subasta y la contratación de los agentes.
- La revisión continua del comportamiento de los agentes teniendo en cuenta especialmente las ofertas en disputa y los comportamientos inusuales o inexplicables del precio, darán paso a las ideas necesarias para las reglas adecuadas de mitigación del poder de mercado de los agentes.
- Las comparaciones de las ofertas de los agentes contra el costo marginal, dan una gran idea acerca del ejercicio del poder de mercado por parte de los agentes. Una firma que frecuentemente oferta precios por encima de su costo marginal, podría estar intentando ejercer poder de mercado. El ente regulador puede hacer un monitoreo de este comportamiento e intentar mitigar ese poder de mercado.
- La observación de los agentes que atienden demandas residuales sobre cualquier período de tiempo, también da estimaciones del alcance que tienen estos agentes para ejercer poder de mercado en períodos sustanciales de tiempo.
- Un punto de partida en el señalamiento del poder de mercado es el reconocimiento de que no todos

de ejercer poder de mercado. Estas políticas podrían señalar casos reales del ejercicio del mismo y no ser simplemente una herramienta para la reducción después de que se presentan precios inconvenientes. El ente regulador necesita identificar los agentes que tienen poder de mercado bajo esas circunstancias particulares y desarrollar reglas apropiadas de mitigación que se apliquen a esos agentes, bajo esas circunstancias particulares.

6. AGRADECIMIENTOS

La Autora principal agradece al Posgrado en Aprovechamiento de Recursos Hidráulicos de la Universidad Nacional de Colombia, Sede Medellín y a PROANTIOQUIA por el apoyo que le han brindado al desarrollo de esta investigación.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Allaz, B y Vila, J. 1993. Cournot Competition, Forwards markets and Efficiency. *Journal of Economic Theory* 59. Pag 1-16.
- Arbeláez, L. E. 2001. Planeación Operativa en Sistemas Eléctricos Desregulados. Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia. Sede Medellín. Facultad de Ciencias Humanas y Económicas. Medellín, Diciembre.
- Arbeláez, L. E. 1999. La Senda óptima. El planeamiento indicativo y el mercado de energía mayorista. CREG. Santafé de Bogotá. Abril.
- Arbeláez, L. E. 1999. La Senda óptima. Los modelos de mínimo costo y el mercado de energía mayorista. III Seminario Internacional de Energía. Santafé de Bogotá.
- Aumann, R y Hart, S. Handbook of Game Theory with Economic Applications. Vol. 1. Capítulo 8: Análisis estratégico de subastas. (Robert Wilson).
- Bailly, H. 1999. Posición Dominante en la actividad de Generación de Energía Eléctrica en Colombia. Diciembre.
- Borenstein, S; Bushnell, J y Knittel, C. 1999. Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures. *The Energy Journal*, Vol. 20, No. 4. IAEE.
- Borenstein, S; Bushnell, J y Knittel, C. 1998. Comments on the Use of Computer Models for Merger Analysis in the Electricity Industry. FERC Docket No PL98-6-00. June.

- Bunn, D; Larsen, E y Vlahos, K. 1994. Complementary Modelling Approaches for analyzing Several Effects of Privatisation on Electricity Investment. *Revista Energética*, No. 10.
- Campo, R. 2000. Programas de Despacho a mínimo costo e identificación de posiciones dominantes. Foro Empresas Públicas de Medellín. Febrero.
- Cardell, J; Hitt, W y Hogan, W. 1997. Market Power and Strategic Interaction in Electricity Power Networks. *Resources and Energy Economics*, Vol. 19. Pp. 1-2.
- CREG. Comisión de Regulación de Energía y Gas. Ministerio de Minas y Energía. República de Colombia.
- Fabra, N. 2001. Market Power in Electricity Markets. Department of Economics. European University Institute. Florence, 24th October
- García, A y Arbeláez, L. 1999. Análisis sobre posible poder de mercado en la bolsa de energía colombiana, IV Conferencia Internacional en Análisis Energético. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Agosto.
- Gardner, R. 1995. Games for Business and Economics. John Wiley & Sons, Inc. Canadá, Estados Unidos de América, pp 119-140, 299-320.
- Green, R. 2000. Competition in Generation: The Economic Foundations. *Proceedings of the IEEE*, Vol. 88, No. 2. Febrero.
- Hogan, W. 1997. A Market Power Model with Strategic Interaction in Electricity Networks. *The Energy Journal*, Vol. 18(4). Pp. 107-142.
- ISA, S.A. E.S.P. Informes de operación de 1996, 1997, 1998, 1999, 2000.
- ISA-CND. 1998. Descripción de las áreas operativas para análisis eléctrico. Documento ISA-UENCND 98-444. Gerencia Centro Nacional de Despacho, Dirección de Servicios complementarios. Medellín, Octubre 15.
- Jaramillo, A. Tesis 2002. La bolsa de energía eléctrica a la luz de la Teoría de Juegos. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias Humanas. Maestría en Economía Energética y de los Recursos Naturales. Medellín.
- Kemplerer, P y Meyer, M. 1989. Supply Function Equilibria in Oligopoly Under Uncertainty. *Econometrica*, Vol. 57. Pp. 1243-1277.
- Mercados Energéticos S.A y PSRI. 2000. Tratamiento de la posición dominante en Mercados Mayoristas de Electricidad. Foro Empresas Públicas de Medellín. Febrero.
- Monderer, D y Shapley, L. 1996. Potential Games. *Games and Economic Behavior*, 14. Pag 124-143.
- Newbery, D. 1998. Competition, Contracts and Entry in the Electricity Spot Market. *Rand Journal of Economics*, Vol. 29. Pp. 726-49.
- Piñeros, M. 2000. Regulación jurídica del concepto de posición dominante en la prestación del servicio de generación de energía. Foro Empresas Públicas de Medellín. Febrero.
- Rassenti, S, Smith, V y Wilson, B. 2001. Demand-Side Bidding will Control Market Power, and Decrease the Level and Volatility of Prices. The University of Arizona. Tucson, Arizona. Febrero.
- Singh, H. 1999. Market Power Mitigation in Electricity Markets. *Game Theory Applications in Electric Power Markets*. IEE Power Engineering Society. New York, Pp 70-77.
- Stacchetti, E. 1999. Auction Design for the Colombian Electricity Market. Universidad de Michigan. Junio.
- Stoft, S. 1999. Using Game Theory to Study Market Power in Simple Networks. *Game Theory Applications in Electric Power Markets*. IEE Power Engineering Society. New York, Pp 33-40.
- Von Der Fehr, N.H y Harbord, D. 1997. Capacity Investment and Competition in Decentralised Electricity Markets. Memorandum No. 27-97, Department of Economics, University of Oslo.
- Von Der Fehr, N.H y Harbord, D. 1998. Competition in Electricity Spot Markets: Weconomic Theory and International Experience, Memorandum No 5, Department of Economics, University of Oslo.
- Williams, E y Rosen, R. 1999. A Better Approach to Market Power Analysis. Tellus Institute. July.
- Wolak, F. 2001. Identification and Estimation of Cost Functions using Observed Bid Data: An Application to Electricity Markets. Working Paper 8191, NBER.