

B
33137

Seguimiento al Mercado de Energía Mayorista en Colombia



Libertad y Orden
República de Colombia

**Superintendencia de
Servicios Públicos Domiciliarios**

903628

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Seguimiento al Mercado de Energía Mayorista en Colombia

Junio 2007

D 115833
334.573

033137

Imprenta Nacional de Colombia

Deposito Legal ☒ No. 1593

Deposito Legal ☐ Donación ☐

Deposito Legal ☐ Compra ☐

Deposito Legal ☐

9/03/08

Elaborado por:

Yeny E. Rodriguez
Directora Técnica de Energía

Guillermo González
Contratista Dirección Técnica de Energía

Luis Alfredo Serrato
Profesional Especializado Dirección Técnica de Energía

Alexis Maluendas
Contratista Dirección Técnica de Energía

Álvaro Barbosa
Contratista Dirección Técnica de Energía

Revisado por:

Evamaria Uribe Tobón
Superintendente de Servicios Públicos

Pablo Roda
Experto Comité de Seguimiento MEM

Gabriel Sánchez
Experto Comité de Seguimiento MEM

Argemiro Aguilar
Experto Comité de Seguimiento MEM

David Alfredo Riaño Alarcón
Superintendente Delegado para Energía y Gas

Diseño e impresión:
Imprenta Nacional de Colombia

ÁLVARO URIBE VÉLEZ
Presidente de la República

EVAMARIA URIBE TOBÓN
Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

JORGE MARTÍN SALINAS RAMÍREZ
Superintendente Delegado de Acueducto, Alcantarillado y Aseo

DENIS LÓPEZ CAMACHO
Superintendente Delegado de Telecomunicaciones

DAVID ALFREDO RIAÑO ALARCÓN
Superintendente Delegado de Energía y Gas

ADRIANA PÉREZ BIFFI
Secretaria General

ÁNGELA PATRICIA ROJAS COMBARIZA
Directora de Entidades Intervinidas y en Liquidación

LUZ MARY PEÑARANDA VILLAMIL
Directora General Territorial

OFICINAS ASESORAS

MARINA MONTES ÁLVAREZ - Jurídica

LUIS FELIPE CARVAJAL ARÉVALO - Informática

ÓMAR URBEA ROMERO - Control Interno

CARLOS ALONSO PLAZAS ROJAS - Planeación

DIRECCIONES TÉCNICAS

MAGDA CAROLINA CORREAL SARMIENTO - Aseo

ANA ROCÍO OSORIO - Acueducto

YENY ESPERANZA RODRIGUEZ RAMOS - Energía Eléctrica

JUAN FELIPE OSPINA URQUILLO - Gas Natural y Licuado de Petróleo

CARLOS ANDRÉS REBELLÓN VILLAN - Telecomunicaciones

DIRECCIONES DE INVESTIGACIONES

CARLOS JOSÉ SEADE CANAL - Telecomunicaciones

MÓNICA ANDREA PÉREZ FERRO - Energía y Gas Combustible

LUZ AIDA BARRETO - Investigaciones Acueducto, Aseo y Alcantarillado

DIRECCIONES ADMINISTRATIVAS

BLANCA LILIA RAMÍREZ CORDOBA ROA - Administrativa

JUAN ANTONIO ROA SÁNCHEZ - Financiera

DIRECCIONES TERRITORIALES

SANDRA PATRICIA RAMOS POLANCO - Centro

ERNESTO JOSÉ CASTRO BERNAL - Norte

MARIO DE JESUS PÉREZ GUTIÉRREZ - Occidente

EVELYN MOLINA - Suroccidente

ÓSCAR JAVIER VANEGAS - Oriente

Junio 2007

Tabla de Contenido

Introducción	7
1. Estructura de un Mercado de Competencia	9
2. Evolución histórica del mercado de energía mayorista.....	11
2.1. Estacionalidad del precio de bolsa	11
2.2. Evolución de los aportes hídricos	12
2.3. Transacciones en contratos y en bolsa	13
2.4. Reconciliaciones.....	14
2.4.1. Reconciliaciones Positivas.....	14
2.4.2. Reconciliaciones Negativas.....	14
2.4.3. Análisis de las Reconciliaciones	14
2.5. Estrategias en la preparación de ofertas.....	18
2.5.1. Comportamiento de las ofertas como proporción del precio de bolsa.....	18
2.5.2. Caracterización de los embalses	20
2.5.3. Test de causalidad de Granger.....	21
3. Análisis de indicadores.....	25
3.1. Precio de bolsa y nivel del embalse.....	25
3.2. Indicador de coincidencias.....	26
3.3. Índice de Lerner.....	30
3.3.1. Resultados del cálculo del Índice de Lerner aplicado a los agentes del MEM	30
4. Perspectivas del seguimiento y el monitoreo	33
5. Conclusiones	33
Bibliografía	35

Introducción

La Superintendencia desde que inicio actividades ha visto al Mercado de Energía Mayorista, MEM, como una de las instancias donde debe enfocar esfuerzos buscando que el comportamiento de los agentes sea acorde a lo establecido en la normativa y por ende que los beneficios de la competencia se trasladen al usuario final.

En el año 2001 la Superintendencia contrató un estudio con la Universidad Nacional para realizar seguimiento al MEM, sin embargo, la actividad de seguimiento y monitoreo no pudo ser establecida dentro de la Entidad. Para el año 2004 se contrató un estudio con los consultores por Brugman y Wolak, que buscaba darle un nuevo enfoque al seguimiento y monitoreo del mercado. Como resultado del mismo se obtuvieron las bases metodológicas para poner en funcionamiento un Comité de Seguimiento del MEM.

Siendo así, en el año 2005 la Superintendencia conformó un grupo de seguimiento interno, con quienes desarrolló indicadores preliminares de seguimiento y una metodología para revisar el comportamiento de los agentes del MEM.

En enero de 2006 la Superintendencia conformó el Comité de Seguimiento del MEM – CSMEM, el cual nace de la necesidad de la Superintendencia de realizar vigilancia y control al mercado de energía de Colombia. El mercado colombiano tiene como característica principal ser un sistema hidrotérmico con capacidad hidráulica del 65% y térmica del 35%; esta condición singular genera que el precio de los agentes dependa fuertemente de condiciones que no se puedan controlar, como la hidrología; lo que produce que en diferentes situaciones algunos agentes puedan tener poder de mercado e incentivo para utilizarlo.

El CSMEM está conformado por tres (3) expertos en áreas de ingeniería y economía, los cuales son apoyados actualmente por dos (2) asistentes en áreas de estadística e ingeniería, este comité es independiente de los agentes y del operador del sistema, lo que brinda una garantía sobre sus apreciaciones cuando tiene que realizar comentarios sobre comportamientos del mercado.

Las funciones generales encomendadas al comité de seguimiento son las siguientes:

- 1) Realizar un monitoreo al mercadeo eléctrico colombiano con el fin de brindar señales oportunas a las Entidades del Gobierno para la revisión de las normas y de esta manera garantizar la eficiencia del mercado.

- 2) Aportar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) y a la CREG en sus funciones de evaluación, seguimiento y regulación del mercado, realizando comentarios a las reglas existentes para posibles ajustes.
- 3) Aportar conocimiento en áreas económicas, de ingeniería y legales sobre el comportamiento del Mercado de Energía Mayorista, MEM.

Como labores específicas es importante mencionar las siguientes:

- 1) Realizar reportes especializados sobre el seguimiento que se hace a las principales variables del MEM.
- 2) Desarrollar indicadores que permitan realizar un seguimiento detallado al MEM.
- 3) Revisar y preparar comentarios sobre las reglas actuales del mercado y las nuevas normas que se estudien para el mercado.
- 4) Brindar alertas sobre posibles comportamientos que puedan ir en contra de la competencia en el mercado eléctrico.

En este orden de ideas, el Comité durante el último año ha realizado el seguimiento y monitoreo al MEM, a partir de indicadores nuevos y ya existentes en la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

En el presente documento se presentan los resultados obtenidos de esta primera experiencia de seguimiento y monitoreo por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos y el Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista - CSMEM, los cuales se han dado a conocer oportunamente a los agentes y al Gobierno y se encuentran publicados en la página web del CSMEM¹.

1. Estructura de un Mercado de Competencia

En un mercado de competencia perfecta ningún agente tiene el poder necesario para influir sobre el precio. Los agentes toman el precio como dado y, a partir de este valor, deciden los niveles de inversión y oferta en el mercado. En un monopolio, en el otro extremo, la empresa enfrenta una curva de demanda negativa, y decide las cantidades y precios donde el ingreso marginal iguala el costo marginal. En los oligopolios, en contraste, no existe un solo equilibrio en la determinación del precio, porque la respuesta óptima de cada agente dependerá del comportamiento estratégico del resto de jugadores.

En teoría económica se han caracterizado una serie de posibles equilibrios en la fijación de precios en oligopolios. El modelo de referencia, atribuido al economista francés Cournot, establece un tipo de competencia por cantidades en el cual cada agente surge al mercado el nivel de producción que optimiza sus ganancias, dado el nivel de oferta de sus competidores. Con este raciocinio, se establece formalmente un modelo en el cual las funciones de reacción de cada jugador definen la cantidad óptima a partir del comportamiento del resto. La intersección de estas funciones define un equilibrio Nash, en el sentido en que en ese punto ningún agente tiene incentivos para modificar su precio, dada la estrategia de sus rivales. En el equilibrio de Cournot el precio del mercado es menor al que establecería un monopolio, pero mayor al de un mercado competido. Entre más agentes conformen el oligopolio, menor será la desviación del precio con respecto al costo marginal.

En el otro extremo se encuentra el equilibrio oligopólico propuesto por Bertrand. En este escenario los agentes compiten con precios y no con cantidades. Cada agente encontrará incentivos para reducir el precio a niveles inferiores de los de su rival porque esta estrategia le permite capturar la totalidad del mercado. Como resultado de esta guerra de precios el único equilibrio posible se da donde el precio iguala el costo marginal y los agentes no obtienen ganancias. Bajo la competencia de Bertrand, entonces, los oligopolios generan los mismos resultados que la competencia perfecta.

Existen modelos alternativos para simular el comportamiento oligopólico. En un escenario de juegos cooperativos, por ejemplo, los agentes pueden hacer acuerdos de precios entre ellos y obtener de esta forma las máximas ganancias posibles del mercado, tal y como lo haría un monopolista. De igual forma se ha caracterizado el esquema de líder y seguidor, en el cual, los agentes con menor poder de mercado esperan que el líder optimice sus precios, para dar respuestas no agresivas y evitar posteriores desenlaces tipo Bertrand.

.....
1. Página web CSMEM: <https://www.superservicios.gov.co/MEM/index.html>.

El MEM en Colombia se comporta como un oligopolio en la medida en que unos pocos agentes pueden influir en el precio de cierre del mercado, tal como se podrá observar en el cálculo del indicador de coincidencias del capítulo 3. Se trata, por otra parte de un oligopolio en un mercado diseñado administrativamente donde la demanda es pasiva y la oferta es activa y ofertada en escalones o bloques cuya dimensión está determinada por el tamaño y la tecnología de las plantas. Wolak² y otros autores han mostrado que bajo esta configuración, aun cuando la competencia entre plantas esté definida en parejas de precios y cantidades, el equilibrio de Cournot es una aproximación del comportamiento real de los agentes.

Si bien este tipo de competencia es razonable y existe soporte teórico que justifica el supuesto, para el CSMEM tiene una trascendencia especial poder validar empíricamente esta premisa. El conocimiento del tipo de competencia permite afinar los indicadores que se utilicen para evaluar el desempeño del mercado.

Catherine Wolfram, por su parte, desarrolló un modelo para, a partir de observaciones de precios y costos, determinar el tipo de competencia en el duopolio que caracterizaba el mercado mayorista del Reino Unido. Este modelo, a través de métodos econométricos, permite derivar las variaciones conjeturales de los agentes y, a partir de estas, establecer si el mercado se comporta como un monopolio, un oligopolio del tipo Cournot o un mercado de competencia perfecta.

La aplicación del modelo de Wolfram al caso colombiano no es trivial. En primer lugar, el modelo se desarrolló para un mercado atendido por solo dos agentes. En Colombia el número de agentes es mucho mayor y, por lo tanto es necesario, replantear completamente la formulación matemática para estructurar un equilibrio (de teoría de juegos) con un número mayor de agentes. En segundo lugar, en el Reino Unido las ofertas de las plantas térmicas son las que despejan el precio del mercado en la mayoría de los casos. Los costos relevantes están dados por la estructura de una térmica a gas, que son verificables y conocidos por el regulador y los responsables del monitoreo. En Colombia, el precio normalmente lo fijan las plantas hidroeléctricas, cuyo costo, depende de una variable subjetiva o de difícil modelación como es el costo de oportunidad del recurso. Finalmente, en el mercado británico, el componente aleatorio de mayor peso en las condiciones del mercado se crea por el lado de la demanda a partir de la temperatura. En Colombia es más importante el componente aleatorio de oferta, asociado al régimen hidrológico.

Por lo anterior la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios contrató un estudio para adaptar el modelo de Wolfram al MEM en Colombia y de esta forma determinar el tipo de competencia que caracteriza el mercado colombiano.

Finalmente, se ha mostrado formalmente, que los agentes establecen su función de reacción, en un ambiente de incertidumbre, fijando su estrategia óptima de precios en el punto donde el ingreso marginal derivado de la demanda residual iguala al costo marginal. Si todos los participantes siguen esta estrategia, es posible encontrar un equilibrio para el mercado en el sentido Nash, en el cual la desviación del precio mayorista sobre el costo marginal en las ofertas, puede ser inferida con base en el índice de Lerner.

En el capítulo 3 se presentarán los resultados obtenidos a partir del cálculo del índice de Lerner, aplicado al mercado colombiano.

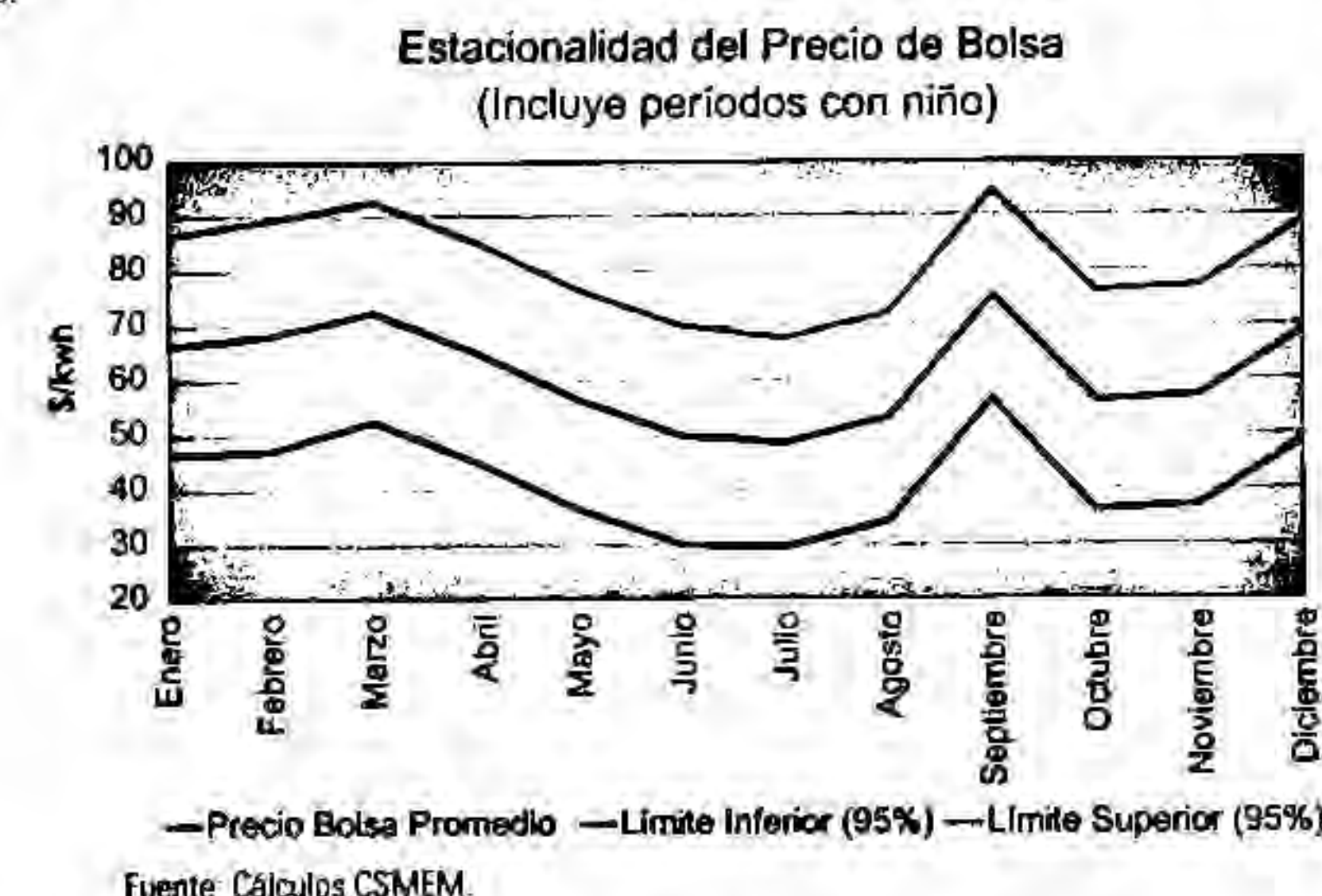
2. Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market, 1998 – 2000. Frank Wolak.

2. Evolución histórica del mercado de energía mayorista

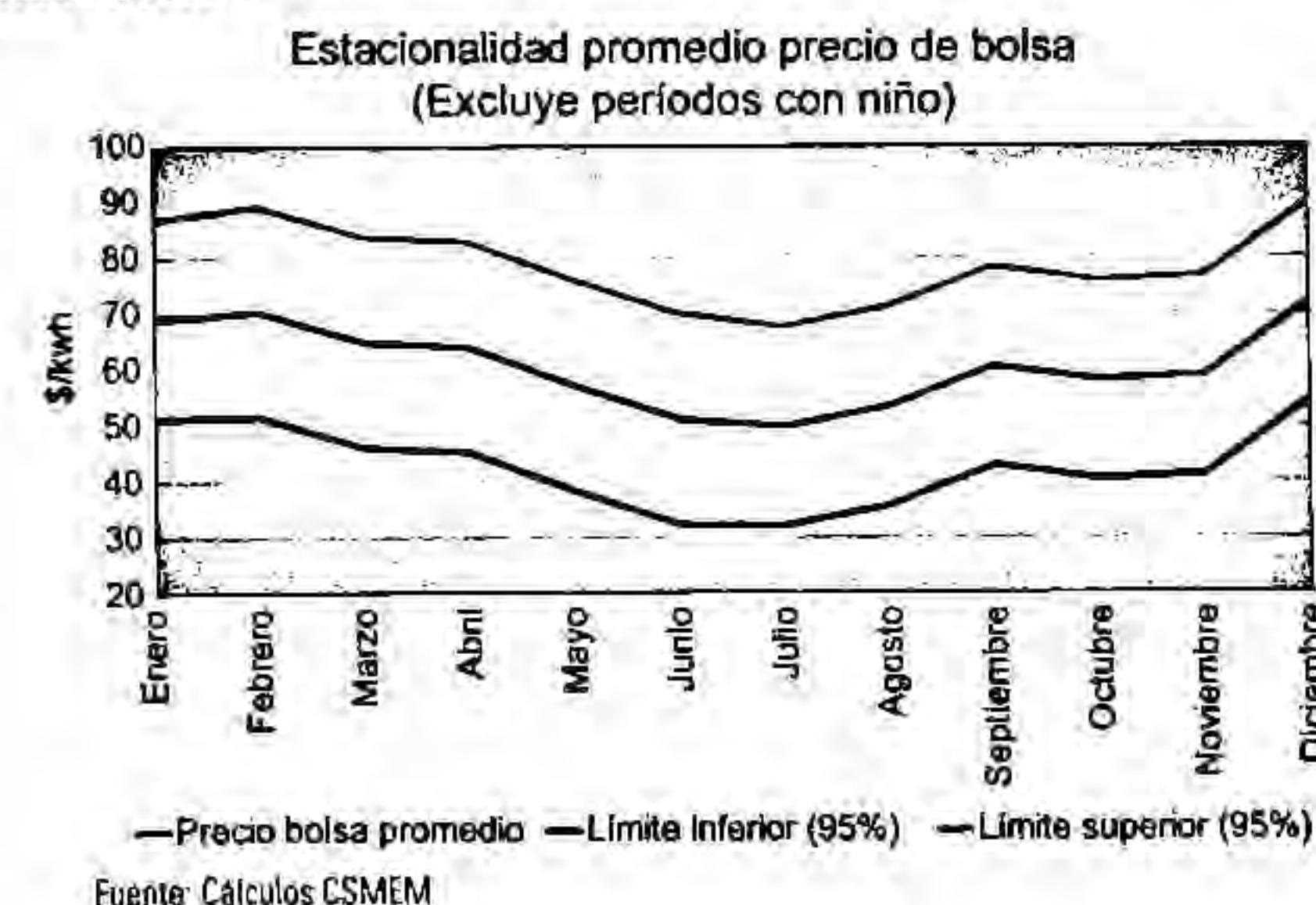
A continuación se presenta la evolución de algunas variables determinantes en el comportamiento del MEM a lo largo del periodo 1995-2006.

2.1. Estacionalidad del precio de bolsa

Para caracterizar la estacionalidad del precio de bolsa, se tomaron los promedios mensuales de los precios de bolsa para el periodo 1997-2006 y se estimó la desviación estándar. La siguiente gráfica ilustra los resultados:



De la gráfica anterior, se observa que los precios se elevan desde diciembre y hasta abril y descienden en el periodo mayo noviembre, esto coincide con los periodos de verano e invierno que se encuentran definidos en la regulación. Sin embargo, es claro que el pico en septiembre está influenciado por el niño de 1997 y 1998, que elevó drásticamente los precios del mercado mayorista. Por lo anterior, al excluir los precios de los años 1997 y 1998 se obtuvo:



Como se observa, si se excluyen los años 1997 y 1998 que fueron los afectados por el fenómeno del Niño, la estacionalidad de los precios de bolsa sigue un patrón suave con precios elevados en los extremos del año y reducidos en los meses del centro.

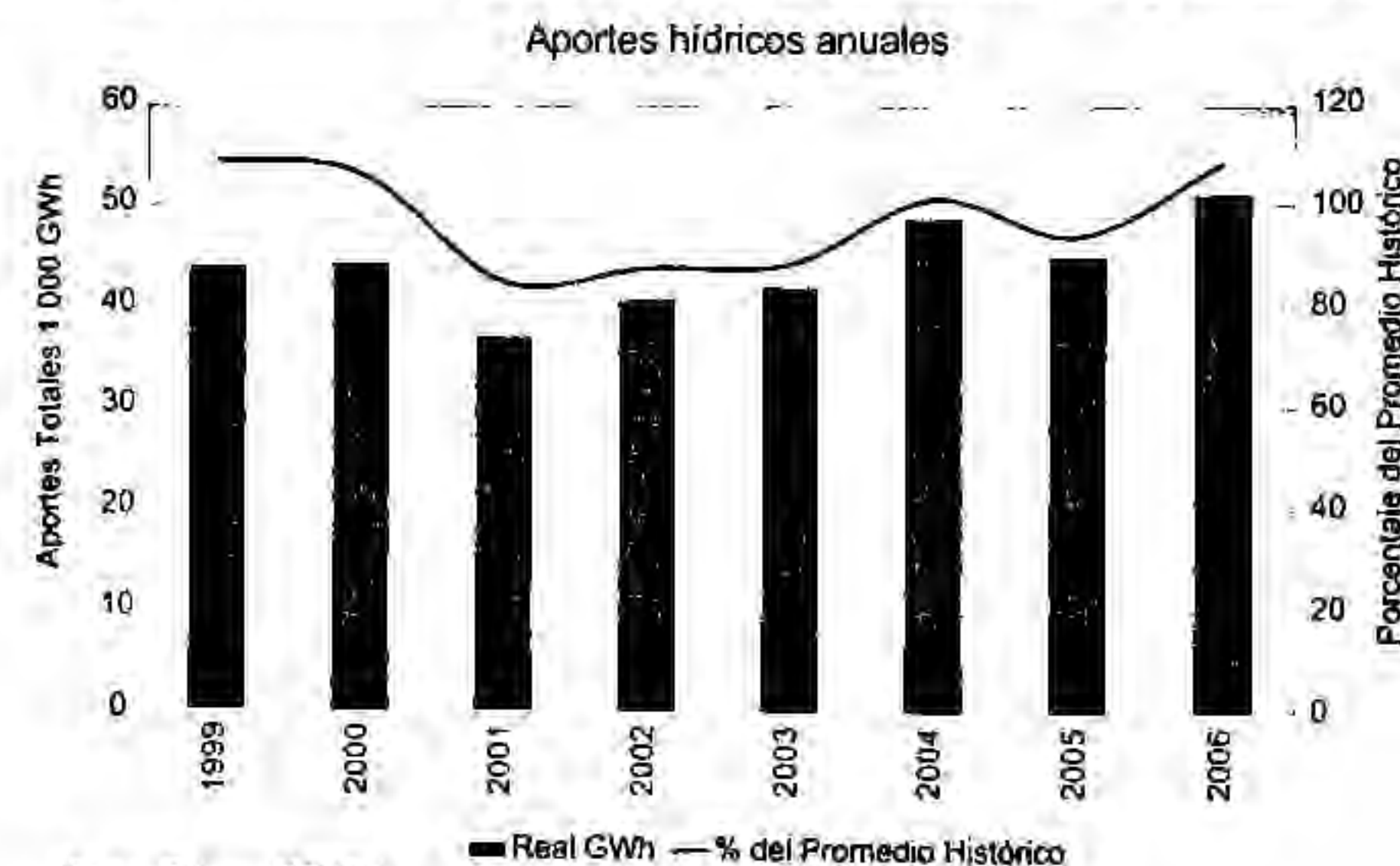
2.2. Evolución de los aportes hídricos

La capacidad instalada en Colombia ha tenido un alto componente hidráulico a través de la historia, con una participación actual alrededor del 65%. A continuación se presenta la evolución de la capacidad efectiva por tipo de fuente:



Fuente: UPME – Boletín No. 76. Capacidad instalada a Octubre de 2006

Ahora bien, los aportes hídricos anuales tendrían la capacidad suficiente para cubrir el 97% de la demanda de energía, si se considera conjuntamente el período 1999 – 2006. Lo anterior a pesar de que los aportes agregados para este período se situaron en un 95% de los promedios históricos. Las estadísticas describen una característica del sistema colombiano, en el sentido en que la generación térmica, en ausencia de restricciones, solo es requerida en períodos con hidrologías inferiores a los promedios históricos.



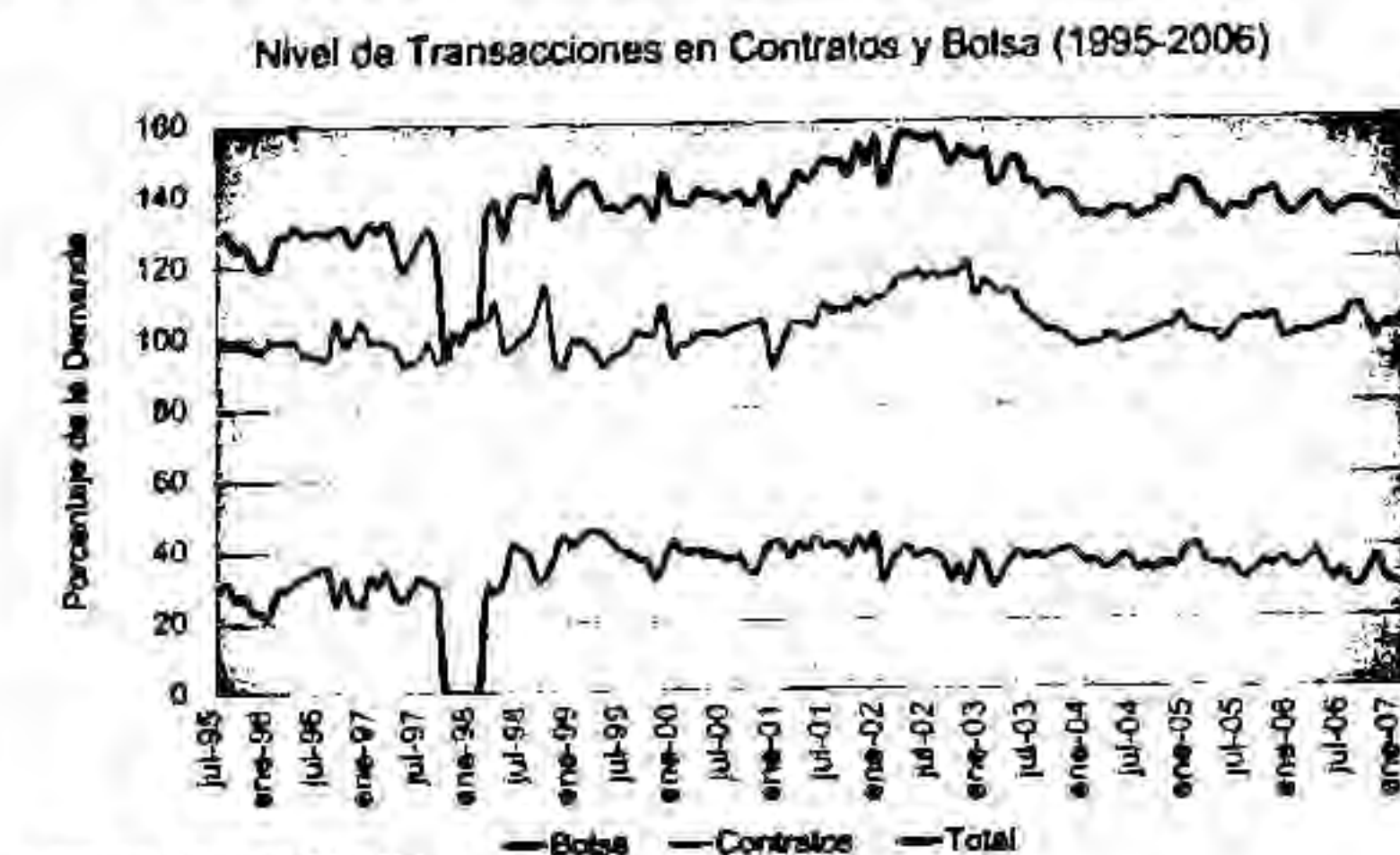
Fuente: Cálculos CSMEM

El porcentaje promedio histórico se calculó como el promedio de los aportes reales del año dividido entre los aportes históricos hasta ese año.

En el período 1999-2006 se observa que para los años 2001 a 2003 y 2005, los aportes no fueron suficientes para atender la demanda de energía ya que presentaron los siguientes datos: 2001 (87%), 2002 (92%), 2003 (91%) y 2005 (90%). Al comparar con los años 1999, 2000, 2004 y 2006, se observa que para éstos los aportes superaron la demanda así: 1999 (110%), 2000 (109%), 2004 (102%) y 2006 (108%).

2.3. Transacciones en contratos y en bolsa

Los niveles de contratación han superado históricamente la demanda de energía, lo cual es una condición normal en este tipo de mercados. Los contratos bilaterales se han venido estabilizando en niveles que cubren el 100% de la demanda y las transacciones de bolsa en porcentajes cercanos al 40%. Esta tendencia puede ser observada en la siguiente gráfica que hace referencia al período julio de 1995 a marzo de 2007:



Fuente: Cálculos CSMEM

La diferencia entre los niveles de contratación y la demanda efectiva está relacionada con contratos de respaldo que no son finalmente liquidados y, en algún grado, con la participación de agentes que entran en transacciones sin demanda real de energía, con posibles fines especulativos.

Ahora bien, el comportamiento del precio de bolsa (PBDEF) y el precio de contratos (PCDEF) para el último año se presenta en la siguiente gráfica:



Fuente: XM

De la gráfica anterior se observa que los precios de bolsa han venido convergiendo alrededor del precio medio de contratos que a su vez, ha disminuido notablemente su varianza. Este comportamiento es consistente con un mercado eficiente, en el cual se minimizan las posibilidades de arbitraje. De hecho, en los primeros años del mercado se presentaban periodos prolongados con brechas de precios de magnitudes considerables, en la cual los precios de bolsa se situaban sistemáticamente por debajo del precio de los contratos. De acuerdo con esta tendencia, con el tiempo se han reducido las asimetrías de información y tanto compradores como vendedores han aprendido a negociar la energía.

2.4. Reconciliaciones

Las reconciliaciones son aquellas actividades que se generan por la utilización de una planta de generación para una actividad de respaldo u otra actividad diferente a la de generación del despacho en mérito.

La regulación en Colombia reconoce actualmente las reconciliaciones que son propias del sistema y que se presenta por una necesidad del mismo de una planta para cubrir un faltante de energía que presente una planta de generación.

2.4.1. Reconciliaciones Positivas

La reconciliación positiva se presenta cuando la diferencia entre la generación real y la generación ideal es positiva o mayor a cero, el excedente de energía será reconciliado a un precio de reconciliación positiva, el cual dependerá del tipo de tecnología que la preste.

En el caso de las plantas térmicas, la reconciliación positiva se estima como el mínimo entre el precio de oferta y un precio "administrativo" compuesto por la suma estimada por el regulador de los costos variables de generación. En el caso de las hidráulicas, la reconciliación positiva se liquida al mínimo entre el precio de oferta y un precio de referencia que varía en función del nivel de embalse y está determinado por una función lineal trazada por el regulador.

2.4.2. Reconciliaciones Negativas

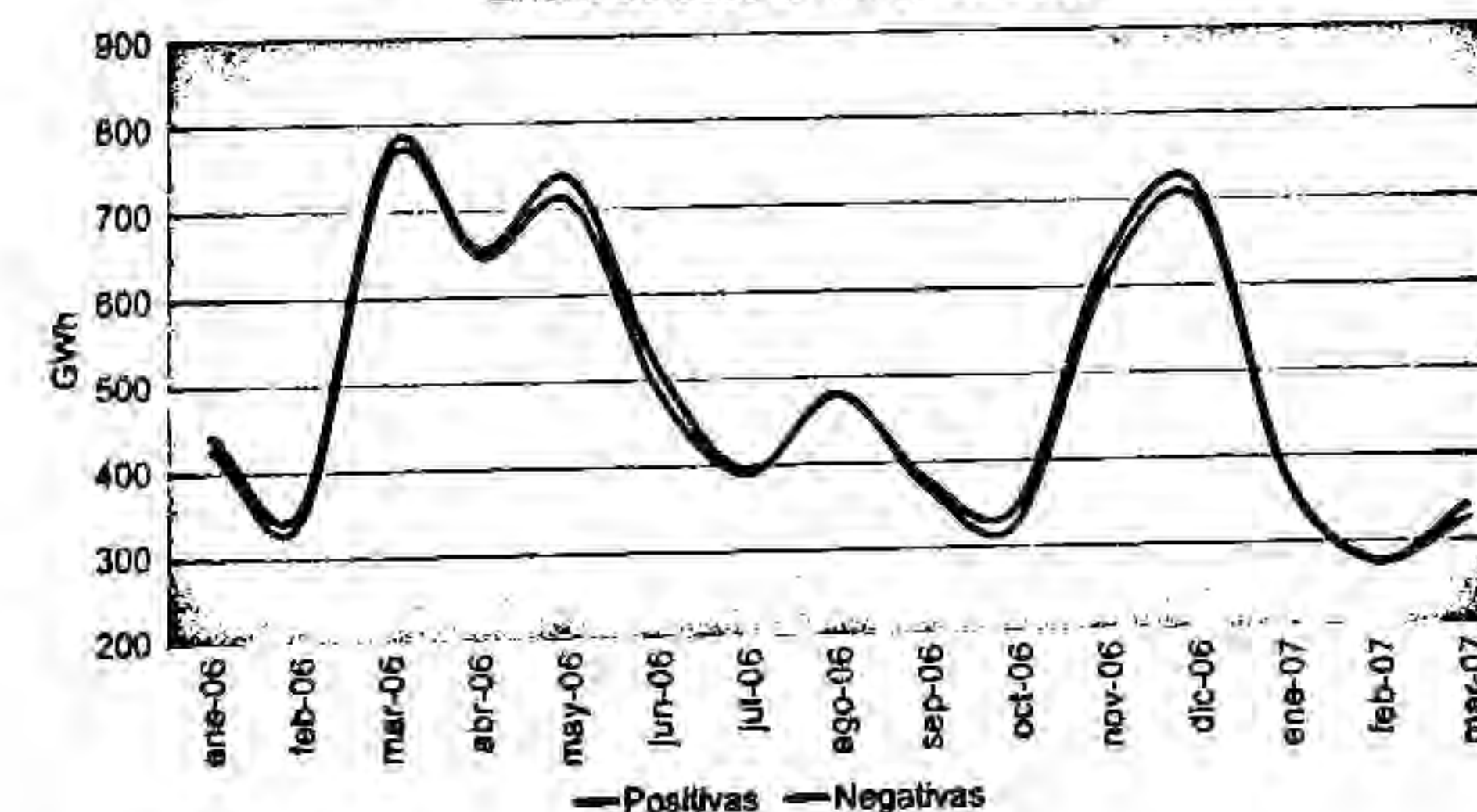
La reconciliación negativa se presenta cuando la generación real es menor que la generación ideal y es pagada a un precio de reconciliación negativa.

Las reconciliaciones negativas se cancelan a un precio equivalente al promedio entre el precio de oferta y el precio de bolsa.

2.4.3. Análisis de las Reconciliaciones

A través de la historia el sistema eléctrico ha venido reduciendo su vulnerabilidad. La magnitud de las reconciliaciones para la primera parte de la década se situaban alrededor de los 1.000 GWh al mes, mientras que en la segunda parte las reconciliaciones oscilaron alrededor de 600 GWh, como se puede apreciar en la gráfica del último año.

Magnitud Reconciliaciones Positivas y Negativas
Enero de 2006 a Marzo de 2007

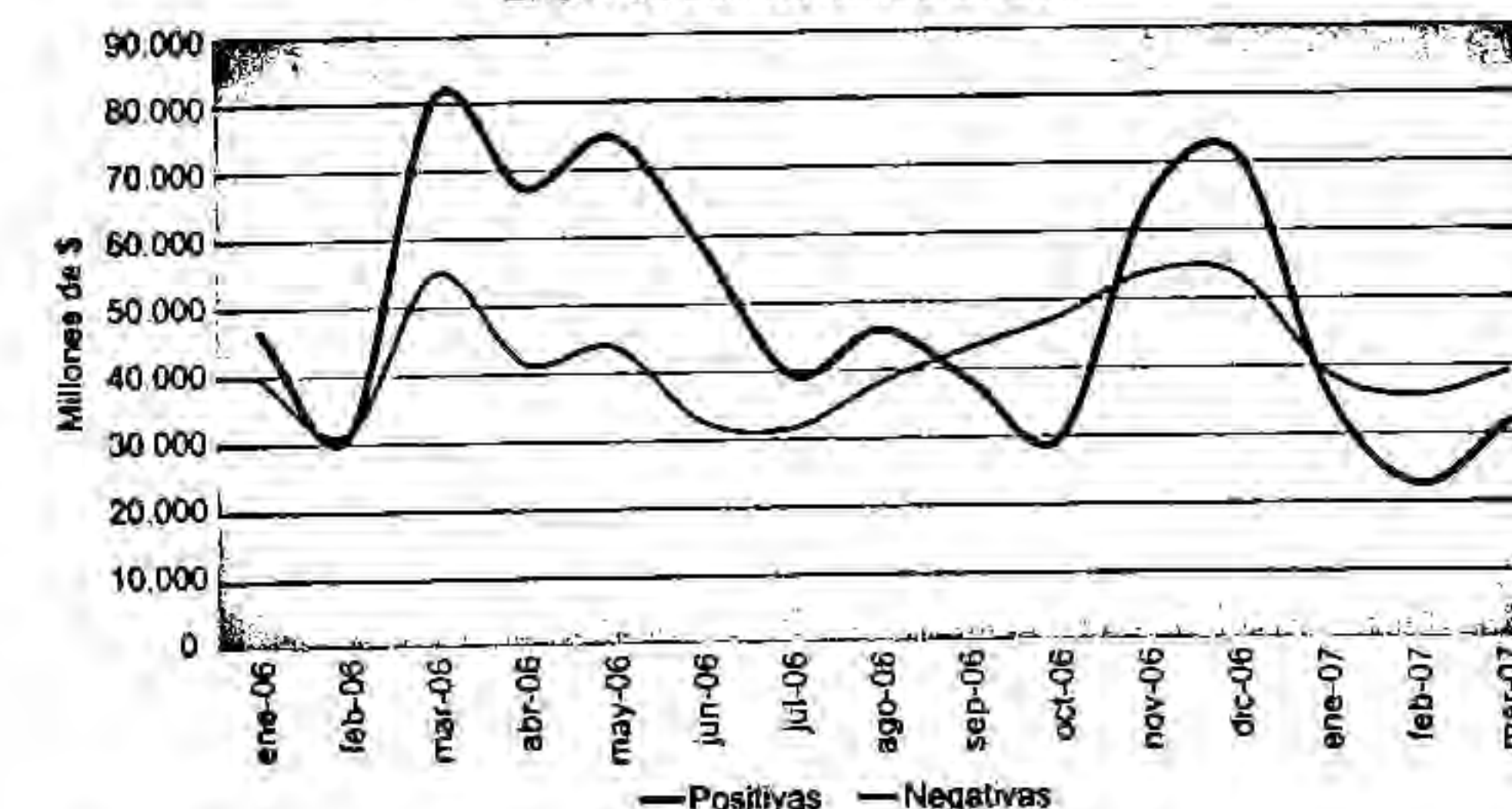


Fuente: Cálculos CSMEM.

Con estas magnitudes, las reconciliaciones representan alrededor de un 16% de la demanda de energía; de este porcentaje dos terceras partes corresponden a generación fuera de mérito y una tercera parte a AGC.

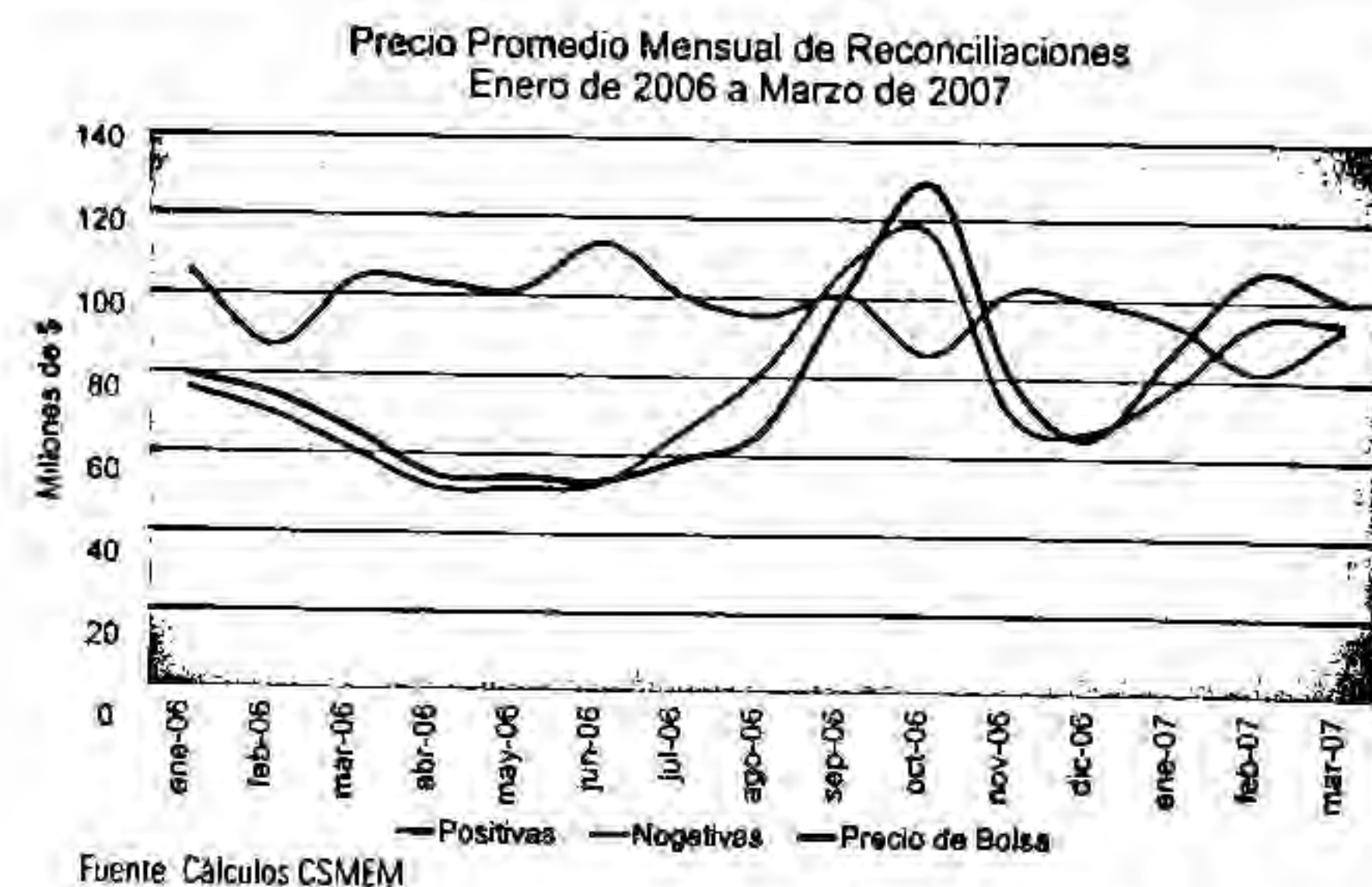
En promedio, las reconciliaciones positivas han significado un costo para el sistema de 49.059 millones de pesos mensuales, en el periodo comprendido entre enero de 2006 y marzo de 2007. Las negativas en este mismo periodo ascendieron a 41.702 millones de pesos mensuales.

Valor de Reconciliaciones Positivas y Negativas
Enero de 2006 a Marzo de 2007



Fuente: Cálculos CSMEM.

La reducción del valor de las reconciliaciones está explicada, además, por la reducción en los precios a los que se cancela la energía fuera de mérito, que fueron acotados por la resolución 34 del 2001. El precio por kWh actual es cercano a los 80 \$/kWh.



A continuación se presenta la evolución y estructura de las reconciliaciones a nivel agregado y por zonas. Como se observa en la siguiente tabla, la estructura espacial de las reconciliaciones está claramente definida y obedece, en su mayoría, a limitaciones estructurales en la red de transporte.

Costo promedio mensual de Reconciliaciones
Enero 2006 a Marzo 2007 (Millones de \$)

	Antioquia	Centro	Nordeste	Costa Atlántica	Sur occidente	Total
Positivas	2.553	4.302	2.188	36.972	3.045	49.059
Negativas	22.695	14.551	282	1.240	2.954	41.702

Fuente: Cálculos CSMEM

El 66% de las conciliaciones positivas se han generado en la Costa Atlántica. En esta región, con alta probabilidad, es necesario ordenar la generación de plantas fuera de mérito, para suplir la incapacidad de la red de transmisión de canalizar los flujos necesarios para cerrar el desbalance entre oferta (en mérito) y demanda. El nordeste y el sur occidente son zonas donde las reconciliaciones positivas superan las negativas. En estas zonas también existen restricciones que obligan, con frecuencia, a abastecer la demanda con generación fuera de mérito.

A continuación se presenta la atendida con generación proveniente de reconciliaciones positivas:

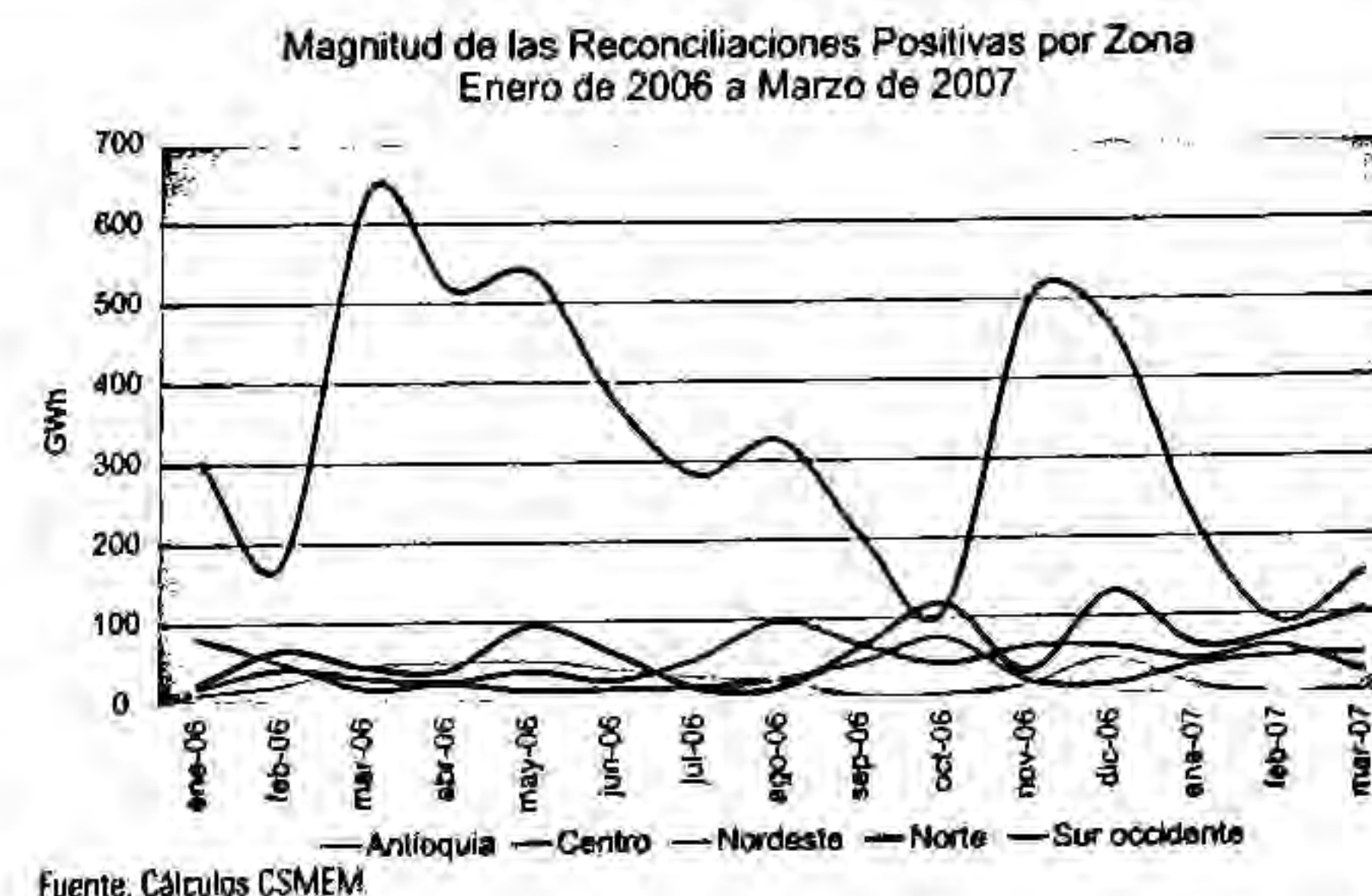
Demanda Atendida con Reconciliaciones Positivas (%)

	Antioquia	Centro	Nordeste	Costa Atlántica	Sur occidente
Histórico	7.2%	8.0%	16.4%	53.1%	9.2%
2006	3.1%	4.9%	13.9%	48.4%	4.5%

Fuente: Cálculos CSMEM

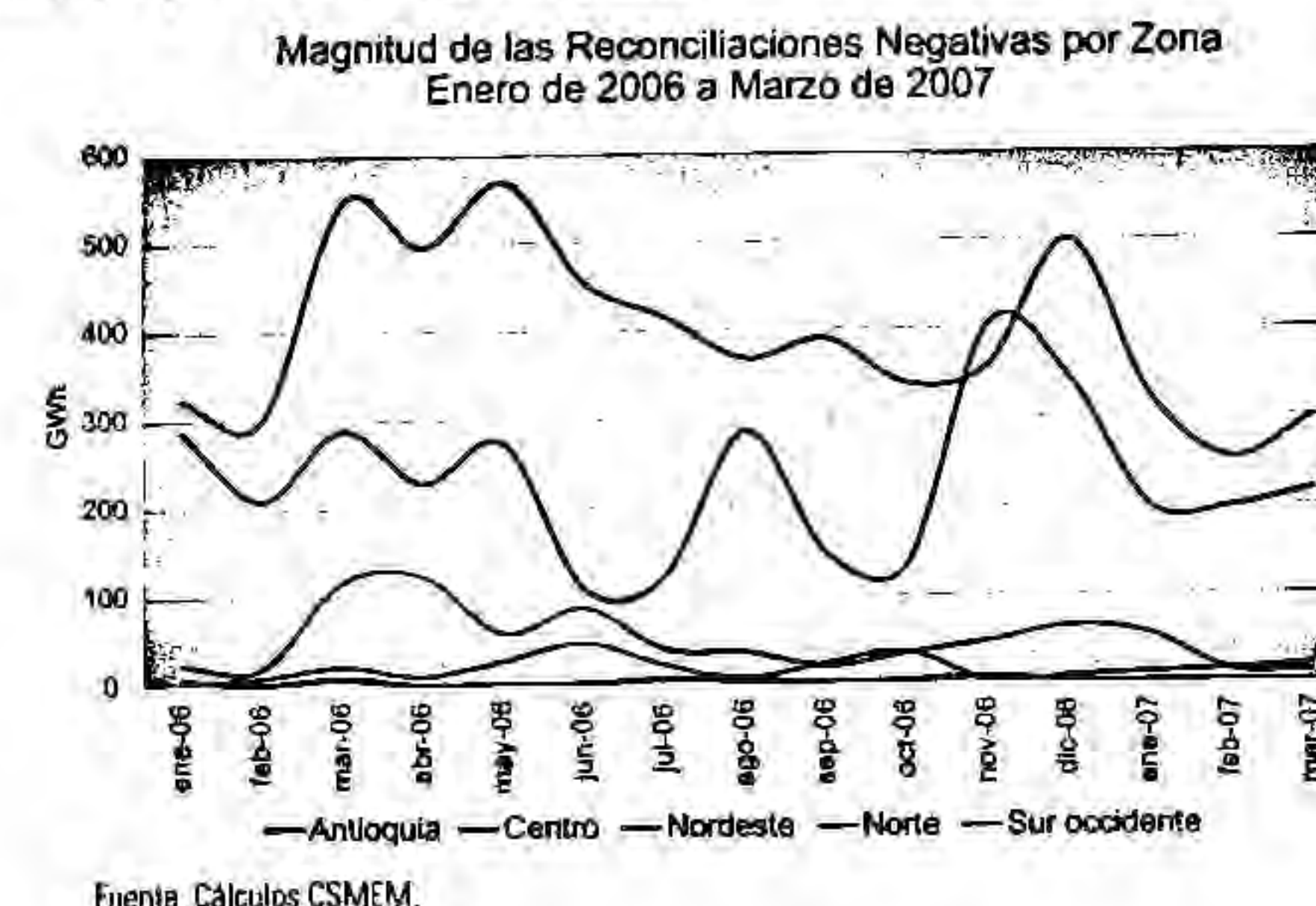
De la tabla anterior se observa que para el año 2006, el 48% de la energía consumida en la Costa Atlántica provino de reconciliaciones positivas y se generó por plantas cuya oferta en el MEM superó el precio de bolsa. En este sentido, la zona norte exigió ampliar la capacidad de transmisión al equivalente de la mitad de su demanda para lograr que la totalidad de la energía consumida sea la de menor costo.

En las siguientes gráficas se puede visualizar la dinámica de las reconciliaciones positivas en términos de magnitud (GWh/mes) por zona.



En promedio el sistema ha demandado 493 GWh/mes de reconciliaciones positivas desde enero de 2006 hasta marzo de 2007, de los cuales 325 correspondieron a la Costa Atlántica.

Las reconciliaciones negativas históricamente han seguido la misma tendencia decreciente observada en las positivas y se presenta en la siguiente gráfica:



Vale la pena aclarar que la reconciliación negativa incluye la responsabilidad comercial del AGC, por efectos de cómo efectúa la liquidación el operador del mercado (XM).

En conclusión el estudio de las reconciliaciones es esencial dentro del monitoreo del mercado mayorista porque el poder de mercado de ciertas plantas, localizadas en zonas sujetas a restricciones, puede ser mayor que el que se detecta en el análisis de la determinación del precio de bolsa. De hecho, una planta en estas zonas, si las restricciones son estructurales, enfrenta una curva de demanda residual más inelástica que las plantas que compiten por la demanda agregada del sistema y, por lo tanto, detectan mayor poder

de mercado. Sin embargo, es un tema que ya está regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, por tanto el posible abuso de poder de mercado ya ha sido mitigado por la regulación expedida.

2.5. Estrategias en la preparación de ofertas

En este numeral se presentan los resultados de los diferentes análisis realizados al comportamiento de los agentes al realizar sus ofertas en particular la caracterización de los embalses.

2.5.1. Comportamiento de las ofertas como proporción del precio de bolsa

Es interesante determinar cómo se distribuyen los precios contenidos en las ofertas. Una baja dispersión alrededor del precio de bolsa puede ser señal, o de coalición entre participantes, o de una estructura de costos, riesgos y valoración de los recursos muy similar para todos los agentes. Altas dispersiones, por su parte, sugieren diferentes valoraciones de los recursos o estrategias disímiles en la preparación de ofertas para optimizar utilidades.

Solo se consideran plantas hidráulicas porque, como se ha destacado anteriormente, las ofertas de las térmicas sistemáticamente se sitúan por encima del precio de bolsa y sus despachos se asocian, salvo contadas excepciones, a restricciones, AGC o marcadas épocas de sequía. La muestra de plantas hidráulicas que se tuvieron en cuenta para el análisis son: San Carlos, Guavio, Chivor, Porce 2, Guatapé, Urrá y La Miel.

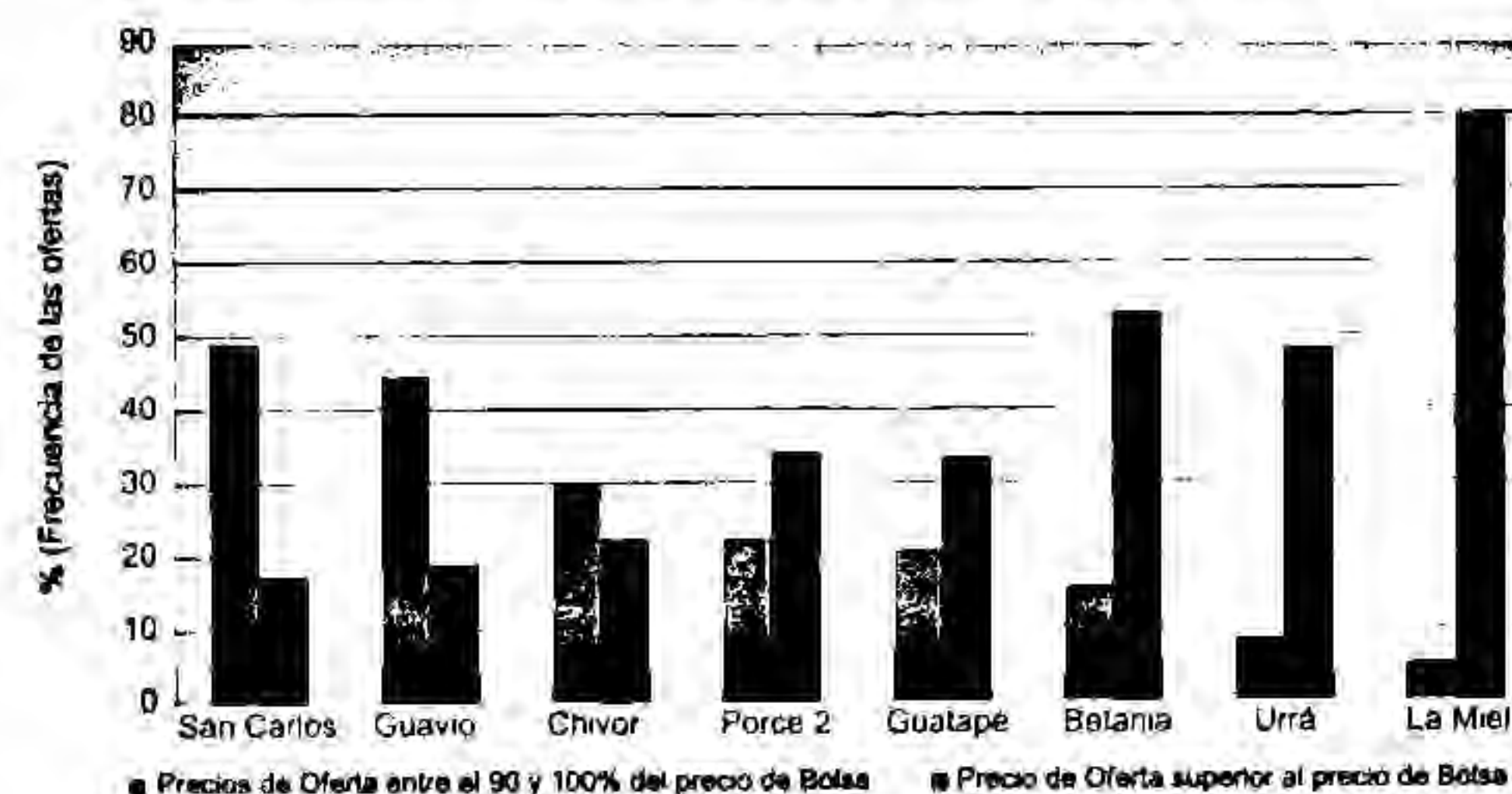
En invierno un promedio de 37% de las ofertas se sitúan por debajo del 90% del precio de bolsa, un 25%, se localizan en el rango entre el 90 y el 100% del precio de bolsa y un 38% superan el precio de bolsa. De acuerdo con lo anterior, en promedio, más de una tercera parte del tiempo las hidroeléctricas incluidas en la muestra ofertan a un precio lo suficientemente bajo para asegurar que sus plantas serán despachadas. Un porcentaje similar, aun en invierno, establece niveles elevados de precio que superan el precio de cierre del mercado. Se presume que en estos casos la estrategia óptima, dados los niveles relativamente bajos de los embalses, consiste en elevar el precio, aun aumentando el riesgo de no ser despachado.

Como es de esperar, el verano cambia los patrones de oferta. En esta estación el 42% de las ofertas superan el precio del mercado y solo un 23% se localizan en el rango relevante para la fijación de precios. De igual forma en verano se eleva la desviación estándar del indicador, en cada uno de los rangos considerados, presumiblemente por el efecto diferencial que ocasiona la escasez de agua en cada uno de los embalses. Finalmente, se incrementan los máximos y mínimos. Mientras que en invierno la planta que más veces situó su oferta por debajo del 90% del precio de bolsa, lo hizo un 48% del tiempo; en verano el máximo lo registró una planta con el 59% de sus ofertas por debajo del 90% del precio de bolsa. Es probable que en verano aumente la incertidumbre sobre los aportes hídricos y, en consecuencia, la incertidumbre acerca de la disponibilidad de agua en el futuro cercano.

En el gráfico siguiente se presentan los rangos de precio de oferta entre 90 y 100% del precio de bolsa y precio de oferta superior al precio de bolsa para la estación de invierno.

Para periodos de invierno, el grupo analizado se puede dividir de manera natural en tres subgrupos. En el primero, conformado por el Guavio y San Carlos, casi el 50% de las ofertas se localizan en el rango entre el 90 y el 100% del precio de bolsa. Estas plantas se pueden tratar, en principio, como fijadoras activas de precio, en la medida en que con poca frecuencia ofertan cerca de la base (CERE+FAZNI) o, en el otro extremo, con precios altos (asociados a baja probabilidad de salir despachadas).

Distribución Precios de Oferta sobre Precios de Bolsa (Invierno)



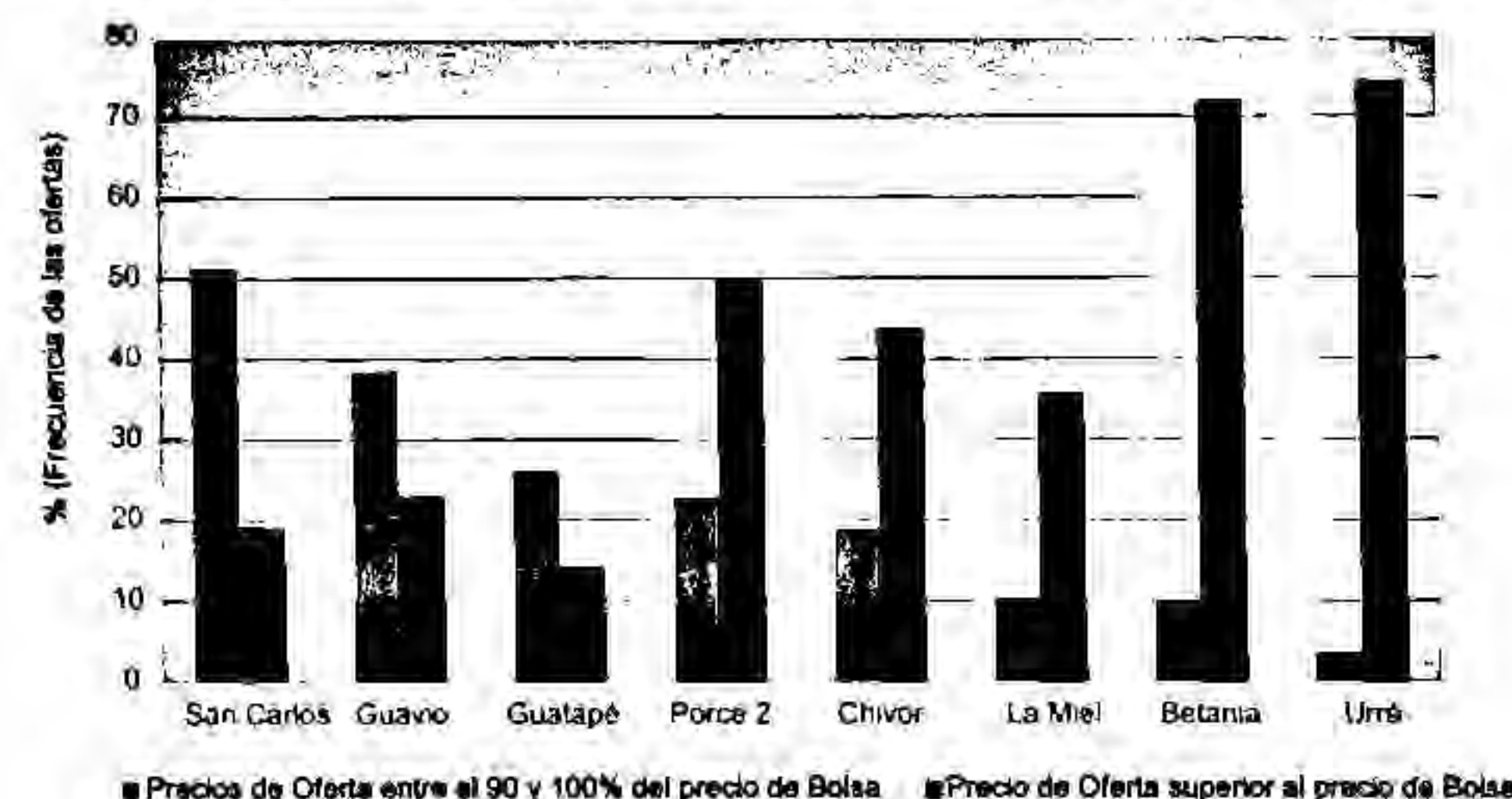
Fuente: Cálculos CSMEM.

El segundo grupo lo conforman Chivor, Guatapé y Porce, que si bien ofertan en el rango de competencia de precios cerca de una tercera parte del invierno, también registran un porcentaje elevado de ofertas en la zona de baja probabilidad de despacho.

Finalmente, en el tercer grupo se encuentran Betania, Miel y Urrá, con participaciones muy elevadas de las ofertas fuera del rango de competencia y muy bajas en el rango entre el 90 y el 100% del precio de bolsa. Una hipótesis que puede establecerse es que para estas plantas los aportes hídricos anuales son muy inferiores a la capacidad de generación, con lo cual solo están dispuestos a transar el agua disponible a precios elevados.

En el gráfico siguiente se presenta los rangos de precio de oferta entre 90 y 100% del precio de bolsa y precio de oferta superior al precio de bolsa para la estación de verano.

Distribución Precios de Oferta sobre Precios de Bolsa (Verano)



Fuente: Cálculos CSMEM.

El verano mantiene los tres grupos mencionados, pero modifica los comportamientos de las plantas en su preparación de ofertas. En particular, en el grupo 2 (Porce, Guatapé y Chivor) se aumenta considerablemente la frecuencia de ofertas por encima del precio de liquidación del mercado, presumiblemente como una estrategia para conservar el agua embalsada. Este comportamiento es aún más marcado en el tercer grupo.

2.5.2. Caracterización de los embalses

En la tabla que se encuentra en la siguiente página se incluye algunas variables que pueden ayudar a explicar las estrategias diferenciales en la preparación de ofertas al MEM:

Caracterización de los embalses del Sistema

Planta	Volumen Neto (GWh)	Capacidad Efectiva Neto (GW)	Días de Generación a Plena Capacidad	Aportes Promedio Hora (GWh)	Aportes Sobre Capacidad
Guatapé Generador	3 950	0.56	293.9	0.70	.25
Jaguas Generador	398	0.17	97.5	0.30	1.77
Playas Generador	90	0.20	18.7	0.23	1.16
San Carlos Generador	71	1.24	2.4	0.13	0.10
Guatrón Generador	243	0.51	19.8	0.00	0.00
Guatrón Generador	57	0.51	4.6	0.18	0.35
Latasajera Generador	392	0.31	53.4	0.30	0.98
Porce 2 Generador	55	0.41	5.7	0.19	0.48
Chivor Generador	1.108	1.00	46.2	0.43	0.43
Alto Generador	38	0.37	4.3	0.22	0.61
Salvajina Generador	173	0.29	25.3	0.15	0.51
Prado Generador	67	0.05	620	0.03	0.71
Betania Generador	147	0.54	11.3	0.26	0.49
Central Hidroeléctrica Miel I	190	0.40	20.0	0.19	0.49
Urrá	155	0.34	19.3	0.14	0.40
Guavio Generador	2.114	1.15	15.9	0.33	0.28

Fuente: XM - Estudios Mínimos Operativos

Como se observa, las hidroeléctricas difieren sustancialmente en las capacidades de embalse y generación, el periodo que soporta el embalse operando las turbinas a plena capacidad y los aportes típicos expresados como índice de la capacidad de generación. Así por ejemplo, la capacidad de embalse agregada de Guatapé, Guavio y Chivor, es suficiente para atender una quinta parte de la demanda anual de energía del país. El resto de embalses, en el otro extremo, tienen una capacidad conjunta de almacenamiento que no supera la del Guavio y es apenas la mitad de Guatapé. No se incluyeron en el cuadro los embalses de la Sabana de Bogotá puesto que estos cumplen, además, propósitos ajenos al sector eléctrico.

En términos de capacidad de generación las diferencias también son marcadas pero mucho menores que en el potencial de embalse. Entre Guavio, Chivor y San Carlos se reúne la capacidad necesaria para cubrir casi la mitad de la demanda del país en periodos pico. La capacidad de las hídricas incluidas supera la demanda.

La división de la capacidad de embalse (GWh) por la capacidad de generación (GW) genera un estimativo de cuántas horas puede operar la planta a máxima capacidad con el agua embalsada. Este índice, expresado en días, muestra las profundas diferencias estructurales que enfrentan las distintas plantas en el MEM. Mientras Guatapé podría operar más de medio año con el agua embalsada sin recibir aportes, el embalse de San Carlos es apenas suficiente para suministrar 2.4 días de energía a plena capacidad. Este indicador muestra cómo las estrategias de cada planta deben variar a la hora de ofertar en bolsa, porque la certidumbre y disponibilidad de recursos de generación es muy distinta entre ellas.

Este indicador es impreciso en la medida en que algunos de los embalses constituyen los eslabones "aguas abajo" de una cadena, y por lo tanto el agua embalsada "aguas arriba" asegura la disponibilidad de recursos de generación. No obstante, en la medida en que las decisiones de generación "aguas arriba" pueden ser exógenas (otro agente), la maniobrabilidad de las presas con pocos días de generación es mucho menor y por lo tanto su comportamiento en bolsa debe diferir.

Finalmente, otra variable que sin duda influye en la estrategia de ofertas al MEM es la relación entre los aportes medios y la capacidad de generación. A medida que este indicador se reduce, menor será la probabilidad de alcanzar situaciones de vertimientos forzados y, por lo tanto, menos riesgoso apostar a estrategias de precios elevados. En el cuadro se tomó el promedio diario de aportes 2005 y 2006 y se expresó en su equivalente horario. Este promedio se dividió por la capacidad nominal de generación de cada planta. Como resultado se observan plantas donde los aportes superan la capacidad de generación como Guatapé, Playas y Jaguas; y plantas donde el indicador no supera el 0.5 como Guavio, Chivor, Porce, Betania, Miel y Urrá.

2.5.3. Test de causalidad de Granger

Con el Test de Granger se busca establecer estadísticamente si una determinada planta, al momento de elaborar su oferta, toma en consideración el precio actual de la bolsa o, por el contrario, prepara de manera independiente su oferta con base en su propia valoración del agua, y el precio de su oferta incide en el resultado de la bolsa. En otras palabras se trata de caracterizar las plantas según su comportamiento como tomadoras o fijadoras de precio.

A continuación se presentan, como material para discusión, algunas hipótesis acerca de la estrategia de oferta de las distintas centrales hidroeléctricas.

Chivor

Chivor se caracteriza por una capacidad media de almacenamiento (46 días), un índice relativamente bajo de aportes sobre capacidad (0.43) y una capacidad enorme de generación (1 GWh). De acuerdo con el Test de Granger, en las series diarias, al 98% de confiabilidad estadística, Chivor es un fijador de precio. Las ofertas de Chivor inciden en la dinámica del precio de bolsa. Este resultado no es claro en el mediano plazo (series mensuales), puesto que con las series mensuales se rechaza la causalidad desde ofertas Chivor hacia precio de bolsa.

De acuerdo con el Test, además, la estrategia de oferta de Chivor claramente está basada en el precio actual de la bolsa. Tanto a corto (diario) como a mediano (mes) plazo, se encuentra evidencia estadística que las ofertas de Chivor toman en consideración, además de su propia valoración de los recursos, el estado del mercado.

	Precios de Oferta		Precios de Bolsa		Precios de Bolsa		Precios de Oferta	
	Series Diarias		Series Mensuales		Series Diarias		Series Mensuales	
Planta	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor
Chivor	Si causa	0.0169	No causa	0.6792	Si causa	0.0001	Si causa	0.0851

Fuente: Cálculos CSMEM

Se observa entonces cómo esta planta, durante los inviernos, la tercera parte del tiempo establece sus precios en el rango competitivo (90-100%) del precio de bolsa. En un número similar de veces, los precios superan el cierre del mercado. Este comportamiento es consistente con su gran capacidad y la relativamente baja capacidad de almacenamiento y relación de aportes.

En verano el comportamiento es difícil de explicar. Por una parte, como se espera, las frecuencias de precios por encima del mercado aumentan, presumiblemente para conservar el recurso y solo usarlo con mercados al alza. Sin embargo, aumenta también la frecuencia de precios en la base de la curva de ofertas del MEM.

Guatapé

El caso de Guatapé es interesante. Como se mencionó, esta planta goza de excesos tanto de capacidad de almacenamiento (293 días) como de aportes sobre su capacidad de generación (1.25 GWh). En estas circunstancias la hidroeléctrica puede imponer sus estrategias de precios de oferta con cierta independencia del mercado. De hecho el test de Granger muestra que Guatapé es un fijador de precios en el corto y mediano plazo.

A diferencia de Chivor, en la definición de precios de oferta de esta planta parece no incidir la evolución inmediata del precio de bolsa. De acuerdo con el test de Granger, el precio de oferta no es causado por el precio de bolsa.

	Precios de Oferta		Precios de Bolsa		Precios de Bolsa		Precios de Oferta	
	Series Diarias		Series Mensuales		Series Diarias		Series Mensuales	
Planta	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor
Guatapé	Si causa	0.0794	Si causa	0.0169	No causa	0.1801	No causa	0.4589

Fuente: Cálculos CSMEM

El comportamiento de Guatapé queda plasmado en el análisis de frecuencias, sobre todo durante el verano. En esta época, el porcentaje de ofertas en la base de la curva de oferta del MEM adquiere una relevancia que no se observa en ninguna otra planta.

Guavio

El caso de Guavio es semejante al de Chivor pero de manera más acentuada. La capacidad de generación es aún mayor (1.15 GWh), la capacidad de embalse menor (16 días) y los aportes sobre capacidad inferiores (0.33). Los resultados del análisis de causalidad se asemejan al referente de Chivor. Guavio es fijador de precio de corto plazo pero no en la dinámica de mediano plazo. De igual forma, la estrategia de oferta de Guavio incluye, dentro de sus determinantes, el precio del mercado en el corto plazo. Esta relación no es evidente al mediano plazo.

	Precios de Oferta		Precios de Bolsa		Precios de Bolsa		Precios de Oferta	
	Series Diarias		Series Mensuales		Series Diarias		Series Mensuales	
Planta	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor
Guavio	Si causa	0.0027	No causa	0.8372	Si causa	0.0001	No causa	0.1421

Fuente: Cálculos CSMEM

Acorde con su papel de fijador de precios, el Guavio muestra una concentración destacada de ofertas en el rango competitivo de precios. Nuevamente se observa un número de ofertas importante en el periodo de verano.

San Carlos

Las características de San Carlos también lo candidatizan a fijador de precios. Esta planta, con una capacidad que cubre un porcentaje importante de la demanda (1.24 GWh), solo cuenta con almacenamiento para pocos días y los aportes propios explican apenas el 10% de su capacidad (excluidos los vertimientos aguas arriba de la cadena). En estas condiciones la valoración del recurso es específica al generador y, dada su gran capacidad, se debe esperar que fije el precio del mercado.

En efecto, al 92% de confiabilidad estadística, se puede afirmar que la dinámica de precios del MEM está influida por la estrategia de precios de San Carlos, en el corto y mediano plazo. Igualmente, San Carlos utiliza la evolución de corto plazo del mercado para estructurar sus ofertas, pero en la cotización a mediano plazo influyen más sus características propias que las de la bolsa para determinar la cotización.

	Precios de Oferta		Precios de Bolsa		Precios de Bolsa		Precios de Oferta	
	Series Diarias		Series Mensuales		Series Diarias		Series Mensuales	
Planta	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor
San Carlos	Si causa	0.0821	Si causa	0.0244	Si causa	0.0001	No causa	0.336

Fuente: Cálculos CSMEM

Coherente con lo anterior, la mayoría de las ofertas de San Carlos se concentran en el rango de competencia (90-100% del precio de bolsa).

Miel I

La Miel es una hidroeléctrica de capacidad media de generación (0.4 GWh), baja capacidad de embalse (20 días) y un índice reducido de aportes medios sobre capacidad (0.49). Bajo estas circunstancias, como se constata en los histogramas la estrategia óptima de oferta parece ser fijar precios elevados y solo despachar cuando el mercado está en alza para obtener el máximo ingreso posible por los recursos hídricos disponibles. La mayoría del tiempo, tanto en verano como en invierno, Miel cotiza por encima del precio de cierre del MEM. Esta hipótesis la corrobora el estadístico de Granger. Miel no es un fijador de precios en ninguno de los horizontes analizados y, en cambio, por lo menos al corto plazo, la estrategia de ofertas de Miel depende de la evolución del precio en el mercado mayorista.

	Precios de Oferta		Precios de Bolsa		Precios de Bolsa		Precios de Oferta	
	Series Diarias		Series Mensuales		Series Diarias		Series Mensuales	
Planta	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor
Miel I	No causa	0.3441	No causa	0.4683	Si causa	0.0361	No causa	0.9804

Fuente: Cálculos CSMEM

Porce 2.

Las características de Porce son similares a las de la Miel excepto en su menor capacidad de embalse (5.7 días). Lo anterior se traduce en estrategias más competitivas de precios, para evitar vertimientos obligados por no salir despachada. Principalmente en invierno, las frecuencias de precios de oferta por debajo del precio de bolsa cobijan cerca de dos terceras partes del tiempo. El Test de Granger confirma que Porce no es un fijador de precios. Su comportamiento en las ofertas, denota, en cambio que, por lo menos en el corto plazo, esta planta es un seguidor.

Planta	Precios de Oferta		Precios de Bolsa		Precios de Bolsa		Precios de Oferta	
	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor
Porce 2	No causa	0.4653	Si causa	0.4683	Si causa	< 0.0001	No causa	0.2658

Fuente: Cálculos CSMEM

Betania

Betania tiene una capacidad de embalse un poco superior a la de Porce (11 días) y niveles bajos de aporte sobre capacidad. Esta planta parece optimizar su estrategia ofertando precios elevados para maximizar el ingreso por m³ de agua energizado. Las mayores frecuencias se concentran en precios que superan los del mercado. Este comportamiento es particularmente acentuado en verano. De hecho, como se observa en el Test de causalidad de Granger, Betania no es ni tomador ni fijador de precios.

Planta	Precios de Oferta		Precios de Bolsa		Precios de Bolsa		Precios de Oferta	
	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor
Betania	No causa	0.3588	No causa	0.2557	No causa	0.4593	No causa	0.6505

Fuente: Cálculos CSMEM

Urrá

Urrá enfrenta parámetros muy similares a los de Betania y, al parecer sigue una estrategia de precios similar, cotizando la mayor parte del tiempo en la parte alta de la oferta del MEM. No obstante, quizás por su mayor capacidad de almacenamiento (19 días), en invierno con alguna frecuencia la planta oferta en el tramo competitivo e incluso en la base. El test de Granger confirma que Urrá, en el límite de la confiabilidad estadística, asume un papel de fijador en el corto plazo. Esta planta, de igual forma, toma en cuenta el estado del mercado para determinar sus cotizaciones en bolsa.

Planta	Precios de Oferta		Precios de Bolsa		Precios de Bolsa		Precios de Oferta	
	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor	Resultado	P-Valor
Urrá	Si causa	0.0991	No causa	0.8547	Si causa	< 0.0001	No causa	0.5535

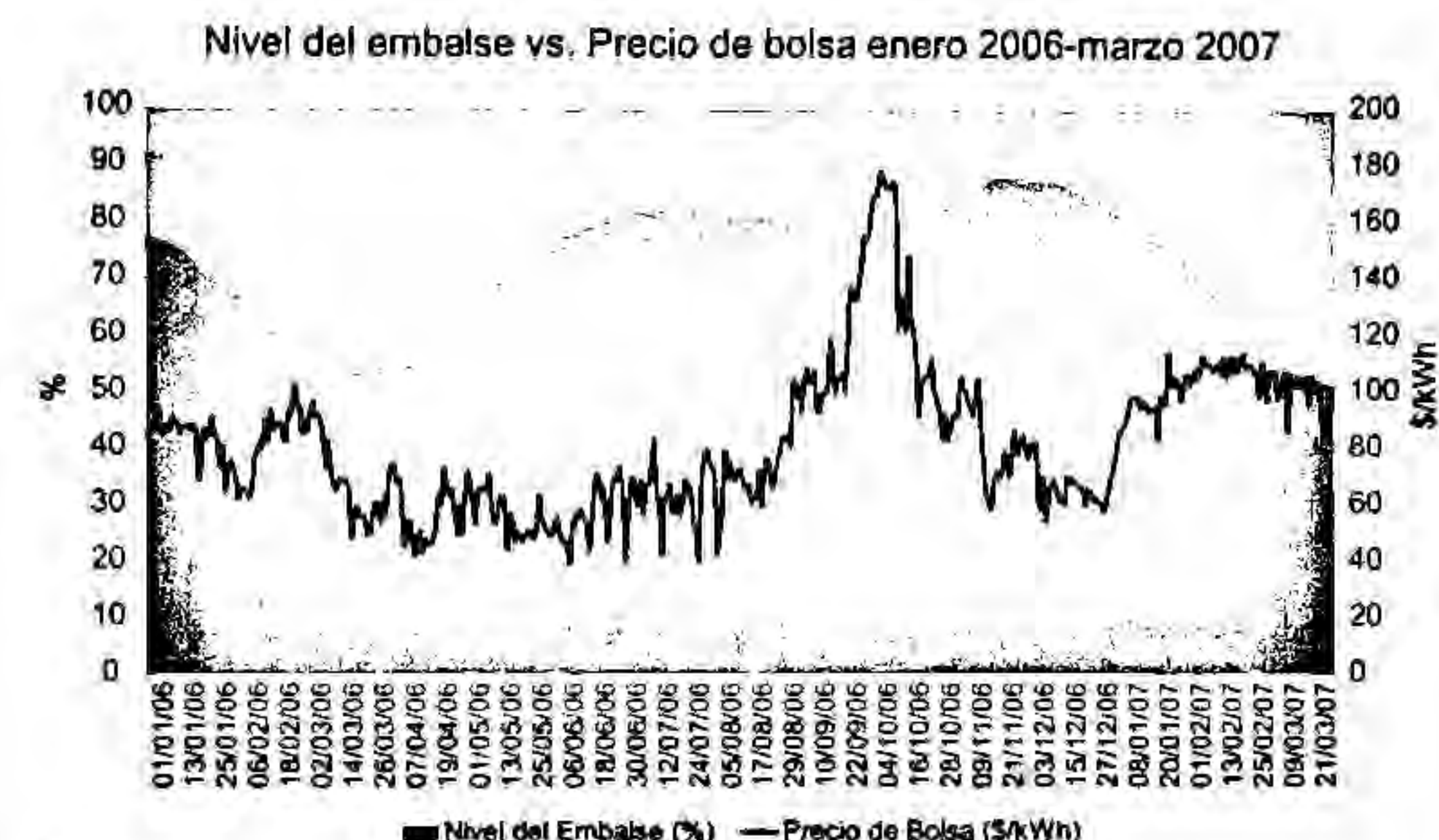
Fuente: Cálculos CSMEM

3. Análisis de indicadores

Dentro del seguimiento realizado por el Comité se evaluaron los indicadores preliminares realizados por el grupo interno de la Superintendencia y se propusieron nuevos indicadores. A continuación se presentan los indicadores sobre los cuales se encontraron resultados concluyentes del comportamiento de los agentes en el MEM.

3.1. Precio de bolsa y nivel del embalse

A continuación se presenta la gráfica con la evolución del último año para las variables precio de bolsa y nivel de embalse.



Fuente: XM.

De la gráfica claramente se observa una relación negativa entre estas series para el periodo de enero de 2006 a marzo de 2007. El embalse ofertable ha oscilado en este periodo, alrededor de un promedio de 72%, con una desviación normalizada del 11%. Se debe destacar que el embalse medio apenas atiende los requerimientos de energía de dos meses y el embalse máximo el de tres. Este rango sugiere, por una parte, que los agentes deben tomar sus decisiones con base en horizontes de corto plazo (dos o tres meses) y, por la otra, explica la relativa volatilidad del sistema. Los precios por su parte, han presentado un promedio en el periodo de \$79 por kWh en términos corrientes y 82 pesos de marzo de 2007 por kWh, con una desviación normalizada de alrededor de \$25 kWh.

Se observa que los niveles elevados de embalse se traducen con bastante precisión en bajos precios de bolsa. Además, se ha destacado un patrón según el cual el precio se eleva desde diciembre y durante los primeros meses del año, como estrategia que tiene en cuenta tanto los niveles de embalse alcanzados antes del verano como las expectativas del mismo. Una hipótesis de este comportamiento es que los niveles alcanzados por los embalses durante el mes de noviembre, se constituyen en la principal señal de escasez o abundancia para fijar el costo de oportunidad del agua y en consecuencia, el valor de las ofertas.

3.2. Indicador de coincidencias

En este indicador se calcula el porcentaje de coincidencias de los precios de oferta de un agente con respecto al precio de bolsa. El análisis se hace horario para todos los agentes. Para un agente X significa que en una hora determinada el precio de bolsa fue el mismo que ofertó el agente por alguna de sus plantas.

Este índice da señales acerca de cuáles son los principales agentes del mercado y en qué medida determinan el precio que cierra el MEM en cada hora. El CSMEM consideró conveniente analizar la evolución de este indicador con el propósito de caracterizar la estructura de competencia en el mercado mayorista.

A continuación se presenta el promedio histórico del indicador de coincidencias (julio 1995 – marzo 2007) y el promedio del periodo enero 2006 – marzo de 2007 del indicador de coincidencias por tipo de demanda y tipo de tecnología de las plantas:

Porcentaje promedio de coincidencias

Tipo de Demanda	Tecnología	Porcentaje promedio de coincidencias	
		Promedio Histórico	Promedio enero 06-marzo 07
Baja	Hidráulicas	76,21%	82,94%
	Térmicas	2,69%	5,79%
Media	Hidráulicas	74,81%	82,24%
	Térmicas	2,54%	6,11%
Alta	Hidráulicas	68,46%	73,66%
	Térmicas	4,35%	9,82%

Fuente: Cálculos CSMEM.

Es de aclarar que solo se tomaron para el análisis las plantas generadoras con mayor participación en la fijación de precios durante el periodo. Del anterior cuadro se concluye que respecto al histórico el promedio del periodo enero de 2006 a marzo de 2007 fue mayor lo que refleja que el indicador se ha ido concentrando en estos agentes.

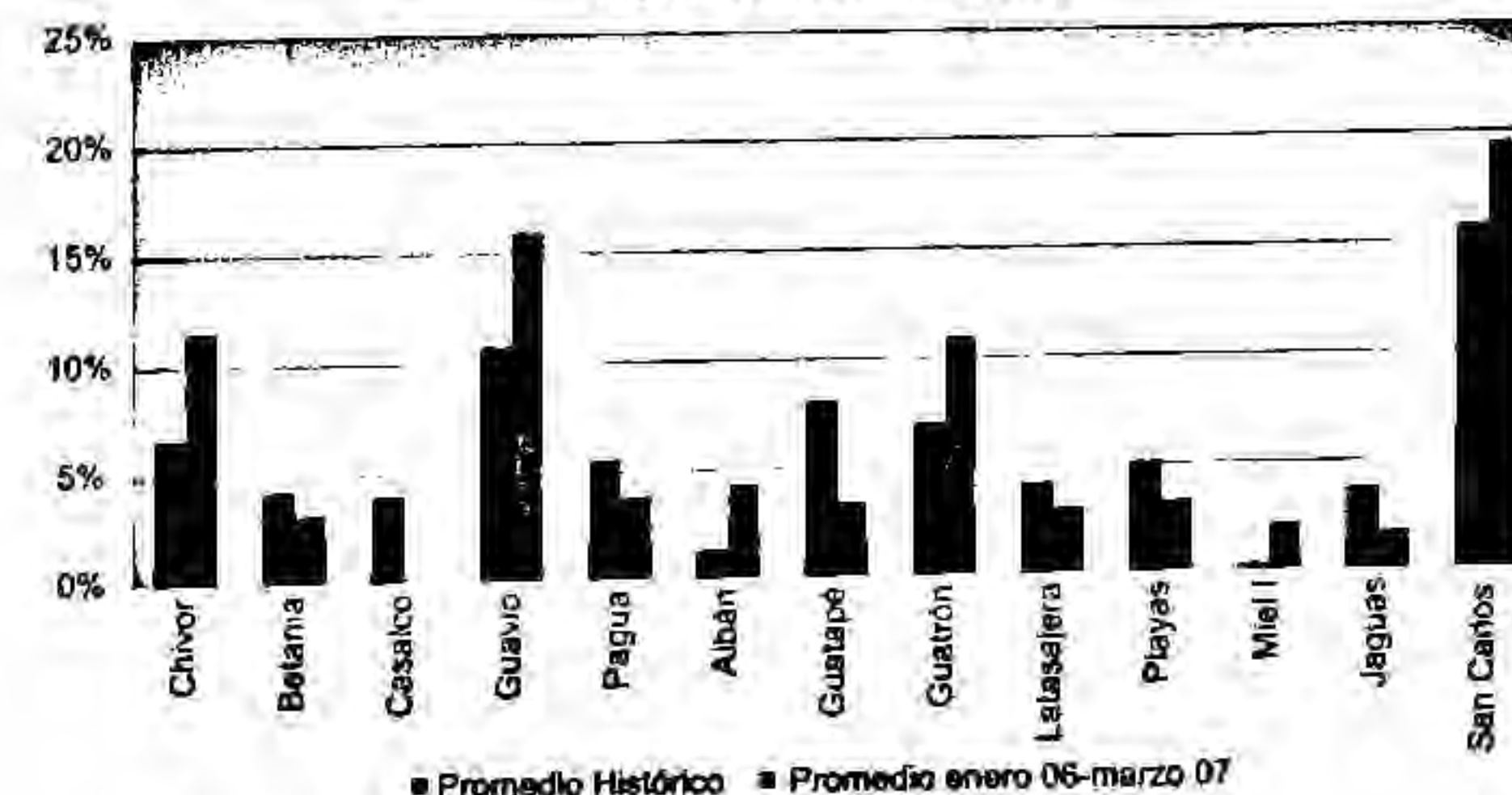
En la siguiente serie de gráficas se presenta un resumen del indicador de coincidencias para las horas de baja, media y alta demanda, discriminando entre plantas hidráulicas y térmicas. Se incluyen en las gráficas los promedios de coincidencias mensuales históricas del periodo enero de 2006 a marzo de 2007.

Indicador de Coincidencias Plantas Hidráulicas

Demanda Baja

Tal como se observa en la gráfica siguiente la planta que ha determinado el precio de bolsa con mayor frecuencia en las horas de baja demanda es San Carlos. Le siguen en importancia Guavio, Chivor, Guatapé y Guatrón. San Carlos marcó en promedio el precio algo más del 15% de las horas de baja demanda en el periodo. San Carlos, Guavio, Chivor y Guatrón marcan casi el 60% de los precios en las horas de baja demanda para el último año. Se observa que en el último año de despachos el mercado se ha concentrado en este horario.

Coincidencias entre precio de bolsa y ofertas-plantas hidráulicas-demanda baja

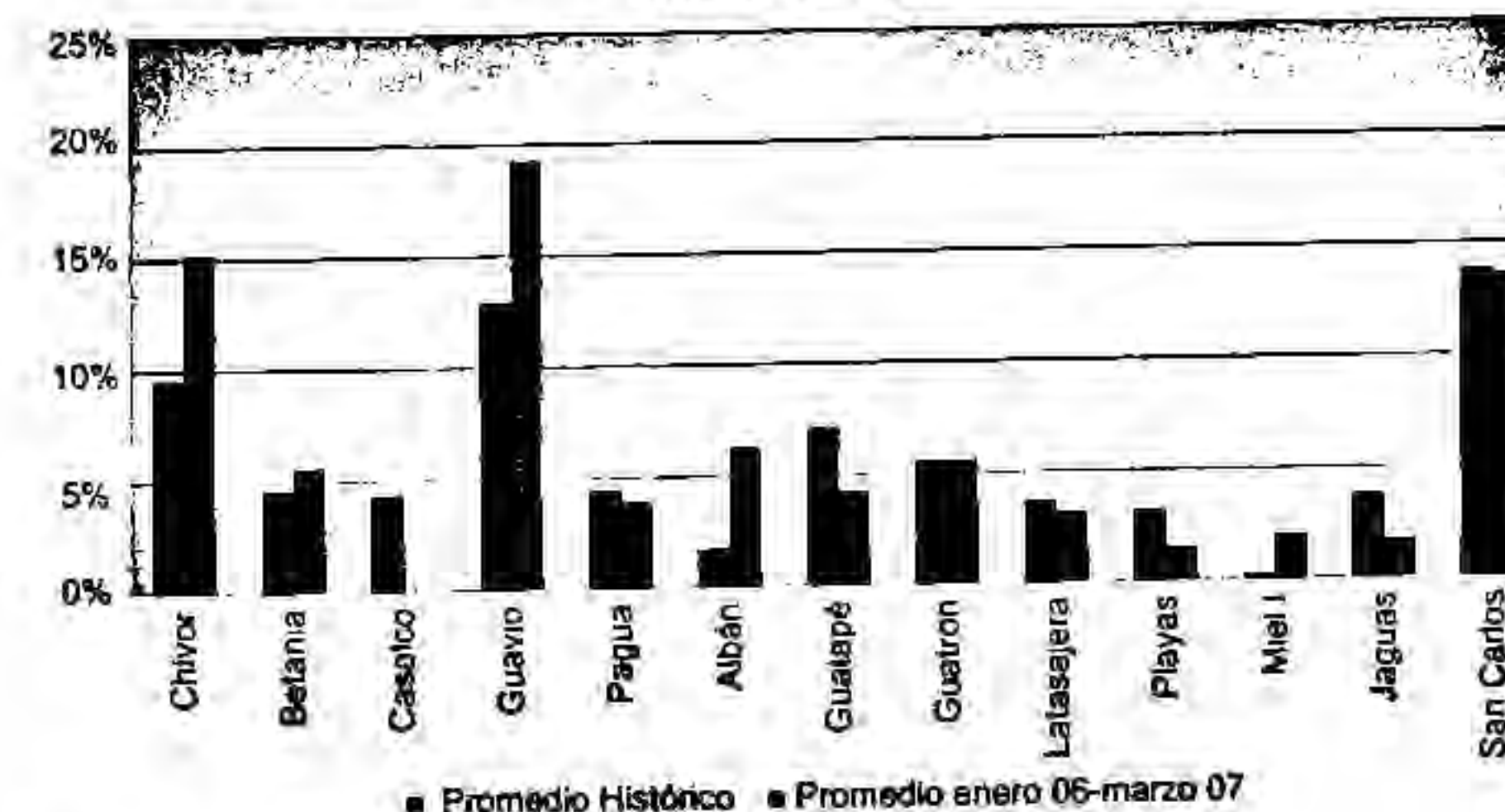


Fuente: Cálculos CSMEM

Demanda Media

La lectura del indicador para las horas de demanda media es muy similar a la de los periodos de baja demanda. Los principales jugadores son prácticamente los mismos, San Carlos, Guavio y Chivor, y también se evidencia un proceso de concentración en el último año.

Coincidencias entre precio de bolsa y ofertas-plantas hidráulicas-demanda media

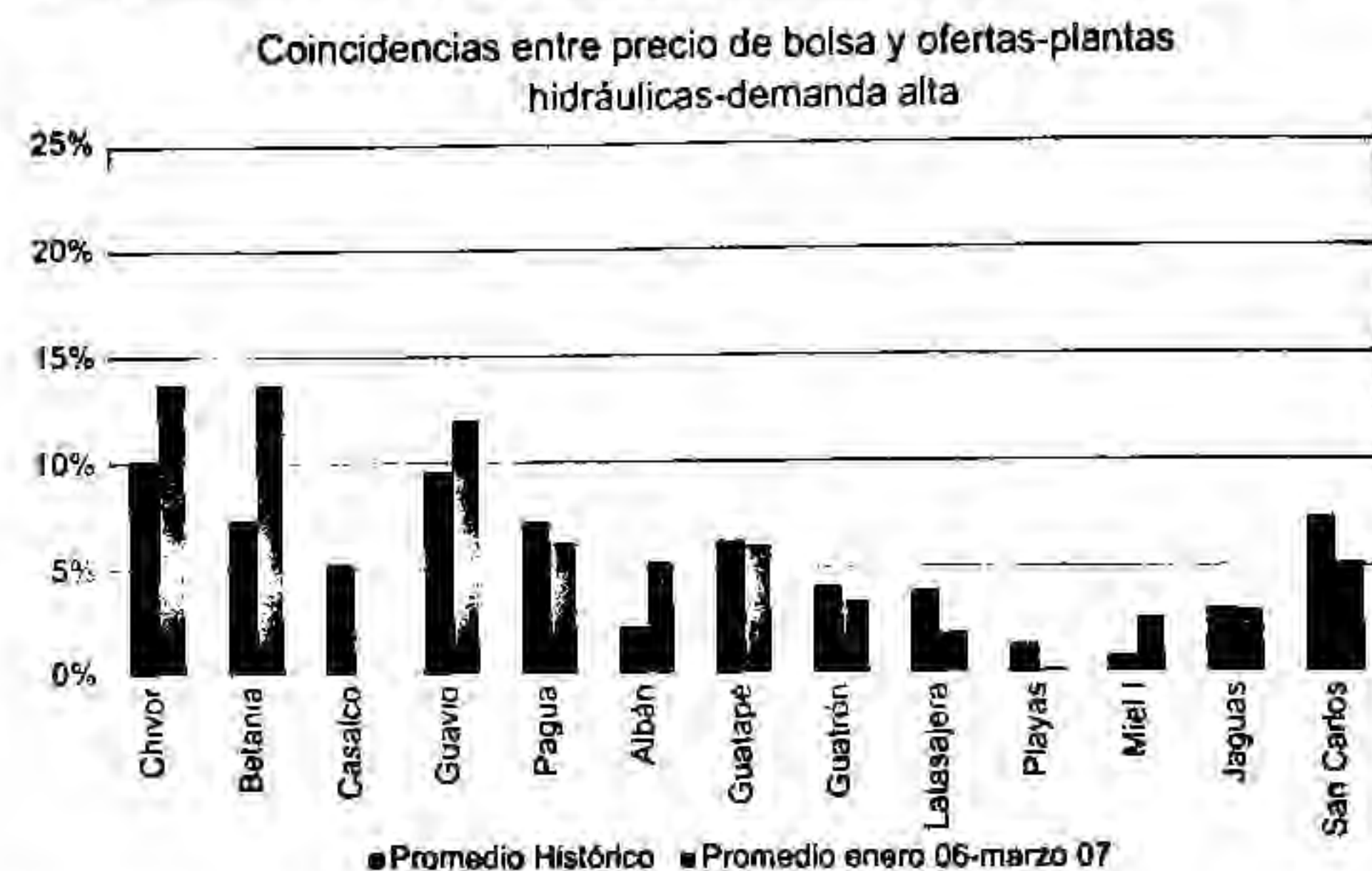


Fuente: Cálculos CSMEM.

Demanda Alta

En los periodos de demanda alta el comportamiento observado muestra que la concentración de las plantas que determinan el precio disminuye, puesto que a ese nivel de demanda, más plantas son requeridas y la capacidad de las plantas que antes suplían la mayor parte de la demanda (en periodos de baja y media) no son ahora suficientes para cubrir los requerimientos superiores. Las plantas de mayor frecuencia en

la marcación del precio cambian con relación a los periodos de baja demanda. Para el periodo, Chivor desplaza a San Carlos como líder del mercado y Retania adquiere mayor relevancia.

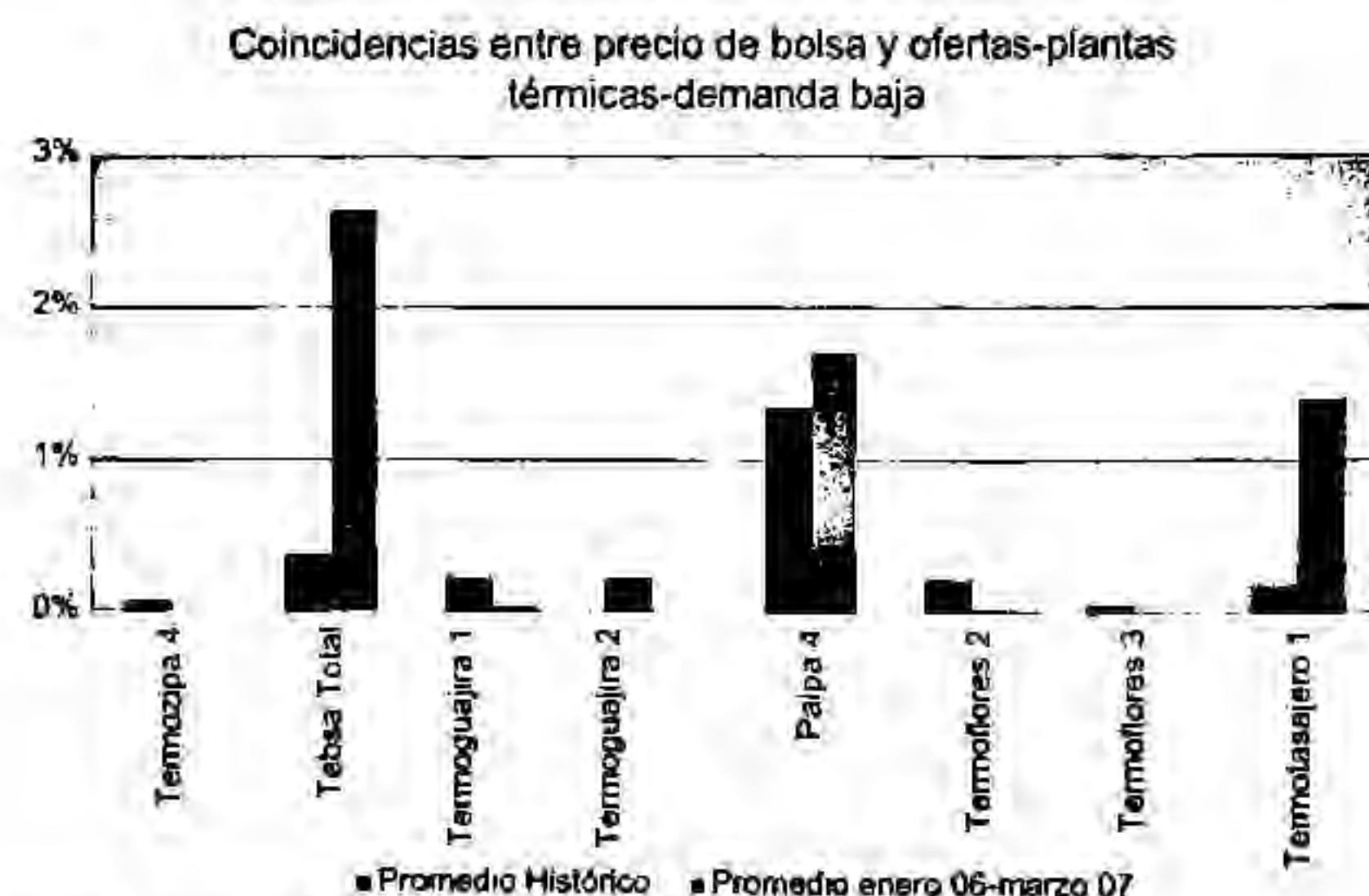


Fuente: Cálculos CSMEM

Indicador de Coincidencias Plantas Térmicas

Demanda Baja

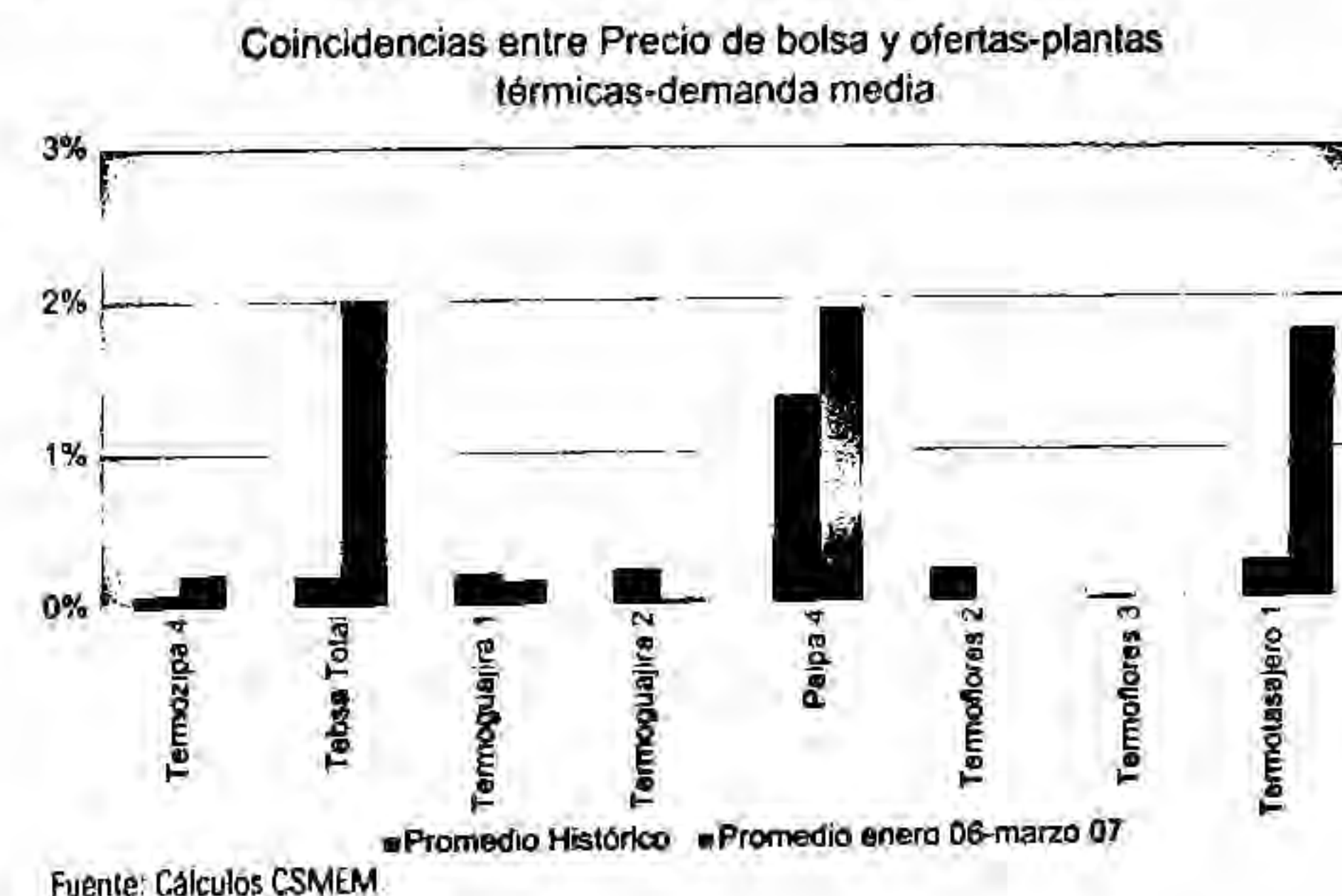
Como se observa en la gráfica siguiente, las plantas térmicas explican un porcentaje muy bajo en la fijación de precios de bolsa en horas de baja demanda. Este resultado es consecuente con la estructura del mercado, puesto que a bajos consumos, el sistema no requiere la participación de estos agentes y puede suplir las demandas con las plantas hidráulicas. Los resultados se explican en parte, por la abundancia de agua que ha caracterizado el periodo de análisis. Con las hidrologías observadas, las unidades térmicas solo pueden determinar el precio, en sequías o bajo restricciones del sistema.



Fuente: Cálculos CSMEM

Demanda Media

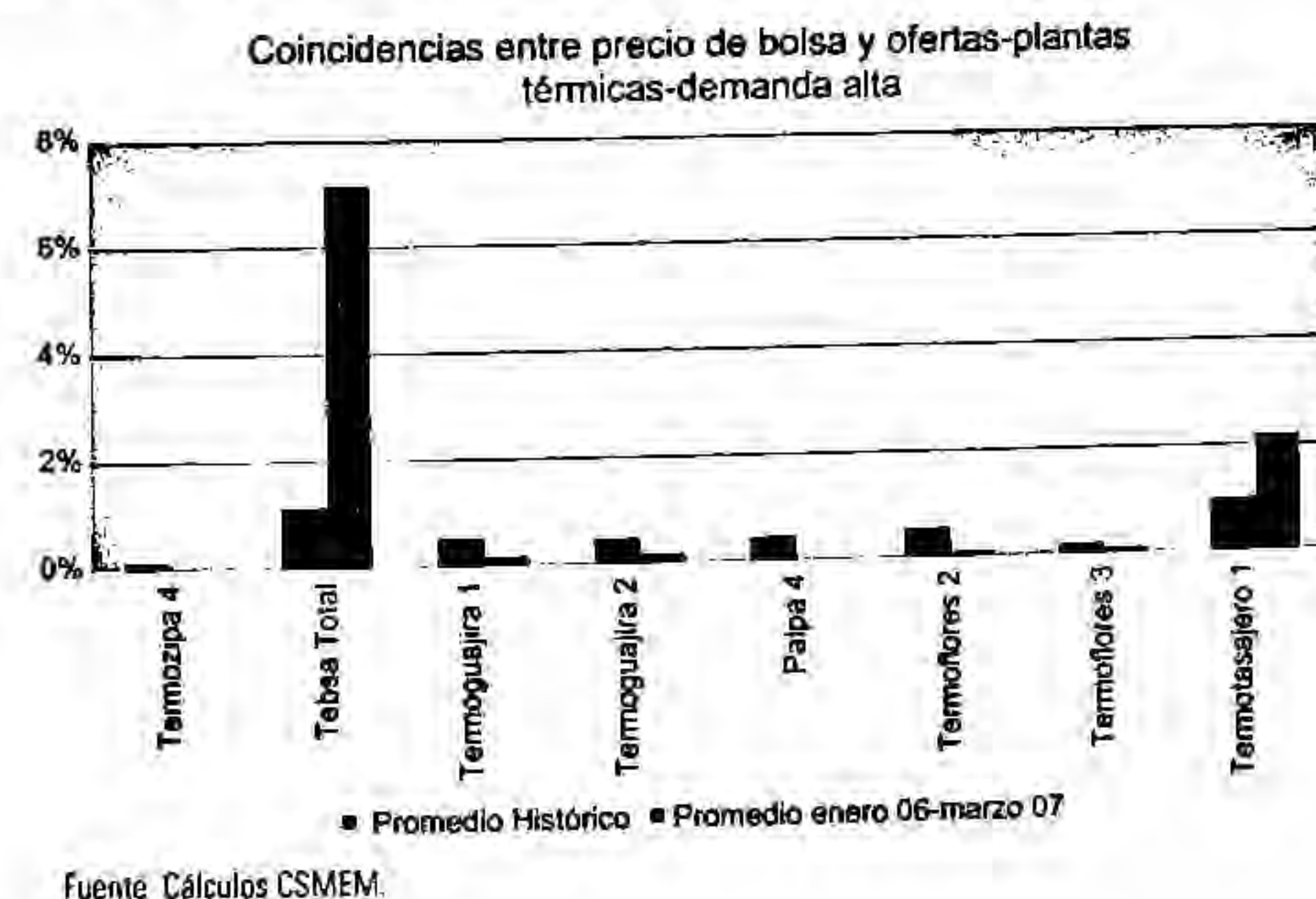
En horas de demanda media los niveles del indicador de coincidencias son aún menores para la planta más representativa del parque térmico (Tebsa), en las demás plantas térmicas no se evidencian cambios significativos entre demanda baja y demanda media. Para el último año, la fijación de precios es más homogénea que en demanda baja, para los principales agentes térmicos.



Fuente: Cálculos CSMEM

Demanda Alta

Como es de esperar, en las horas pico el papel de las térmicas en la fijación de precios es mayor. En este caso los porcentajes se elevan a 7.13% en el caso de Tebsa y 2.18% en Tasajero. Estas dos plantas han aumentado el liderazgo de precios en el último año, con relación a su comportamiento histórico. En periodos secos o de restricciones Tebsa ha mostrado niveles máximos bordeando el 14%.



Fuente: Cálculos CSMEM

Como resultados relevantes del análisis del indicador de coincidencias se destacan

- Los niveles del indicador de coincidencia para las plantas con mayor capacidad instalada pueden oscilar de un mes a otro entre 0 y 25%.
- En el caso de las térmicas la volatilidad del indicador de coincidencia es alta y los índices de coincidencias se mueven en rangos considerablemente inferiores. Durante periodos extensos, las térmicas no fijan el precio a ninguna hora.

3.3. Índice de Lerner

El índice de Lerner mide el poder de mercado de un monopolista expresado como la desviación del precio con respecto al costo marginal, expresada como proporción del precio.

El índice de Lerner es el negativo del inverso de la elasticidad de la demanda. Ante demandas elásticas, el monopolista tiene poco margen para elevar sus precios porque las reducciones en cantidades son más que proporcionales que los aumentos de precios. Con demandas inelásticas, la desviación del precio sobre el costo marginal será mayor. Este índice está definido para elasticidades mayores a 1, porque los monopolistas siempre agotan el rango inelástico de la curva de demanda. El índice (L_{hj}) define el poder de mercado de la planta j en la hora h , de acuerdo con la siguiente expresión:

$$L_{hj} = \frac{(P_h - MC_{jh})}{P_h} = - \frac{1}{\epsilon_{hj}}$$

Donde:

MC es el costo marginal

ϵ es la elasticidad de la demanda residual

En el MEM colombiano confluyen plantas de características y costos heterogéneos, con lo cual cualquier indicador basado en la medición de la elasticidad en un solo punto o escalón de la oferta, será muy volátil en función de las unidades que correspondan al cierre del mercado en cada hora.

Se propone para su discusión una metodología en la cual se suaviza la pendiente de la curva de demanda residual mediante una regresión lineal sobre los 5 últimos precios correspondientes al cierre del mercado, excluida la planta objeto de análisis

La elasticidad se estima en el punto medio de esta regresión.

$$\epsilon = \frac{\partial p}{\partial q} \times \frac{p}{q} = \beta \times \frac{p}{q}$$

Donde

P es el precio estimado en el punto medio de la regresión

Q es la cantidad correspondiente a este precio sobre la línea de regresión

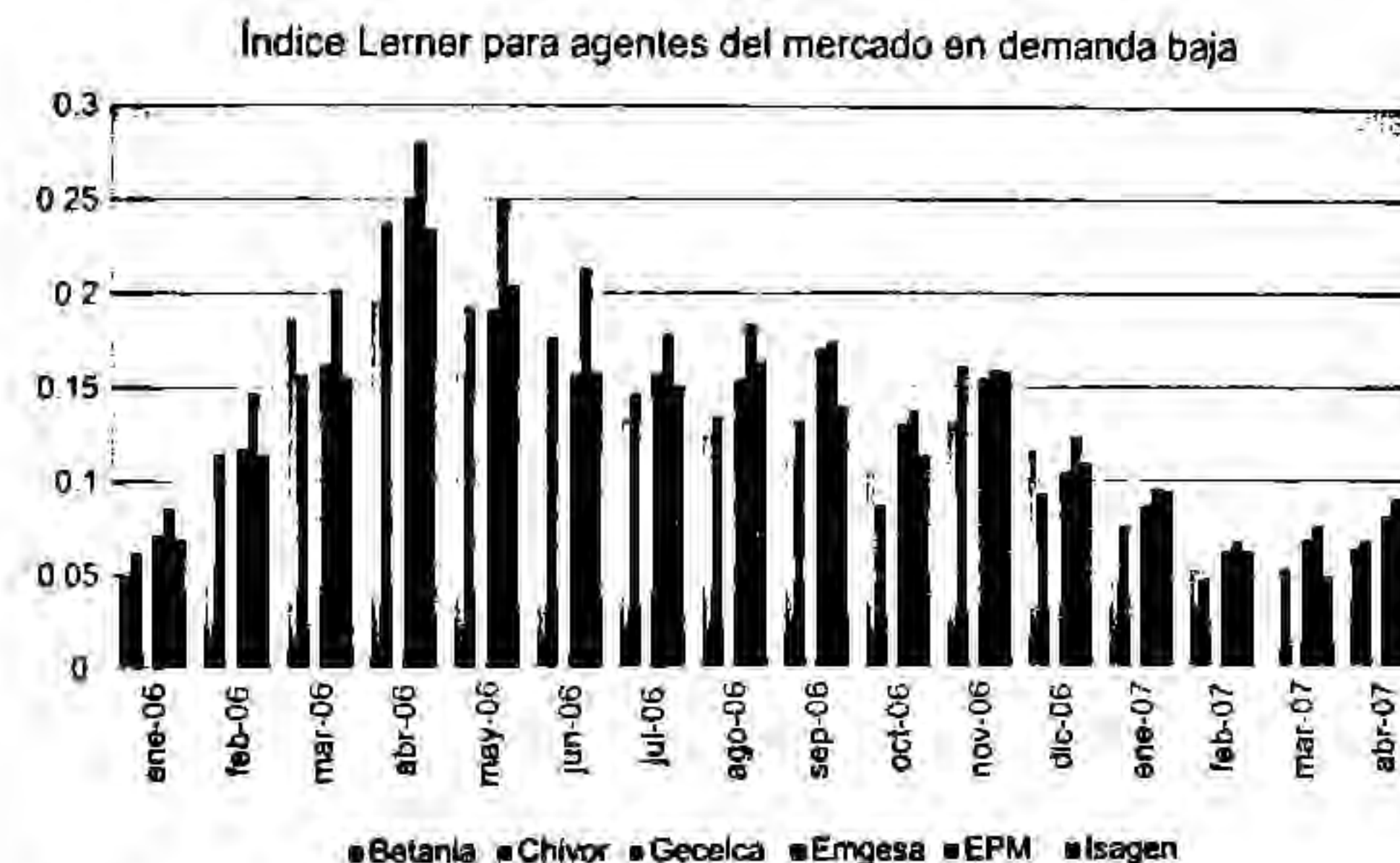
β es el parámetro del precio en la regresión lineal entre cantidades y precios.

3.3.1. Resultados del cálculo del Índice de Lerner aplicado a los agentes del MEM

A continuación se presentan las estimaciones del índice de Lerner en horas de demanda alta, baja y media para el periodo de enero de 2006 a marzo de 2007 para los agentes Betania, Chivor, Gecelca, Emgesa, EPM e Isagen.

Demanda Baja

A continuación se presenta el índice de Lerner en demanda baja, de la gráfica se observa que dicho índice se ubica en promedio en 0.11. Los valores más altos se presentan para EPM, el cual alcanzó un índice de 0.27 en abril de 2006.

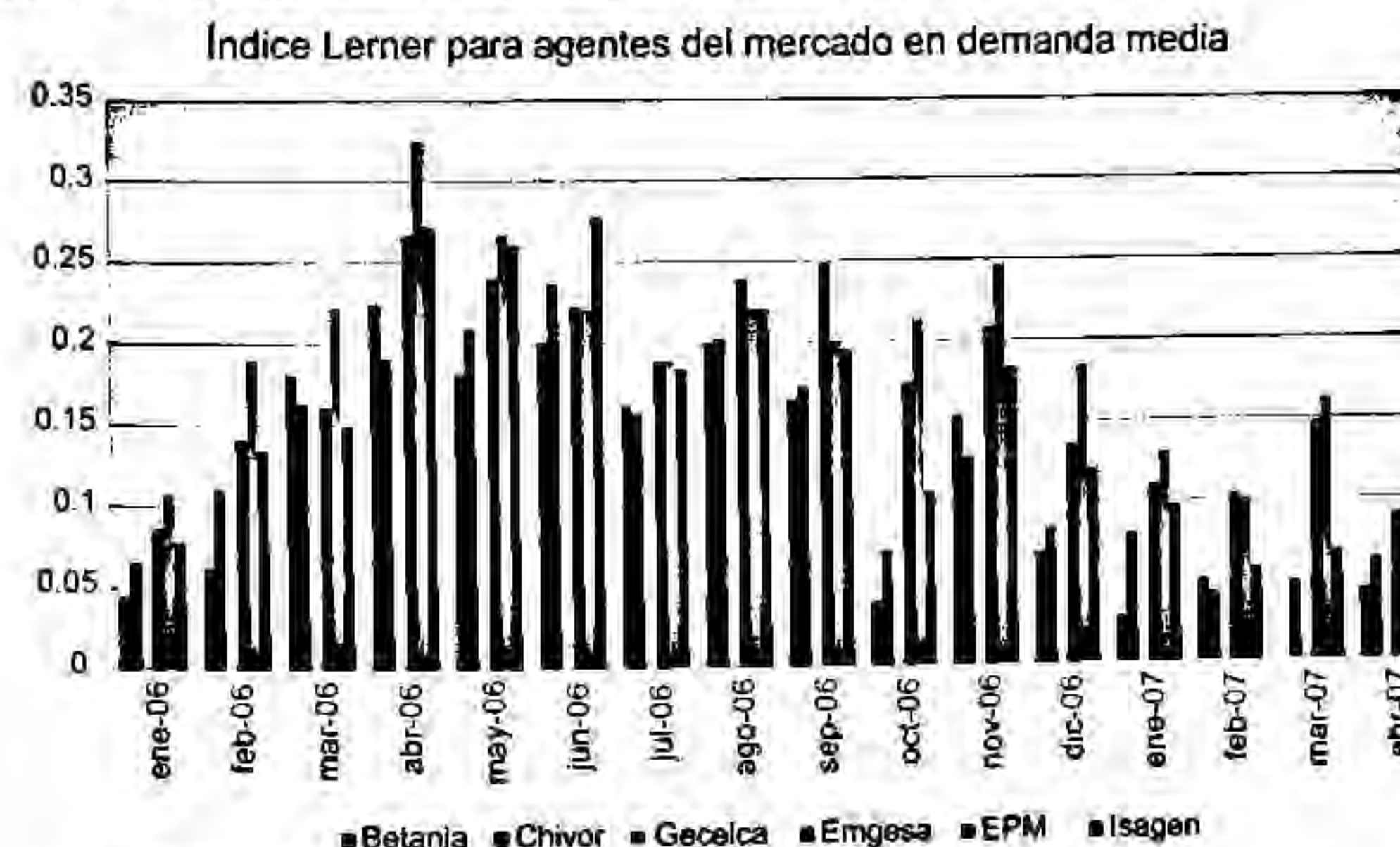


Fuente: Cálculos CSMEM

En teoría, este indicador sugiere que el poder de mercado que ostenta este Agente en ese mes es tal, que podría incrementar el precio de oferta con respecto al costo marginal en un 27%. Es de destacar cómo este indicador muestra seguir una tendencia para los diferentes agentes del mercado, mostrando en general valores máximos en abril de 2006 y los mínimos en marzo de 2007.

Demanda Media

Tal como se presenta a continuación, en horas de media demanda, el Índice de Lerner aumenta ligeramente en relación al de baja demanda, ubicándose en promedio alrededor de 0.14.

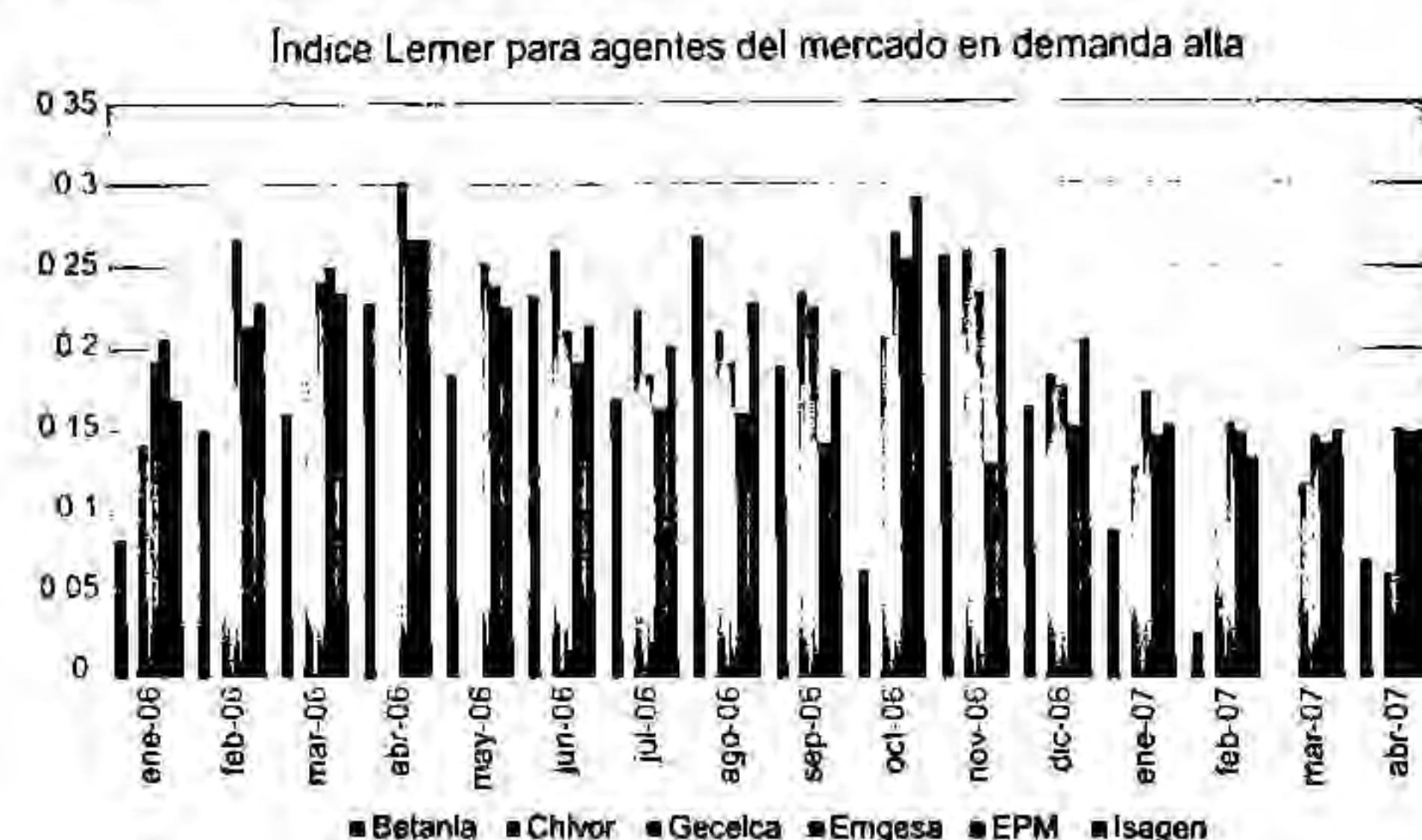


Fuente: Cálculos CSMEM

Nuevamente EPM resalta al presentar los valores más altos en casi todos los meses, superando incluso, en el mes de abril el 0,3. También se destaca una mayor heterogeneidad del índice en cada uno de los meses.

Demanda Alta

En demanda alta, el promedio del índice se encuentra alrededor de 0,18, superior al de las dos franjas anteriores, tal como se observa en la gráfica siguiente.



Fuente: Cálculos CSMMEM

En este caso es menos notorio el pico en el mes de abril de 2006 y EPM deja de ser el Agente líder, distribuyéndose este papel entre los diferentes agentes a través del periodo de análisis.

El nivel del índice, en general, es superior al reportado por Wolak para el mercado de California, incluso durante la crisis del sector. La razón de encontrar un índice mayor podría estar asociada a la mayor heterogeneidad del parque generador, lo que se traduce en una curva de demanda residual más inelástica y, en consecuencia, en un mayor índice de Lerner. En otras palabras, el poder de mercado lo genera la función de distribución de los costos marginales en las distintas plantas y su relación con la capacidad y costos de generación de la planta objeto de análisis.

Una lectura interesante de este resultado, obtenida durante el desarrollo del indicador, es que las plantas que ofertan precios elevados generan índices menores, quizás porque ya han agotado parte de su poder de elevar precios por encima del costo marginal. No ocurre lo mismo con las plantas que ofertan en la base.

Es importante contextualizar el índice de Lerner. En una industria caracterizada por economías de escala, como la generación eléctrica, el costo marginal es inferior al medio. De esta forma, precios iguales al costo marginal, donde el índice de Lerner es igual a cero, imponen pérdidas a los generadores en la medida en que no reponen sus costos medios. Se debe entonces, esperar algún poder de mercado que permita a la industria asegurar su recuperación de costos. Este argumento se debilita en el caso del MEM colombiano en la medida que el costo fijo se variabiliza a través del cargo por capacidad (cargo por confiabilidad) y por lo tanto ciertos costos fijos dan señales de costo marginal para efectos de ofertar en bolsa.

4. Perspectivas del seguimiento y el monitoreo

La vigilancia y el control de los agentes que conforman el Mercado de Energía Mayorista, MEM, en Colombia es función de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, función que se ha complementado con el seguimiento y monitoreo del mercado, realizado ya desde hace un par de años.

Sin embargo, de la experiencia internacional se destaca que el seguimiento es realizado en la mayoría de los casos por un ente independiente de los que ejercen las funciones de vigilancia y control y regulación.

Teniendo en cuenta que las entidades que desarrollan las funciones antes mencionadas, pueden ser retroalimentadas de los resultados del seguimiento y monitoreo, consideramos como perspectivas en el desarrollo eficiente de esta labor, las siguientes:

- Consolidar la conformación del Comité de Seguimiento y Monitoreo al MEM, para que continúe sirviendo de apoyo a la Superintendencia, la Comisión de Regulación, los usuarios y agentes del sistema, en el conocimiento dinámico del mercado.
- El seguimiento y monitoreo se traducirá en mayor y mejor información a los participantes del MEM, que se puede traducir en mejores eficiencias del mercado.
- Brindar a los usuarios finales mayor información del Mercado de Energía Mayorista.
- Continuar con la evaluación de los indicadores, herramientas e informes, evaluando su efectividad y utilidad en el seguimiento y monitoreo.
- Definición legal de las acciones o comportamientos que sean nocivos para la competencia, teniendo en cuenta las características del Mercado Eléctrico Colombiano.
- Desarrollar una metodología que permita estandarizar actividades para realizar las labores de seguimiento y monitoreo, basados en la experiencia internacional.

5. Conclusiones

- El Mercado de Energía Mayorista en Colombia está caracterizado por los siguientes aspectos:
 - a. Básicamente existen en el mercado cuatro agentes fijadores del precio.
 - b. La operación de las plantas térmicas es demasiado limitada a situaciones de verano y restricciones operativas del sistema de generación – transmisión.
 - c. Solamente existe un embalse con capacidad de regulación multianual.
 - d. Con el transcurrir del tiempo, los precios de bolsa han venido convergiendo alrededor del precio medio de contratos que, a su vez, ha disminuido notablemente su varianza.
 - e. Históricamente un porcentaje muy importante de la energía consumida en la Costa Atlántica y en menor escala de la zona nordeste, provino de reconciliaciones positivas y se generó con plantas fuera de mérito, lo que provocó que el Gobierno promoviera la construcción de una nueva línea de

transmisión a esta zona del país y que debe entrar en el año 2007, lo cual sugiere la necesidad de ampliar la capacidad de transmisión. Esta conclusión debe ser revisada con el comportamiento de las reconciliaciones, después de la entrada en servicio de las líneas UPME.

- Una de las variables que sin duda influye en la estrategia de ofertas al MEM es la relación entre los aportes medios y la capacidad de generación. A medida que esta relación se reduce, menor será la probabilidad de alcanzar situaciones de vertimientos forzados y, por lo tanto, menos riesgoso apostar a estrategias de precios elevados.
- La composición de fuentes del parque de generación en Colombia es una característica que impone retos al diseño del sistema de seguimiento, porque no es fácil determinar la importancia de un agente en determinado período, con base en su comportamiento en los períodos anteriores.
- Las decisiones acerca de qué plantas deben generar para atender los déficits de energía en las zonas con limitaciones (reconciliación positiva) y cuáles deben reducir su producción por debajo de lo idealmente programado para asegurar el balance de oferta y demanda del sistema (reconciliaciones negativas) también siguen procedimientos que involucran eficiencia económica.
- La mayor presión sobre los recursos existentes de generación se puede traducir en el mediano plazo en presiones alcistas en los precios del MEM. Es necesario monitorear los incentivos a la expansión y particularmente el efecto de la nueva regulación de cargo por confiabilidad.
- El comportamiento, en el cual los ingresos por kWh se reducen aun en valores nominales, está asociado a hidrologías elevadas y, sin duda, a un buen desempeño del mercado, en el cual la competencia ejerce una fuerza que traslada los menores costos de los insumos de generación a las tarifas del mercado mayorista.
- Como experiencia internacional del seguimiento y el monitoreo de los sistemas de Texas y California, se presentan como puntos de análisis para fortalecer dentro de la metodología de seguimiento colombiana los siguientes:
 - a) Estructura organizacional del mercado
 - b) Manejo de la información
 - c) Desarrollo metodológico para el seguimiento y evaluación del mercado y de prácticas restrictivas de la competencia
 - d) Indicadores y frecuencia del seguimiento
 - e) Definición de alertas
 - f) Medidas coercitivas utilizadas en el mercado.

Bibliografía

- AGUILAR, Argemiro. Informe No. 12. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista. Marzo de 2007.
- AGUILAR, Argemiro. Informe No. 13. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista. Abril de 2007.
- AGUILAR, Argemiro. Informe No. 14. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista. Mayo de 2007.
- BRUGMAN, Alberto; WOLAK, Frank y otros. Propuesta de Monitoreo del Mercado de Energía Mayorista - MEM. SSPD - 2004.
- RODA, Pablo; SÁNCHEZ, Gabriel y MERCADO, Jorge. Informe No. 1. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista. Marzo de 2006.
- RODA, Pablo; SÁNCHEZ, Gabriel y MERCADO, Jorge. Informe No. 2. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista. Abril de 2006.
- RODA, Pablo; SÁNCHEZ, Gabriel y MERCADO, Jorge. Informe No. 3. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista. Mayo de 2006.
- RODA, Pablo; SÁNCHEZ, Gabriel y MERCADO, Jorge. Informe No. 4. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista. Junio de 2006.
- RODA, Pablo; SÁNCHEZ, Gabriel y MERCADO, Jorge. Informe No. 5. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista. Julio de 2006.
- RODA, Pablo; SÁNCHEZ, Gabriel y MERCADO, Jorge. Informe No. 6. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista. Agosto de 2006.
- RODA, Pablo; SÁNCHEZ, Gabriel y MERCADO, Jorge. Informe No. 7. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista. Septiembre de 2006.
- RODA, Pablo; SÁNCHEZ, Gabriel y MERCADO, Jorge. Informe No. 8. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista. Octubre de 2006.

3110 RODA, Pablo; SANCHEZ, Gabriel. Informe No. 9. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista. Noviembre de 2006.

RODA, Pablo; SANCHEZ, Gabriel. Informe No. 10. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista. Diciembre de 2006.

RODA, Pablo; SANCHEZ, Gabriel. Informe No. 11. Comité de Seguimiento del Mercado de Energía Mayorista. Enero de 2007.

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Metodología de Seguimiento del Mercado Mayorista de Energía. SSPD-2001.

UPME. Una visión del mercado eléctrico colombiano. 2004.

WOLAK, Frank. Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market, 1998 - 2000.

WOLFRAM, Catherine D. Strategic Bidding in a Multiunit Auction: An Empirical Analysis of Bids to Supply Electricity in England and Wales. 1998.

XM. Bases de datos del Mercado de Energía Mayorista, MEM, 1995-2007.

BIBLIOTECA NACIONAL DE COLOMBIA



BIBLIOTECA NACIONAL DE COLOMBIA



Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

www.superservicios.gov.co

www.sui.gov.co

Línea Nacional 01 8000 910305

Bogotá 691 3006

ISBN: 978-958-96423-5-1