

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 33 – 2008

ANALISIS DEL INFORME DEL CND DE NOVIEMBRE DE 2008

ANALISIS DEL DESEMPEÑO DEL MEM

Preparado por:

**Argemiro Aguilar D.
Pablo Roda
Gabriel Sánchez Sierra**

Bogotá, Noviembre 28 de 2008

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ANÁLISIS DEL INFORME DEL CND DE NOVIEMBRE DE 2008	2
2.1	HIDROLOGÍAS, NIVELES DE EMBALSES Y PRECIOS DE BOLSA	2
2.2	DEMANDA Y EXPORTACIONES DE ENERGÍA	5
2.3	EVOLUCIÓN DE LAS RESTRICCIONES	5
2.4	INDISPONIBILIDADES DURANTE LA OPERACIÓN	6
2.5	MANTENIMIENTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	8
2.5.1	<i>Generación</i>	9
2.5.2	<i>Transmisión Nacional y Regional</i>	11
2.5.3	<i>Subestaciones y Protecciones</i>	12
3	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM	14
3.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	14
3.1.1	<i>Generación del Sistema</i>	14
3.1.2	<i>Vertimientos</i>	14
3.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	15
3.2.1	<i>Precios Diarios de Bolsa Actuales, Históricos y Críticos</i>	15
3.2.2	<i>Distribución del Precio de Bolsa</i>	16
3.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	17
3.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio</i>	17
3.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio</i>	18
3.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad</i>	18
3.3.4	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica</i>	20
3.3.5	<i>Curvas de Oferta en Bolsa Promedio</i>	20
3.3.6	<i>Índice de Lerner</i>	21
3.3.7	<i>Índice Residual de Suministro</i>	22
3.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	23
3.4.1	<i>Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa</i>	23
3.4.2	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	24
3.4.3	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	24
3.4.4	<i>Precio Promedio Mensual de Las Generaciones Fuera De Merito</i>	26
3.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES	26
3.5.1	<i>Costo Total Mensual de Restricciones</i>	26

Resumen Ejecutivo

En primer lugar se presenta un análisis del documento preparado por XM y correspondiente al informe del CND de noviembre de 2008, las principales conclusiones del informe son:

- Los aportes hídricos han superado los promedios históricos, la generación eléctrica en los últimos 12 meses creció un 5.4%, con un aumento importante en la participación de las plantas hidroeléctricas, cuya generación aumentó un 10% en el período, sin embargo, el precio promedio del spot se ha mantenido en niveles relativamente altos.
- A partir de julio de 2008 la demanda de energía, alcanzó las proyecciones de la UPME para el escenario medio y a partir de agosto se reactivaron las exportaciones tanto a Ecuador como a Venezuela.
- Si se presentan indisponibilidades en las plantas hidráulicas iguales o mayores a 900 MWh, para efectuar el suministro de la demanda máxima es necesario despachar las plantas térmicas a carbón e iniciar el despacho de las plantas térmicas a gas.
- En la programación del despacho para el día siguiente, debido a las consignaciones de equipos no contemplados en el plan de mantenimiento o por incrementos de la demanda del sistema, a partir del mes de agosto de 2008 se vienen presentando déficit en los niveles de reserva para algunas horas de operación.
- Si durante el día de operación se reportan indisponibilidades de plantas, dados los tiempos requeridos de arranque de las plantas térmicas, no solamente se está incurriendo en problemas operativos que están implicando una posible desatención de la demanda, sino que también incrementan en forma desmedida los precios de la bolsa.
- A partir del año 2007, las consignaciones de los equipos o instalaciones de generación se han visto más que duplicadas y el 83% de ellas ocurrieron fuera del plan de mantenimiento programado. Coincide esta situación con la implantación del cargo por confiabilidad a partir de diciembre de 2006, con el cual desapareció la penalización a las indisponibilidades de generación. A este respecto existen dos alternativas: a) El parque generador del SIN presenta unos niveles críticos de

confiabilidad, y/o b) Las consignaciones pueden estar siendo utilizadas con propósitos de carácter comercial.

- Comparativamente con la generación, los mantenimientos en transmisión responden a una mayor programación, vale la pena mencionar que en el caso de la transmisión, la regulación contempla penalizaciones pecuniarias por salidas de emergencia.
- El caso de la demanda no atendida en los sistemas de Cauca – Cedelca y Nariño – Cedenar está diagnosticado como consecuencia de a) obsolescencia de las redes, b) las redes no soportan una confiabilidad asociada al esquema n-1, c) problemas de protecciones y d) no existe supervisión.
- La actuación de las protecciones en un 63% corresponden a una respuesta inadecuada de las protecciones del sistema. Esto merece una revisión a fondo de la coordinación de las protecciones y/o a la necesidad de modernizar tanto las protecciones como algunas subestaciones.

En segundo lugar, se presenta el análisis del desempeño del MEM durante el mes de octubre de 2008, con base en indicadores calculados para tal fin, el cual es totalmente coherente con lo analizado en el documento de coyuntura de XM.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Análisis del documento preparado por XM, correspondiente al informe del CND de noviembre de 2008, y b) Análisis de desempeño del MEM.

a) Análisis del informe del CND de noviembre de 2008

Se realiza un análisis de la información relacionada con hidrologías, niveles de embalse, precios de bolsa y de escasez; demanda y exportaciones de energía a Ecuador y Venezuela; la evolución de las restricciones del sistema; la indisponibilidad que viene presentando el parque generador durante la operación diaria; la disponibilidad del sistema de transmisión nacional y regional y finalmente el estado de consignaciones por mantenimientos y/o desconexión de los equipos del SIN.

b) Análisis de Desempeño del MEM

El CSMEM cuenta con alrededor de 60 indicadores diferentes de seguimiento del Mercado de Energía Mayorista relativos al comportamiento del sistema, la evolución de los precios en la bolsa de energía, el comportamiento de las ofertas, el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones, el mercado de contratos bilaterales y el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Ahora bien, en este informe solamente se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes un comportamiento que merezca destacarse.

2 Análisis del Informe del CND de Noviembre de 2008

El presente análisis está basado en el documento preparado por XM, correspondiente al informe del CND de noviembre de 2008.

2.1 Hidrologías, Niveles de Embalses y Precios de Bolsa

El gráfico número 1 elaborado por el CSMEM presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses, comparados con el promedio histórico.

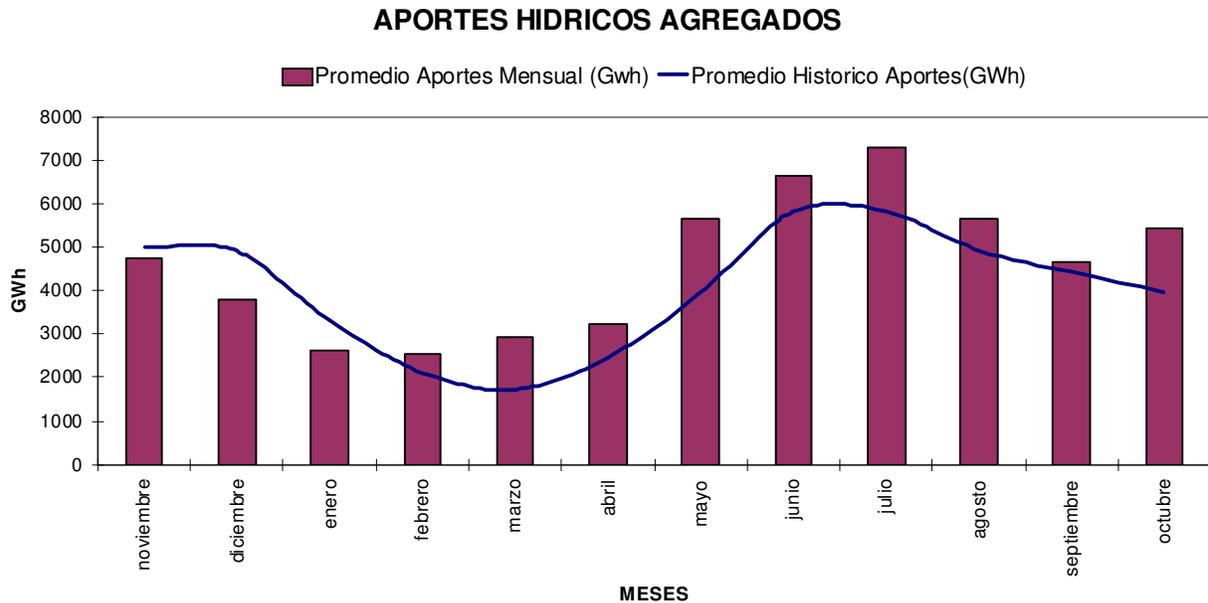


Gráfico No 1

El gráfico No 2 elaborado por el CSMEM presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario, para los últimos 6 meses.

El gráfico No 3 elaborado por XM, muestra a nivel diario la evolución que han tenido, la tasa representativa del mercado (Col\$/US\$), el New York Residual Fuel Oil 1% y el precio de escasez comparado con los precios de bolsa.

Evolución del Precio de Bolsa vs. Nivel del Embalse Agregado - Mayo de 2008 a Octubre 2008

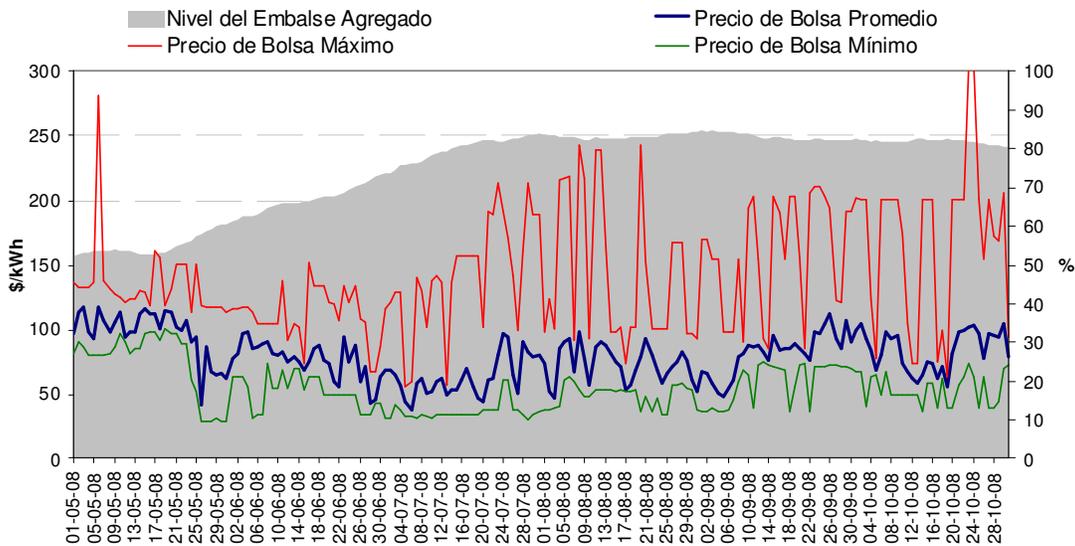


Gráfico No 2

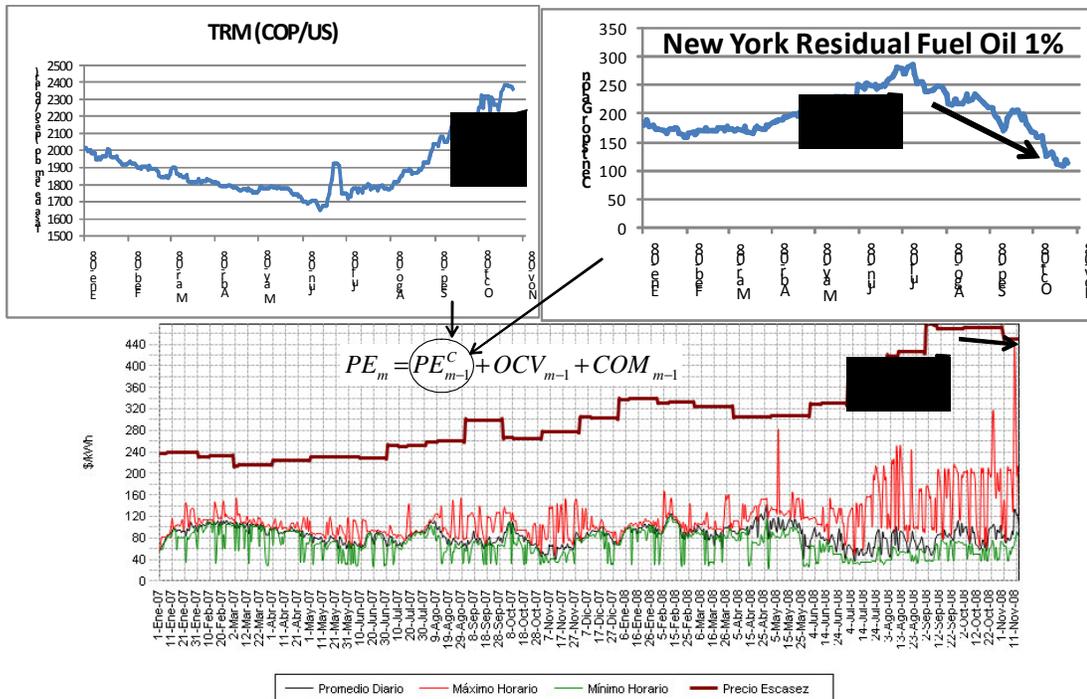


Gráfico No 3

A continuación se presenta un análisis de la situación del Mercado de Energía Mayorista, dadas las condiciones de los aportes hidrológicos de los embalses del Sistema Interconectado Nacional y el comportamiento de los precios de bolsa:

- En forma continua desde el mes de febrero de 2008, los aportes hídricos han superado los promedios históricos, situación que ha conllevado al vertimiento de magnitudes considerables de agua en varios embalses del sistema, especialmente en los meses de octubre y noviembre.
- En promedio para los últimos doce meses, la generación eléctrica creció un 5.4%, con un aumento importante en la participación de las plantas hidroeléctricas, cuya generación aumentó un 10% en el período. La generación térmica durante el mismo periodo se contrajo en 22%, destacando una reducción a prácticamente la mitad de la energía generada con carbón, lo que tiene su explicación en el aumento de la generación hidráulica y el nivel de precios alcanzado por el carbón de exportación.
- No obstante que el nivel del embalse agregado del SIN ha permanecido desde julio de 2008 en el 80%, el precio promedio del spot se ha mantenido en niveles relativamente altos con valores que han sobrepasado los \$120/kWh.
- Desde julio de 2008 la volatilidad del precio de bolsa se exacerbó, al punto que en horas de alta demanda el equilibrio se alcanza en precios de hasta tres veces los promedios diarios.
- Son las plantas hidráulicas las que fijan el precio de mercado en horas de alta, media y máxima demanda. La participación de las plantas térmicas en la fijación del precio, solo ocurre en porcentajes muy discretos durante el periodo de máxima demanda.
- Varias plantas con el embalse cercano a su nivel máximo, sostienen el precio por encima del mínimo permitido en la regulación; esta estrategia conlleva a que el precio de bolsa en horas de baja demanda no se deprima. En otros casos, plantas con nivel de embalse cercano al máximo, presentan precios de oferta muy por encima del precio de bolsa.
- A pesar de la reducción que viene ocurriendo desde julio de 2008 en los precios del petróleo indexado al precio de escasez, por el contrario el precio de escasez ha venido incrementándose hasta alcanzar los \$480/kWh, debido a que la reducción

del precio del petróleo la compensa y sobrepasa el aumento de la tasa representativa del mercado.

- El 10 de noviembre de 2008, el precio de bolsa en hora de máxima demanda con valor de \$437.9/kWh, estuvo muy cerca del precio de escasez que era de \$449/kWh.
- En las plantas térmicas a gas que hoy en día obtienen el gas al precio regulado de Guajira o con precio del gas de Cusiana aún inferior, se evidencia que la formación del precio de oferta tiene como referente los precios del gas de las subastas.

2.2 Demanda y Exportaciones de Energía

- La demanda de energía del SIN que venía creciendo a un ritmo inferior a las proyecciones de la UPME, a partir de julio de 2008 alcanzó las proyecciones de esta entidad para el escenario medio.
- Al observar el comportamiento del consumo de energía en los diferentes sectores de la actividad económica del país, si bien es cierto que la industria manufacturera presenta una reducción del 3.1% en el consumo, éste se compensa con los crecimientos del 13.6% en extracción de minería y canteras y del 6,5% en el consumo de la industria agrícola.
- A partir del mes de agosto de 2008 vuelven a tener impacto en la demanda total de energía, la reactivación de las exportaciones al Ecuador alcanzando los 80 MWh en septiembre y simultáneamente desde este mes también se reactivan las exportaciones a Venezuela que en octubre llegan a los 30 MWh.

2.3 Evolución de las Restricciones

El gráfico No 4 elaborado por XM, muestra la evolución que ha tenido la magnitud (MWh) de las restricciones en el SIN y el precio de las reconciliaciones positivas. A partir de mayo de 2008, la magnitud de las restricciones en MWh vienen decreciendo, como resultado de la disminución de atentados en el sur del país; sin embargo, dado que el precio de las reconciliaciones positivas presenta una tendencia al alza, el costo total de las restricciones en pesos finalmente es moderadamente ascendente, como se puede observar más adelante en el gráfico No 22 de la sección 3.5.1.

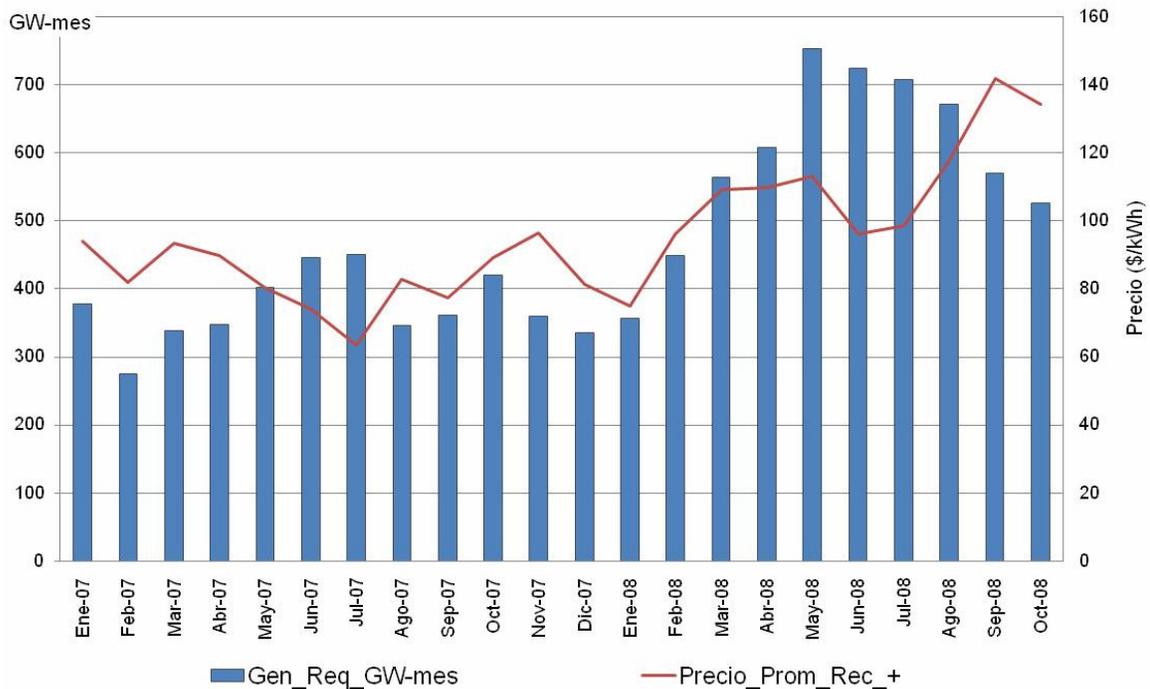


Gráfico No 4

2.4 Indisponibilidades Durante la Operación

Como lo ilustra el gráfico No 5 elaborado por XM, la situación actual del despacho es tal que si se presentan indisponibilidades en las plantas hidráulicas iguales o mayores a 900 MWh, para efectuar el suministro de la demanda máxima es necesario despachar las plantas térmicas a carbón e iniciar el despacho de las plantas térmicas a gas.

La situación de indisponibilidad en las plantas hidráulicas, no solo tiene los efectos de un mayor precio en razón del uso de las plantas térmicas, sino que además la utilización de las plantas térmicas incluye condiciones adicionales para su despacho como son los tiempos de aviso y arranque de tales unidades.

Los estudios de corto plazo (semana anterior al despacho) que realiza el CND arrojan que el nivel de la reserva diaria esperada de corto plazo para ciertas horas de operación, o bien es muy justa o alcanza a mostrar déficit menores.

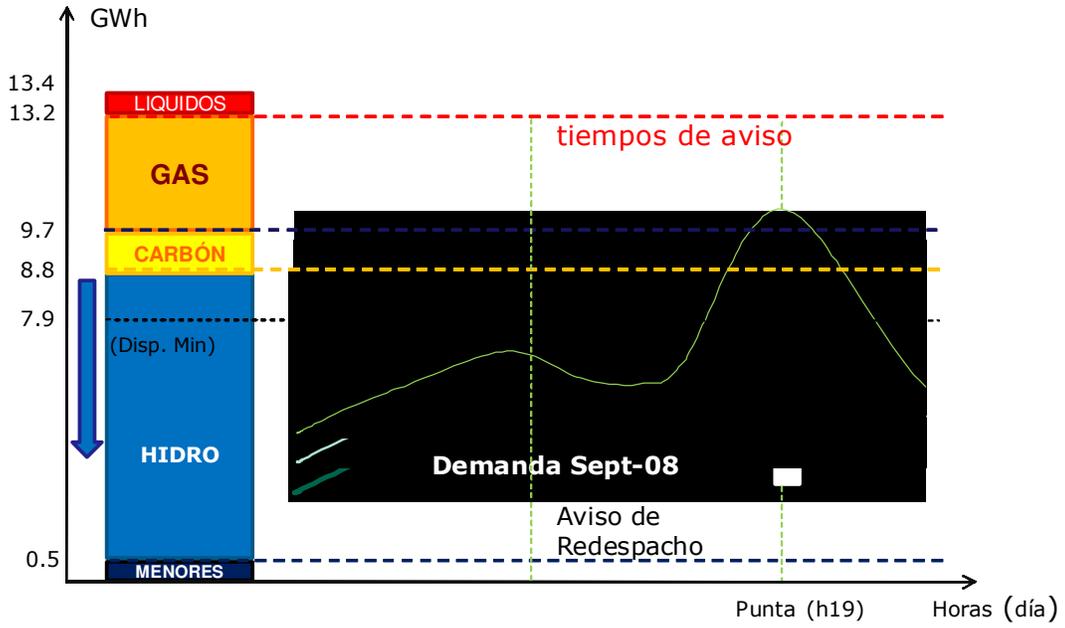


Gráfico No 5

**Reserva diaria esperada en el despacho
Día anterior a la operación**

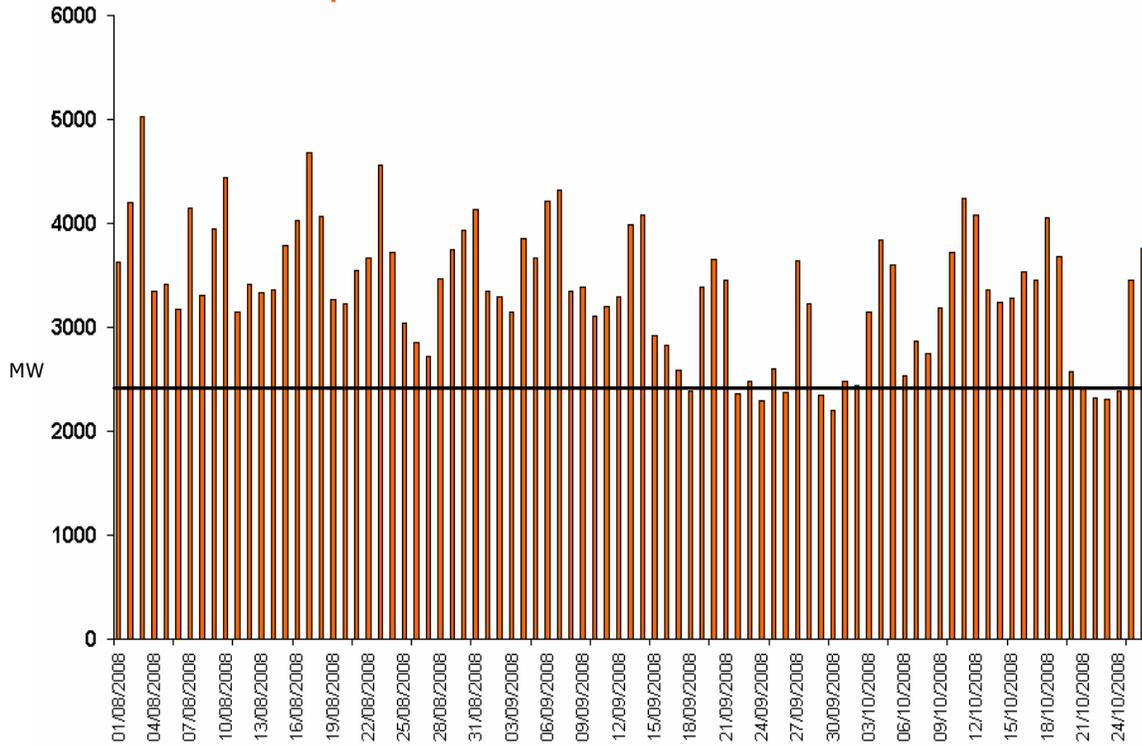


Gráfico No 6

Ya en la programación del despacho para el día siguiente, debido a las consignaciones de equipos no contemplados en el plan de mantenimiento o por incrementos de la demanda del sistema, a partir del mes de agosto de 2008 se vienen presentando déficit en los niveles de reserva para algunas horas de operación, tal como lo ilustra el gráfico No 6 elaborado por XM.

Finalmente, si durante el día de operación se reportan indisponibilidades de plantas, lo cual implica la ejecución de un redespacho, dados los tiempos requeridos de aviso y de calentamiento de las plantas térmicas que están comprendidos entre 2 y 16 horas dependiendo de la planta y su tipo, no solamente se está incurriendo en problemas operativos que están implicando una posible desatención de la demanda, sino que también disparan en forma desmedida los precios de la bolsa. A continuación, a manera de ejemplo se presenta la situación ocurrida durante la operación del día 10 de noviembre de 2008.

- El 9 de noviembre a las 21:30 horas, se declara indisponible la unidad 2 de Betania, para las horas 1:00 a 8:00 del día 10 de noviembre.
- A las 5:45 horas del día 10 de noviembre, se declara indisponible la unidad 2 de Betania, para el periodo de las 9:00 a las 18:00 horas.
- A las 17:00 horas del día 10 de noviembre, se declara indisponible la unidad 2 de Betania, para el periodo de las 19:00 a las 21:00 horas, y la unidad 1 de Guavio para la hora 19:00.
- Con dos horas de anticipación al periodo de punta, dados los tiempos de aviso y calentamiento de las plantas, en el redespacho solo fue posible aumentar la generación que tenía programada Flores 3 y redespachar las únicas plantas disponibles: Merrieléctrica y Calima, llegando el precio de bolsa a \$437/kWh, muy cercano al precio de escasez (\$449/kWh).

2.5 Mantenimientos de Generación y Transmisión

La coordinación de la consignación de los equipos de generación y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, la realiza el CND con base en las siguientes definiciones que contempla la regulación de la operación:

- **Plan de Mantenimiento Programado:** Normalmente se refiere a la consignación de equipos para mantenimiento o desconexión, dentro de un plan programado con suficiente anticipación, el cual normalmente es de un semestre para la transmisión y un año para la generación.
- **Mantenimiento fuera del PSM:** Consignación de equipos fuera del Plan Semestral de Mantenimientos.
- **Emergencia:** Se autoriza la realización del mantenimiento y/o desconexión de un equipo o instalación, cuando el estado del mismo ponga en peligro la seguridad de personas, equipos o instalaciones, previa declaración del agente.

2.5.1 Generación

El gráfico No 7 elaborado por XM, refleja las estadísticas de los últimos tres años sobre las consignaciones efectuadas para los equipos de generación del SIN. Se observa lo siguiente:

Consignaciones Generación

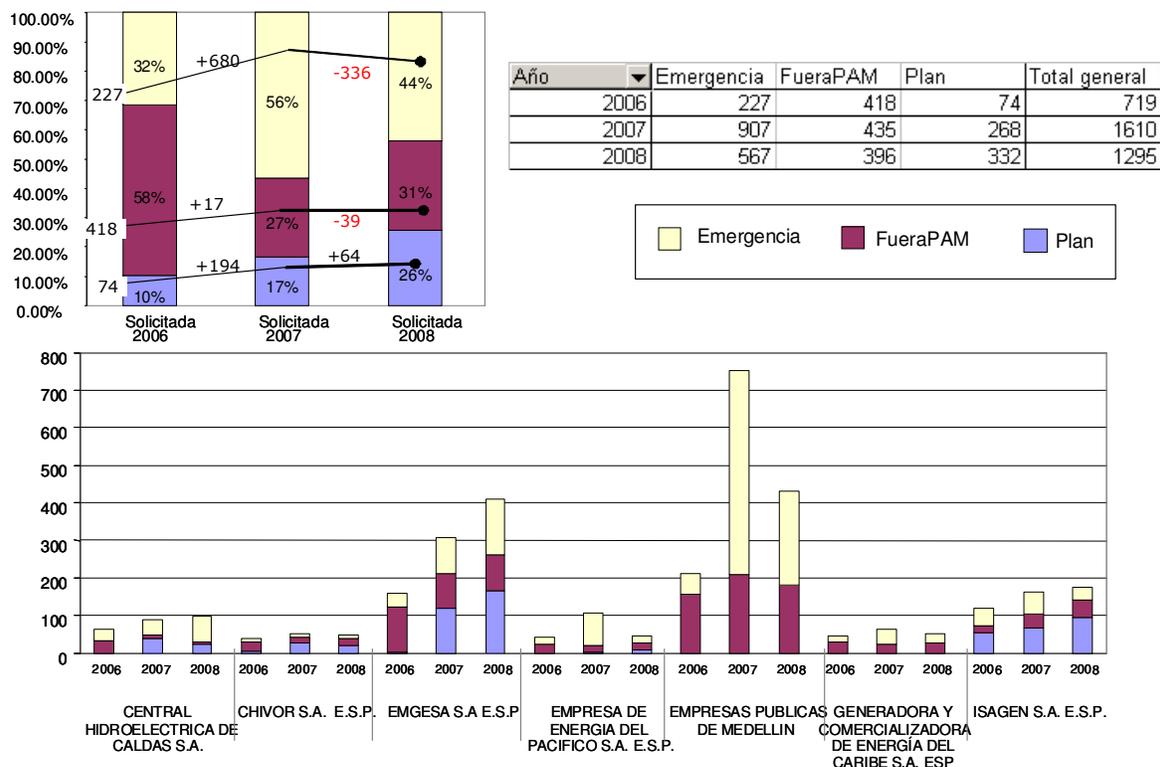


Gráfico No 7

- A partir del año 2007, incluyendo las 46 semanas de estadística del año 2008, las consignaciones de los equipos o instalaciones de generación se han visto más que duplicadas. Coincide esta situación con la implantación del cargo por confiabilidad a partir de diciembre de 2006, con el cual desapareció la penalización a las indisponibilidades de generación.
- Llama la atención el excesivo número de consignaciones de equipos o instalaciones de generación realizadas anualmente. A este respecto existen dos alternativas: a) El parque generador del SIN presenta unos niveles críticos de confiabilidad que requieren su análisis y atención urgente, y/o b) Las consignaciones por mantenimiento y/o desconexión de equipos e instalaciones de generación pueden estar siendo utilizadas con propósitos de carácter comercial.
- En el año 2007 el 83% de las consignaciones de generación ocurrieron fuera del plan de mantenimientos programados; una situación de orden similar (75%) se presenta en lo corrido del año 2008. Esto necesariamente va en detrimento de una operación confiable del SIN.
- Chivor con una sola planta hidráulica que tiene capacidad instalada de 1.000 MW, presenta un número de mantenimientos comparativamente bajo (alrededor de 50 anuales), en donde prácticamente no existen los mantenimientos de emergencia.
- EPM con 2.574 MW de capacidad instalada en 13 centrales hidráulicas, una planta térmica nueva y una planta eólica, presenta 750 consignaciones de generación en el 2007 y alrededor de 430 en las primeras 46 semanas del año 2008, caracterizadas todas ellas por ser realizadas fuera del plan de mantenimiento.
- Emgesa con 2.846 MW de capacidad instalada en 10 centrales hidráulicas y dos plantas térmicas, ha venido incrementando el número de consignaciones de generación, tal que en el año 2007 se presentaron 310 y en el año 2008 van 410 de las cuales el 40% han sido realizadas dentro del plan de mantenimiento.
- Isagen con 2.132 MW de capacidad instalada en 3 centrales hidráulicas y una planta térmica nueva, ha venido incrementando el número de consignaciones de generación y en las primeras 46 semanas del año 2008 presenta 170 consignaciones, 55% de ellas realizadas dentro del plan de mantenimiento.

2.5.2 Transmisión Nacional y Regional

El gráfico No 8 elaborado por XM, refleja las estadísticas de los últimos tres años sobre las consignaciones efectuadas para los equipos de transporte y conexión en los sistemas de transmisión nacional - STN y regional – STR, del cual se observa lo siguiente:

Consignaciones STN - STR

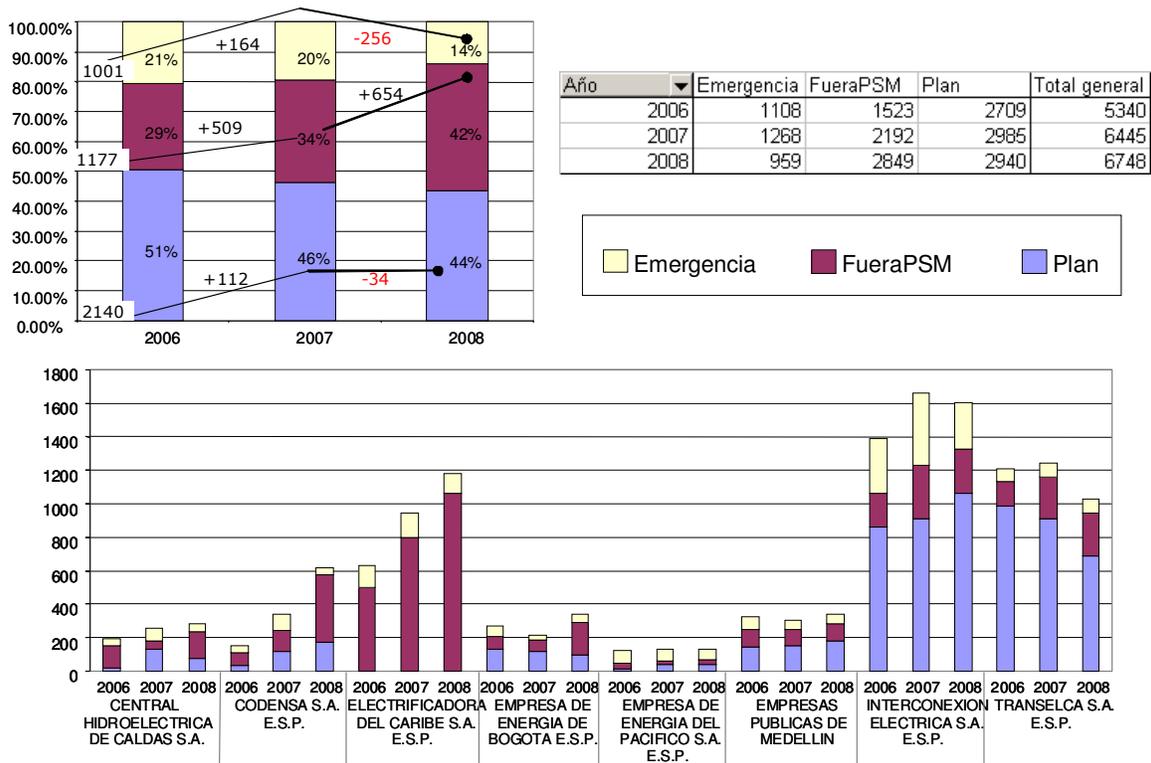


Gráfico No 8

- Comparativamente con la generación, los mantenimientos en transmisión responden a una mayor programación (44%) y además los mantenimientos correspondientes a emergencias son bajos (14%), lo cual es contrario a las expectativas de la operación de estos subsistemas. Vale la pena mencionar que en el caso de la transmisión, la regulación contempla penalizaciones pecuniarias por salidas de emergencia.
- Dados los tamaños de las redes de ISA y Transelca, el número de consignaciones y/o desconexiones de Transelca, comparativamente es alto para este último. Sin embargo, es importante mencionar que la mayoría de las consignaciones de

TranSelca han sido realizadas como parte del plan de mantenimiento y tanto para ISA como para TranSelca se presenta un bajo número de consignaciones de emergencia.

- En el caso de EPM, comparado con las consignaciones de generación, se encuentra que la mayoría de las consignaciones de transmisión son bajas y se llevan a cabo dentro del plan de mantenimiento, así mismo el número de consignaciones por emergencias es bajo.
- Electricaribe presenta un crecimiento alto del número de consignaciones y además se caracterizan por efectuarse en condiciones de emergencia o fuera del plan de mantenimiento. Es importante mencionar que el área de operación de Electricaribe se caracteriza por tener condiciones especiales de salinidad y corrosión.
- En Codensa, durante los últimos 3 años se ha presentado un incremento acelerado de las consignaciones de transmisión que podría estar reflejando la necesidad de refuerzos en la red.
- EEB teniendo una red de tamaño relativamente pequeño, presenta un alto número de eventos.
- A manera ilustrativa el documento preparado XM presenta el caso de la demanda no atendida en los sistemas de Cauca – Cedelca y Nariño – Cedenar alcanzó el 1.12% de la demanda para dichos sistemas, de enero a noviembre del 2008. Esta situación está diagnosticada por XM como consecuencia de a) obsolescencia de las redes, b) las redes no soportan una confiabilidad asociada al esquema n-1, c) problemas de protecciones y d) no existe supervisión.

2.5.3 Subestaciones y Protecciones

Actuación de Protecciones que ocasionaron apertura de las S/Es	Número casos
Actuación adecuada	9
Actuación indeseada en ausencia de falla	15
Actuación inadecuada con falla	8
En estudio	4
Total	36

Tabla No 1

La tabla No 1 elaborada por XM, presenta la actuación de las protecciones que ocasionaron apertura de las subestaciones y al respecto es preocupante encontrar que el 41% corresponde a actuación indeseada en ausencia de falla y el 22% a actuación inadecuada con falla, totalizando así un 63% de respuesta inadecuada de las protecciones del sistema. Esto merece una revisión a fondo de la coordinación de las protecciones y/o la necesidad de modernizar tanto las protecciones como algunas subestaciones.

3 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores que tuvieron durante el mes de octubre un desempeño particular que merece destacarse.

3.1 Comportamiento del sistema

3.1.1 Generación del Sistema

Tipo de Generación	Promedio Ultimo Año	octubre-07	septiembre-08	octubre-08	Variación Octubre 08-Septiembre 08	Variación Octubre 08-Octubre 07	Variación Octubre 08-Promedio Ultimo Año
Hídrica	3616.92	3635.45	3836.82	3982.20	3.79%	9.54%	10.10%
Térmica	655.15	707.25	523.71	514.10	-1.84%	-27.31%	-21.53%
Gas	434.24	572.56	433.77	407.25	-6.11%	-28.87%	-6.22%
Carbón	214.94	134.69	80.63	106.85	32.53%	-20.67%	-50.29%
Menores	253.01	234.67	268.48	276.71	3.07%	17.92%	9.37%
Cogeneradores	4.69	7.05	3.96	1.57	-60.22%	-77.67%	-66.45%
Total	4529.77	4584.41	4632.97	4774.58	3.06%	4.15%	5.40%

Tabla No 2

3.1.2 Vertimientos

El grafico No 9 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes.

En octubre se presentaron vertimientos de magnitudes considerables (más de 500 Gwh). Sorprende que embalses con una gran capacidad de almacenamiento como Guatapé se hayan visto abocados a realizar vertimientos. El embalse de mayores vertimientos fue Jaguas, seguido por San Carlos que ya había presentado niveles record de vertimientos en agosto.

**Vertimientos Mensuales
Noviembre de 2007 a Octubre de 2008**

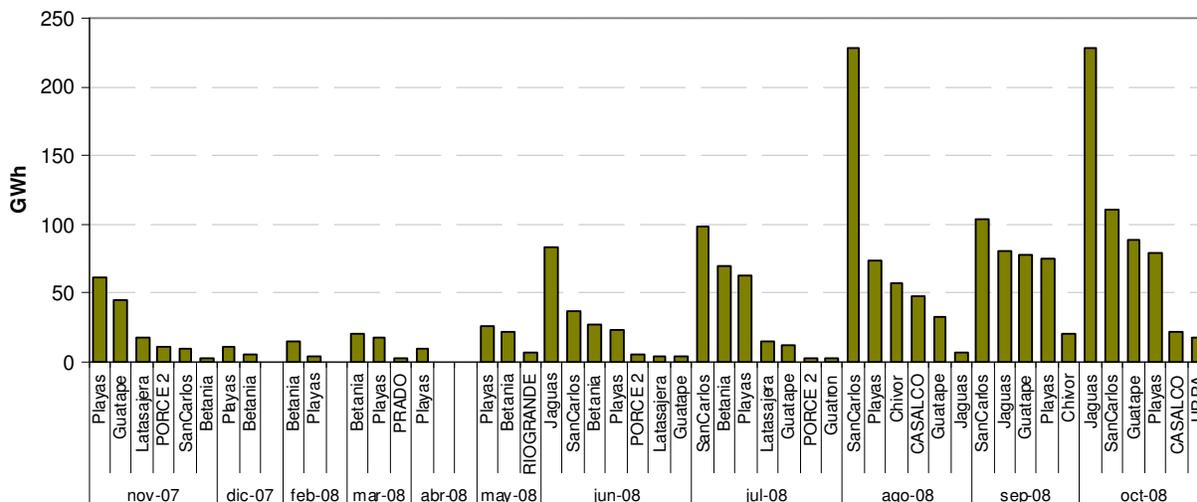


Gráfico No 9

3.2 Evolución de los precios de Bolsa

3.2.1 Precios Diarios de Bolsa Actuales, Históricos y Críticos

El gráfico No 10 presenta los precios de bolsa diarios para los últimos 3 meses, y los compara para estos mismos meses, con los valores históricos, los valores del año anterior y los críticos (del Niño 2001-2002).

En octubre, no obstante que el nivel del embalse agregado del SIN permaneció por encima del 80%, el precio promedio del spot se mantuvo en niveles altos con valores que oscilaron entre los \$60/kWh y \$100/kWh.

Consistente con la hidrología, los precios promedio de bolsa durante las dos primeras semanas de octubre se deprimieron a niveles inferiores a los de los años anteriores y al promedio histórico. Paradójicamente, desde el día 19 de este mes, nuevamente se inicia una escalada de precios sin causas estructurales aparentes, que elevan el equilibrio por encima de los referentes históricos.

Precios Diarios de Bolsa Actuales, Históricos y Críticos

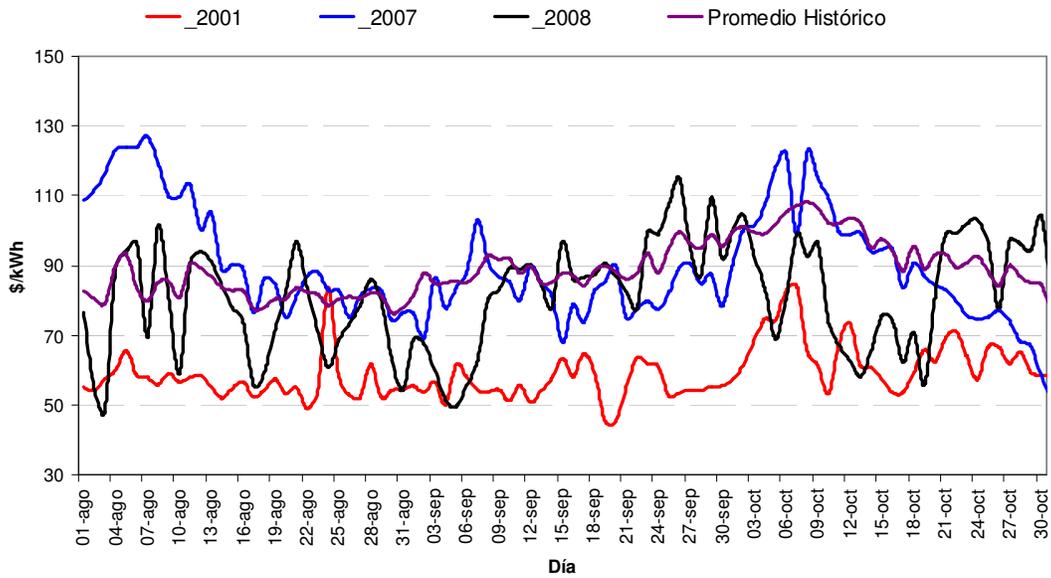


Gráfico No 10

3.2.2 Distribución del Precio de Bolsa

Distribución del Precio de Bolsa

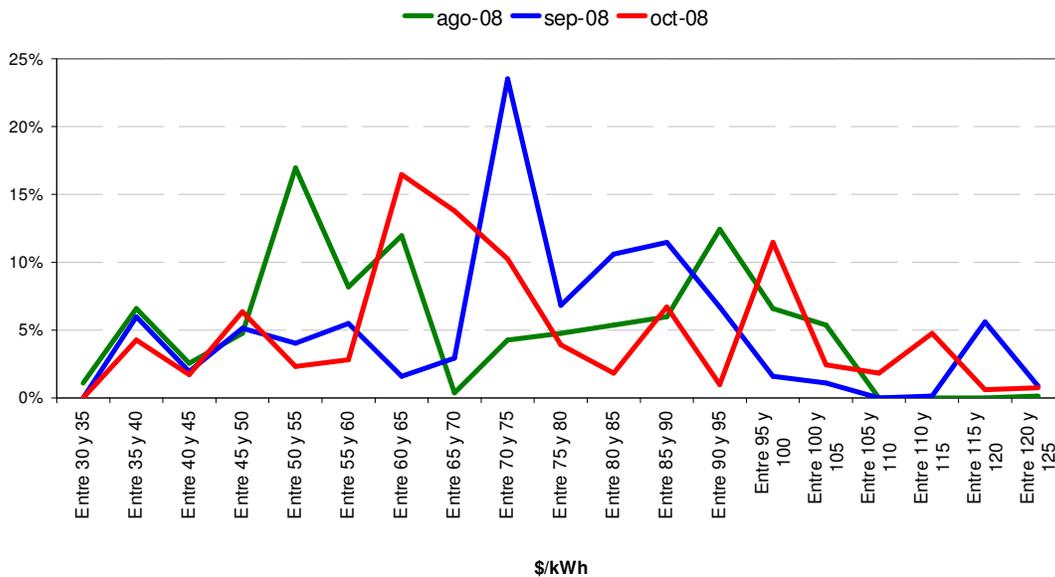


Gráfico No 11

El gráfico No 11 presenta la distribución porcentual del precio de bolsa horario por mes, en intervalos de \$5/kwh, para los últimos tres meses. La distribución de precios refleja la condición de precios altos, con dos modas, una localizada en el rango de 60 – 80 \$/Kwh y otra entre 95 y 100 \$/Kwh.

3.3 Comportamiento de Ofertas

3.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 12 presenta en cada mes del último año, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio.

**Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa
Noviembre de 2007 a Octubre de 2008**

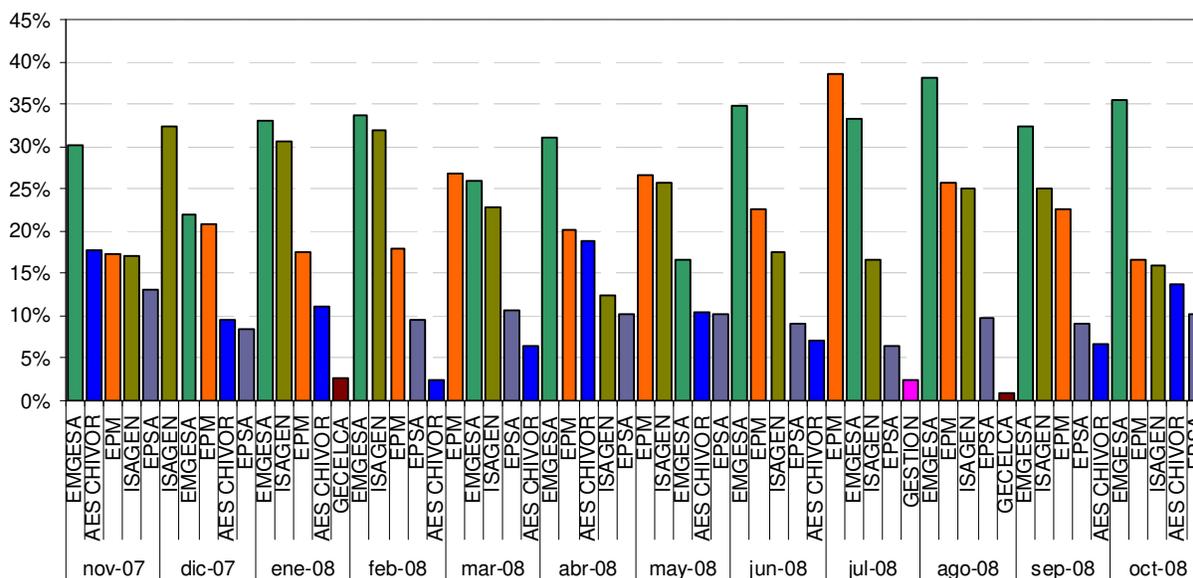


Gráfico No 12

En octubre, Emgesa fue el agente con el mayor número de coincidencias entre precio de oferta y precio de bolsa, alcanzando un nivel de 35%. A diferencia de meses anteriores este indicador se distribuyó de manera relativamente homogénea entre los demás agentes grandes del MEM. El grupo de los cuatro principales agentes marcadores de precio (Emgesa, EPM, Isagen y Chivor), en su conjunto marcaron el precio del mercado durante 82% del tiempo.

3.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 13 presenta para los últimos tres meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta.

Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio Octubre de 2008

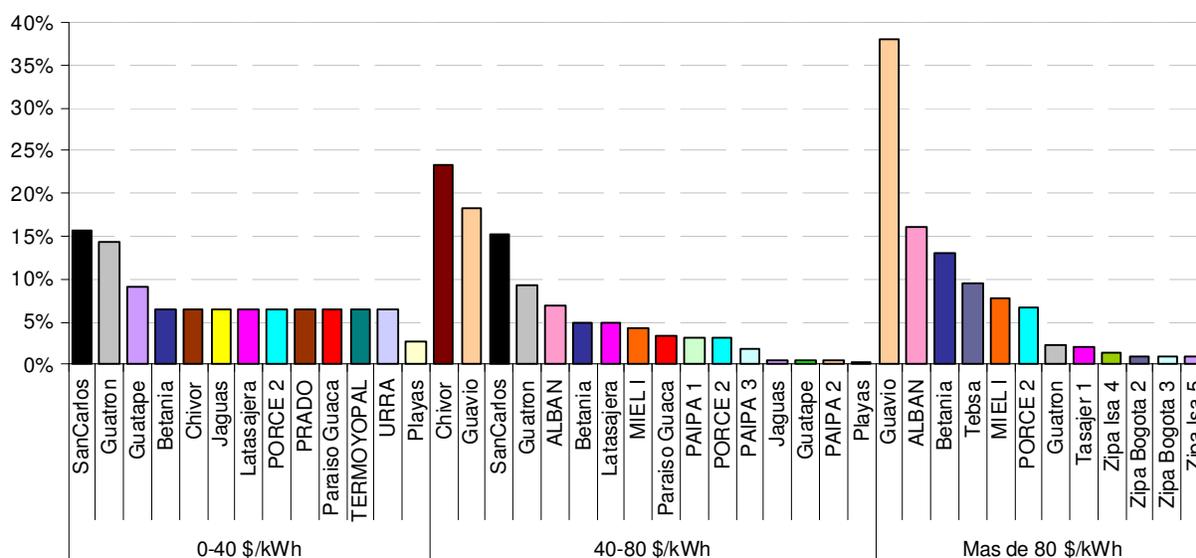


Gráfico No 13

Como se observa, el liderazgo de Emgesa se explica por el papel que desempeñó Guavio en la fijación de precios en horas de alta y media demanda y en menor medida, por Betania en horas de consumos pico. Se destacan además, Chivor marcando el precio en demanda media y la cadena del alto y bajo Anchicayá, Alban, quien fue la segunda marcadora del precio en demanda máxima.

3.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad

El análisis llevado a cabo por el CSMEM en esta sección, esta basado en la información recopilada y procesada para la relación de los precios de oferta de los agentes con respecto al precio de bolsa, la disponibilidad de las plantas, el nivel de embalse agregado del sistema y el nivel específico de cada planta hidráulica:

- Varias plantas con el embalse cercano a su nivel máximo, sostienen el precio por encima del mínimo permitido en la regulación. Esta estrategia permite que el precio de bolsa en horas de baja demanda no se deprima. Este es el caso de plantas como Guatapé, Jaguas, San Carlos, Chivor y Urrá, anotando adicionalmente que las primeras tres presentaron vertimientos de importancia.
- Betania con niveles del embalse superiores al 95% mantuvo los precios de oferta muy por encima del precio de competencia, con oscilaciones comprendidas entre el 200% y 500% del precio promedio de bolsa.
- Guavio y Porce aprovechan cualquier espacio en su capacidad de almacenamiento para situar sus ofertas en los rangos de competencia donde se determina el precio del mercado y sostener elevado el precio de bolsa.
- Alto y bajo Anchicayá, Alban, la mayor parte del mes mantuvo precios de oferta por encima del precio medio de bolsa que alcanzaron hasta el 200% de este precio; esto explica porque ocupó el segundo lugar como marcadora del precio en demanda máxima.
- Calima estuvo indisponible durante una semana al final de mes. En la mayoría del resto del tiempo presenta precios de oferta muy elevados como estrategia para evitar ser despachada.
- Tebsa durante todo el mes manejó sus precios de oferta por encima del 200% del precio de bolsa, alcanzando valores de 350%. Por restricciones de seguridad participó activamente generando fuera de mérito.
- TermoCentro, TermoSierra, TermoFlores Y TermoCandelaria mantuvieron su estrategia de ofertar precios muy superiores a su costo marginal, lo cual las marginó del mercado.
- TermoZipa con intermitencias en la disponibilidad presenta precios de oferta del orden de 400% el precio promedio del mercado.

3.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

El gráfico No 14 presenta la evolución a nivel mensual de los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, el total y el precio de escasez, para los últimos 24 meses.

**Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica
Noviembre de 2006 a Octubre de 2008**

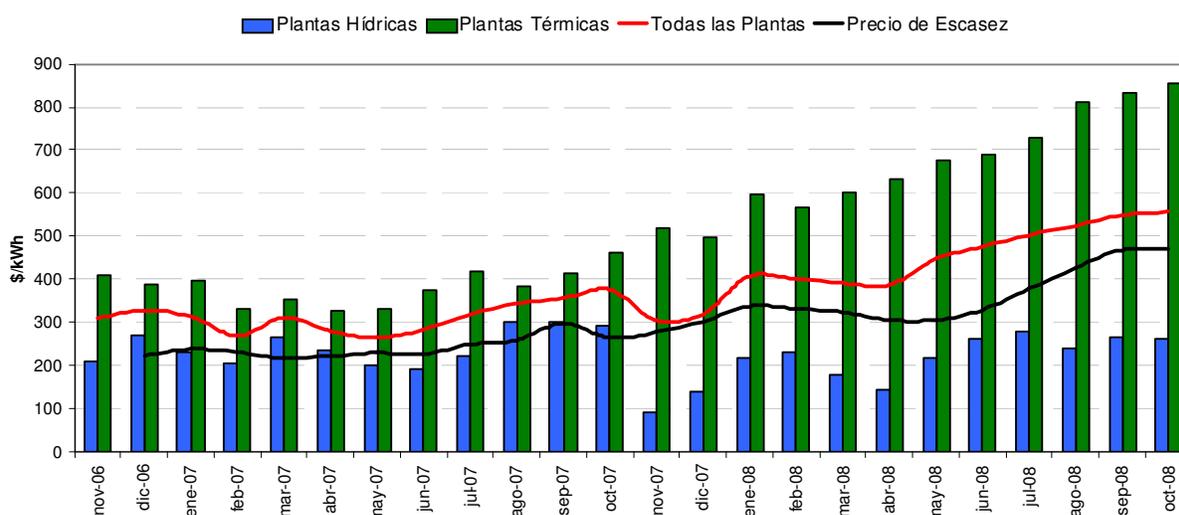


Gráfico No 14

En octubre se cumplen 9 meses de crecimiento ininterrumpido en el precio promedio de las ofertas del subsector térmico. Los niveles actuales de \$850/Kwh, casi doblan el precio de escasez y superan ampliamente cualquier estimativo de costo marginal promedio de generación para el promedio de estas plantas. Este factor, como lo ha venido advirtiendo el CSMEM, explica la gran dispersión en el precio de bolsa entre horas de alta y baja demanda. Además, de no tomarse correctivos, en períodos con menores niveles de aportes, se va traducir en precios excesivamente altos.

3.3.5 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

El gráfico No 15 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el mes de octubre, las demandas mínima y máxima a nivel nacional, así como el TIE actual y el esperado en el semestre.

CURVAS DE OFERTA EN BOLSA PROMEDIO

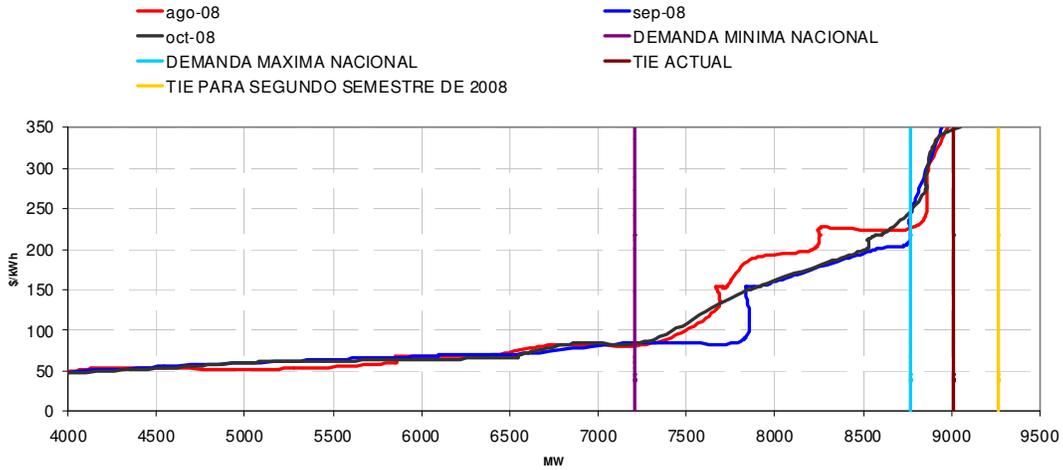


Gráfico No 15

En octubre se registran aumentos importantes en la pendiente de la oferta agregada del sistema en horas de media y alta demanda que se traducen en aumentos en el índice de Lerner para estas horas. Esta situación no debería presentarse con los embalses próximos a su saturación y un nivel elevado de aportes.

3.3.6 Índice de Lerner

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Baja

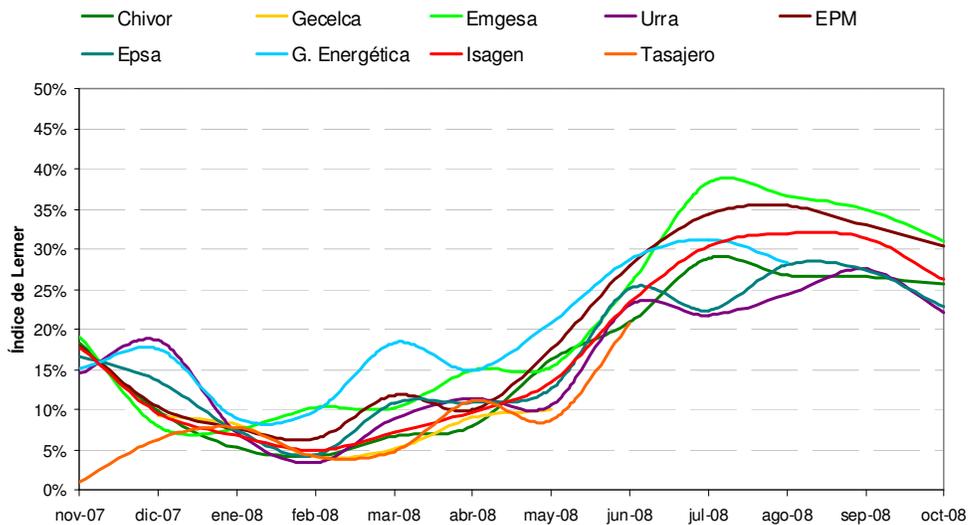


Gráfico No 16-a

Los gráficos No 16-a y 16-b presentan, para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, estimado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, para los periodos de demanda baja y alta en los últimos doce meses.

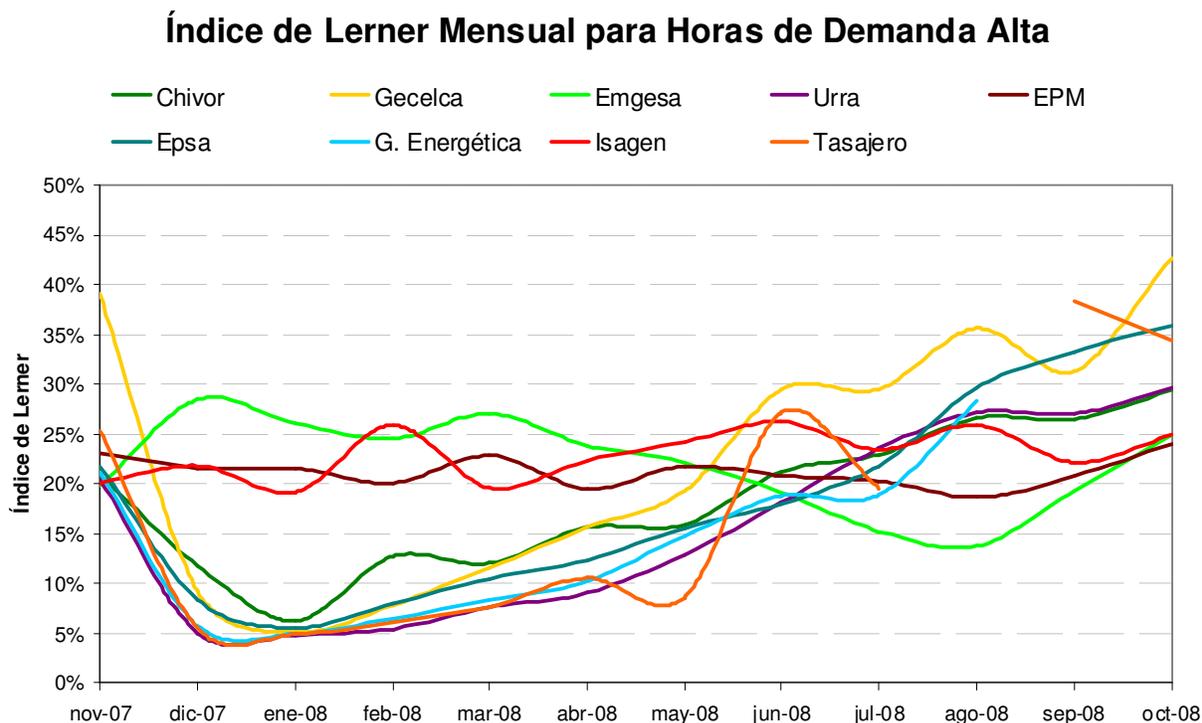


Gráfico No 16-b

En octubre se ha mantenido la escalada del poder de mercado que para cada uno de los agentes se viene presentando desde el mes de mayo. Los índices de Lerner que estiman el poder de mercado que percibe cada agente, tienen valores entre 25% y 35%, en toda la gama de demandas: baja, media y alta.

3.3.7 Índice Residual de Suministro

El gráfico 17 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta, en los últimos diez y ocho meses.

Desde agosto se presenta una tendencia a la baja de los índices residuales de suministro de los agentes, para las horas de demanda alta. En octubre son críticos los

índices de Urrá y EPM, los cuales son inferiores a 1.20 e implican que estos agentes tomados individualmente, podrían ser indispensables para abastecer la demanda, existiendo entonces poder de mercado para ellos.

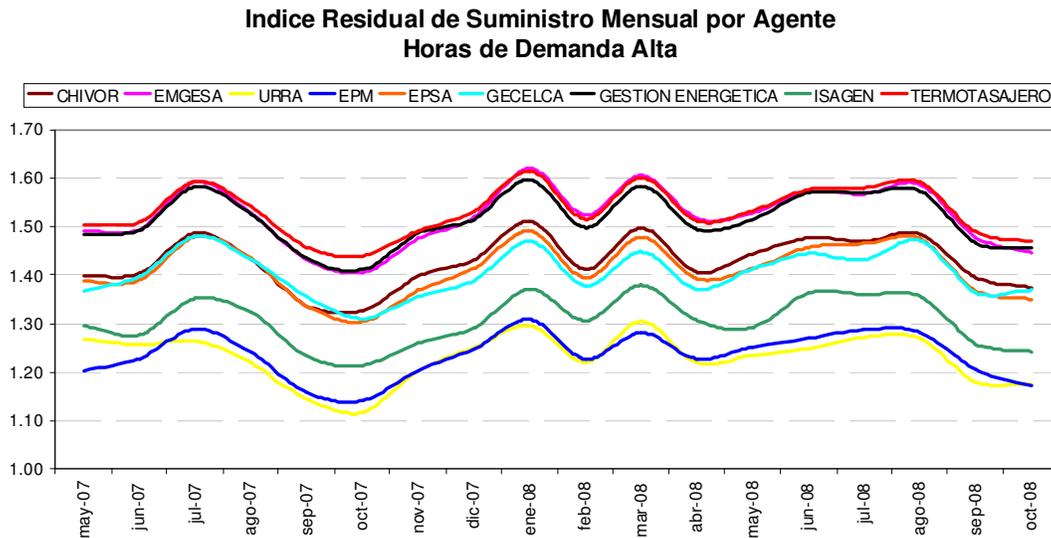


Gráfico No 17

3.4 Comportamiento de Reconciliaciones

3.4.1 Precio de Reconciliaciones Positivas vs Precio de Bolsa

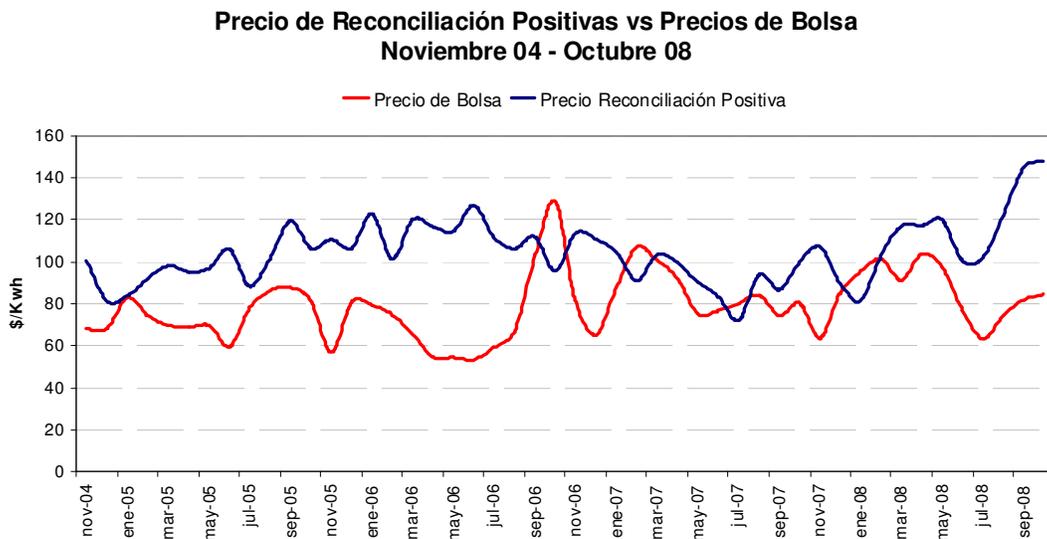


Gráfico No 18

El gráfico No 18 presenta a nivel mensual, el precio calculado para las reconciliaciones positivas del sistema, vs el precio de bolsa, para los últimos 48 meses. En octubre, el precio promedio de las reconciliaciones positivas mantuvo el valor de \$140/kWh, siendo el registro más elevado de los últimos cuatro años.

3.4.2 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 19 presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses, y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

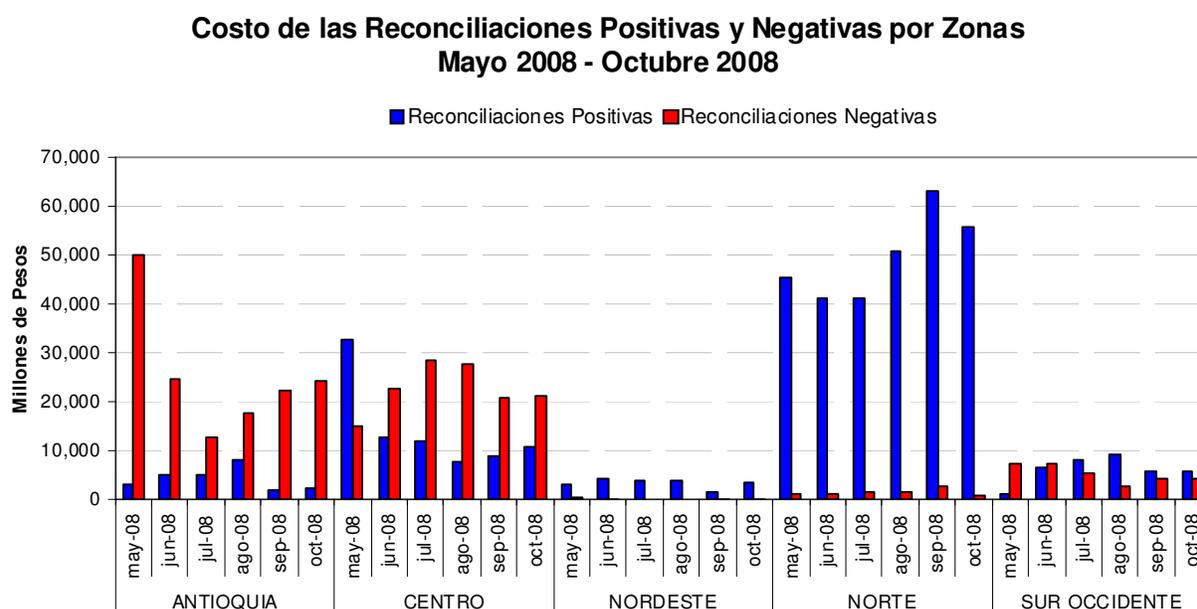


Gráfico No 19

En octubre el liderazgo de las reconciliaciones positivas se mantuvo en la zona Norte, aunque el costo total disminuyó. Por otra parte, el costo de las reconciliaciones negativas mantuvo las tendencias que han venido presentándose en cada zona.

3.4.3 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 20-a y 20-b presentan las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

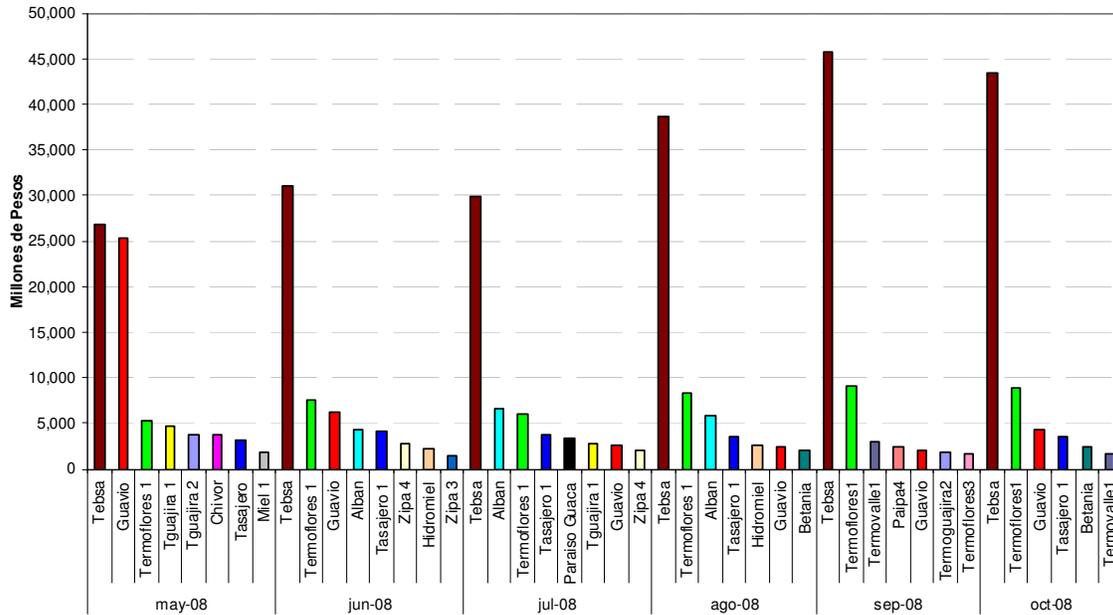


Gráfico No 20-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

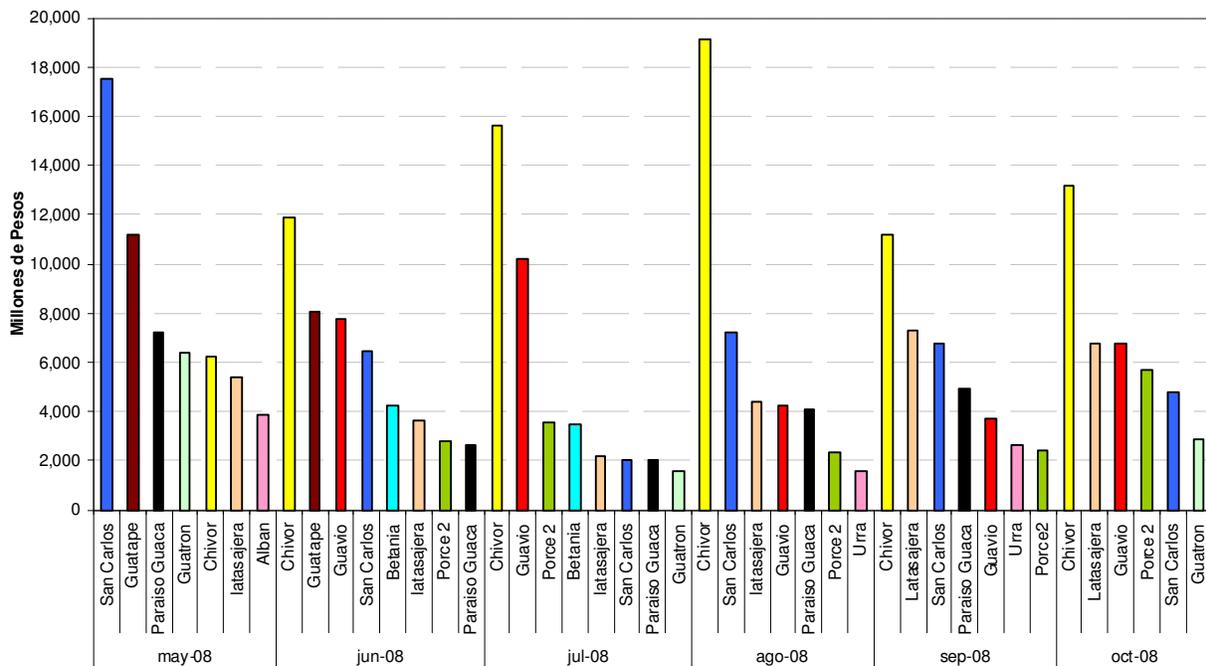


Gráfico No 20-b

3.4.4 Precio Promedio Mensual de Las Generaciones Fuera De Merito

El gráfico No 21 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses.

**Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito
Mayo 2008-Octubre 2008**

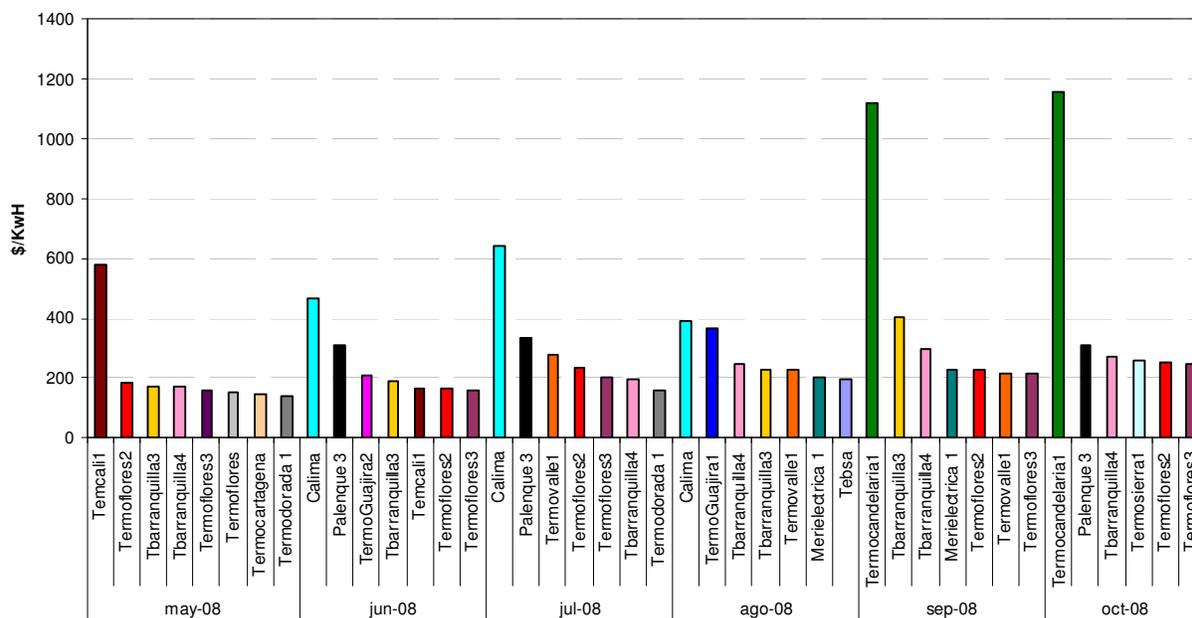


Gráfico No 21

En octubre Termocandelaria volvió a presentar el precio promedio más alto para generación fuera de mérito (\$1.180/kWh).

3.5 Comportamiento de Restricciones

3.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 22 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

El costo de restricciones en el SIN en octubre mantuvo su nivel elevado, aunque comienza a presentar una moderada reducción, alcanzando valores del orden de \$38.000 millones de pesos.

Costo Total de restricciones Para el Sistema Enero 2005 - Octubre 2008

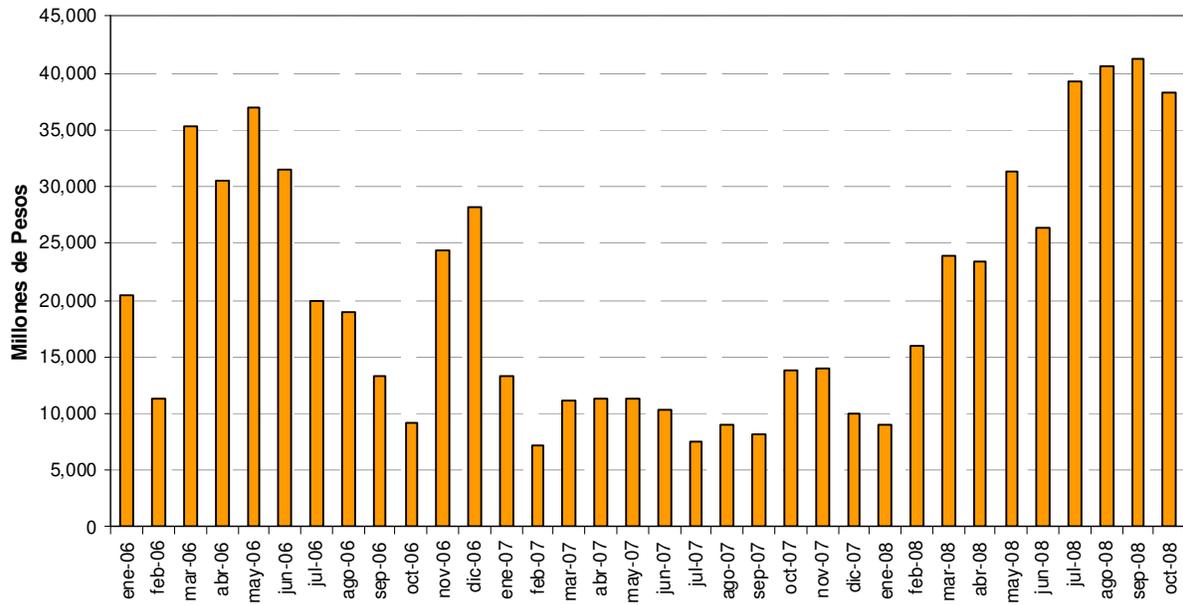


Gráfico No 22