

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 24 – 2007

ASPECTOS DETERMINANTES DEL MERCADO DE ENERGIA

Preparado por:

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

Bogotá, Diciembre 4 de 2007

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	5
2. ASPECTOS DETERMINANTES DEL COMPORTAMIENTO DEL MEM.....	5
1.1 RELACIÓN ENTRE PRECIOS, NIVELES DE EMBALSES, APORTES HÍDRICOS Y EXPORTACIONES.....	5
1.2 DISPERSIÓN DE PRECIOS PARA DEMANDAS EXTREMAS.....	7
1.3 AGENTES QUE DETERMINAN EL PRECIO DE BOLSA.....	8
1.4 COMPORTAMIENTO DE LOS PRECIOS COMO FUNCIÓN DE LA OFERTA.....	8
1.5 TENDENCIA DE LOS ÍNDICES QUE IDENTIFICAN EL PODER DE MERCADO.....	9
1.5.1 Índice de Lerner.....	9
1.5.2 Índice Residual de Suministro.....	11
1.5.3 Índice de Wolfram.....	12
1.6 COSTOS DE LA GENERACIÓN FUERA DE MÉRITO.....	13
1.6.1 Costos totales de generación fuera de mérito.....	13
1.6.2 Costo de reconciliaciones por zonas.....	14
1.6.3 Precios de generación fuera de mérito.....	15
1.7 CRECIMIENTO DE LA DEMANDA FRENTE A LA OFERTA DE GENERACIÓN.....	16
1.8 IMPACTO DEL SUMINISTRO DEL GAS EN EL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	16
1.9 ASPECTOS COMERCIALES DEL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	16
3. EFECTOS DEL DESABASTECIMIENTO DE GAS.....	17
1.10 OFERTA.....	18
1.11 DEMANDA.....	19
1.12 BALANCES.....	20
1.13 IMPACTO DE LA SUSTITUCIÓN DE COMBUSTIBLES EN LOS PRECIOS.....	24
1.14 CONCLUSIONES.....	28
1.15 ANEXOS.....	29
1.15.1 Derivación de la formula de indiferencia entre gas y sustitutos líquidos en función de la frecuencia y el nivel de take or pay.....	29
1.15.2 Características de las plantas térmicas a gas.....	30
4. CONTRATACION DE ENERGIA.....	32
1.16 COMPORTAMIENTO DE LA CONTRATACIÓN.....	32
1.16.1 Cubrimiento de la Demanda con Contratos.....	32
1.16.2 Precios Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa.....	32
1.16.3 Distribución del Precio de Contratos.....	33
1.16.4 Contratos Vigentes por Agente.....	34
1.16.5 Volumen de Contratación por Agente.....	35
1.16.6 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida.....	36
1.16.7 Índice HHI para Comercializadores.....	37
1.17 CONTRATACIÓN DE LA DEMANDA NO REGULADA.....	38
1.17.1 Contratación Total de Demanda No Regulada.....	38
1.17.2 Demanda de Energía de Grandes Consumidores.....	39
1.17.3 Magnitud de Contratos de Grandes Consumidores por Comercializador.....	41
1.17.4 Regionalización de los Contratos de Grandes Consumidores.....	41

Resumen Ejecutivo

En octubre el precio de bolsa se desplomó desde niveles superiores a 100 \$/Kwh a casi los niveles mínimos permitidos por la regulación. Hasta mediados de agosto de 2007 los precios en bolsa estuvieron sistemáticamente por encima de los referentes históricos, a pesar que el año inició con un nivel de embalse agregado elevado, los aportes hídricos han estado dentro de los registros medios históricos, los precios de los combustibles se han mantenido en rangos similares a los del 2006 y la demanda de exportación a Ecuador se ha reducido, factores todos que en condiciones normales presionarían los precios a la baja.

También es cierto que en los últimos años el mercado de energía mayorista ha mostrado que la demanda de energía ha tenido un crecimiento importante con valores alrededor del 4.5% anual, cuando la oferta de generación ha permanecido prácticamente estática, lo cual lleva a que algunos agentes generadores tengan una percepción de escasez de la oferta, con la consecuente señal de elevación del precios en la bolsa y en contratos.

En lo corrido del año 2007, EMGESA ha sido el agente que marcó el precio de mercado en un mayor número de horas. Cuatro agentes (EMGESA, ISAGEN, EPM y CHIVOR), determinan el precio de bolsa en más de un 80% de las horas del año.

Durante el 2007, los precios promedio de oferta con respecto a la demanda presentan un considerable aumento. Este comportamiento puede implicar nuevas alzas futuras de precios, o la activación del precio de escasez, ante un aumento de la demanda interna, de la demanda derivada del Ecuador, o del retiro de un generador importante.

Durante el periodo agosto – octubre, tal como se puede constatar con los valores calculados del índice de Lerner y del índice residual de suministro, se dieron circunstancias que aumentaron el poder de mercado de los agentes o su capacidad de elevar precios por encima de los costos marginales.

Una primera aproximación para el modelo del índice de Wolfram que permite cuantificar el grado de uso del poder de mercado de los generadores del MEM, muestra que los precios observados en el mercado, parecen ser el resultado de la convergencia de estrategias optimizadoras, descentralizadas, por agentes que asumen como dadas las estrategias de sus rivales.

En relación al costo de las reconciliaciones positivas y negativas, a partir de enero de 2007 se observa una reducción considerable de éstas, como resultado de la entrada de la nueva línea Bacatá – Primavera – Cerromatoso a 500 kV.

En cuanto al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia - SRSF, parecen existir plantas que ofertan al mercado de energía unos precios muy elevados para evitar salir despachadas, pero se les contrata para suministrar el SRSF, lo cual a su vez hace que la energía efectivamente generada durante el SRSF se pague como energía fuera de mérito a estos altos precios de oferta.

Por otra parte, si no se toman medidas para asegurar el suministro de gas a las plantas más eficientes, el mercado se expondrá a precios de la electricidad considerablemente mayores y con alta volatilidad, debido a los mayores costos marginales que impone la generación con combustibles líquidos. Además, el sistema, ante la escasez de gas natural, es muy vulnerable en el evento de una sequía prolongada, por los problemas logísticos que enfrenta un suministro suficiente y prolongado de combustibles líquidos.

Si bien el país cuenta con reservas de gas para casi 30 años, algunos factores han impedido que la capacidad de producción y transporte acompañen el crecimiento de la demanda. Actualmente las capacidades contratadas exceden la capacidad de producción y transporte. Por otra parte varias plantas térmicas o no cuentan con contratos de firmeza o su vencimiento está próximo y no existe la capacidad para renovar los compromisos.

Si ECOPETROL no inicia ya la expansión en la capacidad de producción de gas natural en los campos del pie de monte, el mercado quedará desabastecido en un horizonte cercano. En este escenario, las térmicas más afectadas son las de la Costa Atlántica, que son precisamente las que muestran un mayor índice de despacho por su eficiencia y el acceso a gas a menores costos. Buena parte de la firmeza contratada por estas plantas vence octubre del 2009.

Para los últimos cuatro años del mercado, el precio promedio de los contratos para la demanda no regulada ha sido inferior al precio promedio de los contratos para la demanda regulada en aproximadamente 20%. También durante el último año, el precio promedio para la demanda no regulada ha sufrido un incremento de \$60/kWh a \$70/kWh. Un análisis más detallado de los contratos asociados a la demanda no regulada requiere una desagregación para considerar independientemente, compras de los generadores, de los comercializadores y de los grandes consumidores.

De acuerdo con información de la ANDI, la principal preocupación de los industriales, es que en general las empresas solo están obteniendo la cotización del actual prestador del servicio, a precios muy superiores a los que tenían y a plazos muy cortos. Además, cuestiona que las proyecciones de la UPME de nueva capacidad de

suministro de energía en el mediano plazo, están basadas en una tasa crecimiento económico del PIB de 4.8% para el año 2006 y de 4.5% para el año 2007 en adelante, mientras las cifras reales indican un crecimiento en PIB para el 2006 de 6.7% y para el primer trimestre de 2007 cercano al 8%.

1. Introducción

Este informe presenta los aspectos determinantes del comportamiento del MEM, un análisis coyuntural de la situación de abastecimiento y transporte del gas natural y un análisis detallado de la contratación de energía para la demanda no regulada, con énfasis en la demanda de los grandes consumidores.

2. Aspectos determinantes del comportamiento del MEM

La experiencia recogida durante la existencia del CSMEM ha permitido identificar los principales aspectos y variables que explican el comportamiento del MEM, entre los cuales se encuentran:

- Relación entre precios, niveles de embalses, aportes hídricos y exportaciones.
- Dispersión de precios para demandas extremas
- Agentes que determinan el precio de la bolsa
- Comportamiento de los precios como función de la oferta
- Tendencia de los índices que identifican el poder de mercado: Lerner, Residual de suministro y Wolfram
- Costos de generación fuera de mérito
- Crecimiento de la demanda frente a la oferta de generación
- Impacto del suministro del gas en el precio de la energía eléctrica
- Aspectos comerciales del servicio de regulación secundaria de frecuencia

1.1 Relación entre precios, niveles de embalses, aportes hídricos y exportaciones

El gráfico No 1 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, el precio histórico de bolsa y el nivel de embalse agregado diario, para el año 2007.

Precio de Bolsa vs Nivel de Embalse Agregado Enero a Octubre de 2007

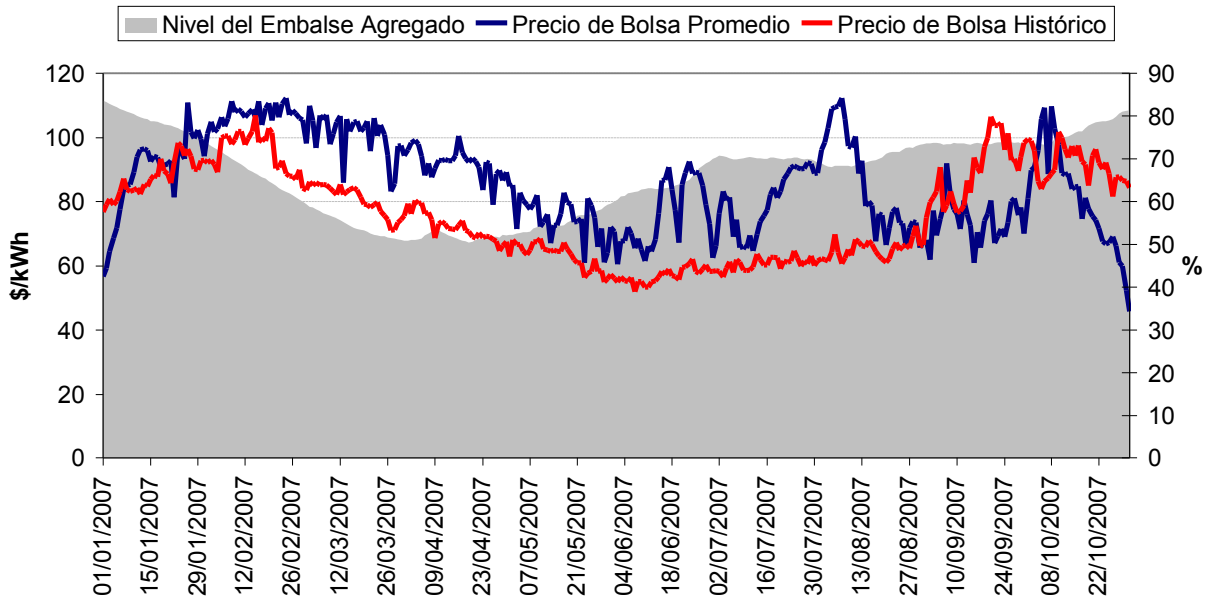


Gráfico No 1

En octubre el precio de bolsa presentó una tendencia marcada y sostenida a la baja, después de registrar un fuerte crecimiento en la primera semana. A pesar de los bajos precios, debido a una hidrología particularmente favorable, el nivel del embalse agregado continuó su proceso de recuperación. De hecho, en octubre algunos embalses registraron vertimientos de alguna magnitud ocasionados por el crecimiento en el nivel de aportes en momentos en que algunos embalses alcanzaban su máxima capacidad de almacenamiento. El precio de bolsa en este mes se desplomó desde niveles superiores a 100 \$/Kwh hasta casi los niveles mínimos permitidos por la regulación. Hacia finales del mes se observa una amplia banda entre los precios en horas de alta demanda y los reportados en horas de bajo consumo.

Hasta mediados de agosto de 2007 los precios en bolsa estuvieron sistemáticamente por encima de los referentes históricos, a pesar que el año inició con un nivel de embalse agregado elevado, los aportes hídricos han estado dentro de los registros medios históricos, los precios de los combustibles se han mantenido en rangos

similares a los del 2006 y la demanda de exportación a Ecuador se ha reducido, factores todos que en condiciones normales presionarían los precios a la baja.

1.2 Dispersión de precios para demandas extremas

El gráfico No 2 presenta valores diarios ponderados que ha presentado el precio de bolsa en el año 2007, para cada uno de los tres periodos de demanda: alta, media y baja, desde enero de 2006.

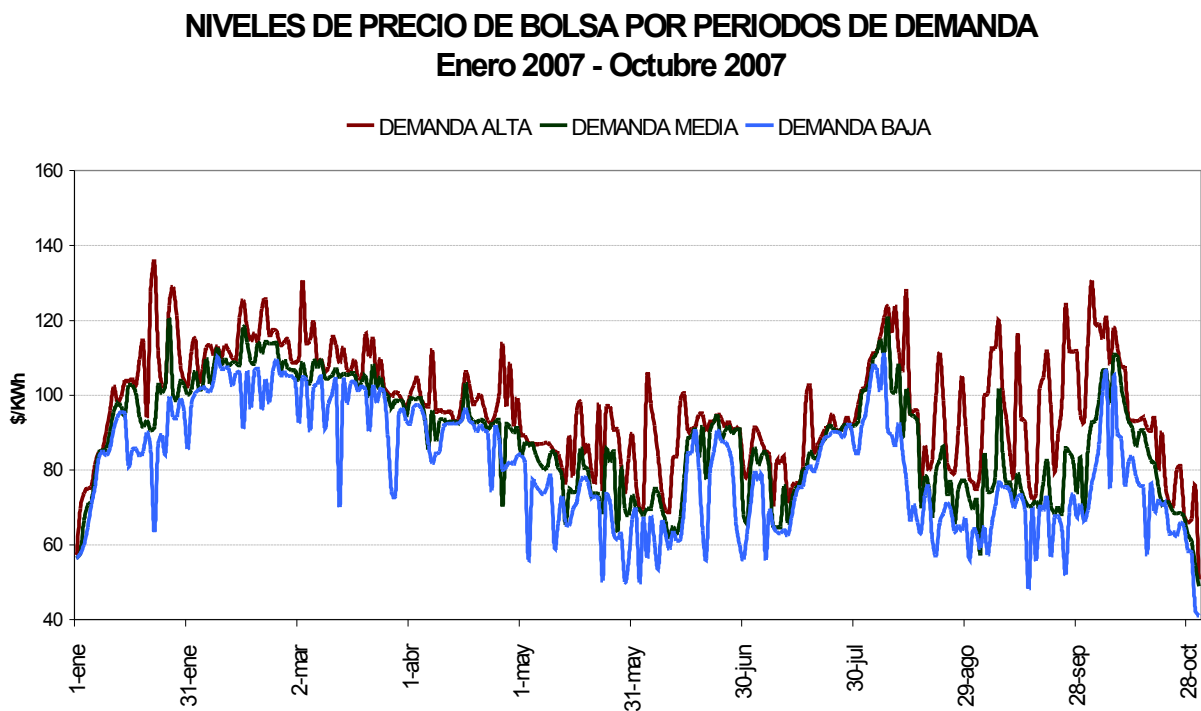


Gráfico No 2

Se observa en el gráfico como en la última semana de octubre, los precios en horas de baja demanda son apenas suficientes para cubrir los costos variables asociados a la recuperación del cargo de confiabilidad y otras tasas que gravan al sector. Esta situación responde a la abundancia de agua que caracterizó el mes y en consecuencia, a la necesidad de despachar de los distintos agentes. Podrían también de alguna manera estar influyendo estrategias relativas a las reconciliaciones negativas para la generación desplazada que incentivan las ofertas a la baja.

En agosto y septiembre de 2007 la bolsa enfrentó una gran volatilidad entre los precios en horas de baja y alta demanda. La variación hacia arriba puede tener su origen en la cada vez más frecuente e intensa necesidad de contar con recursos térmicos para

atender los picos de demanda, dado el alto crecimiento en los consumos que se ha registrado durante el año y la inelasticidad de la oferta. En la medida en que cada vez es más necesario acudir a recursos de mayor costo, los precios en horas de alta demanda tienden a separarse de los promedios.

1.3 Agentes que determinan el precio de bolsa

El gráfico No 3 presenta para lo corrido del año 2007, el porcentaje de tiempo que cada agente del sistema fue marcador del precio de bolsa. EMGESA fue el agente que marcó el precio de mercado en un mayor número de horas del período. Cuatro agentes (EMGESA, ISAGEN, EPM y CHIVOR), determinan el precio de bolsa en más de un 80% de las horas del año.

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

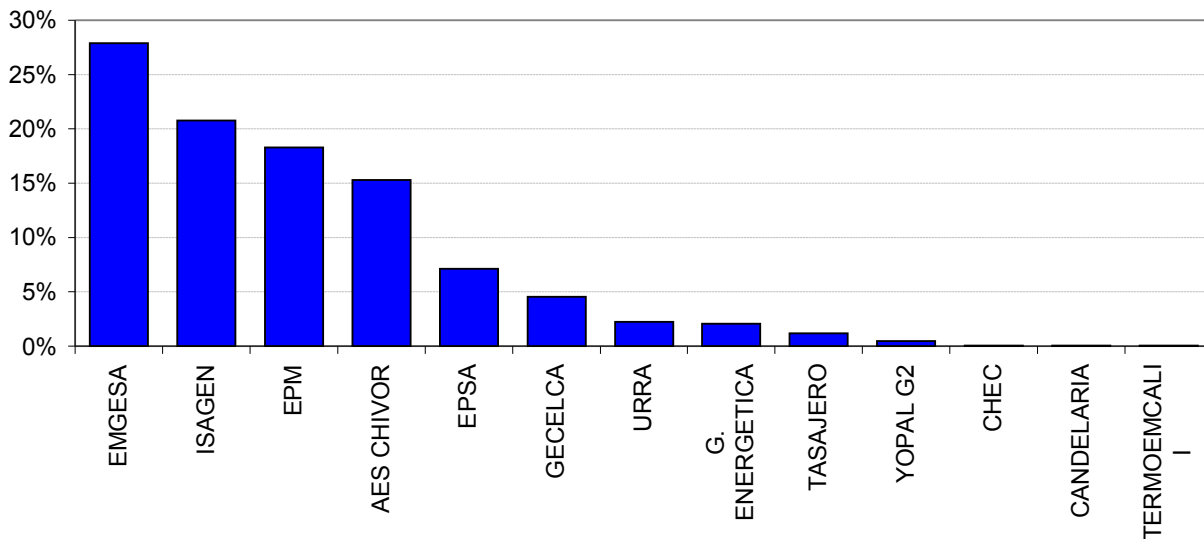


Gráfico No 3

1.4 Comportamiento de los precios como función de la oferta

El gráfico No 4 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa, para lo corrido del año 2007 y para los meses de septiembre y octubre de 2007, indicando además para el mes de octubre, las demandas mínima y máxima a nivel nacional.

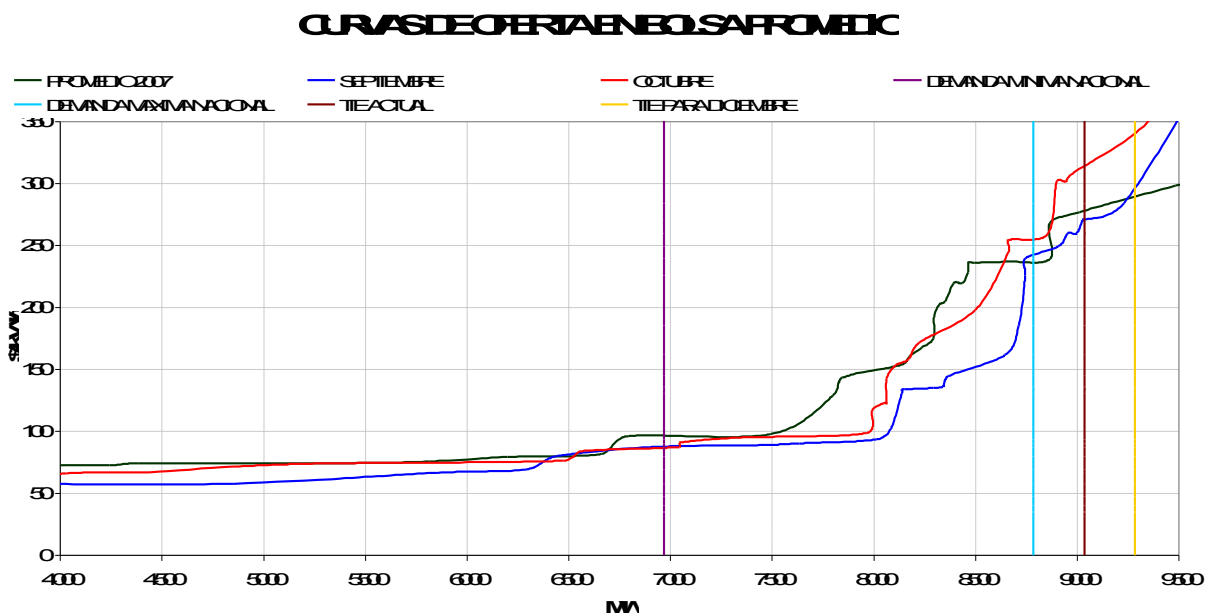


Gráfico No 4

En octubre la curva promedio de oferta se desplazó ligeramente hacia arriba con respecto a los niveles registrados en septiembre. En el rango de demanda baja y media, las diferencias son muy reducidas. No obstante, para demandas altas, y probablemente asociado al comportamiento de las térmicas a finales de mes, la curva adquirió una pendiente más pronunciada.

No deja de ser preocupante como para octubre se acentuó la pendiente de la función de oferta del MEM, en el rango de consumos altos. Este comportamiento puede implicar nuevas alzas futuras de precios, o la activación del precio de escasez, ante un aumento de la demanda interna, de la demanda derivada del Ecuador, o del retiro de un generador importante.

1.5 Tendencia de los índices que identifican el poder de mercado

1.5.1 Índice de Lerner

Los gráficos 5-a y 5-b presentan, para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, calculado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, para los periodos de demanda alta y media, en los últimos doce meses.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

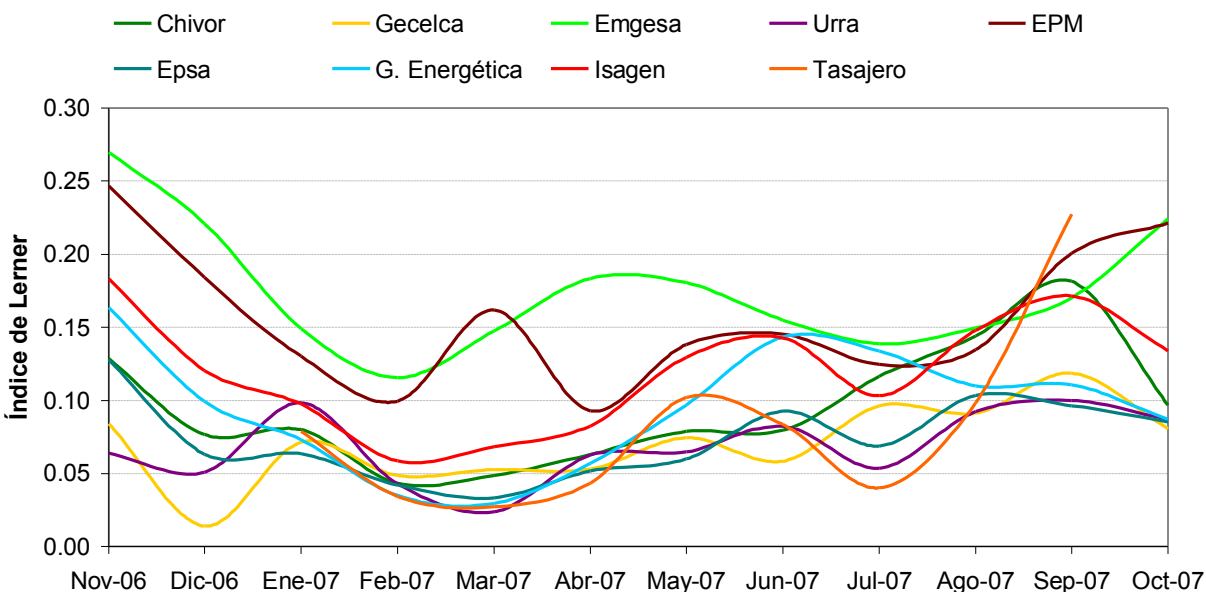


Gráfico No 5-a

Durante el periodo agosto - octubre se dieron circunstancias que aumentaron el poder de mercado de los agentes o su capacidad de elevar precios por encima de los costos marginales.

En octubre el poder de mercado medido para demanda media se elevó hasta alcanzar valores altos del índice de Lerner (0.22) en el caso de Emgesa y EPM y se redujo para ISA y Chivor.

En cuanto a la demanda alta, en general los índices de Lerner mostraron una tendencia creciente, llegando a alcanzar valores de 0.27 como en el caso de EPM y Emgesa. Esta situación responde al aumento en la inclinación (pendiente) de la curva de oferta en el MEM.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

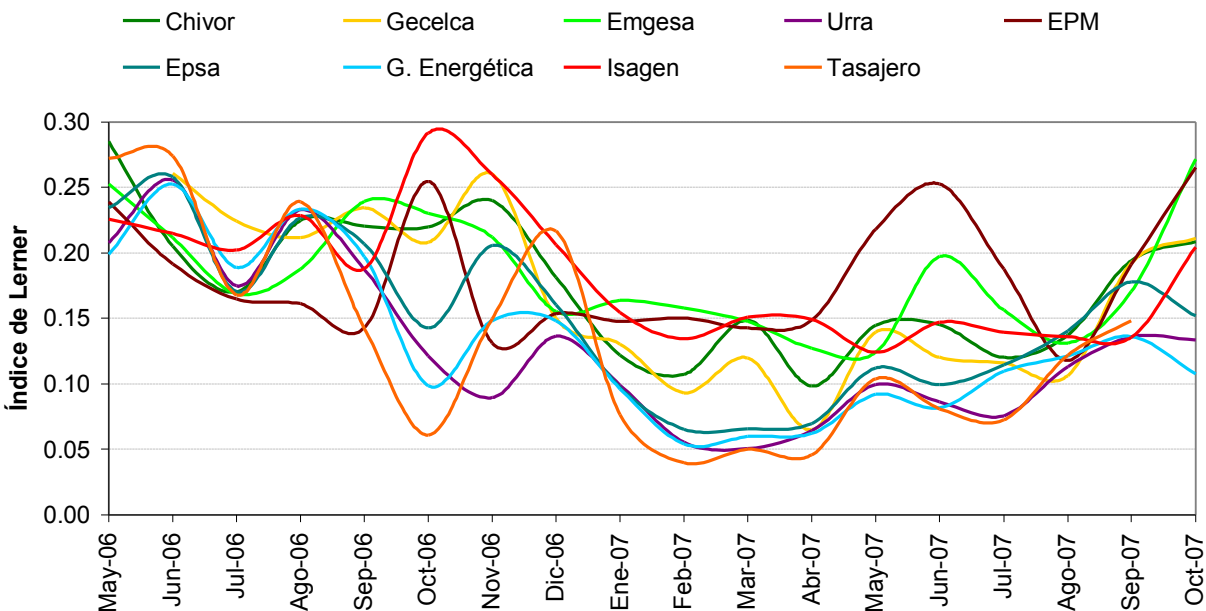


Gráfico No 5-b

1.5.2 Índice Residual de Suministro

El gráfico No 6 presenta, para los principales agentes del mercado, el índice residual de suministro mensual, para el periodo de demanda alta, en los últimos 18 meses.

Se puede observar que a partir de julio se presenta una tendencia a la baja de los índices residuales de suministro de los agentes, para las horas de demanda alta. En particular son preocupantes los índices de octubre correspondientes a Urrá (1,12) y EPM (1,14), los cuales implican que estos agentes tomados individualmente, podrían ser indispensables para abastecer la demanda, existiendo entonces poder de mercado para ellos.

Índice Residual de Suministro Mensual por Agente Horas de Demanda Alta

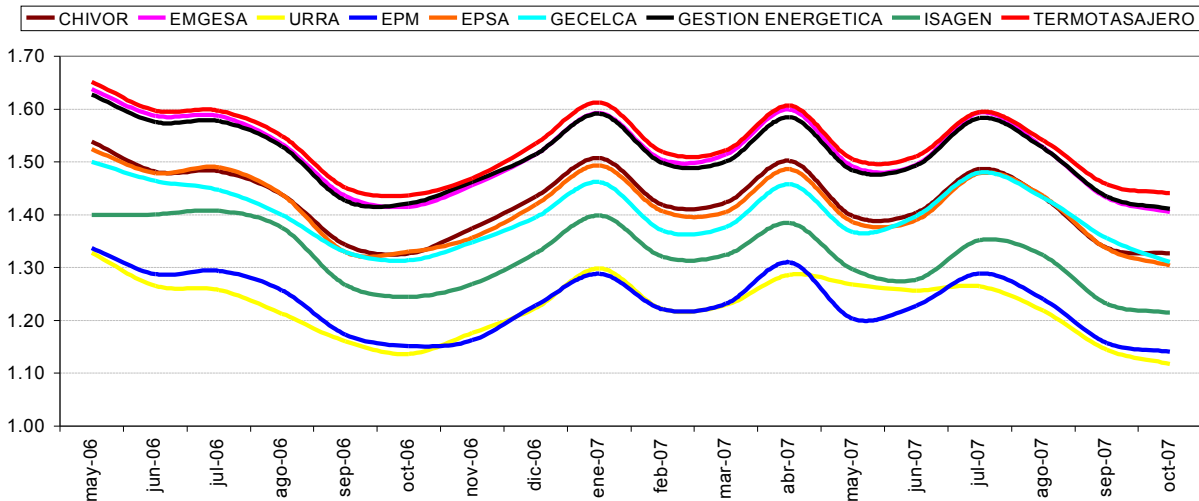


Gráfico No 6

1.5.3 Índice de Wolfram

Tal como se presentó en el informe de seguimiento al mercado No 22, algunos autores entre ellos Wolfram, han dedicado importantes esfuerzos para el desarrollo de modelos formales y empíricos que permitan caracterizar el grado de competencia en mercados mayoristas de energía.

En la aplicación al caso Colombiano del modelo de Wolfram de 1999, se utilizaron los precios de bolsa observados en los meses de mayo, junio y julio del 2007 y estimaciones directas del mark up, utilizando como referente de costo marginal, las simulaciones de XM realizadas en el programa MPODE. A los costos obtenidos directamente de las corridas con el modelo, se adicionaron los cargos variables correspondientes al CERE y FAZNI, con el fin de incluir en el análisis el costo marginal que efectivamente percibe el agente a la hora de diseñar su estrategia de oferta.

El indicador de Wolfram es simplemente el producto del mark up por la elasticidad de la demanda. La siguiente tabla recoge los resultados para los promedios de los tres meses analizados. Los cálculos se realizaron para cada mes pero, dada la volatilidad, parece más sólido extraer algunas conclusiones sobre los promedios obtenidos entre mayo y julio del presente año.

Elasticidad	Índice de Wolfram θ		
	0.05	0.125	0.25
Horas de demanda baja	0.0233	0.0584	0.1167
Horas de demanda media	0.0306	0.0765	0.1529
Horas de demanda alta	0.0279	0.0699	0.1397
Inverso del número de firmas	0.0625	0.0625	0.0625

Si se asume que la elasticidad precio de la demanda agregada es de -0.125, en horas de alta demanda el índice estimado indicaría que efectivamente el MEM en Colombia, como lo predice el modelo de Wolak, sigue un tipo de competencia tipo Cournot, en el cual las firmas elaboran sus ofertas de precios maximizando las utilidades esperadas dada su demanda residual¹. En efecto, si se consideran 16 plantas como el número de unidades que frecuentemente entran en el despacho, el inverso es de 0.0625 cifra muy cercana al índice de Wolfram. Bajo un mercado con firmas simétricas, un índice de 0 indica competencia perfecta; un índice de $(1/N)$ competencia Cournot y un índice de 1, la fijación de precios por una colusión que extrae la totalidad de la renta monopólica.

En otras palabras, los precios observados en el mercado, que incluyen márgenes considerables aún después de cubrir costos fijos (CERE), parecen ser el resultado de la convergencia de estrategias optimizadoras, descentralizadas, por agentes que asumen como dadas las estrategias de sus rivales. Es decir, los agentes, de acuerdo con este resultado, estarían agotando el poder de mercado que les confiere la organización de la industria.

Este ejercicio, en conclusión, permite cuantificar el grado de uso del poder de mercado de los generadores del MEM. Los resultados, aún preliminares parecen ser consistentes con una situación ubicada entre el agotamiento del poder de mercado en un modelo como el de Wolak, si la elasticidad es de -0.125, o un tipo de competencia más intensa, si la elasticidad es inferior. De cualquier forma, con base en esta aproximación metodológica, no parece probable que se estén dando situaciones de colusión, para niveles razonables de elasticidad de la demanda y el equilibrio parece responder a la existencia de estrategias optimizadoras descentralizadas.

1.6 Costos de la Generación Fuera de Mérito

1.6.1 Costos totales de generación fuera de mérito

¹ En un juego repetido día tras día, se asume que la demanda ex post, refleja la percepción ex ante del agente incluyendo un término estocástico de ruido. En el modelo de Wolak existe una curva que determina el equilibrio Nash entre todos los agentes, dada cada realización del componente aleatorio.

El gráfico No 7 presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas (generaciones fuera de mérito) y negativas (generaciones desplazadas) a nivel mensual para el sistema, para los últimos 18 meses.

**Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas
Mayo 2006 - Septiembre 2007**

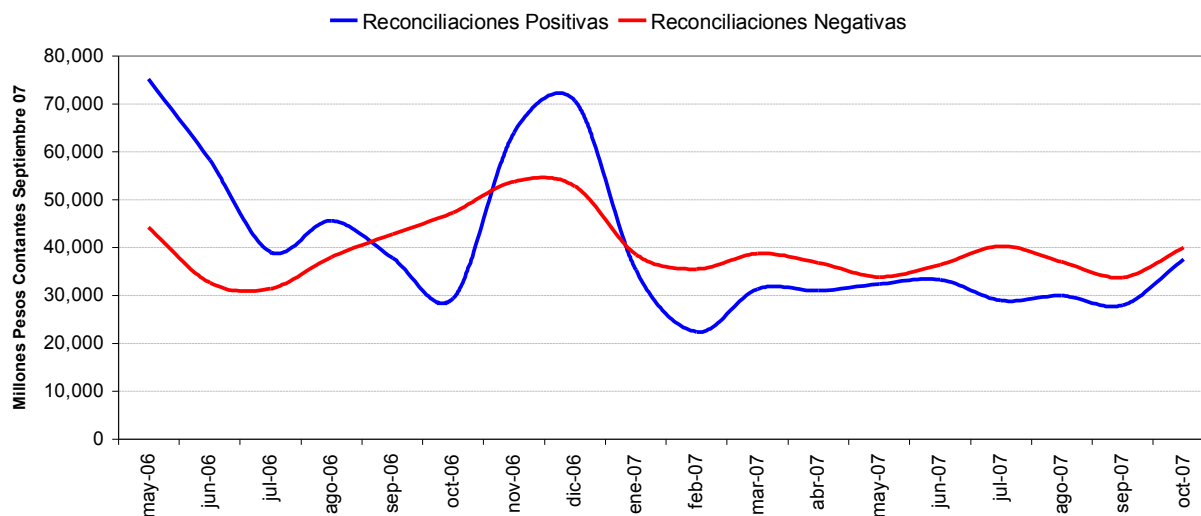


Gráfico No 7

Se observa que a partir de enero del 2007, el costo de ambas reconciliaciones es inferior a los observados con anterioridad. Por otra parte a partir de la misma fecha, el costo de las reconciliaciones negativas es superior al de las reconciliaciones positivas, con una tendencia a igualarse.

La reducción en el costo de las reconciliaciones, a partir de enero de 2007, ocurre como resultado de la entrada del proyecto UPME 01 de 2003, correspondiente a la nueva línea Bacatá – Primavera – Cerromatoso a 500 kV.

1.6.2 Costo de reconciliaciones por zonas

El gráfico No 8 muestra el costo de las reconciliaciones positivas y negativas por zonas, desde enero de 2007.

Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas Enero - Octubre 2007

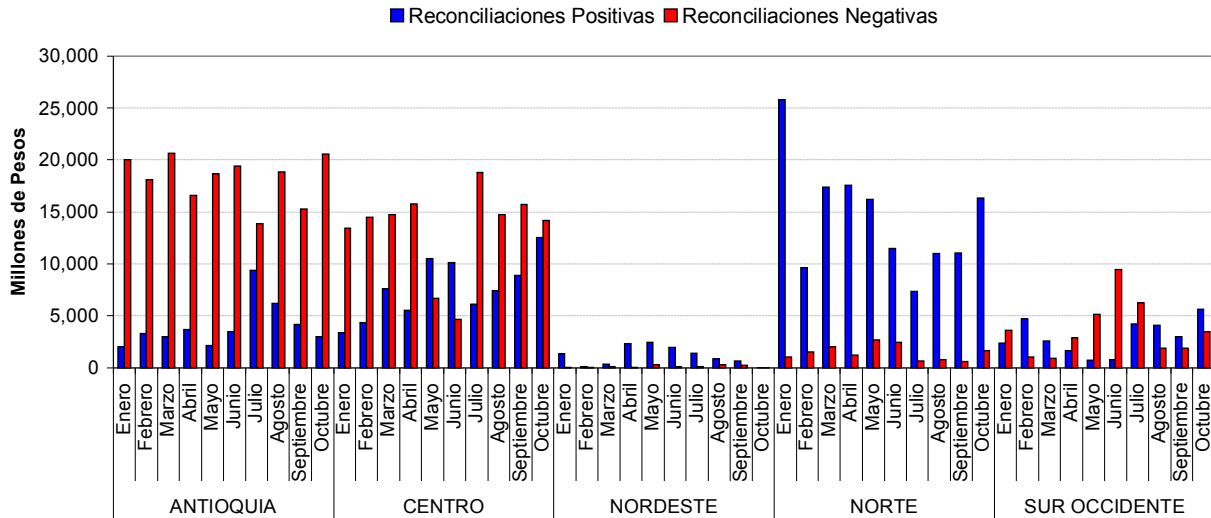


Gráfico No 8

Se puede observar que a partir del mes de enero de 2007, mientras el costo de las reconciliaciones positivas ha venido disminuyendo en la zona norte, en las zonas centro y suroccidente ha venido aumentando.

1.6.3 Precios de generación fuera de mérito

Se destaca el hecho que algunas plantas hidroeléctricas despachadas fuera de mérito presentan precios promedio mensuales, superiores a los de las plantas térmicas, tal como fue el caso de Calima (\$614/kWh) y Prado (\$549/kWh) en septiembre de 2007, Prado (\$438/kWh) y Miel (\$374/kWh) en agosto de 2007; si bien existen unos topes de precios permitidos para todas las generaciones fuera de mérito, no es claro el mayor precio de las hidráulicas en los últimos meses del año 2007, con buenos aportes hidrológicos y altos niveles de embalses.

Es coincidente el precio promedio elevado de la generación fuera de mérito que presentó la planta Calima en los meses de septiembre y octubre, con los exagerados precios de oferta (mayores de \$1700/kWh) con los que esta planta contrató servicio de regulación secundaria de frecuencia en los mismos meses. Esto puede deberse a que la planta oferta al mercado de energía unos precios elevados para evitar salir

despachada, pero se le contrata para suministrar el servicio de Regulación Secundaria de frecuencia, lo cual a su vez hace que la energía efectivamente generada durante el SRSF se pague como energía fuera de mérito a estos mismos precios de oferta.

1.7 Crecimiento de la demanda frente a la oferta de generación

En los últimos años el mercado de energía mayorista ha mostrado que la demanda de energía ha tenido un crecimiento importante con valores alrededor del 4.5% anual, cuando la oferta de generación ha permanecido prácticamente estática, esto implica una reducción del margen oferta-demanda, lo cual lleva a que algunos agentes generadores tengan una percepción de escasez de la oferta, con la consecuente señal de elevación del precios en la bolsa y en contratos.

1.8 Impacto del suministro del gas en el precio de la energía eléctrica

A medida que crece la demanda de energía eléctrica, el mercado cada vez depende durante más horas al día de la generación térmica. A estos niveles de consumo, y como se observa en el gráfico No 4, la pendiente de la curva de oferta es muy pronunciada, debido a las diferencias en los factores de eficiencia y los costos del combustible de las plantas térmicas. Si no se toman medidas para asegurar el suministro de gas a los recursos de generación más eficientes, el mercado se expondrá a precios de la electricidad considerablemente mayores y con alta volatilidad, en función de la disponibilidad de gas. Este equilibrio, nocivo para el bienestar, se puede tornar estructural.

1.9 Aspectos comerciales del servicio de regulación secundaria de frecuencia

El costo del Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia – SRSF, oscila en el orden del 25% al 30% del costo total de las transacciones de energía que se realizan en la bolsa, una magnitud económica importante que amerita ser analizada en forma cuidadosa; así mismo, este costo representa entre 7.5% y 10% del precio de la energía.

Se resaltan a continuación, los siguientes aspectos comerciales del SRSF:

- El hecho de definir varios productos con un solo precio, puede conllevar a que se presenten comportamientos estratégicos y que los precios resultantes no sean óptimos para el mercado y por tanto distorsionen el mismo. Una solución para esta situación podría consistir en la separación de los precios de oferta para cada uno de los productos, tal que los generadores independicen sus ofertas, para que expresen los costos realmente asociados al servicio que se quiere prestar.
- Aunque la regulación colombiana establece la posibilidad de realizar contratos de traspaso de holgura entre generadores, éstos no se realizan. Posiblemente esta situación ocurre debido a la aversión al riesgo por parte del proveedor del servicio, debido a que el precio a pagar por su responsabilidad comercial está determinado por los precios de oferta de otros proveedores del servicio.
- El actual sistema de remuneración genera situaciones de inequidad entre los agentes proveedores del servicio, dado que los precios para la banda de regulación disponible se determinan con base en los precios de oferta individuales de los generadores y no con base en un precio marginal de cierre del mercado. Por ejemplo, el caso en que dos proveedores del servicio suministrando la misma cantidad de capacidad de regulación, reciben remuneraciones muy diferentes. Son de especial atención, los precios máximos horarios del SRSF ocurridos entre mayo y octubre de 2007, que presentaron valores cercanos a los \$1.700/kWh, para los cuales no se ve una explicación lógica, a menos que los agentes hayan ofertado esos precios con el fin de no ser despachados por energía y resultaron programados para el SRSF.
- Adicional a la remuneración que recibe el generador por el servicio de regulación secundaria de frecuencia, también se le paga la energía efectivamente generada en la banda de regulación, al precio de bolsa.
- Cuando ocurren precios del SRSF superiores al precio de bolsa, se incurre simultáneamente en el pago de generaciones fuera de mérito, igualmente onerosas, tanto para la energía efectivamente generada en la banda de regulación, como para la cantidad de energía mínima que por restricciones operativas requiere tal generador.
- No existe justificación para incluir el CERE (Costo Equivalente Real de Energía) como parte de la remuneración del SRSF (lo recibe el generador que presta SRSF), y además se liquida para la energía de regulación efectivamente generada, como parte de las transacciones de energía en bolsa.

3. EFECTOS DEL DESABASTECIMIENTO DE GAS

En informes anteriores el CSMEM ha discutido los potenciales efectos de un eventual desabastecimiento de gas en el sector eléctrico colombiano. En este documento se presentan los resultados de un ejercicio numérico que da soporte a los puntos expresados anteriormente. El ejercicio se basa en información y proyecciones de conocimiento público.

1.10 Oferta

El escenario de producción combina información de ECOPETROL, PROMIGÁS y la información de contratos de suministro compilada por la CREG en noviembre del 2006². Se asume que la capacidad de producción de Guajira pasó de 590 MPCD a finales del 2006 a 620 MPCD en el 2007 gracias a la compresión adicional en Palomino. De igual forma, se esperan incrementos de 34 MPCD a principios del 2008 por compresión en Ballenas y de 40 MPCD adicionales en el 2009 por aumentos de compresión en los campos. En el 2008 se incluyen 30 MPCD adicionales asociados a la explotación de Gibraltar y 35 MPCD en La Creciente. La producción base en Cusiana es de 200 MPCD y se consideran 210 MPCD adicionales, derivados de expansiones en la capacidad de tratamiento que entrarían en operación en el 2010 (70 en Cusiana y 170 en Cupiagua). Se incluyen 17 MPCD del campo Payoa y 65 MPCD de otros pozos menores. Se asume que tanto la capacidad de producción de Guajira como la de los campos menores declinan a una tasa de 1 MPCD/mes (0.6 para los primeros 5 años en Guajira). Finalmente el escenario asume importaciones desde Venezuela de 39 MPCD en el 2012 y 85 MPCD en 2013.

Bajo estos supuestos, como se observa en el gráfico No 9, la capacidad de producción de gas natural hasta el 2010 oscilaría alrededor de los 1.000 MPCD. Si se realizan las expansiones en el Pie de Monte en el 2010 se dispondría de una capacidad cercana a 1.210 MPCD. Posteriormente, con la reversión de los flujos desde Venezuela se aumentaría la capacidad hasta un máximo de 1.263 MPCD en enero del 2013.

² Presentación de ECOPETROL en noviembre 2007 “Producción de Gas Natural. Situación Actual y Perspectivas” y Informe Sectorial del Gas Natural 2007, preparado por PROMIGAS.

Proyección de la capacidad de producción de gas natural

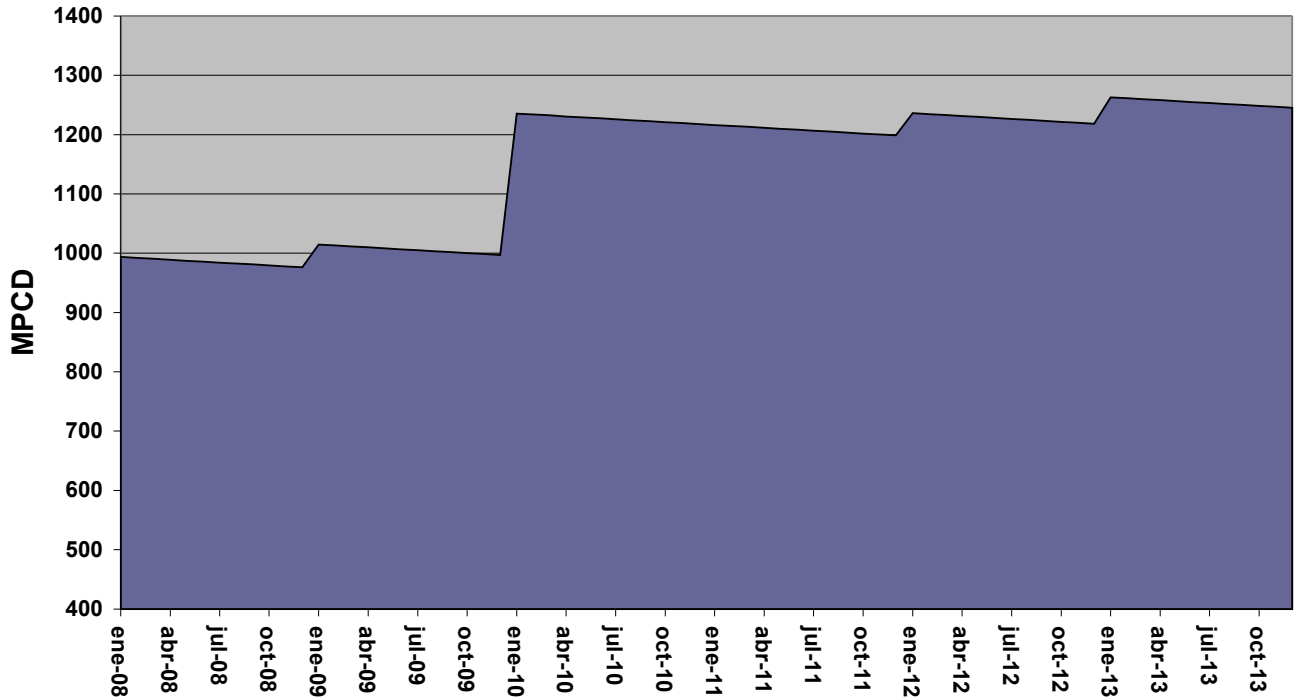


Gráfico No 9

1.11 Demanda

Para efectos de este análisis se mensualizaron las proyecciones de demanda de gas presentadas en el Informe Sectorial de Gas Natural en Colombia preparado por PROMIGÁS 2007, con base en el PEN 2006 – 2025 de la UPME. Para el sector termoeléctrico se utilizaron los escenarios medio y alto de las corridas de largo plazo realizadas en noviembre 2007 por XM con el modelo MPODE. Las exportaciones a Venezuela se extrajeron de la presentación citada de ECOPETROL y ascienden a 50 MPCD en el 2008, 150 MPCD en el 2009 y 2010 y 100 MPCD en el 2011 año en que concluirían las exportaciones. Los crecimientos son moderados: Residencial 2.5%, comercial, 3.6%, industrial 4.5% y transporte 4.6%. En el escenario alto el transporte crece a tasas de 21.4%. El siguiente gráfico No 10 contiene el escenario medio.

Como se observa, salvo la demanda eléctrica que oscila en función de las perspectivas hidrológicas, el resto de sectores se proyectan con tasas vegetativas. Bajo esta configuración, se observan picos de demanda en los próximos veranos que alcanzan

niveles de 1040 y 1066 MPCD en 2.009 y 2.010 respectivamente. Se observa el peso de las exportaciones a Venezuela en la demanda agregada para los próximos 4 años.

Evolución esperada de la Demanda de Gas Natural en el horizonte 2008 - 2013. MPCD

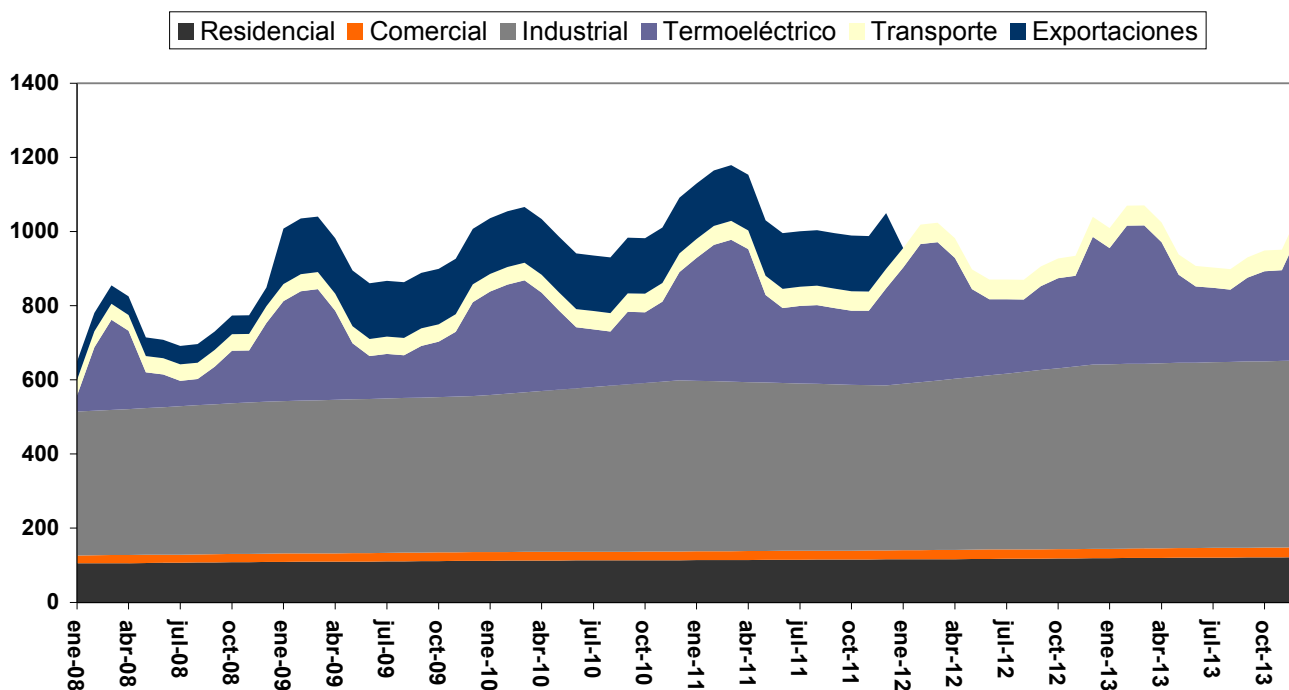


Gráfico No 10

1.12 Balances

Si se incluye la producción incremental en Cusiana y Cupiagua, salvo un desfase menor en el verano del 2009, el gas es suficiente para atender la demanda contemplada en el escenario base de demanda hasta el 2013 (gráfico No 11). No ocurre lo mismo con un escenario de demanda alto. Este último escenario, no obstante, tiene apenas un 5% de probabilidad de ocurrencia en el caso del sector térmico y considera crecimientos elevados en el resto de subsectores, particularmente en el vehicular.

Si no se realizan los proyectos en los campos del Pie de Monte, en contraste, a partir del 2010 se crean situaciones desabastecimiento, incluso en el escenario base. Se observa del gráfico No 12, que de no acometerse estas inversiones en buena parte del 2010 y durante prácticamente todo el 2011 la demanda de gas excedería la capacidad máxima de producción. Esta situación solo se reversa cuando concluyan las exportaciones a Venezuela.

Balance agregado de producción - demanda y firmeza contratada de Gas Natural

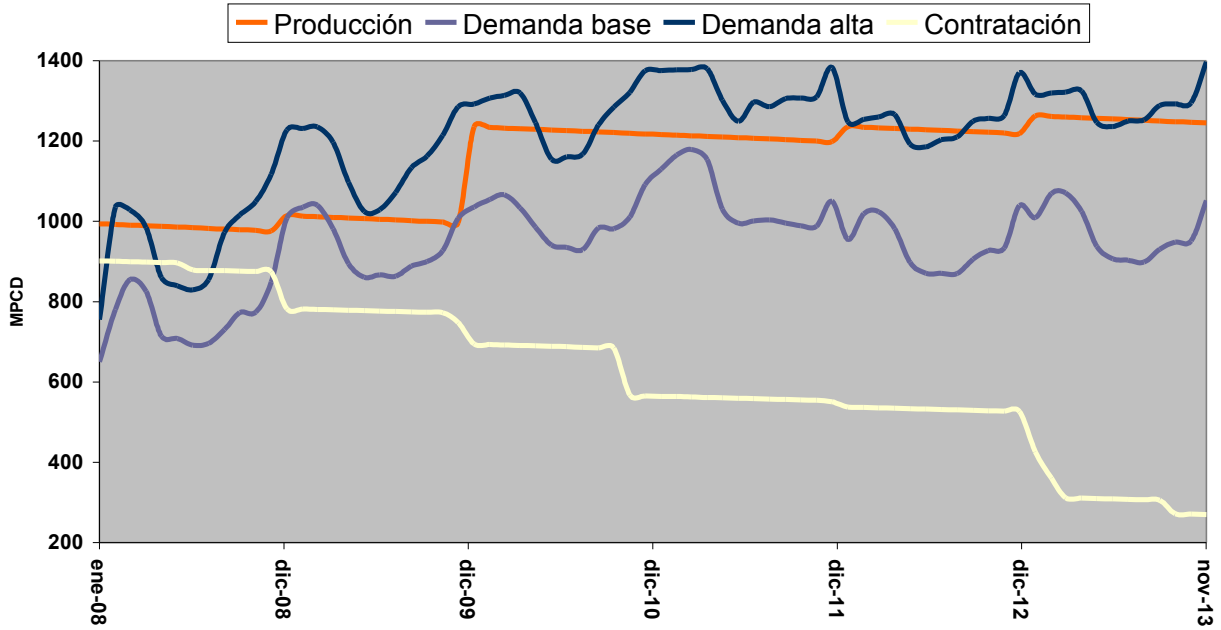


Gráfico No 11

Balance agregado de producción - demanda y firmeza contratada de Gas Natural (No considera expansiones de capacidad de producción en el Pie de Monte)

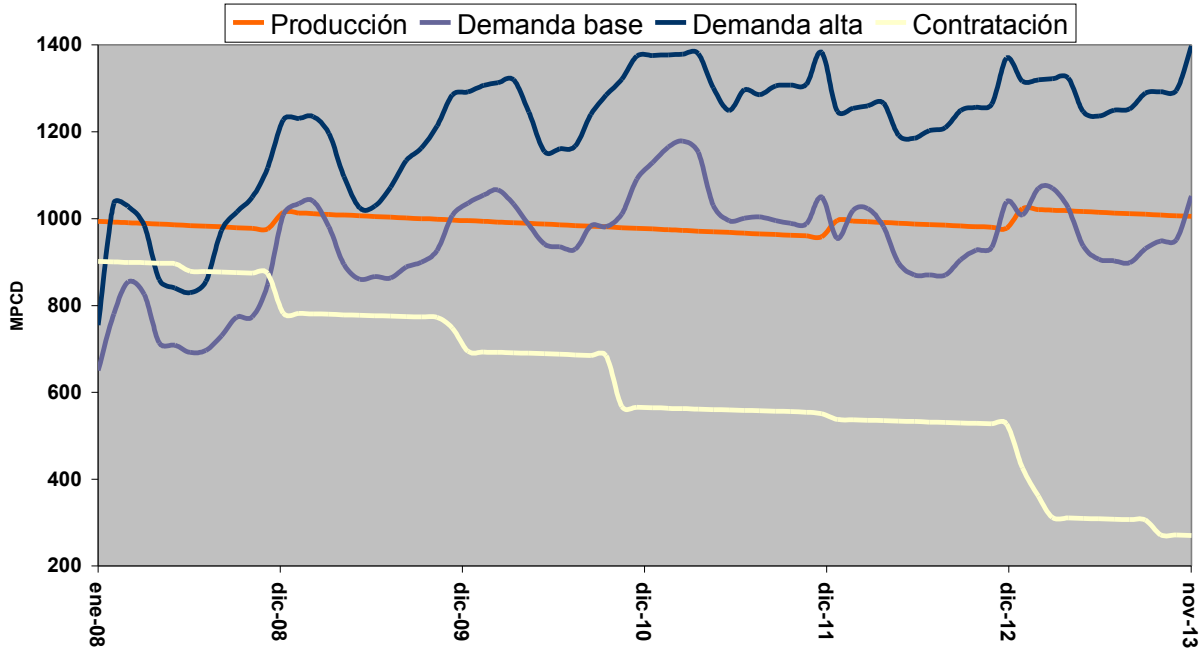


Gráfico No 12

Los gráficos No 11 y 12 también permiten observar el descalce entre demanda y firmeza contratada. En efecto, a medida que vencen los contratos, algunos agentes quedan expuestos a no conseguir firmeza para adquirir compromisos futuros. Este problema, como lo muestra el gráfico No 13 es particularmente agudo en el sector térmico a nivel nacional, que no cuenta con el respaldo de suministro de gas para atender eventuales picos del escenario alto de demanda desde el 2010, ni del escenario medio en el 2013.

Balance demanda del sector termoelectrico y firmeza contratada de Gas Natural. (agregado nacional)

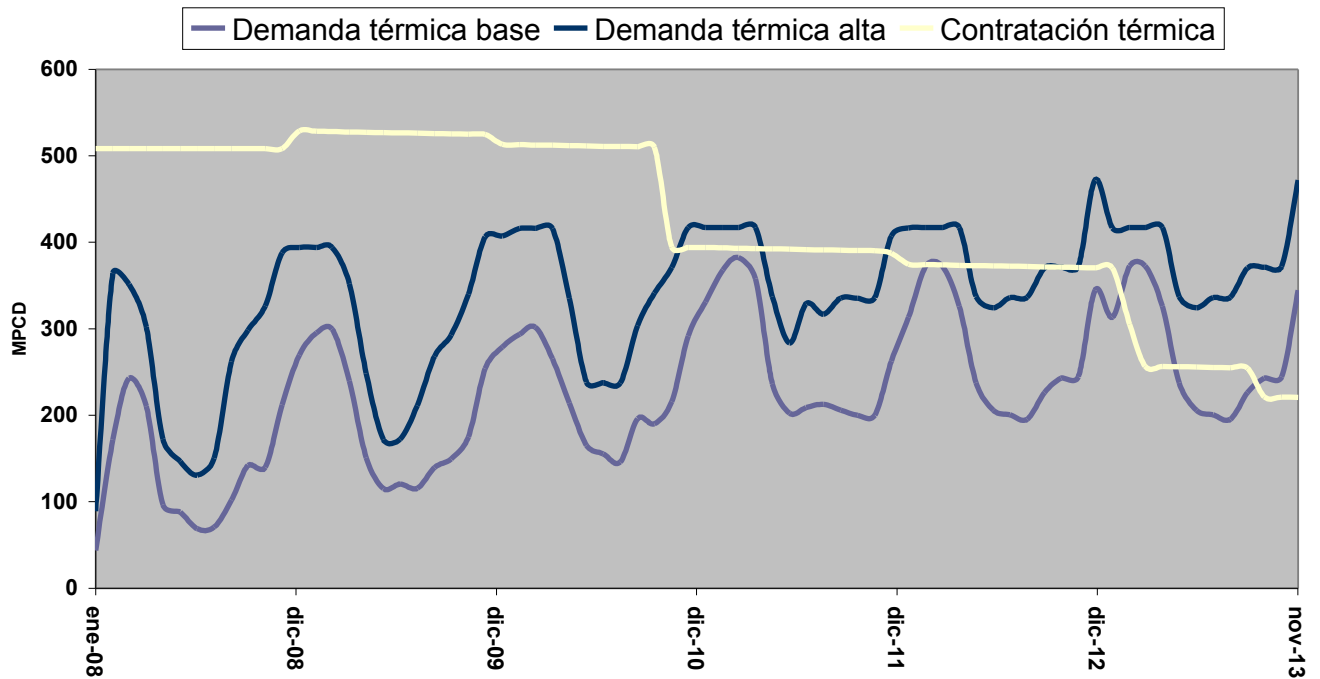


Gráfico No 13

El problema se torna verdaderamente estructural si se considera el parque térmico de la costa (gráfico No 14), donde están localizadas las plantas más eficientes y con menor costo del combustible y, en consecuencia con mayor frecuencia en el despacho. En este caso, si las plantas no logran renovar los niveles actuales de contratación, deben limitar su disponibilidad comercial en el mercado mayorista, a menos de la mitad de su capacidad nominal de generación y de la demanda esperada en los veranos de acuerdo con las proyecciones de XM en el escenario base.

Balance demanda del sector termoeléctrico y firmeza contratada de Gas Natural. (Térmicas de la Costa Atlántica)

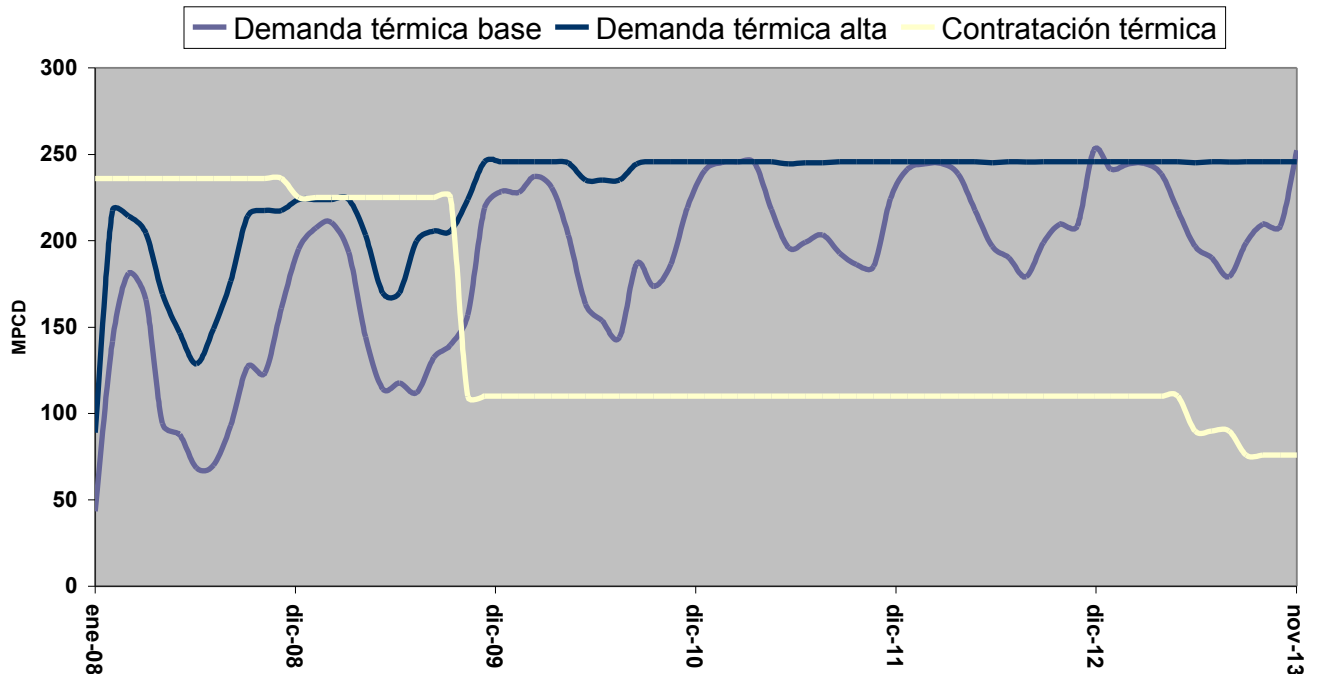


Gráfico No 14

No ocurre lo mismo, por lo menos en el mediano plazo, con las térmicas del interior (gráfico No 15). La firmeza de gas natural contratada por el parque térmico del Magdalena medio (y del Valle del Cauca) es suficiente para atender los despachos esperados hasta principios del 2013. Aún en ese año, las restricciones de despacho causadas por no disponer de firmeza en gas serían relativamente menores, si se considera el escenario base de demanda.

Balance demanda del sector termoelectrico y firmeza contratada de Gas Natural. (Térmicas del Interior)

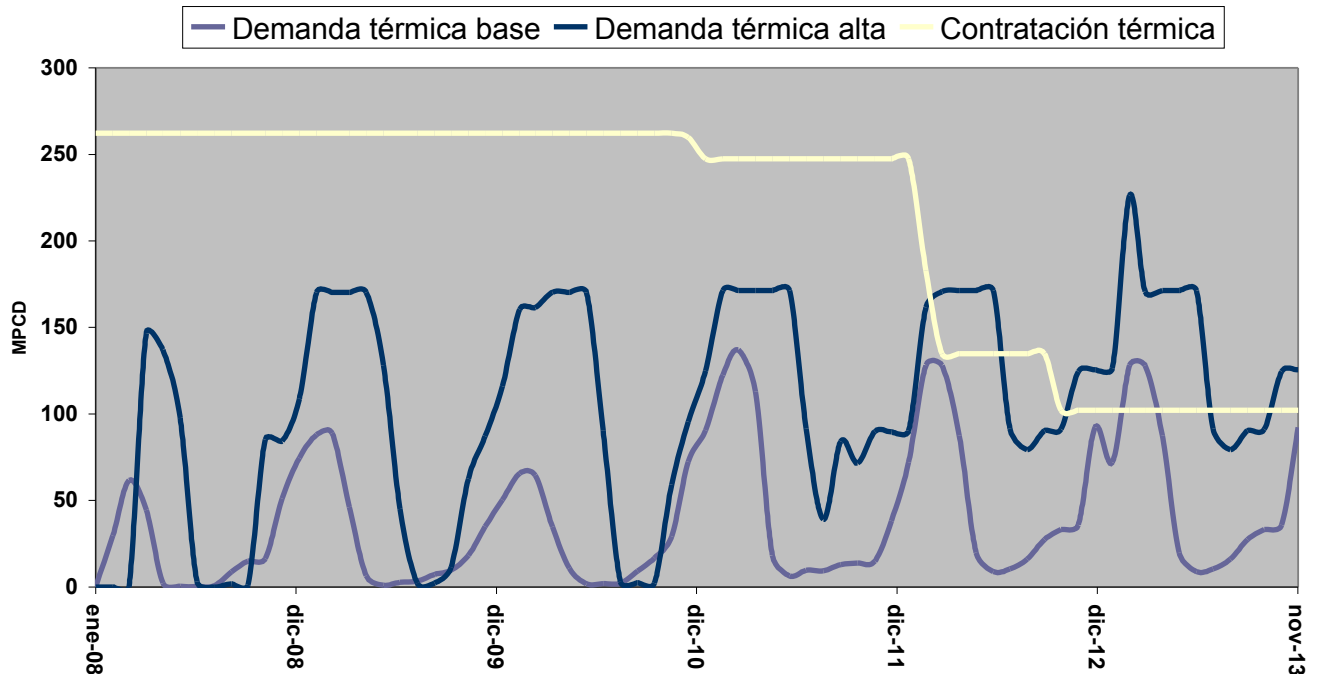


Gráfico No 15

1.13 Impacto de la sustitución de combustibles en los precios

Como se mostró, en ausencia de la expansión en la capacidad de producción en Cusiana y Cupiagua la demanda superará la oferta en un horizonte de corto plazo. Bajo este escenario es improbable que los agentes térmicos puedan renovar la firmeza de gas natural para los próximos años. Si esta firmeza no se garantiza, por su parte, varias plantas deben sustituir el gas por combustibles líquidos más costosos. La sustitución a combustibles líquidos es eficiente en la medida en que incentiva un mayor uso de la infraestructura de gas por sectores con mejor relación consumo/capacidad como el residencial, industrial y vehicular. No obstante, el costo de los combustibles líquidos es muy superior al del gas natural. Un proceso indiscriminado de sustitución eleva el costo marginal de generación de energía eléctrica.

La siguiente tabla recoge los resultados de un ejercicio sencillo de simulación del costo marginal de generación, considerando únicamente el costo del gas en cada planta, el de su sustituto factible y el factor de eficiencia de la planta (Heat Rate). En otras palabras en este costo no se considera el componente variable de los AOM ni los costos de arranque. Aún así las cifras permiten ilustrar claramente la incidencia de la sustitución en el costo de la energía eléctrica. Para la calibración del ejercicio se emplearon los últimos factores de capacidad y eficiencia de cada planta³ y los costos de combustibles actualizados a noviembre del 2007.

Costo combustibles y contenido calórico			
	Contenido calórico	Precio US/MBTU)	Unidades
Diesel o ACPM (Fuel oil # 2)	0.150	16.51	Galón
Fuel oil (Fuel oil # 6)	0.137	11.74	Galón
Jet A1	0.130	22.15	Galón
Carbón	26	1.50	Tonelada
Gas Natural (Guajira)	1	2.78	KPC
Costo de sustitución a alternos*	900.00	1.25	US\$/Mwh

Costo marginal de generación eléctrico con base en gas natural y los sustitutos (\$/Kwh). Incluye CERE y Fazni.

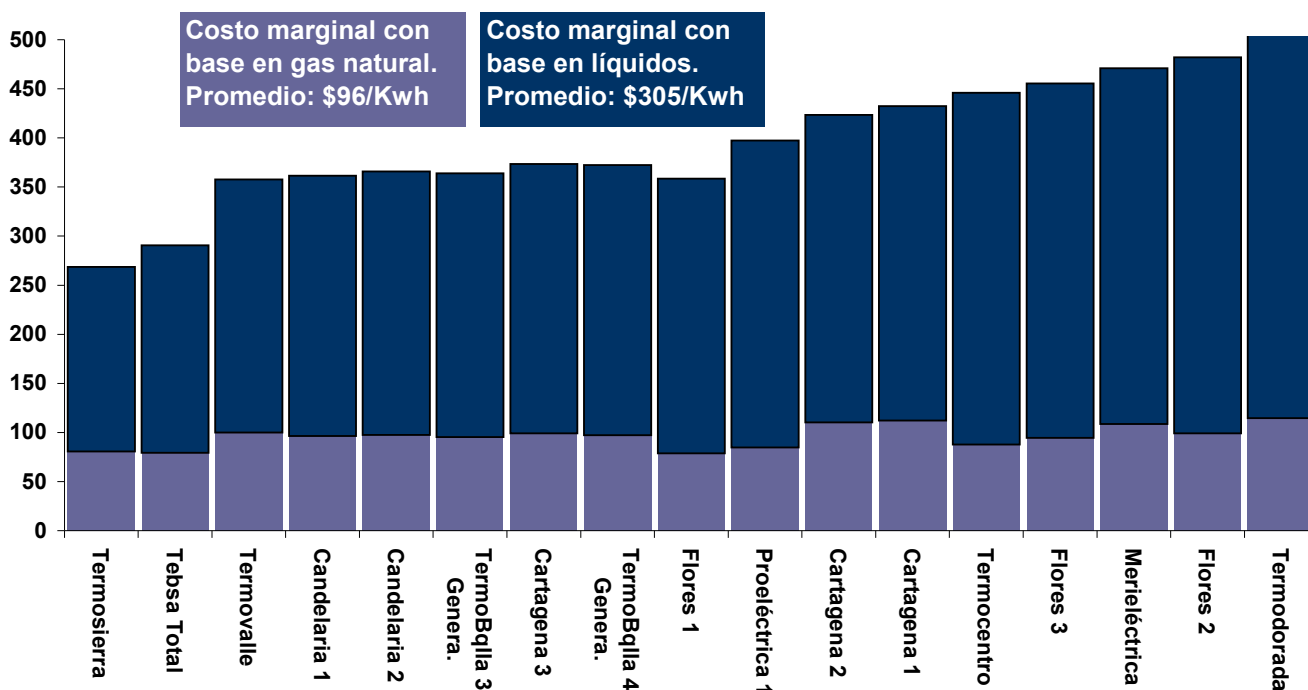


Gráfico No 16

³ Unidades Térmicas. Resumen SIN. Noviembre 20 del 2007.

Se deben destacar los siguientes resultados del gráfico No 16. El costo marginal promedio de generación (sin incluir AOM) con base en gas natural asciende a \$96/kWh; acudiendo a sustitutos, este costo se estima en \$305/kWh. La dispersión de costos es mucho mayor si la generación se lleva a cabo con combustibles líquidos que en la situación actual, basada en gas natural. En el primer caso, el rango de costos se mueve entre algo más de \$250/kWh hasta casi \$500/kWh.

La conveniencia financiera de sustituir no es igual para todas las plantas. Las plantas con altos índices de despacho encuentran una mejor alternativa en el gas por su menor costo por unidad calórica. Para las plantas poco despachadas, tener que pagar un “Take or Pay” eleva el coto medio del gas, al punto que puede ser eficiente generar con combustibles líquidos.

Frecuencias de despacho observadas (2005 - 2006) y frecuencias que equilibran el costo del gas con el del sustituto.

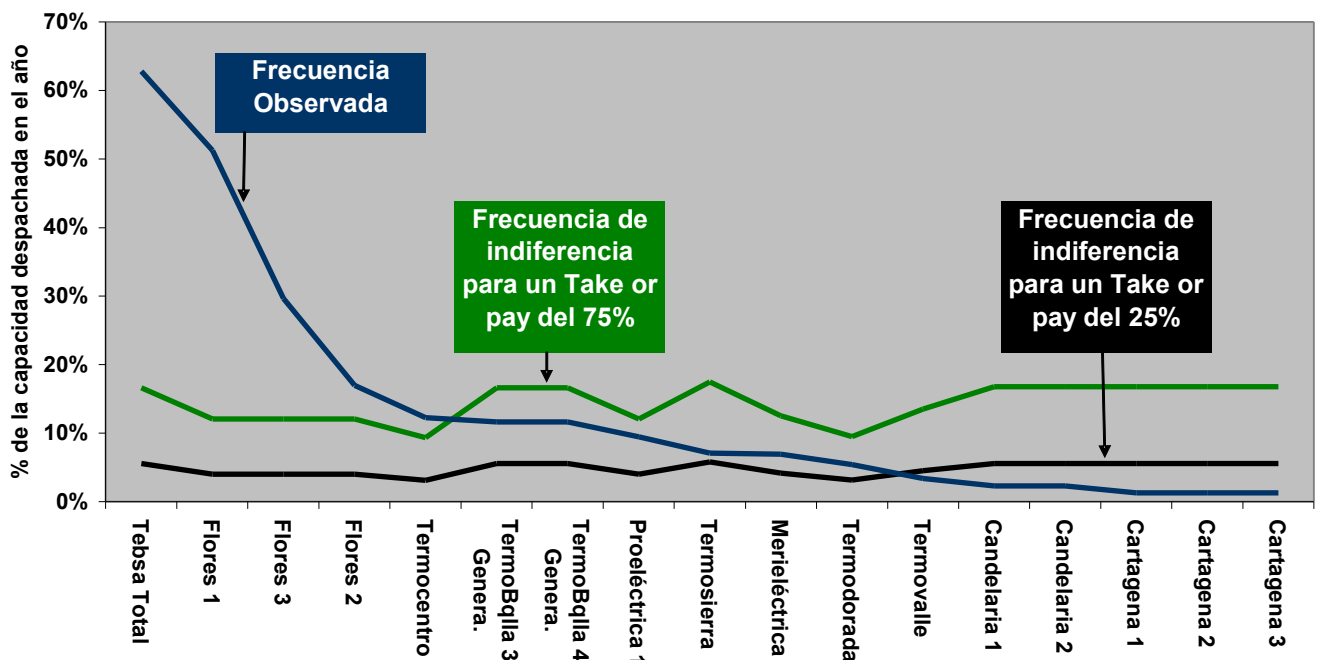


Gráfico No 17

El gráfico No 17 ilustra los resultados de un modelo matemático sencillo que despeja la equivalencia (igual costo variable de generación) entre el costo del gas y el sustituto, a diferentes niveles de “Take or Pay”. Se utilizaron los factores de eficiencia y sustitutos específicos de cada planta. (Ver anexo). La línea azul representa las frecuencias observadas de despacho en los años 2005 y 2006. La línea verde recoge la frecuencia

específica para cada planta en la que es indiferente entre usar gas y pagar un “Take or Pay” del 75% o acudir a combustibles líquidos y solo cancelar el efectivamente utilizado. La línea negra representa la frecuencia de indiferencia para un Take or Pay del 25%.

La interpretación de los resultados es simple. Si la frecuencia observada es mayor a la de indiferencia, para la planta es más económico utilizar gas. Se trata de plantas muy despachadas, en donde a pesar de tener que cubrir el “Take or Pay” para algunas unidades calóricas no consumidas, el costo del gas es inferior al del sustituto en tal proporción que la estrategia de mínimo costo es consumir gas. El caso contrario, cuando la frecuencia de indiferencia de la planta está por encima de los despachos observados, la estrategia de menor costo medio corresponde al uso de combustible líquido que, aún que sea más costoso, no impone la obligación asociada al “Take or Pay” de pagar por combustible no consumido.

Como se observa, asumiendo un nivel de “Take or Pay” del 75%, solo 5 plantas encuentran en el gas la alternativa de menor costo medio. De estas 5, 4 estas localizadas en la Costa, donde es inminente el problema de firmeza. En otras palabras, las plantas con menor disposición a sustituir son precisamente las que están cortas de firmeza. El escenario con Take or Pay de 25% ilustra el equilibrio para algunas plantas del interior que lograron este porcentaje reducido. Sin embargo, con toda seguridad los contratos de firmeza, dada la estrechez del mercado, se pactarán con porcentajes de take or pay de al menos 75%.

Desde el punto de vista del sector eléctrico, entonces, no es indistinto como se distribuyen los contratos de firmeza asociados a las expansiones de producción en Cusiana y Cupiagua. Si se logra que la firmeza se otorgue a las plantas con mayores índices de despacho, que coinciden con las de menor costo del combustible y mayor eficiencia, el efecto de la sustitución a líquidos en el precio de la energía será marginal. No ocurre lo mismo si la firmeza se da a plantas de baja frecuencia y la sustitución a líquidos se concentra en la de altos despachos.

Para ilustrar este punto se realizó un ejercicio hipotético en que se estima cual habría sido el precio de bolsa en mercado mayorista de energía en enero y febrero del 2007 si algunas térmicas hubiesen sustituido a combustibles líquidos. El ejercicio supone que el mercado a principios del 2010 se comporta como el observado en los primeros meses del 2007, este supuesto es conservador si se considera el crecimiento de la demanda de energía eléctrica.

El escenario 1 supone que TEBSA y Termoflores se sustituyen a combustibles líquidos por la imposibilidad de asegurar firmeza en gas; el escenario 2, analiza el impacto si la sustitución se da en una planta eficiente y de gran capacidad en el Magdalena Medio (Termosierra); el escenario 3 asume que se sustituyen plantas menos eficientes o con mayores costos de transporte en el interior (Termodorada, Termovalle y Merieléctrica).

Como se reporta en la siguiente tabla, si la sustitución a combustibles se realiza en la Costa, los precios de la energía eléctrica aumentan un 10% en enero y un 24% en febrero, para horas de alta demanda. En contraste, si la sustitución se da en el interior el efecto es marginal o nulo (escenarios 2 y 3).

Incrementos de precio en horas de alta demanda con plantas operando a partir de combustibles líquidos

Variación de precios con respecto al escenario base			
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Enero	10.1%	0.0%	0.0%
Febrero	24.7%	2.0%	0.2%
Precios de oferta en generación con sustituto			
TEBSA	210.9		
Termoflores	279.5		
Termosierra		187.5	
Termodorada			477.8
Termovalle			257.4
Merieléctrica			361.9

Se mostró, entonces, que la política de sustitución a combustibles líquidos, si se plantea en forma indiscriminada puede afectar seriamente los precios de la energía eléctrica en el país. En contraste, si se incrementa la capacidad de producción de gas natural antes del 2010 y se logra asegurar la firmeza a las plantas de mayor despacho, la sustitución a líquidos de algunas térmicas de bajo despacho, puede ser óptima porque libera capacidad de producción y transporte para otros sectores con mejor relación consumo/capacidad.

1.14 Conclusiones

- Si ECOPETROL no inicia ya la expansión en la capacidad de producción de gas natural en los campos del Pie de Monte, el mercado quedará desabastecido en un horizonte cercano (a partir del 2010).

- En este escenario, las térmicas más afectadas son las de la Costa Atlántica puesto que gran parte de su contratación de suministro vence en octubre del 2009.
- Con las simulaciones presentadas se estima que si el parque térmico de la costa (las plantas más eficientes) sustituye a combustibles líquidos, el precio de la energía eléctrica se puede disparar, por lo menos en horas de alta demanda.
- La sustitución de otras térmicas no genera problemas de primer orden en el eléctrico y ayuda a dar holgura al mercado de gas en otros sectores.
- Es necesario que el proyecto de expansión se anuncie pronto para dar tiempo a los transportadores de planificar las inversiones necesarias.
- Ecopetrol, con base en el gas incremental, debe dar prioridad de firmeza a las térmicas con mayor promedio de despachos cuyos contratos vencen.
- Con el nuevo gas se pueden corregir los descalces entre contratación y capacidad del gasoducto Ballenas – Barranca, atendiendo parte de la demanda del interior con base en los campos de Cusiana.
- Ante la brecha de precios de gas entre los mercados primario y secundario conviene revisar la regulación del gas de Guajira. Sin embargo, la deregulación total no es aconsejable porque en un escenario de libertad de precios se pueden presentar precios excesivos y rentas al productor que afectarían severamente al sector eléctrico⁴.

1.15 Anexos

1.15.1 Derivación de la formula de indiferencia entre gas y sustitutos líquidos en función de la frecuencia y el nivel de take or pay

Definiciones:

- **COT.** Costo total del gas de la planta dado su despacho
- **COT/Mwh** Costo unitario de generación con gas \$/Mwh
- **CS.** Costo unitario de generación con el sustituto \$/Mwh
- **HR.** Heat Rate (MBTU/Mwh)
- **Top.** Porcentaje de Take or Pay (%)
- **CAP.** Capacidad de la planta térmica (Mw)
- **CUG.** Costo unitario de suministro de gas (US/MBTU)
- **CUT.** Costo unitario de transporte de gas (US\$/MBTU)

⁴ El precio de un mercado libre, en condiciones de monopolio, se sitúa donde el ingreso marginal iguala al costo marginal; el costo regulado por costo de oportunidad equivale al precio del mercado externo menos el costo de llevar el combustible a ese mercado. Dada la inelasticidad de la demanda de gas, la primera expresión es considerablemente mayor que la segunda.

- **f.** Frecuencia de despacho. (%. Horas despachadas/horas del año)

Se establece la ecuación que expresa el costo total de gas asociado al despacho de la planta:

$$COT = (top \times CAP) \times HR \times CUG + (1 - top) \times CAP \times f \times HR \times CUG + CUT \times HR \times CAP \times f$$

Se expresa el costo en función de la energía generada

$$\frac{COT}{mwh} = \frac{COT}{CAP \times f} = \frac{top \times HR \times CUG}{f} + (1 - top) \times HR \times CUG + CUT \times HR$$

$$\frac{COT}{mwh} = CUG \times HR \times \left\{ \frac{top}{f} + (1 - top) \right\} + CUT \times HR$$

Se iguala el costo de generación a gas (COT/MWh) con el costo de generación del sustituto y se despeja la frecuencia que iguala estos valores.

$$\frac{CS - CUT \times HR}{CUG \times HR} = \frac{top}{f} - (1 - top)$$

$$\frac{CS - CUT \times HR}{CUG \times HR} + (1 - top) = \frac{top}{f}$$

$$f = \frac{1}{\frac{CS - CUT \times HR}{CUG \times HR} + \frac{(1 - top)}{top}}$$

1.15.2 Características de las plantas térmicas a gas

Planta	Combustible Alternativo	Capacidad (MW)	Heat rate (MBTU/MWh)	Costo de transporte de gas US/MBTU
Cartagena 1	Fuel oil # 6	64	11.8104	0.58
Cartagena 2	Fuel oil # 6		11.5220	0.58
Cartagena 3	Fuel oil # 6	70	9.93	0.58
Proeléctrica 1	Fuel oil # 2	90	8.17	0.47
Flores 2	Fuel oil # 2	112	10.2387	0.47
Flores 3	Fuel oil # 2	175	9.5907	0.47
Candelaria 1	Fuel oil # 2/6	157	9.5477	0.58
Candelaria 2	Fuel oil # 2/6	157	9.6806	0.58
Tebesa Total	Fuel oil # 2/6	750	7.3354	0.47
TermoBqlla 3 Genera.	Fuel oil # 6	64	9.6961	0.47
TermoBqlla 4 Genera.	Fuel oil # 6	63	9.9695	0.47
TermoGuajira 1	Carbón	151	9.8036	0.37
TermoGuajira 2	Carbón	125	9.7038	0.37
Flores 1	Fuel oil # 2	160	7.2239	0.47
Flores 4		400	7.22	
Termodorada	Jet A1	51	9.7103	1.42
Termovalle	Fuel oil # 2	205	6.5790	2.34
Termosierra	Fuel oil # 6	455	6.3751	1.07
Termocentro	Jet A1	280	7.0872	1.15
Merieléctrica	Fuel oil # 2	169	9.6359	1.15

4. CONTRATACION DE ENERGIA

1.16 Comportamiento de la Contratación

1.16.1 Cubrimiento de la Demanda con Contratos

El gráfico No 18 presenta a nivel mensual, la evolución de la composición de bolsa vs contratos y el total (bolsa más contratos), como porcentaje de la demanda para el sistema total, para un periodo de cuatro años.

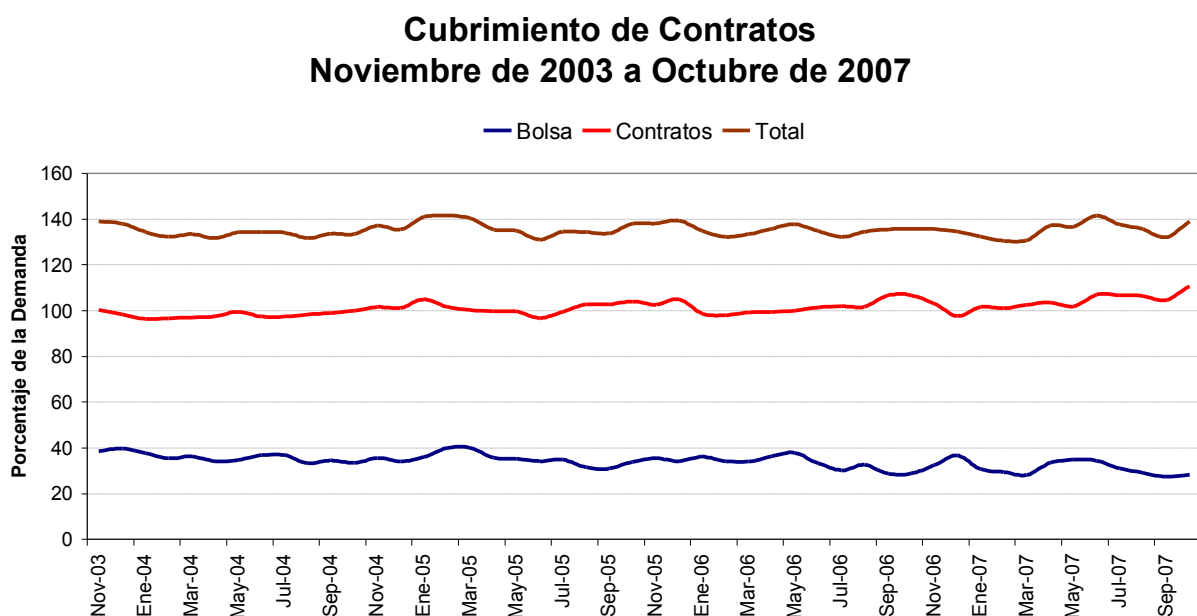


Gráfico No 18

Si bien se observa un comportamiento bastante estable de la composición de las transacciones en bolsa y contratos como porcentaje de la demanda de energía del sistema, merece destacarse que en el último año la energía transada en bolsa se ha reducido del 40% a un 30% de la demanda del sistema, cuando la energía transada en contratos se ha incrementado de 100% a 110%. Así mismo el hecho de que las transacciones totales sean superiores a la demanda de energía en un 40%, muestran que este porcentaje es el utilizado para respaldar las diferentes transacciones comerciales que ocurren en el sistema.

1.16.2 Precios Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa

El gráfico No 19 presenta a nivel mensual la evolución del precio promedio de los contratos despachados vs el precio de bolsa para un periodo de cuatro años.

El precio de los contratos a través de los últimos cuatro años ha tenido un comportamiento muy estable. También se destaca el hecho que en general el precio de la energía contratada en el último año, es inferior al precio de bolsa. Igualmente se reafirma para el último año, el hecho que en general los precios de bolsa mantienen valores elevados.

**Precio Promedio de Contratos vs Precio de Bolsa
Noviembre de 2003 a Octubre de 2007**

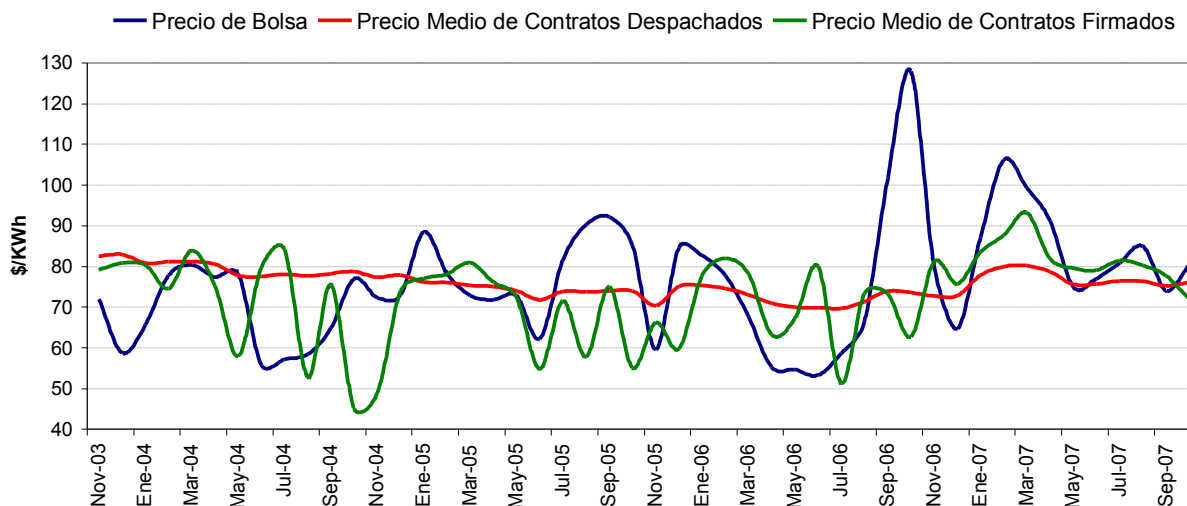


Gráfico No 19

1.16.3 Distribución del Precio de Contratos

El gráfico No 20 presenta la distribución porcentual de la energía contratada y el porcentaje de contratos asociados a esa energía, para el mes de octubre, en intervalos de \$5/kWh.

Distribución del Precio de Contratos Octubre de 2007

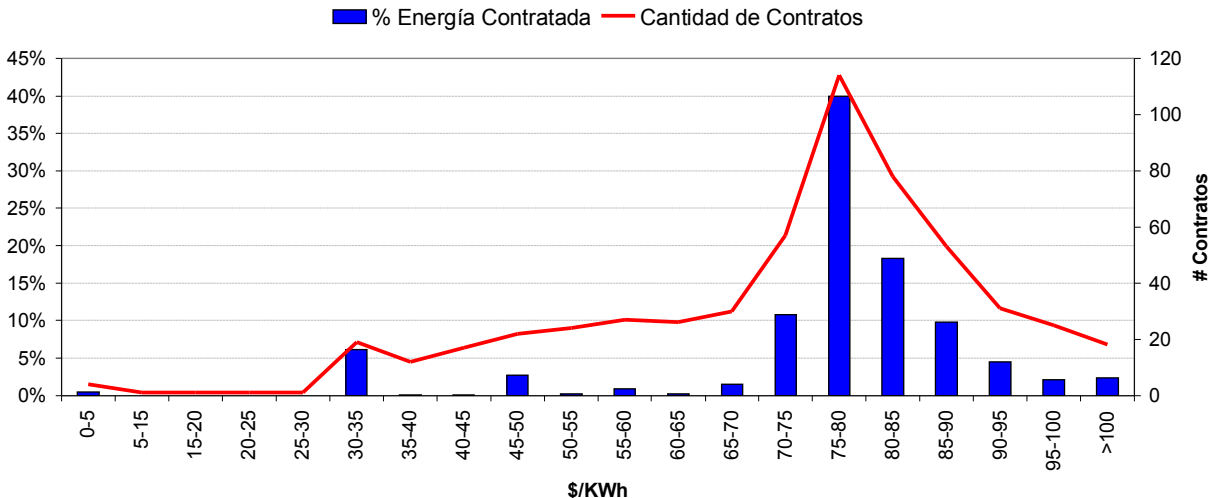


Gráfico No 20

El gráfico muestra que los precios de los contratos en octubre se comportaron con una distribución normal y con promedio en el rango de 75 a 80 \$/kWh, correspondiendo este precio al 40% de la energía transada en 117 contratos despachados.

1.16.4 Contratos Vigentes por Agente

El gráfico No 21 muestra para los principales agentes del sistema, el número de contratos vigentes mensuales, para los últimos 12 meses.

Se observa que el número total de contratos vigentes de los principales agentes ha venido aumentando en el año 2007, y que los agentes líderes por número de contratos son respectivamente: Emgesa, EPM, Isagen y Chivor, siendo actualmente el número de contratos vigentes alrededor de los 180.

Número de Contratos Vigentes por Agente Noviembre de 2006 a Octubre de 2007

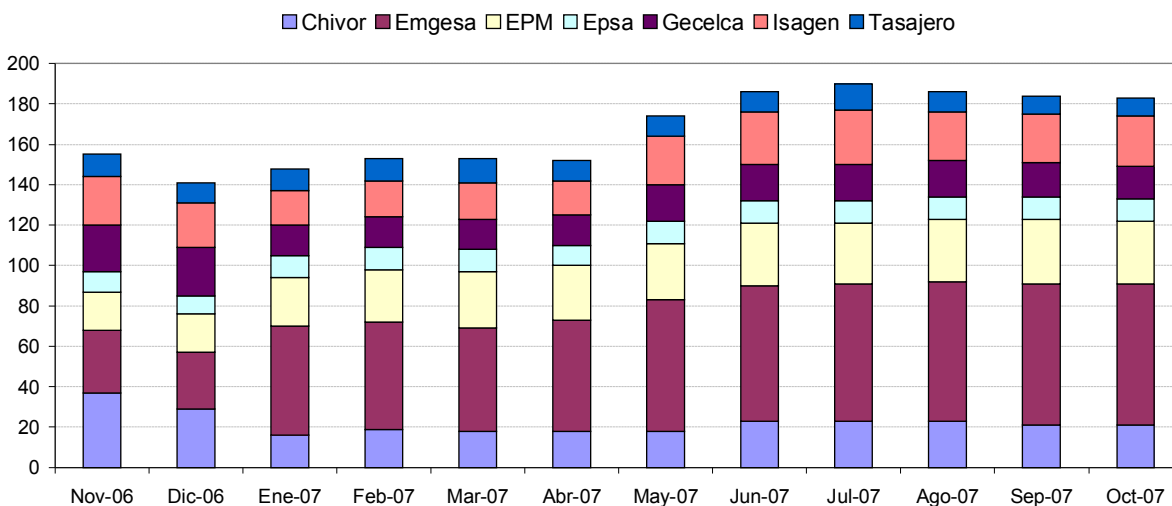


Gráfico No 21

1.16.5 Volumen de Contratación por Agente

El gráfico No 22 muestra para los principales agentes del sistema, el volumen de contratación mensual, en los últimos 12 meses.

Volumen Contratado por Agente Noviembre de 2006 a Octubre de 2007

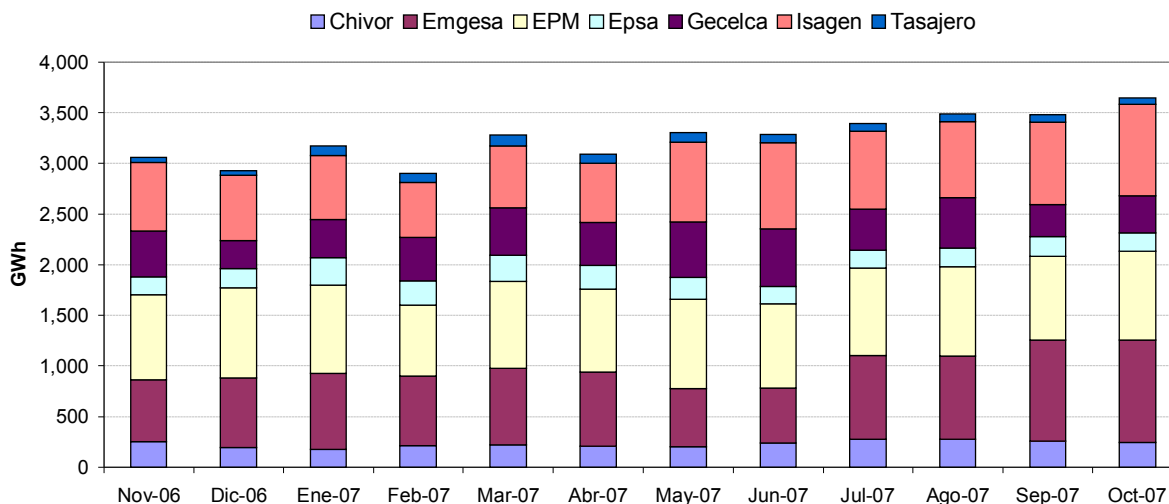


Gráfico No 22

Es claro que el volumen de energía total contratado de los principales agentes ha tenido un aumento significativo en el año 2007 (del orden de 500 GWh), y que los agentes líderes por volumen contratado son respectivamente: Emgesa, Isagen, EPM y Gecelca.

1.16.6 Precios de Contratos por Tipo de Demanda Servida

El gráfico No 23 presenta a nivel mensual el precio promedio de los contratos para la demanda regulada y para la demanda no regulada, vs el precio de Bolsa, para los últimos 4 años.

Precio de Contratos por Tipo de Demanda Servida Noviembre de 2003 a Octubre de 2007

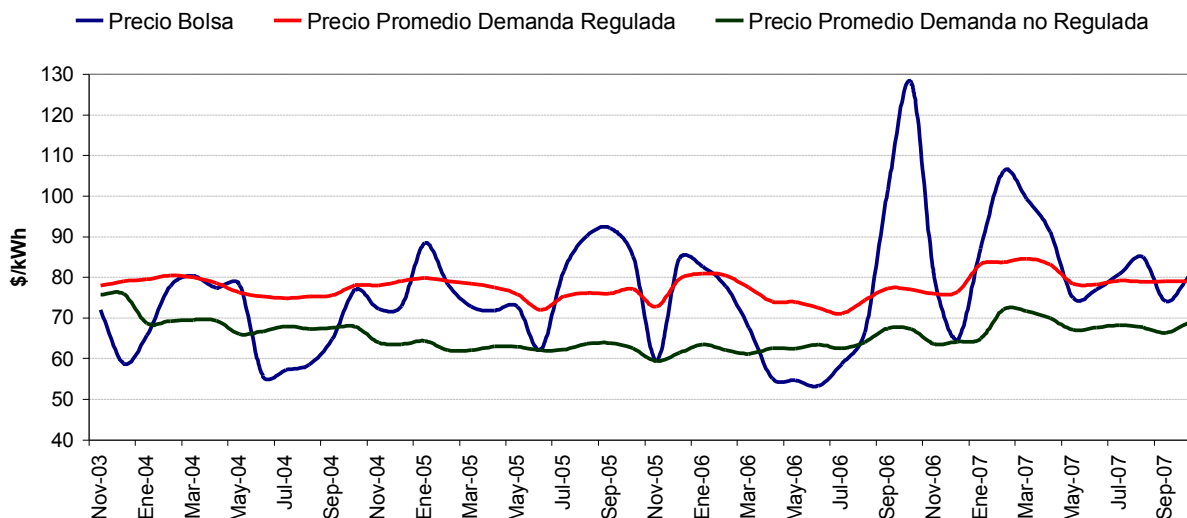


Gráfico No 23

Se observa que para los últimos cuatro años del mercado, el precio promedio de los contratos para la demanda no regulada es inferior al precio promedio de los contratos para la demanda regulada en aproximadamente 20%, con tendencia a disminuir esta diferencia en el último año.

También es claro que durante el último año, el precio promedio para la demanda no regulada ha sufrido un incremento de \$60/kWh a \$70/kWh. Un análisis más detallado de los contratos asociados a la demanda no regulada requiere una desagregación para considerar independientemente, compras de los generadores, de los comercializadores y de los grandes consumidores.

1.16.7 Índice HHI para Comercializadores

El gráfico No24 muestra la evolución que ha tenido el índice Herfindahl-Hirschmann (HHI) para los comercializadores de energía en el año 2007, calculado mensualmente con base en la energía facturada por cada agente.

Indice de Concentración del mercado de Comercialización de Energía Enero a Septiembre de 2007

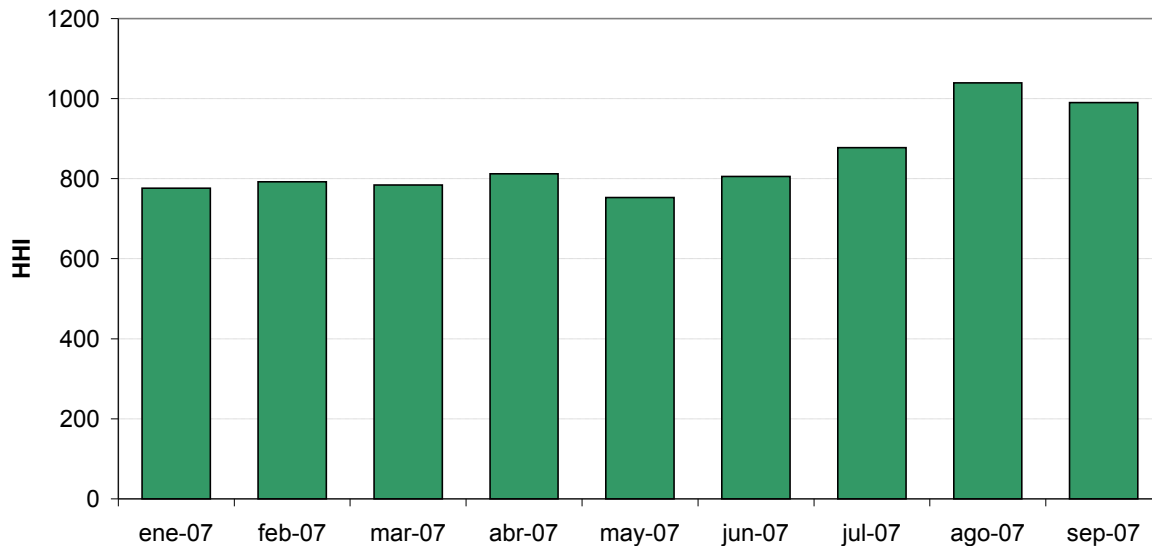


Gráfico No 24

Es claro que para la comercialización de la energía, el índice de concentración del mercado ha venido creciendo durante el año 2007; sin embargo, su máximo valor se presenta en el mes de septiembre con un valor de 1.000 que permite inferir que existe un oligopolio débil.

1.17 Contratación de la Demanda No Regulada

1.17.1 Contratación Total de Demanda No Regulada

El gráfico No 25 muestra para cada mes desde Enero de 2004, el volumen total energía despachada (GWh) en contratos para clientes no regulados. Para el mes de octubre de 2007, la energía de contratos no regulados representa el 36.9% de la energía total despachada en contratos.

**Energía Depachada en Contratos para Usuarios No Regulados
Enero 2004-Octubre 2007**

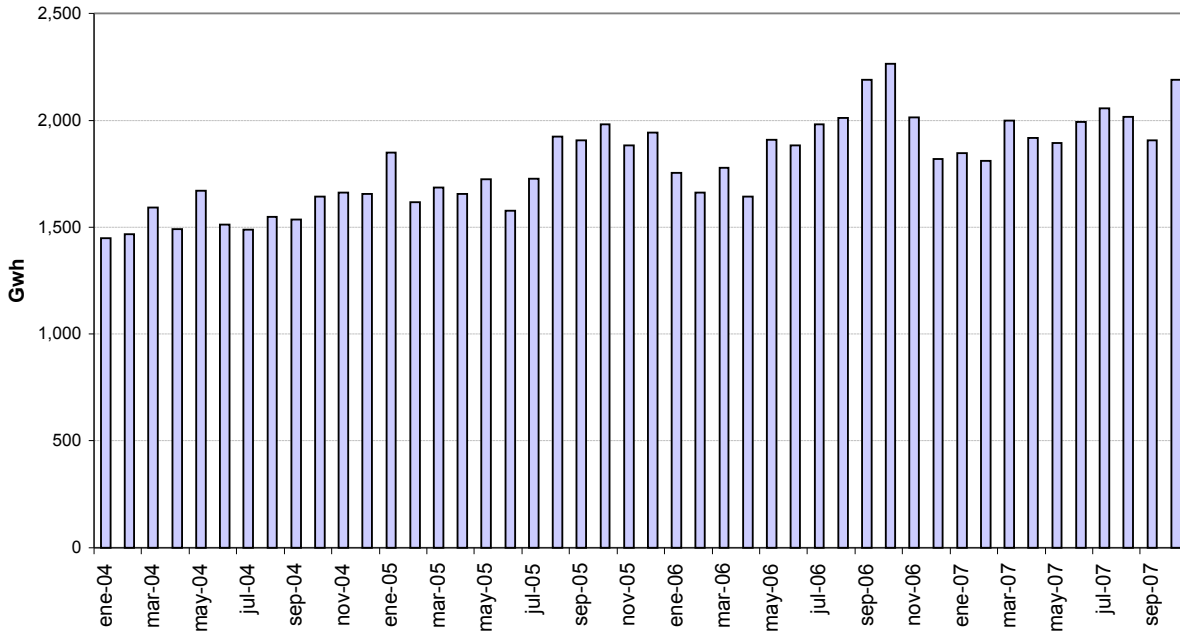


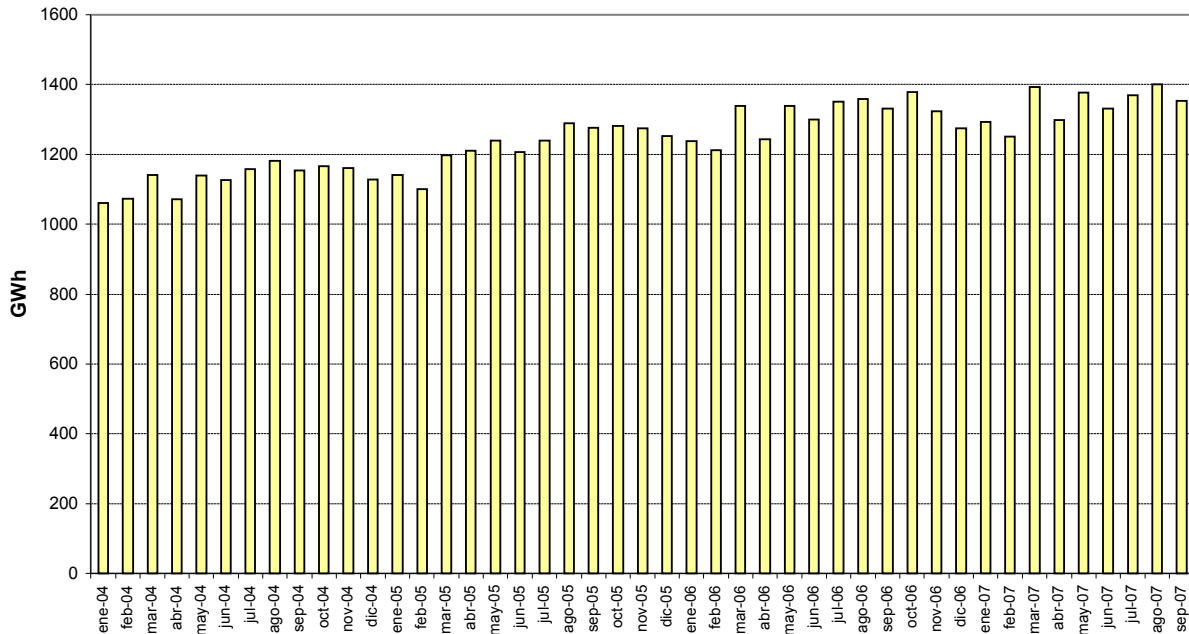
Gráfico No 25

1.17.2 Demanda de Energía de Grandes Consumidores

El gráfico No 26 muestra para cada mes desde Enero de 2004, la demanda de energía de Grandes Consumidores.

Comparando los gráficos No 25 y 26, es posible determinar que para el mes de octubre la demanda de grandes consumidores correspondió a un 60% de la demanda no regulada. En conclusión el 40% restante de las transacciones en contratos de demanda no regulada, corresponde a las compras efectuadas por los generadores y las transacciones de intermediación.

Demanda de Energía de Grandes Consumidores Enero 2004-Septiembre 2007



FUENTE DATOS: ANDI – Elaboración CSMEM.

Gráfico No 26

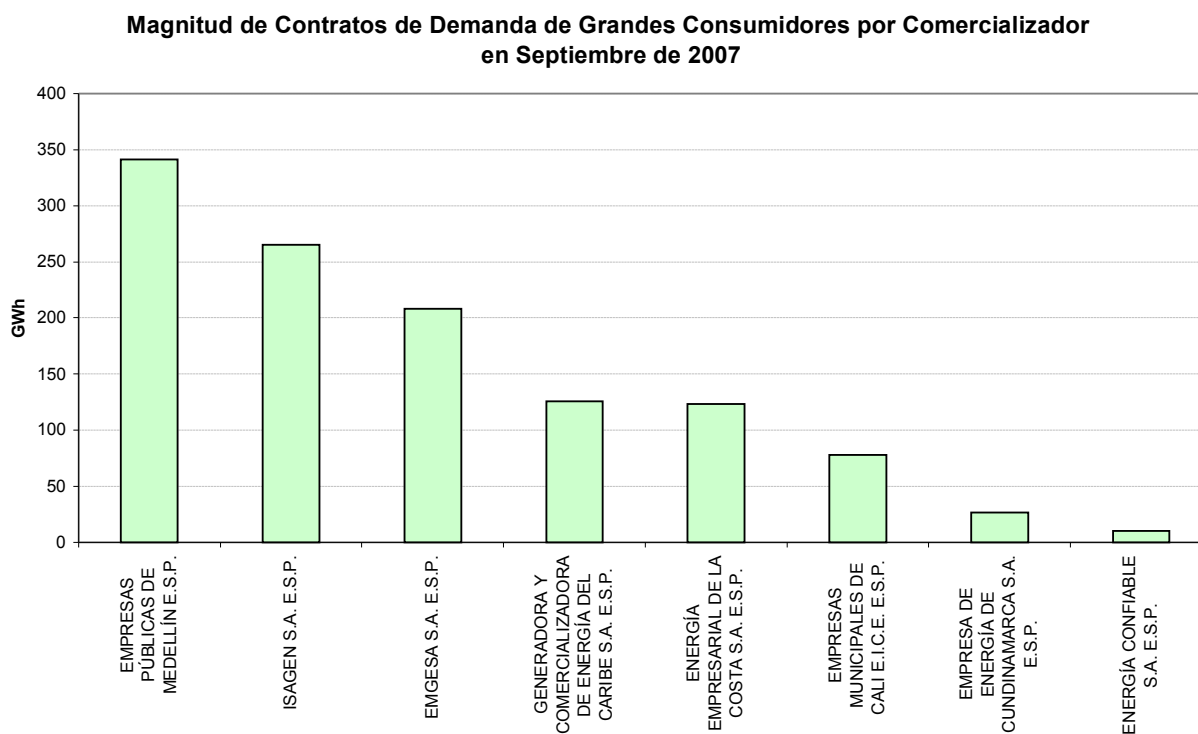
Por otra parte, de acuerdo con información publicada por la ANDI, la principal preocupación de los industriales, es que en general las empresas solo están obteniendo la cotización del actual prestador del servicio, a precios muy superiores a los que tenían y a plazos muy cortos.

Además, la ANDI cuestiona que las proyecciones de nueva capacidad de suministro de energía en el mediano plazo, basadas en una tasa crecimiento económico en PIB de 4.8% para el año 2006 y de 4.5% para el año 2007 en adelante, mientras las cifras reales indican un crecimiento en PIB para el 2006 de 6.7% y para el primer trimestre de 2007 cercano al 8%.

Finalmente, vale la pena mencionar que casi la totalidad de los grandes consumidores de energía eléctrica tendrán que negociar sus contratos de provisión de este insumo en los próximos 12 meses.

1.17.3 Magnitud de Contratos de Grandes Consumidores por Comercializador

El gráfico No 27 presenta la magnitud de contratos de demanda de grandes consumidores, por cada uno de los principales agentes comercializadores, correspondiente al mes de septiembre de 2007. Se observa que el principal comercializador que provee energía a los grandes consumidores es EPM el cual abasteció aproximadamente el 25% de dicha demanda, seguido en forma descendente por Isagen y Emgesa.



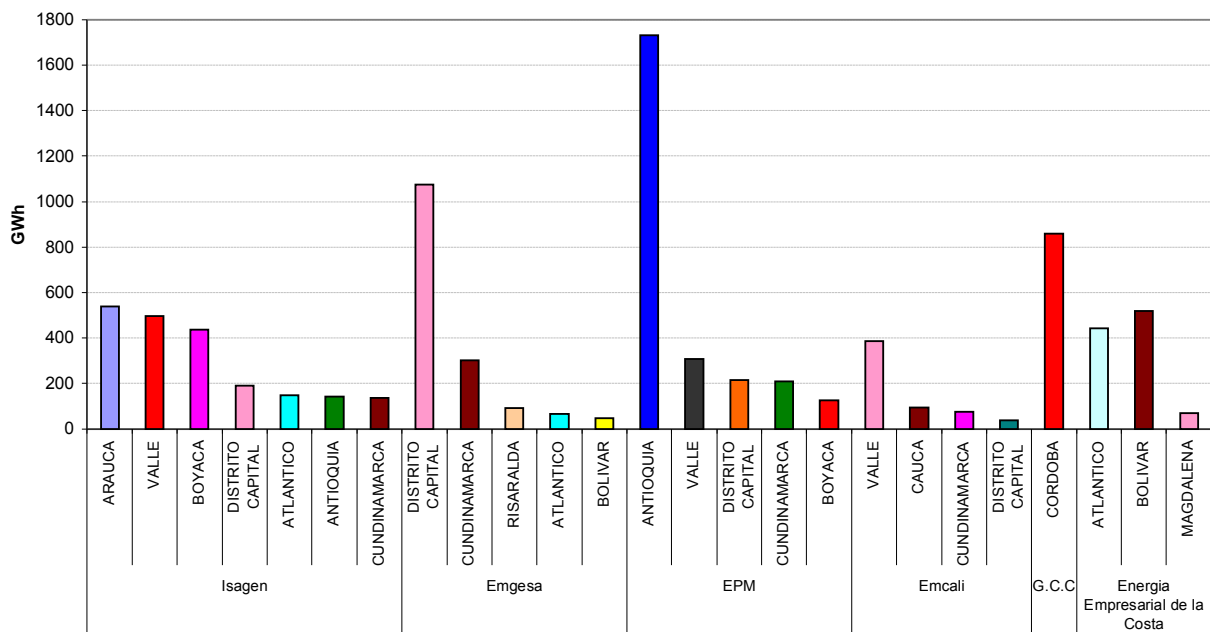
FUENTE DATOS: ANDI – Elaboración CSMEM.

Gráfico No 27

1.17.4 Regionalización de los Contratos de Grandes Consumidores

El gráfico No 28 presenta el grado de la regionalización de los contratos de energía para los grandes consumidores. Para cada uno de los principales comercializadores del mercado se muestra por departamento de Colombia, los volúmenes significativos de energía contratada con grandes consumidores, en el periodo enero – septiembre de 2007.

**Demanda No Regulada por Departamento para los Principales Comercializadores
Enero-Septiembre 2007**



FUENTE DATOS: ANDI – Elaboración CSMEM.

Gráfico No 28

Es claro del gráfico que con la excepción de Isagen, existe una regionalización bien marcada en el abastecimiento de la energía para los clientes no regulados, ya que se observa la tendencia por parte de los principales comercializadores a atender prioritariamente los grandes consumidores ubicados dentro de su región.