

BSERVATORIO

Colombiano de Energía

Publicación trimestral

octubre • diciembre 2007

El Observatorio Colombiano de Energía (OCE) hace parte del Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID) de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá, y funciona en asocio con las Facultades de Ingeniería y Ciencias Económicas de la Universidad Nacional en Bogotá, y con la Facultad de Minas de la Universidad Nacional en Medellín. Los profesores e investigadores participantes son expertos, consultores y analistas de la coyuntura minero-energética y de la modelación de los mercados energéticos.

Este Boletín está clasificado en la Categoría C de Colciencias.

Editor

Germán Corredor Avella
Profesor Asociado
Universidad Nacional de Colombia

Coordinador Editorial

Raúl Ávila Forero

Asistente Editorial

Diana Caruso López

Comité Editorial

Klaus Binder

Carmenza Chahín

Isaac Dyrer

Mario García

Astrid Martínez

Héctor Pistonesi (Bariloche)

Alicia Puyana (Flacso México)

Philip Wright (Universidad Sheffield)

Decano Facultad de Ciencias Económicas

Álvaro Zerda Sarmiento

Vicedecano Académico

Gustavo Junca

Director del CID

Germán Umaña Mendoza

Subdirectora del CID

Adriana Rodríguez Castillo

Observatorio Colombiano de Energía

Cll 26ª No 34A-10

Bogotá, D.C. Colombia

Teléfono: (57) (1) 3684821, ext. 102/107

Página web

www.cid.unal.edu.co

Correo electrónico

obsce_bog@unal.edu.co

CID Centro de
Investigaciones
para el Desarrollo



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

SEDE BOGOTÁ

FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Contenido

Editorial

Germán Corredor Avella

2

El abastecimiento de gas natural en Colombia: confiabilidad, alternativas de suministro y posibles impactos sobre política energética.

Roberto Kozulj

3

Cambios en el bienestar general al aplicar los decretos 387 y 388 del Ministerio de Minas y Energía a los cargos de distribución de energía eléctrica

Edwin García Villamizar

16

Indicadores Energéticos

26

Pautas para autores

31



Editorial

Los últimos meses de 2007 continúan con la tendencia de los últimos años de alza en los precios del petróleo. En el mes de diciembre se tocó la barrera de los US\$100,0 por barril. Los analistas pronostican que los altos precios continuarán por algún tiempo más.

Por otro lado, la situación económica de los Estados Unidos y su impacto en la economía mundial puede afectar la demanda de energía, con la consiguiente presión a la baja de los precios del petróleo. Esta situación muestra la incertidumbre que sobre los precios del petróleo existen en el mediano plazo

Este contexto es muy complejo y afecta directamente los precios de la energía en el país. Por una parte la fórmula de precios de gasolina y ACPM está ligada al precio internacional y por otro, este escenario de altos precios ha impulsado al alza el precio del gas natural, situación que se empieza a sentir en Colombia, como lo mostró la subasta de gas del campo La Creciente. Esta situación también afecta los precios de la energía eléctrica en la medida en que las plantas térmicas son requeridas cada vez más por el sistema ante el crecimiento continuo de la demanda.

Este tema es precisamente el que aborda el profesor Roberto Kozulj en el artículo que se presenta en este número de la revista, con lo cual esperamos contribuir al debate sobre el abastecimiento de gas natural hacia el futuro, dadas las voces que anuncian dificultades en este aspecto en los próximos años.

La privatización de las electrificadoras, la actividad exploratoria, el resultado de la subasta de energía firme, los precios internacionales, los programas de Uso Racional de Energía impulsado por el Ministerio, serán algunos de los temas que definirán la agenda energética durante el próximo año y que estaremos analizando en los próximos números de la revista.

Por otra parte esperamos seguir publicando los trabajos de grado de estudiantes de diferentes facultades sobre los temas relacionados con la economía de la energía. Consideramos esta una manera de incentivar a quienes inician la investigación y el análisis de estos temas.

Con la publicación de los indicadores creemos que avanzamos en la consolidación del observatorio y llenamos un vacío desde la academia en el seguimiento de las variables fundamentales de los diferentes sectores energéticos. ☉



El abastecimiento de gas natural en Colombia: confiabilidad, alternativas de suministro y posibles impactos sobre la política energética.

Roberto Kozulj

Profesor Titular de la Fundación Bariloche, Argentina

Fecha de recepción 17 de Diciembre de 2007. • Fecha de aceptación 26 de Diciembre de 2007

Resumen

La CREG lanzó un documento acerca de la situación de abastecimiento de gas en Colombia (CREG-046-junio 2007). En dicho documento se realizaban una serie de apreciaciones acerca de la disponibilidad de gas natural para satisfacer las necesidades de la demanda. Hacia el mes de julio dicho organismo abrió el concurso para la realización del estudio *Determinación del impacto en los precios de la energía por la diversificación de la oferta de gas natural en Colombia*. El presente trabajo presenta una síntesis de los resultados obtenidos del estudio por la Fundación Bariloche realizado para la UPME entre agosto y diciembre de 2007.

Palabras Clave:

Colombia, gas natural, suministro, abastecimiento

Abstract

The CREG sent a document about the situation of gas supplying in Colombia (CREG-046-June 2007). In this document a series of appreciations about the natural gas was made availability to satisfy the necessities with the demand. Towards the month of July this organism opened to the aid for the accomplishment of the study *Determination of the impact in the prices of the energy by the diversification of the supply of natural gas in Colombia*. The present work presents a synthesis of the obtained results of the study by the Bariloche Foundation made for the UPME between August and December of 2007.

Key Words:

Colombia, natural gas, provision, supplying

Clasificación

JEL: D24, F14, L71 Q 48

La problemática del abastecimiento de gas y la determinación del grado de confiabilidad del sistema de suministro.

En el documento mencionado inicialmente de la CREG se realizaban una serie de apreciaciones acerca de la disponibilidad de gas natural para satisfacer las necesidades de la demanda. Paralelamente, la UPME en una serie de presentaciones (ACIEM-junio

2007 y posteriores), alertaba sobre la posibilidad de desabastecimiento de gas sobre la base de distintas proyecciones de oferta y demanda. Como resultado de este proceso la Fundación Bariloche produjo los documentos comprometidos abordando las cuestiones de tecnologías de suministro vía ultramar y otras, elaboración de criterios para determinar el grado de confiabilidad del sistema de abastecimiento y transporte y la estimación del impacto sobre los precios y



la penetración del gas natural de las diversas opciones para robustecer el sistema de abastecimiento de gas en Colombia. El presente trabajo presenta una síntesis de los resultados obtenidos del estudio realizado para la UPME entre agosto y diciembre de 2007 (UPME, FB, 2007).

Mientras que para el caso del sector eléctrico las metodologías para determinar el grado de confiabilidad del sistema se hallan muy bien establecidas e incorporadas a los planes de expansión, en el caso del gas natural no se hallaba ningún precedente. Ello obligó a diseñar una metodología para aproximar los criterios de confiabilidad a la probabilidad de ocurrencia del desabastecimiento de gas causados por insuficiencia de oferta y también a utilizar instrumentos complejos para estimar la probabilidad de falla en el sistema de transporte por exceso de demanda respecto a las capacidades máximas de transporte por nodos. Así también, dicho enfoque metodológico permite determinar las fechas para las cuales deberían estar definidas las ampliaciones del sistema troncal con hipótesis acerca de su localización, dependiendo ellas, a su vez, de las hipótesis adoptadas respecto a la capacidad de producción de los distintos campos. En un sistema descentralizado y predominantemente privado como ocurre en el caso colombiano, con actores independientes actuando en los distintos eslabones de la cadena de gas, la tarea de previsión -necesaria para establecer una planificación indicativa- no resulta sencilla en tanto se presentan múltiples factores de incertidumbre que dan lugar a una compleja circularidad de definiciones y decisiones condicionadas.

Como se verá, esta circularidad de definiciones (campos desde los cuales se puede suministrar un determinado volumen de gas y la definición de las ampliaciones del sistema de transporte), es en la práctica uno de los temas más complejos que la regulación debe resolver de forma armonizada entre productores, consumidores y transportistas. Ello en tanto los productores invertirán en la expansión de sus capacidades de producción sólo si tienen asegurada la posibilidad de colocar esta producción en el mercado, para lo cual requieren garantías respecto a la disponibilidad de la capacidad de transporte y también respecto a la demanda. Por su parte los trans-

portistas también requieren de garantías respecto a la disponibilidad de gas desde los campos que conectan con los consumidores.

Pero a estos factores se agregan aún otros que se refieren a las interacciones entre el sector de gas y de electricidad, los que en los últimos tiempos han dado lugar a una escasez de gas originada en factores contractuales. Como es sabido, el sistema eléctrico de Colombia es predominantemente hidráulico lo que determina por una parte una importante diferencial del costo variable de generación, pero por otra requerimientos de firmeza del parque de generación térmico ante la eventualidad del fenómeno del Niño y para cubrir picos de demanda cuando el caudal es insuficiente. Esto ha originado que los generadores térmicos dispongan de gas contratado, el que no utilizan en la misma proporción. Dado que la regulación ha permitido la reventa de este gas contratado, pero no utilizado, los generadores eléctricos se hallan en una posición de captar rentas extraordinarias en un escenario de escasez de gas. Por lo tanto se configura una situación compleja para los productores:

- a) en el caso del gas de La Guajira, los precios se hallan regulados y por debajo de los precios internacionales actuales (situación desde 2005), pero por encima del precio del gas desregulado en tanto el gas de Cusiana fue contratado libremente pero en un contexto de precios internacionales de referencia bajos;
- b) las nuevas subastas (caso Creciente) han arrojado precios del gas superiores a los de La Guajira y Cusiana;
- c) el escenario de mayores precios no ha favorecido a los principales productores hasta el presente, aún cuando captan una importante renta si se consideran los costos de producción.

Ahora bien, a pesar de que en el documento 046 de la CREG de junio de 2007, se señalaba que a mediano plazo Colombia no contaría con problemas físicos para abastecer la demanda, sino más de orden contractual, las simulaciones de oferta y demanda bajo distintos escenarios mostrarían la posibilidad de una escasez de oferta real.



Sin embargo, para establecer el orden de magnitud del posible desabastecimiento – y por consiguiente analizar las opciones de suministro suplementario más conveniente – se hizo necesario explorar diversos escenarios. A diferencia del uso de escenarios con otros propósitos donde a lo sumo se suelen manejar dos o tres, en este caso se creyó conveniente explorar la mayor cantidad posible de escenarios de oferta y de demanda y combinar sus resultados tanto en forma determinística como probabilística. Ello, por cuanto al no existir compromisos de producción, ni una única información respecto a la oferta futura de gas por campos situada en un cronograma preciso y comprometido contractualmente por parte de los productores, las estimaciones necesariamente se han sustentado en las declaraciones y presentaciones de los mismos, las que muchas veces son variadas según el contexto en el que fueron presentadas. Del mismo modo, como se verá, las hipótesis respecto a la demanda futura conllevan un grado de incertidumbre elevado particularmente debido a que una parte importante de la demanda es para generación térmica y por ende dependiendo de las hipótesis de simulación de generación que se adopte se producirán grandes variaciones en la proyección de la demanda total.

En síntesis las cuestiones a resolver fueron:

- a) ¿cómo estimar la confiabilidad del sistema de suministro de gas en ausencia de información totalmente confiable?
- b) ¿cuál sería el orden de magnitud de la oferta suplementaria necesaria para aumentar la confiabilidad del sistema de abastecimiento?
- c) ¿qué opciones tecnológicas serían las más convenientes?
- d) ¿cuál sería el impacto de la opción escogida como más conveniente en términos de precios y tarifas?

e) ¿qué impactos tendría sobre la penetración del gas en distintos usos por sector de consumo? Y

f) ¿Qué costos ambientales podría ello acarrear?

La metodología propuesta fue considerar, por una parte, el conjunto de escenarios de oferta y demanda existentes en forma determinística y, simultáneamente asignar distribuciones de probabilidad a los escenarios de oferta por campos y a los de demanda, para luego simular mediante el método Montecarlo, utilizando @ Risk, una probabilidad media de ocurrencia y otra con confiabilidad según un intervalo de confianza del 95%.

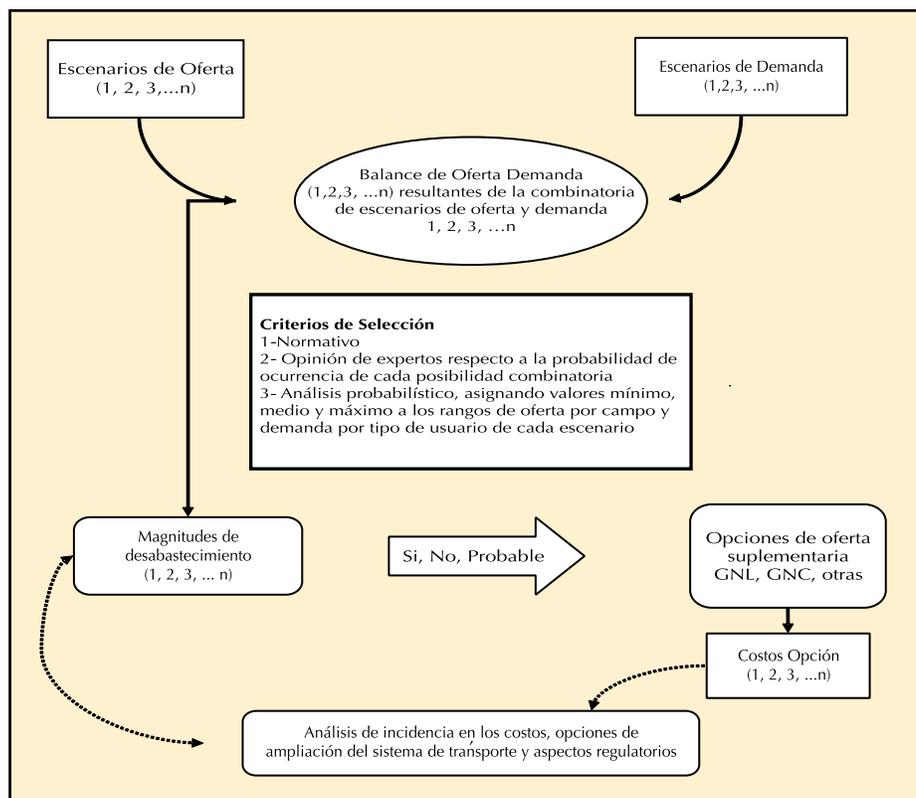
La idea subyacente fue que de este modo al menos se hacía posible abordar la problemática de la confiabilidad bajo condiciones de alta incertidumbre y determinar la magnitud del posible desabastecimiento con el fin de comprender qué tipo de opciones de abastecimiento suplementario podrían aumentar la confiabilidad del sistema abordando primero la cuestión del suministro para evaluar luego la del transporte.

A su vez, ello permitiría determinar el impacto sobre los precios finales y también sobre el comportamiento esperado de la demanda en aquellos sectores donde la competencia entre con el gas podría producirse mediante su sustitución por otros energéticos (Figura 1).

En tanto los escenarios considerados podían ser considerados como críticos y no críticos, según el orden de magnitud del balance entre oferta y demanda de gas y, por otra parte, cada uno conllevaría a situaciones diversas para el estudio de la confiabilidad del sistema de transporte de gas y requerimientos de expansión, se separó el análisis en los dos tipos de casos: escenarios críticos y no críticos.



Figura 1- Esquema metodológico para la exploración de alternativas de suministro de acuerdo a criterios de confiabilidad predefinidos.



Fuente: Elaboración Propia

A fin de tomar en cuenta una gama amplia de posibilidades consideradas como integrantes de los escenarios críticos, se consideraron los siguientes casos:

Oferta:

- 1- Ministerio de Minas y Energía (Res. 181526).
- 2- UPME (Tres escenarios, baja, media, alta)
- 3- Escenario Probabilístico (P95) a través de valores aleatorios para parámetros de incertidumbre sobre la base de datos de los Escenarios de la UPME, utilizando el programa @Risk (ver Anexo 1)

Demanda:

- 1- Escenario de demanda baja UPME, con hipótesis de hidráulicidad media escenario demanda eléctrica alta.
- 2- Escenario de demanda alta UPME, con hipótesis de hidráulicidad media escenario demanda eléctrica alta.

- 3- Escenario de demanda alta UPME, con hipótesis de hidráulicidad crítica (P95) o Escenario Demanda Alta Crítica UPME.
- 4- Escenario de demanda probabilística sobre la base de simulación Montecarlo, @Risk, distribución triangular de las demandas baja, media y alta crítica de la UPME.

Balance Oferta-Demanda- Mix escenarios críticos.

- 1- Déficit 1 (@ Risk P95 oferta y demanda).
- 2- Déficit 2 (Oferta MME- demanda crítica).
- 3- Déficit 3 (Oferta MME demanda alta).
- 4- Déficit 4 (Oferta MME demanda baja).
- 5- Déficit 5 (Oferta UPME media- demanda alta crítica).
- 6- Déficit 6 (Oferta UPME media-demanda alta).
- 7- Déficit 7 (Oferta UPME alta- demanda baja).
- 8- Déficit 8 (Oferta p95- demanda crítica alta).
- 9- Déficit 9 (Oferta UPME máxima-demanda mínima).

10- Déficit 10 (Oferta UPME máxima-demanda alta crítica).

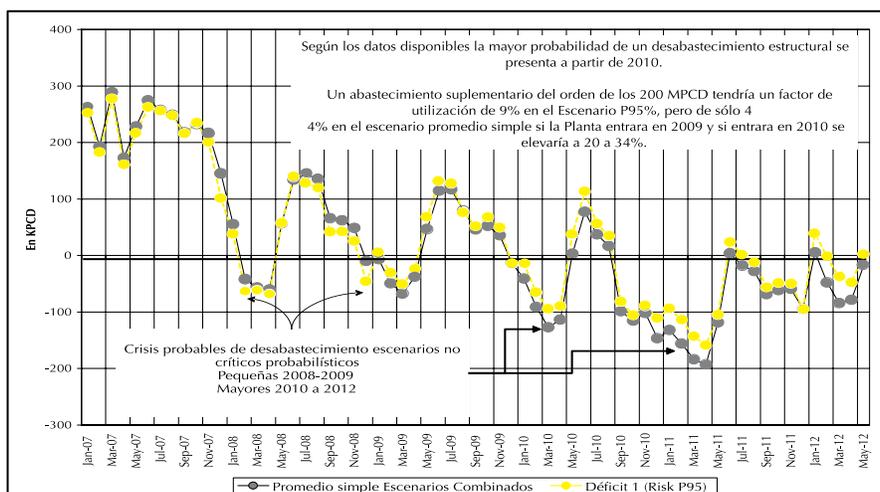
11- Promedio simple de los diez escenarios anteriores.

Para el caso de los escenarios no críticos, se utilizaron elementos de la presentación de ECOPETROL (OCE-UNAL, noviembre 13, 2007) y se consideró un escenario de oferta aleatorio con una distribución de probabilidades de producción por campos basado en parámetros menos exigentes que en las distribuciones de los casos críticos.

Cabe señalar que en el caso determinístico del escenario no crítico (caso presentado por ECOPETROL), la producción de La Guajira debería alcanzar los 900 MPCD, mientras que según el escenario del MME (Res. 181526), el tope de estos campos rondaría los 700 MPCD. En tanto existen puntos de vista divergentes respecto al comportamiento esperado de la producción y la tasa de declinación de los campos de Chuchupa y Ballenas, se consideró necesario establecer hipótesis sobre dicha tasa también en el caso no crítico.

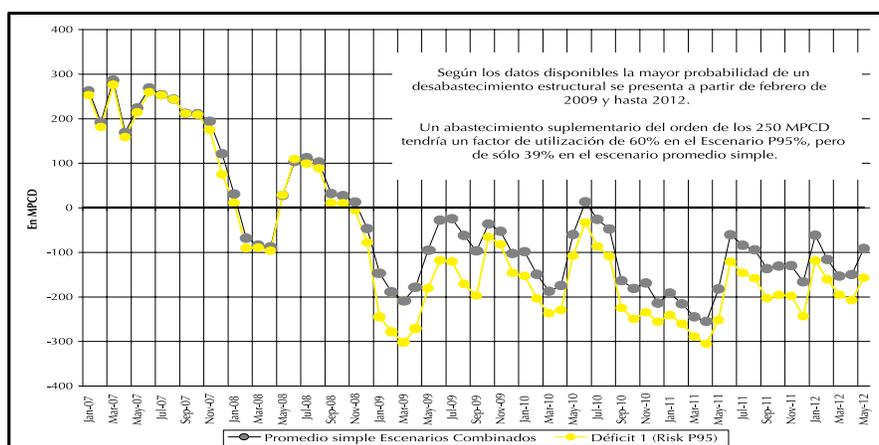
Los resultados del balance de oferta y demanda de gas resultantes de estas simulaciones se presentan en las gráficas siguientes.

Gráfico 1- Casos críticos: déficit medio de los escenarios de oferta y demanda y valor estimado del déficit con una confiabilidad de 95%



Fuente: Elaboración Propia.

Gráfico 2 - Casos no críticos: escenarios de balance de oferta y demanda de gas probabilísticos



Fuente: Elaboración Propia.



Como conclusión del análisis efectuado se obtuvo que los déficit probables de gas podrían situarse en un orden de magnitud de entre 200 y 300 MPCD, comenzando en 2009, si se considera la media de los casos críticos y sería del orden de los 100 a 200 MPCD a partir de 2010, si se toman en cuenta los resultados aleatorios de escenarios no críticos. Sólo en el caso de oferta y demanda planteado por ECOPELROL con hipótesis de producción de hasta 900 MPCD en La Guajira no se producirían déficit, mientras que en el caso de oferta máxima del escenario UPME contrastado con la demanda mínima estos serían insignificantes. Cabe señalar que en todos los escenarios de demanda se incorporó la hipótesis de exportación a Venezuela (150 MPCD).

Una vez determinado el escenario no crítico o de máximo abastecimiento se procedió a analizar la confiabilidad del sistema actual de transporte. El análisis se realizó por aplicación del modelo TG-NET suministrando los datos de oferta para cubrir la demanda total. El resultado del análisis indicó que hasta la semana 78 (enero de 2009) no se presentan dificultades de transporte que no sean subsanables. Las alarmas que muestra el modelo son debidas a la posición de los compresores, situación que se resuelve operativamente. Sin embargo, a partir de esta semana, las alarmas involucran casi en todos los casos, caídas de presión en los nodos de oferta y demanda lo que indica que el sistema puede colapsar, salvo que se hagan racionamientos de demanda a algunos sectores de consumo o que se hagan refuerzos en términos de compresión o loops en el sistema. En términos de demanda se podría inferir que el actual sistema con el límite de oferta de los campos simulado, podría atender sin refuerzos hasta un máximo de demanda de 1250 MPCD. A partir de esta demanda el sistema puede fallar. Estos resultados indican que a partir del año 2009 se deben iniciar ampliaciones en el sistema de transporte para darle mayor confiabilidad al sistema para lo cual es indispensable conocer los volúmenes de producción por campos para el período 2009-2012 y a más largo plazo.

Desde el punto de vista solamente del manejo de la demanda, se puede observar que los límites de capacidad de transporte que indica el modelo son inferiores en todos los casos a la demanda sectorial sin incluir la generación térmica, lo que significa que los picos que ocasiona el sector eléctrico son los causantes de los requerimientos de nueva capacidad en el sistema de transporte. En tanto la expansión del parque térmico con plantas a carbón es también una opción para después de 2012, el sistema presenta fuertes inflexibilidades.

Las alternativas de abastecimiento consideradas: viabilidad e impactos.

Las alternativas de abastecimiento consideradas para robustecer la confiabilidad del sistema de suministro de gas en Colombia fueron las siguientes:

- 1- Autoabastecimiento total a mediano plazo;
- 2- Importación de gas desde Venezuela;
- 3- Plantas de Regasificación;
- 4- Barco Regasificador;
- 5- GNC por barco;
- 6- Plantas "Peak Shaving"

En el cuadro 1 se sintetizan los resultados luego de un pormenorizado análisis efectuado en el estudio realizado para la UPME. Una conclusión muy importante es que ninguna de las opciones de suministro externo (importación desde Venezuela, GNL o GNC por barco) podría ser viable antes de 2012, con excepción del buque regasificador. Esta última opción, no obstante, requeriría de una firmeza en el consumo del gas suministrado en tanto no es almacenable, ni económicamente factible sin un factor de utilización a pleno. Ello conduce a descartarla por ser demasiado rígida frente a las necesidades de obtener un sistema de suministro más confiable pero más flexible. Su adopción requeriría fuertes cambios en la regulación resultando muy difícil concebir una coordinación de suministro en un sistema descentralizado con múltiples actores privados.

Cuadro N.º 1- Análisis de las ventajas y desventajas de las opciones de suministro.

Opciones	Ventajas	Desventajas	Posibles cursos de acción
Autoabastecimiento	Menores costos, desarrollo de regiones, impactos fiscales y macroeconómicos	Que no sea suficiente la oferta	Incentivar la oferta local
Importación desde Venezuela	Reservas potenciales abundantes como respaldo al sistema local	Que las reservas de gas libre no sean desarrolladas a tiempo. No es apto para resolver el problema al año 2012.	Contratos con cláusulas rigurosas respecto a la penalización por incumplimiento de entregas pactadas.
GNL-Planta de Regasificación	Sistema de seguridad de suministro por diversificación de la oferta	Plazos de ejecución superiores a la fecha de ocurrencia de la potencial crisis de abastecimiento. Costos elevados de suministro respecto a los de la oferta local	Analizar su necesidad y conveniencia después de 2012
GNL-Buque Regasificador	Sistema de seguridad de suministro por diversificación de la oferta	Requiere de contratos firmes y pautados para la descarga de ese gas a gasoductos. Dado el volumen de gas eso significa garantizar el consumo de 276 MPCD durante 11 días cada mes durante 11 meses al año	Ninguno/Opción rígida
GNC	Costos respecto a GNL si se pudiera obtener de la propia región (Construir instalaciones de embarque en Trinidad)	No apto para suministros extraregionales por costos. No disponible antes de 2012	Ninguno
Peak Shaving	Bajo costo de inversión	No parece resolver el problema de abastecimiento de Colombia en tanto los tiempos de almacenamiento son altísimos respecto a su capacidad de suministro suplementario	Ninguno

Fuente: Elaboración Propia.

En tanto la opción disponible hasta 2012 parece quedar reducida a aumentar la oferta interna (o bien a enfrentar el racionamiento cuya magnitud variaría según los escenarios reales de oferta y demanda que se vayan presentando), parece interesante mostrar los impactos esperados de una gama de aumentos en el precio del gas al productor sobre la penetración potencial del gas en los distintos sectores de consumo y sus consecuencias sobre las emisiones de CO₂, originadas en un mayor uso de combustibles alternativos. El precio base considerado fue de US\$ MBTU 2.78 y sus variaciones

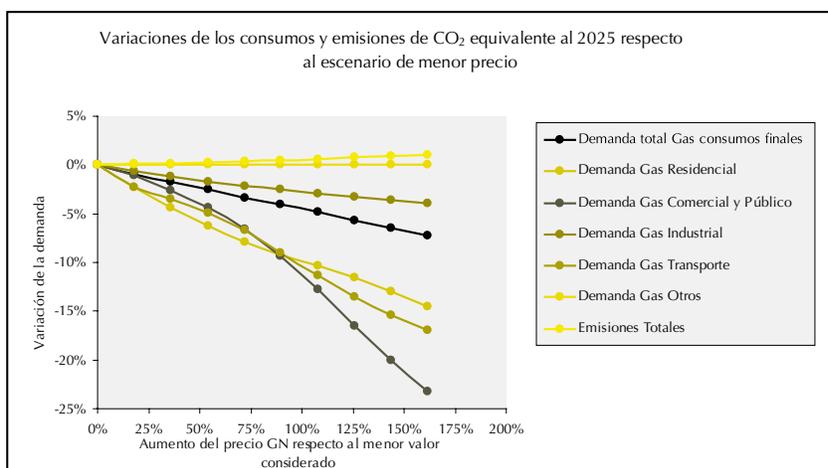
incrementales se establecieron a intervalos de 0.5 uUS\$ MBTU adicionales en forma acumulativa hasta un máximo de US\$ MBTU 7.28 (aproximación al nivel estimado del precio de referencia *Henry Hub*). Los resultados se muestran en términos de diferencias de consumo proyectados al año 2025 respecto al consumo estimado a un precio del gas en boca de pozo de US\$ MBTU 2.78 y los precios del conjunto de sustitutos considerados para cada sector de consumo a noviembre de 2007 (gráficos 3 y 4).



Cabe señalar que las divergencias entre los resultados obtenidos y representados en los gráficos 3 y 4 obedecen a distintas apreciaciones sobre la velocidad de sustitución posible por parte de los usuarios y respecto a la valoración subjetiva de los mismos respecto al impacto ambiental que originan sus decisiones. Mientras que en el caso base se supone que existe una ponderación positiva respecto al tema ambiental y que la velocidad de sustitución se ve limitada por diversos factores, en el caso de máximo impacto se supone que no existen límites

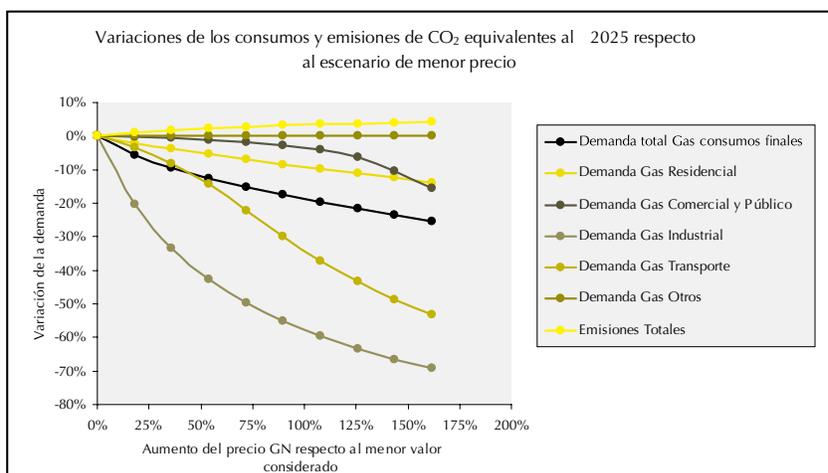
a la velocidad de sustitución y que el usuario en ausencia de penalizaciones económicas no considera el impacto ambiental de sus decisiones las que se originan en puros parámetros económicos (costo anual equivalente de las fuentes alternativas y costo de inversión para su reconversión a combustibles alternativos) y una valoración subjetiva de la calidad de la fuente utilizada. Obviamente, es de esperar un impacto más parecido al que se representa en el último caso que el supuesto en el denominado caso base.

Gráfico 3 - Variaciones en los consumos sectoriales de gas natural como resultado de los distintos costos de abastecimiento y emisiones de CO2 al año 2025- Caso Base o mínimo impacto.



Fuente: Informe final N° 4, del estudio *Determinación del impacto en los precios de la energía por la diversificación de la oferta de gas natural en Colombia*, UPME, Bogotá, diciembre de 2007

Gráfico 4- Variaciones en los consumos sectoriales de gas natural como resultado de los distintos costos de abastecimiento y emisiones de CO2 al año 2025- Hipótesis máximo impacto



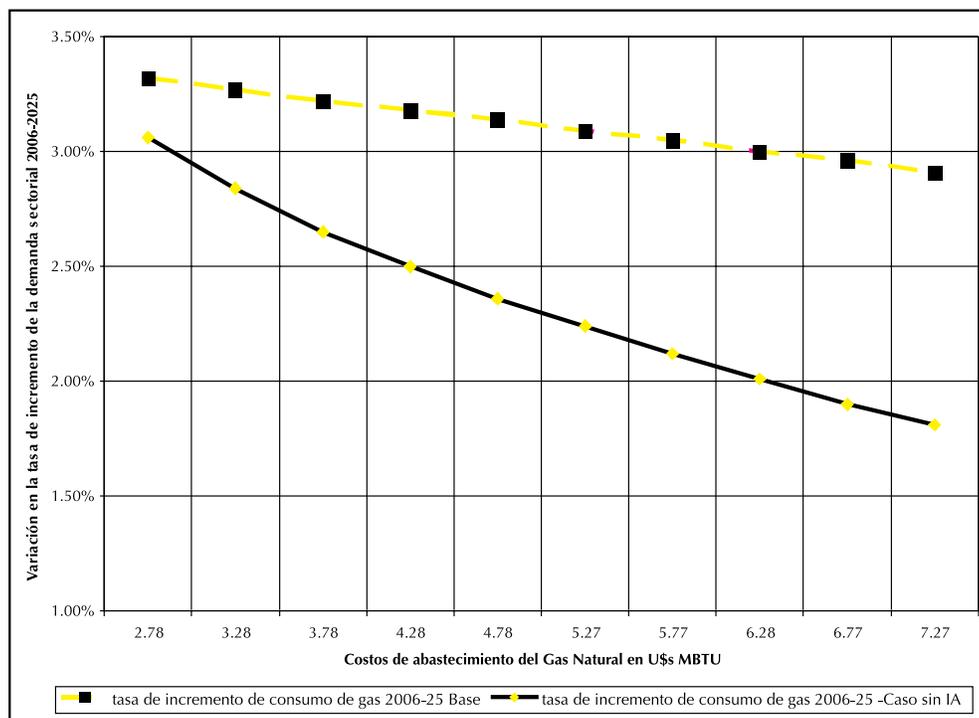
Fuente: Informe final N° 4, del estudio *Determinación del impacto en los precios de la energía por la diversificación de la oferta de gas natural en Colombia*, UPME, Bogotá, diciembre de 2007.

Como se puede observar, los sectores de consumo final más vulnerables serían el vehicular y el industrial.

En términos de pérdida de dinamismo del mercado potencial de gas a largo plazo originado por la modificación de los precios relativos de los distintos energéticos, el gráfico 5 muestra una estimación de la variación de la demanda potencial de gas natural según el costo de abastecimiento de gas en boca de pozo o su equivalente. Se observa así que, para el

caso de máximo impacto la tasa de crecimiento de la demanda final al año 2025 podría llegar a caer de un nivel esperado del orden del 3-3.2 %a.a. a menos del 2% a.a. si el precio final fuera referenciado respecto al *Henry Hub* en su nivel actual. Sin embargo esta caída sería inferior si se supusiera existen barreras para la sustitución y además los consumidores hicieran una apreciación positiva del impacto ambiental que causan aún en ausencia de penalizaciones, lo que constituye un supuesto fuerte.

Gráfico 5 - Impacto de los costos de abastecimiento de gas natural sobre la tasa esperada de crecimiento de la demanda sectorial: sólo consumo final casos base y máximo impacto



Fuente: estimaciones del proyecto, UPME, diciembre 2007.

Conclusiones.

- Para el período más crítico, 2008-2012 no se vislumbran alternativas de abastecimiento externo por ninguna de las vías analizadas.
- Las plantas de regasificación no son posibles de ser construidas en un plazo inferior a los 48 meses como magnitud mínima de tiempo. Requieren además garantías para la utilización de la capacidad próxima al 100% para ser económicamente viables.

- La opción de abastecimiento mediante buque regasificador aparece factible en cuanto a plazos (dos años) pero no respecto a la flexibilidad de suministro dado que requeriría también contratos en firme con suministros fijos de un orden de magnitud de 277 MPCD durante 11 días en 11 meses al año lo que acarrearía todo tipo de problemas de regulación y contratos.
- La tecnología GNC estará disponible sólo en 2011 o 2012 y requiere instalaciones de carga en puertos de embarques definidos y próximos a



los puertos de desembarque para poder ser una opción competitiva.

- La alternativa de importación desde Venezuela también estará disponible sólo para 2012 o más tarde dependiendo del desarrollo de los campos productores de gas libre y del de la infraestructura de transporte en aquel país.
- Por consiguiente las opciones disponibles apuntan a la oferta interna.
- El gas de metano se estima podrá aportar cantidades no significativas a la oferta. Los pozos productores son pequeños y costosos en relación a un pozo convencional de campos de gas.
- La coordinación de prospectiva de oferta de suministro y expansión del sistema de transporte es indispensable, tanto como la modificación de los aspectos regulatorios vigentes.
- El impacto de los costos de suministro es significativo en ausencia de costos ambientales explícitos pudiendo frenar la potencial expansión del gas de un 3% a.a a sólo un 1.8% a.a para los próximos veinte años. Los sectores más vulnerables son industrias y transporte.
- El desafío es hallar un sendero de precios más equilibrado para incentivar la oferta de gas y expandir el sistema de transporte, lo que requiere de coordinación institucional y entre actores.
- Para evitar que las tarifas de transporte desestimen las inversiones necesarias parece aconsejable

basar el parámetro de factor de utilización sobre registros reales lo que implica revisiones anuales de esta componente. Ello permitiría adecuar las tarifas a las expectativas de los inversores, permitiendo su disminución a medida que el factor de utilización real vaya incrementándose.

- Un análisis del vencimiento de los contratos (454.5 MPCD), indica que entre 2009 y 2011 sólo 168 MPCD serán liberados, lo que significa que los productores sólo tendrán, bajo las actuales reglas, posibilidades de establecer mejores contratos a partir de 2013 para una parte más sustantiva del gas ahora en poder de los generadores térmicos.
- Para evitar que las promesas de producción conlleven incumplimientos (es decir que los mayores precios no se traduzcan en inversiones necesarias para expandir la producción), parece aconsejable diseñar mecanismos de penalización en los contratos a través de cláusulas “*delivery or pay*”.
- En ausencia de una política de precios que incorpore explícitamente los costos ambientales, los aumentos del precio del gas frenarían su penetración en el sector industrial y en el vehicular, resignando de este modo los objetivos explícitos de la política energética respecto a un mayor uso del gas como fuente relativamente más limpia y de alta calidad.

Anexo I- Hipótesis de oferta escenarios críticos

Hipótesis por campo	Escenario UPME oferta normal o baja	Escenario UPME oferta alta	Escenario UPME oferta adicional o máxima	Escenario MME (Res 181526)	Escenario P95 Risk FB
CHUCHUPA	Única Inicio 520 MPCD-Máx 561 MPCD en enero 2009 y Mín. 384 en dic. 2012	Única Inicio 520 MPCD-Máx 561 MPCD en enero 2009 y Mín. 384 en dic. 2012	Única Inicio 520 MPCD-Máx 561 MPCD en enero 2009 y Mín. 384 en dic. 2012	Declarado por productores al MME integrada a Guajira	Simulación por declinación
BALLENA	Única 64.5 MPCD a 52 MPCD	Única 64.5 MPCD a 52 MPCD	Única 64.5 MPCD a 52 MPCD	Integrada a Guajira	única ídem UPME tres escenarios

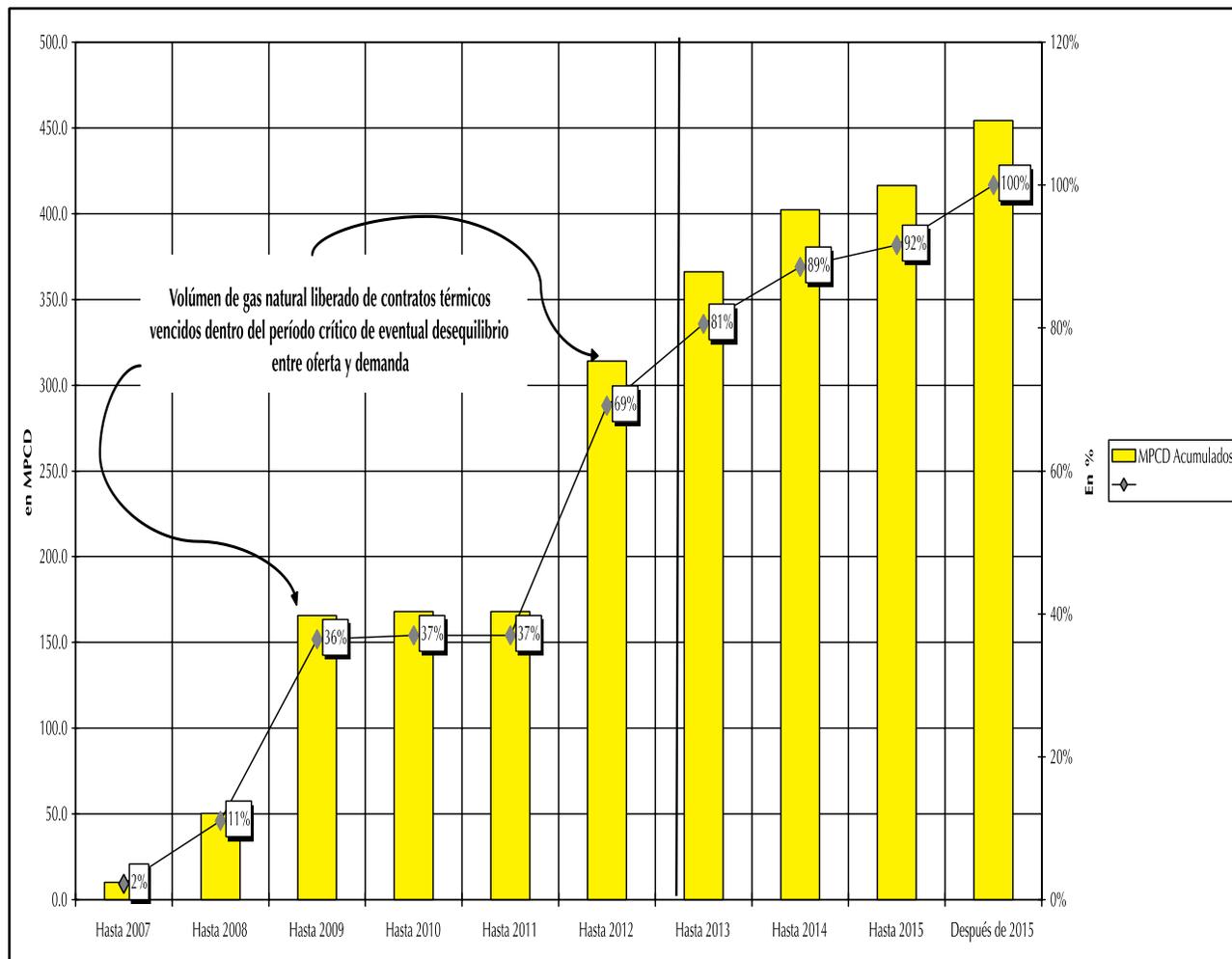


CUSIANA	200 MPCD hasta 2009 y 270 MPCD de 2010 a 2012	200 MPCD hasta 2009 y 340 MPCD de 2010 a 2012	201 MPCD hasta 2009 y 340 MPCD de 2010 a 2012	Integrada por Santiago constante en el período	Simulación por hipótesis de producción incremental a partir de fines de 2009 con Mín. 270 MPCD, Máx 340 MPCD.
PIEDEMONTE	Única 30 MPCD hasta dic. 2011, declina en 2012	Única 30 MPCD hasta dic. 2011, declina en 2012	Única 30 MPCD hasta dic. 2011, declina en 2012	Constante 41 MPCD	Idéntica a UPME
CRECIENTE	35 KPCD desde enero de 2008; 60 MPCD a partir de enero de 2010	35 KPCD desde enero de 2008; 60 MPCD a partir de enero de 2010	35 MPCD desde enero de 2008; 100 MPCD a partir de enero de 2010 y 150 MPCD a partir de 2011	Ausente	Idéntica a Escenarios UPME bajo y alto no máximo
OTROS INTERIOR	Única, producción incremental de 2007 a 2008, decreciente de 2009 en más, volúmenes 49.5 MPCD, 56.1 KPCD a fines de 2008 y declina con 33 MPCD en dic. 2012	Única, producción incremental de 2007 a 2008, decreciente de 2009 en más, volúmenes 49.5 MPCD, 56.1 KPCD a fines de 2008 y declina con 33 MPCD en dic. 2012	Única, producción incremental de 2007 a 2008, decreciente de 2009 en más, volúmenes 49.5 MPCD, 56.1 KPCD a fines de 2008 y declina con 33 MPCD en dic. 2012	Compuesto por varios campos, volumen aproximado inicial 60 MPCD, declina a 24 MPCD	Idéntica a escenarios UPME
GIBRALTAR	Comienza con 15 MPCD en 2009 e incrementa aporte a 30 MPCD a partir de enero de 2010	Comienza con 30 MPCD en 2009 e incrementa aporte a 45 MPCD a partir de enero de 2010	Comienza con 30 MPCD en 2009 e incrementa aporte a 45 MPCD a partir de enero de 2010	Ausente	Idéntica a escenario UPME Bajo
IMPORTACIÓN	50 MPCD a partir de enero de 2012 Info ECOPETROL	50 MPCD a partir de enero de 2012 Info ECOPETROL	100 MPCD a partir de enero de 2012	Ausente	Idéntica a Escenarios UPME bajo y alto no máximo

Fuente: elaboración de datos suministrados por la UPME.



Anexo II- Cantidades de gas liberado por vencimiento de los contratos.



Fuente: datos suministrados por la UPME.

BIBLIOGRAFÍA

ANDESCO, (2007) Comentarios al Documento CREG-046, Bogotá, agosto de 2007.

BID/CEPAL, (2007), “Estrategia para la Introducción del Gas Natural en Centroamérica”, Buenos Aires.

BP AMOCO. (2007) Statistical Review of World Energy.

CREG, (2007) Situación de abastecimiento de Gas Natural en Colombia, Bogotá, Documento CREG-046-junio 2007 para discusión y comentarios.

ECOPETROL, (2007) Comentarios al Documento CREG 046 de 2007, Bogotá. Taller CREG 21 de agosto de 2007.

FUNDACIÓN BARILOCHE, (2007)Tecnologías para el suministro de gas natural: GNL y GNC perspectivas e impactos, informe N° 1 Estudio para la UPME, Determinación del impacto en los precios de la energía por la diversificación de la oferta de gas natural en Colombia, Bogotá, octubre de 2007.

GAS NATURAL,(2007) Situación de abastecimiento Colombia 2007, Taller GREG 21 de agosto de 2007.



Infrastructure Journal's IJ Research, (2007) primer semestre de 2007.

THE EUROPEAN COMMISSION DG TREND'S (2006) "Scenarios on High Oil and Gas Prices".

UPME (2007a), Plan Energético Nacional 2006 – 2025. Contexto y Estrategias, Bogotá, mayo de 2007.

UPME, (2007b) Determinación del impacto en los precios de la energía por la diversificación de la oferta de gas natural en Colombia, Informes 1 a 5, Bogotá, diciembre de 2007.

UPME, (2007c) Presentación ACOLGEN, Bogotá, D.C., agosto de 2007.





Cambios en el bienestar general al aplicar los decretos 387 y 388 del Ministerio de Minas y Energía a los cargos de distribución de energía eléctrica

Edwin García Villamizar

Técnico en Regulación, Dirección de Estudios y Regulación. Gas Natural E.S.P. S.A.
ejgarcia@bt.unal.edu.co

Fecha de Recepción: 9 noviembre de 2007 • Fecha de Aceptación: 6 diciembre de 2007

Resumen

El mercado de Distribución de Energía Eléctrica es considerado como un monopolio natural por el Estado Colombiano. Éste, a través del Ministerio de Minas en procura de garantizar el servicio de energía, expidió normas ordenando al regulador afectar los cargos de distribución actualmente aprobados a las empresas distribuidoras e inducirlas a recuperar las pérdidas de energía y trasladar los beneficios a los consumidores.

En este artículo a partir de algunos conceptos económicos y un modelo de equilibrio general, se dan pautas para evaluar la conveniencia de introducir los cambios propuestos para conocer como afectan a los consumidores de energía y a las distribuidoras.

Palabras Clave:

Cargos de Distribución, Bienestar de los Hogares, Utilidad de las Firmas y Utilidad de las Distribuidoras.

Abstract:

The market of Distribution of Electrical Energy is considered like a natural monopoly by the Colombian State. This one, through the Ministry of Mines in tries to guarantee the service of energy, sent norms ordering to the regulator to affect the positions of distribution at the moment approved to the distributing companies and to induce them to recover the losses of energy and to transfer the benefits to the consumers.

In this article from some economic concepts and a model of general balance, guidelines occur to evaluate the convenience of introducing the proposed changes to know as they affect to the consumers of energy and the distributors.

Key words:

Positions of Distribution, Well-being of the Homes, Utility of the Companies and Utility of the Distributors.

Clasificación JEL:

D42, D58, L12, L94, Q48

1 Para una mayor profundidad en los conceptos consultar Tirole (1990).

Marco Teórico y Jurídico

En 1991 a través de la Constitución Política se abrieron los espacios jurídicos para que el sector eléctrico Colombiano fuera reformado por las leyes 142¹ y 143² de 1994. La primera introdujo la competencia en los servicios públicos domiciliarios permitiendo la participación de la inversión privada en un negocio donde el estado se caracterizaba por ser el principal inversionista. La segunda es conocida como la ley eléctrica, la cual estableció el régimen para la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, dando pautas de cómo se debe hacer la planeación de la expansión y la regulación del sector, además de establecer figuras especiales de contratos de concesión y preservación del medio ambiente.

La ley 143 establece que la principal autoridad es el Ministerio de Minas y Energía –MINMINAS- quien es responsable de las políticas y la supervisión de la industria delegando las facultades de regulación a la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG- y de planeación a la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME-.

El actual marco regulatorio que rige a las empresas distribuidoras se estableció en comienzo en las resoluciones CREG 003³ y CREG 004⁴ de 1994 introduciendo por primera vez la metodología aplicable para establecer el cobro de la distribución de electricidad en un período de tiempo específico. Posteriormente La Resolución CREG 099⁵ de 1997 estableció la metodología para el cálculo del período tarifario 1998-2002; durante ese período se elaboraron estudios dando como resultado la metodología de cálculo y ajuste para la determinación de las tasas de retorno en un escenario de precios máximos⁶, siguiendo parámetros dados en otras

reglamentaciones⁶. Finalmente se expidió la Resolución CREG 082⁸ de 2002 y el respectivo documento soporte Doc-113 de 2003 (CREG) que rige en el actual período tarifario (Navarro et. al. 2005).

En la estructura regulatoria planteada en Colombia donde el responsable de las políticas es el MINMINAS y la regulación del mercado de la CREG, el Ministerio expidió los Decretos 387 y 388 el 13 de Febrero de 2007 con el ánimo de asegurar la disponibilidad del servicio eléctrico como una política de estado, encargando su ejecución al ente regulador. Aunque el Decreto 387 presenta aspectos notables para los comercializadores el artículo se centrara en los cambios que atañen al distribuidor. En términos generales este decreto establece que la responsabilidad de la gestión integral de las pérdidas de energía es del distribuidor y que el resultado de la eficiencia de la reducción de las pérdidas será trasladado a los usuarios.

El segundo decreto, de mayor impacto para las empresas distribuidoras, reitera el artículo 45 de la ley 143⁹ y define lo que es un área de distribución¹⁰.

de cálculo y ajuste para la determinación de las tasas de retorno a utilizarse en las fórmulas tarifarias para la actividad de distribución de energía eléctrica, con base en el esquema de incentivos regulatorios y remuneración de cargos fijados, inicialmente previsto en la Resolución 080 de 2000

- 7 En la Resolución CREG 080 de 2000, se fijaron los siguientes incentivos regulatorios: Cálculo de la tasa de retorno con base en el WACC; remuneración de los activos con base en valores nuevos de reemplazo, remuneración de los niveles 3 y 4 con base en una regulación económica por ingreso anual aplicada a toda la demanda y en el nivel 2 con base en el WACC. En términos generales una regulación económica por tope de precios.
- 8 Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local. Dio reemplazo a la Resolución 099 de 1997 para el período tarifario 2002-2007.
- 9 Se establece que los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, teniendo en cuenta las características propias de la región, tomarán en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada.
- 10 Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red (distribuidor) y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la Ley.

1 Ley de Servicios Públicos Domiciliarios

2 Ley Eléctrica

3 Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por los STR y SDL.

4 Por lo cual se regula el acceso y uso de los sistemas de distribución de energía eléctrica, se establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de distribución y se define el procedimiento para su pago.

5 Por lo cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y/o distribución local.

6 Mediante la Resolución CREG 013 de 2002, se definió la metodología



En resumen el decreto establece cinco importantes lineamientos:

- I) Obliga a la CREG a definir las áreas, los cargos por uso de las redes y los mecanismos para hacer las transferencias entre los distribuidores.
- II) Abre la oportunidad de disminuir la remuneración de activos que no cumplan con criterios de eficiencia técnica en el momento de fijar los cargos
- III) Las unidades constructivas¹¹ que entren en operación en vigencia del periodo tarifario cuyo costo de inversión y AOM por KWh resulte superior al costo medio del distribuidor serán actualizados a partir del año siguiente. Para hacer tales inversiones se deben cumplir previamente criterios de eficiencia y expansión definidos por la CREG y la UPME.
- IV) Establece que la CREG debe definir los criterios técnicos objetivos de cambio de conexión de un usuario a un nivel de tensión superior, de forma que no afecten las condiciones de conexión y acceso de todos los usuarios de la energía eléctrica.
- V) Le entrega responsabilidad a los municipios en la prestación directa del servicio de energía en barrios subnormales, y en caso que se hagan los proyectos de normalización con un distribuidor, solo se harán si son técnica, económica y financieramente viable.

Por últimos los decretos establecen una fecha límite para que el regulador expida las resoluciones que acojan todas las medidas mencionadas anteriormente.

Evaluación de los decretos

Para llevar a cabo esta evaluación, se hará un ejercicio de “estática comparativa” en escenarios, antes y después de instaurado el decreto, midiendo los cambios en el excedente del productor de la firma regulada y los cambios en la función de utilidad de los consumidores.

11 Componente típico de los Sistemas de Distribución adoptado por la comisión para el inventario y/o valoración de dichos sistemas, según se establece en la resolución CREG 011 de 2003.

En cada escenario existen dos distribuidoras con cargos de distribución diferentes que atienden diferentes mercados. Los cargos son susceptibles de integrarse por similitudes regionales como lo establece el decreto en las ADD¹². Además también se supone la existencia de dos grupos de hogares y empresas atendidos por alguna de las distribuidoras mencionadas según el mercado de influencia de cada una de ellas. Se supone que el precio que pagan los usuarios finales de energía es idéntico al cargo de distribución aprobado (D_i) para la zona en que se encuentra.

En este ejercicio se supone que los hogares están compuestos por trabajadores que intercambian sus horas de trabajo diarias (h) trabajando en alguna de las empresas por un salario (w). A partir de los ingresos, producto del salario y el acervo de capital (k_i), los Hogares adquieren bienes de consumo (x^1, x^2) y energía eléctrica (ϵ^i).

Por el lado de las empresas se supone que tienen una función de producción tipo “Cobb-Douglas” (Samuelson, 2006), usando horas de trabajo (h) proveniente de los miembros de los hogares, capital fijo (k) que no se deprecia y energía eléctrica ϵ^i de alguna distribuidora. En el caso de las distribuidoras se cuenta con una estructura similar a las empresas, pero no usan energía como parte de su proceso de producción. Las distribuidoras solo atienden clientes y empresas que están en sus áreas de influencia y poseen un componente de pérdidas (d_i) que hace parte de su función de costos.

Los Hogares

El problema de los hogares es maximizar la mezcla de consumir bienes y sacrificar ocio como se expresa en la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} \text{Max} \quad & (x_i^{1h})^\alpha * (x_i^{2h})^\rho * (\epsilon_i^h)^\phi * (n_i * (24 - h))^{1-\alpha-\rho-\phi} \quad (1) \\ \text{s.a} \quad & p_1 * x_i^{1h} + p_2 * x_i^{2h} + D_i * \epsilon_i^h \leq w * n_i * h + r * k_i^h \end{aligned}$$

12 Las Áreas de Distribución (ADD) según el decreto 388 de 1997, son los conjuntos de redes de Transmisión Regional y/o Distribución Local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas rurales, que son operadas por uno o más Distribuidores y que se conformen teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.



El ocio corresponde a $(n*(24-h))$, donde (h) son las horas de trabajo de una jornada laboral que son entendidas como las horas de ocio sacrificadas, multiplicadas por (n) el número de miembros del hogar que trabajan. Los hogares se enfrentan a la restricción de que el consumo no puede ser mayor a lo que se ganan por trabajar más el acervo de capital fijo. Las preferencias por consumir cada uno de los bienes corresponde al exponente que acompaña cada bien α, ρ, ϕ y $1-\alpha-\rho-\phi$

Que los bienes sean consumidos por los hogares es denotado por el supraíndice (h) que acompaña a cada uno de ellos. Para efectos del estudio se supone que todos los bienes son complementarios y que el consumo de la energía por parte de los hogares es altamente inelástico con respecto al precio.

Las Firmas

El problema de las firmas es maximizar las ventas con el menor nivel de costos como lo denota la siguiente ecuación:

$$\text{Max } \Pi_i = p_i * x_i - C_i \quad (2)$$

$$\therefore x_i = \varepsilon_i^{\theta_i} * h^{\delta_i} * k_i^{1-\theta_i-\delta_i}$$

$$C_i = r * k_i + w * n_i * h + D_i * \varepsilon_i$$

Los coeficientes que acompañan a k_i , h y ε_i , corresponden a la productividad de cada componente para obtener un bien final, estos son diferentes en cada una de las empresas según la necesidades del bien a producir. Para efectos de sencillez, se supone que los hogares son los dueños de las empresas y no son capaces de tomar decisiones de inversión en el corto plazo.

Las Distribuidoras

El problema de los distribuidores es maximizar las utilidades aumentando los ingresos y minimizando los costos. Los ingresos son la totalidad de energía distribuida, multiplicada por su cargo asignado. Los costos son asociados a los activos de distribución además de las pérdidas de energía.

$$\text{Max } \Pi_i = p_i * x_i - C_i \quad (2)$$

$$\therefore x_i = \varepsilon_i^{\theta_i} * h^{\delta_i} * k_i^{1-\theta_i-\delta_i}$$

$$C_i = r * k_i + w * n_i * h + D_i * \varepsilon_i$$

Se supone que los cargos de distribución entre las distribuidoras son diferentes y eficientes con respecto al nivel de inversión y gastos de cada distribuidor. El problema a resolver es similar al de las empresas con la diferencia que los precios o cargos de distribución son dados exógenamente, las cantidades se determinan según la demanda del mercado y existe un costo adicional que son las pérdidas de energía (d_i) .

Para efectos del estudio, se supondrá que el regulador ya estableció los nuevos cargos de las distribuidoras y con ellos calculara el nuevo cargo del ADD.

El decreto establece qué: *La CREG determinara los procedimientos aplicables para que se realice la asignación y distribución de recursos a que haya lugar entre los diferentes operadores de red, con mecanismos que incentiven la eficiencia de los OR.* (MINMINAS, Decreto 388 de 2007)

El Modelo

El planteamiento del modelo se lleva en dos partes, En un primer escenario se hace una interacción entre los hogares y las empresas con unos variables dadas exógenamente que son los precios de la energía que son los mismos cargos (D) , los salarios (w) , el capital de trabajo (k) , el costo de oportunidad (r) y las horas laboradas (h) . Sus salidas son los precios de los bienes (P_1, P_2) , las cantidades de energía consumida por la industria $(\varepsilon_1, \varepsilon_2)$ y los bienes demandados por los hogares $(x_1^{1h} + x_2^{1h}, x_1^{2h} + x_2^{2h})$ entre las que están los de la energía $(\varepsilon_1^h, \varepsilon_2^h)$. Con estas salidas se procede a medir el bienestar general en términos de un vector que sus componentes las utilidades de las firmas, las utilidades de las distribuidoras, y el resultado de maximizar el problema de los hogares que se entenderá como el bienestar de los hogares. Las preferencias por el consumo de los bienes se suponen que son idénticas para ambos conjuntos de hogares.

En el segundo escenario se supone que todas las variables son idénticas al primer escenario y solo cambia el cargo de distribución que es igual para ambas distribuidoras. El resultado de ambos escenarios se compara con el vector mencionado en el párrafo anterior.



Aplicando multiplicadores de Lagrange a la ecuación (1) y diferenciando con respecto a las variables de interés, $\left(\frac{\partial l(\cdot)}{\partial x_i^{1h}}, \frac{\partial l(\cdot)}{\partial x_i^{2h}}, \frac{\partial l(\cdot)}{\partial \varepsilon_i^h}\right)$ se obtiene que:

$$l(\cdot) = (x_i^{1h})^\alpha * (x_i^{2h})^\rho * (\varepsilon_i^h)^\phi * (n_i * (24-h))^{1-\alpha-\rho-\phi} - \lambda * (p_1 * x_i^{1h} + p_2 * x_i^{2h} + D_i * \varepsilon_i^h - w * n_i * h + r * k_i)$$

$$x_i^{1h} = \left(\frac{w * n_i * h + r * k_i}{p_1}\right) * \left[\frac{\alpha}{(2\alpha + 2\rho + 2\phi - 1)}\right] \quad (4)$$

$$x_i^{2h} = \left(\frac{w * n_i * h + r * k_i}{p_2}\right) * \left[\frac{\rho}{(2\alpha + 2\rho + 2\phi - 1)}\right] \quad (5)$$

$$\varepsilon_i^h = \left(\frac{w * n_i * h + r * k_i}{D_i}\right) * \left[\frac{\phi}{(2\alpha + 2\rho + 2\phi - 1)}\right] \quad (6)$$

El resultado es homogéneo para los conjuntos de hogares de ambas regiones y solo varían las preferencias por los bienes de consumo.

Ahora siguiendo la racionalidad de maximizar los ingresos y minimizar los costos, el problema de las firmas se diferencia respecto a ε_i $\frac{\partial \Pi}{\partial \varepsilon_i}$

$$\varepsilon_i = \left(\frac{D_i}{\theta_i * p_i * (n_i * h)^{\delta_i} * k_i^{1-\theta_i-\delta_i}}\right)^{\left(\frac{1}{\theta_i-1}\right)} \quad (7)$$

Ya con las ecuaciones que determinan las cantidades, tan solo falta definir la condición de equilibrio a partir de la igualdad entre oferta y demanda es decir que los bienes producidos son consumidos en su totalidad por los hogares. Las condiciones para cerrar el modelo será la siguiente y determinara los precios de los bienes.

$$x_i^{1h} + x_i^{2h} = h^{\delta_i} * k_i^{1-\theta_i-\delta_i} * \theta_i * (p_1 - r * k_i - w * n_i * h) * \varepsilon_i^{\theta_i-1} \quad (8)$$

Simulaciones

Antes de poner en marcha las simulaciones, el factor clave para analizar los cambios en el bienestar, son los cargos de distribución. Para calcular el cargo de las ADD se han identificado dos opciones. La primera en función de una demanda proyectada de energía y un cargo fijo para un periodo, y la segunda como un cargo dinámico calculado en función de la prorrata de la demanda de energía real de cada distribuidora en el periodo de ventas más reciente. Para este estudio se opta por la segunda opción que responde a la siguiente formula:

$$D_{ADD} = \frac{(\varepsilon_1 + \varepsilon^{h_1}) * D_1 + (\varepsilon_2 + \varepsilon^{h_2}) * D_2}{\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon^{h_1} + \varepsilon^{h_2}} \quad (9)$$

También para homogenizar los escenarios de comparación y no desviar el estudio de las variables relevantes, los salarios, el costo de oportunidad, las horas de trabajo y la cantidad de miembros de los hogares que trabajan son dados e iguales en todos los modelos. Además el modelo esta forzado para que la demanda de energía de los hogares no cambie entre los diferentes escenarios soportado en la no elasticidad de los hogares ante las variaciones en lo precios de la energía que en este caso son los cargos de distribución.

Al final para evaluar los cambios en la economía se comparan los escenarios de estática comparativa cambiando algunos aspectos como los tamaños de las regiones o el valor de los cargos de distribución entre otras. A continuación las variables generales que no son susceptibles de cambiar en el corto plazo y que se definen subjetivamente.

Tabla 1. Preferencias de los Hogares y las Empresas

Empresas	Región 1	Región 2
Preferencia por		
Capital	0,45	0,45
Trabajo	0,40	0,40
Energía	0,15	0,15
Hogares	Región 1	Región 2
Bien 1	0,3	0,3
Bien 2	0,2	0,2
Energía	0,05	0,05
Trabajo	0,45	0,45

Fuente: Elaboración Propia

A continuación las variables que son consideradas como exógenas en el estudio:

Tabla 2. Variables Exógenas de la Economía

	Variables Exógenas
Salarios	\$ 18.000
Horas de Trabajo	10
Costo de Oportunidad	12%
Capital del Hogar y Empresa 1	\$ 1.000.000
Capital del Hogar y Empresa 2	\$ 1.000.000
Pérdidas de Energía	20%
Trabajadores Empresa 1	1000
Trabajadores Empresa 2	1000

Fuente: Elaboración Propia

Caso 1: Se supone que las economías de las dos regiones en el primer escenario son idénticas y la única diferencia son los cargos de distribución. En el segundo escenario los cargos están unificados.

Tabla 3. Comparación de variables de interés en escenarios en caso 1

	Escenario 1	Escenario 2	Δ
Precio Bien 1	7.138 \$	7.289 \$	
Cantidad de Bien1	151.394	148.276	
Precio Bien 2	5.298 \$	5.164 \$	
Cantidad Bien 2	135.984	139.527	
Total de Bienes	287.378	287.802	0,1%
Cargo de Distribuidora 1	220,0 \$/KWH	252,7 \$/KWH	
Cargo de Distribuidora 2	300,0 \$/KWH	252,7 \$/KWH	
Energía Vendida Distribuidora 1	1,38 GWH	1,26 GWH	
Energía Vendida Distribuidora 2	0,79 GWH	0,87 GWH	
Total Energía Vendida	2,17 GWH	2,13 GWH	-1,6%
Utilidad Distribuidora 1	202 M\$	185 M\$	
Utilidad Distribuidora 2	159 M\$	175 M\$	
Total Utilidad Distribuidoras	360 M\$	360 M\$	-0,2%
Utilidad Empresa 1	738 M\$	738 M\$	
Utilidad Empresa 2	432 M\$	432 M\$	
Total Utilidad Empresas	1.171 M\$	1.171 M\$	0,0%
Bienestar del Hogar 1	32.421	32.385	
Bienestar del Hogar 2	31.922	31.887	
Total Bienestar Hogares	64.342	64.272	-0,1%

Fuente: Elaboración Propia

A partir de las condiciones planteadas en la economía, el introducir cambios en los cargos de distribución crea una disminución en bienestar general al afectar la utilidad de las distribuidoras y el bienestar de los hogares, dos de los tres aspectos relevantes de evaluación. La pequeña variación en el bienestar de los hogares se explica por el aumento del cargo en la región 1 que afecta la producción del bien 1 que es el más importante en la función de utilidad de los hogares.

Por otro lado al tratar de entender un poco mejor la incidencia de los cargos de distribución y como hacen variar las asignaciones de renta en cada escenario se puede apreciar el momento en que la utilidad de las distribuidoras y el bienestar de los hogares disminuye.

Tabla 4. Principales resultados de las regiones y sus variaciones

Escenario 1		
	Región 1	Región 2
Utilidad Distribuidora	202 M\$	159 M\$
Utilidad Empresas	738 M\$	432 M\$
Bienestar Hogares	32.421	31.922
Escenario 2		
	Región 1	Región 2
Utilidad Distribuidora	185 M\$	175 M\$
Utilidad Empresas	738 M\$	432 M\$
Bienestar Hogares	32.385	31.887
Variación Entre Escenarios		
	Región 1	Región 2
Utilidad Distribuidora	-17 M\$	16 M\$
Utilidad Empresas	00 M\$	00 M\$
Bienestar Hogares	- 36	- 35

Fuente: Elaboración Propia

Caso 2: En este caso se mantienen las mismas condiciones de la economía anterior a excepción del grado de utilización de la energía que es mayor en la región uno, y por ende para la empresa que se encuentra allí ubicada.

Tabla 5. Preferencias de las Empresas por Energía

Empresas	Región 1	Región 2
Preferencia por Energía	0,30	0,15

Fuente: Elaboración Propia



Tabla 6. Comparación de variables de interés en escenarios en caso 2

	Escenario 1	Escenario 2	Δ
Precio Bien 1	6.070 \$	6.261 \$	
Cantidad de Bien1	178.042	172.606	
Precio Bien 2	5.298 \$	5.136 \$	
Cantidad Bien 2	135.984	140.268	
Total de Bienes	314.027	312.874	-0,4%
Cargo de Distribuidora 1	220,0 \$/KWH	244,0 \$/KWH	
Cargo de Distribuidora 2	300,0 \$/KWH	244,0 \$/KWH	
Energía Vendida Distribuidora 1	2,26 GWH	2,09 GWH	
Energía Vendida Distribuidora 2	0,79 GWH	0,89 GWH	
Total Energía a Vendita	3,05 GWH	2,98 GWH	-2,4%
Utilidad Distribuidora 1	331 M\$	306 M\$	
Utilidad Distribuidora 2	159 M\$	178 M\$	
Total Utilidad Distribuidoras	490 M\$	484 M\$	-1,1%
Utilidad Empresa 1	576 M\$	576 M\$	
Utilidad Empresa 2	432 M\$	432 M\$	
Total Utilidad Empresas	1.009 M\$	1.009 M\$	0,0%
Bienestar del Hogar 1	34.037	33.931	
Bienestar del Hogar 2	33.513	33.409	
Total Bienestar Hogares	67.549	67.340	-0,3%

Fuente: Elaboración Propia

En este caso se aprecia una disminución en el bienestar mayor a la del caso 1. El resultado de este caso tiene explicación en la estructura productiva de la economía ya que la región que hace un uso más intenso de la energía, recibió un aumento de 24\$ por Kwh en los cargos de distribución que no es compensado con la mejora de los cargos de la región 2. En la utilidad de las distribuidoras se ve una transferencia de renta similar al del caso anterior.

Tabla 7. Principales Resultados de las Regiones y Sus Variaciones

	Escenario 1	
	Región 1	Región 2
Utilidad Distribuidora	331 M\$	159 M\$
Utilidad Empresas	576 M\$	432 M\$
Bienestar Hogares	34.037	33.513
	Escenario 2	
	Región 1	Región 2
Utilidad Distribuidora	306 M\$	178 M\$
Utilidad Empresas	576 M\$	432 M\$
Bienestar Hogares	33.931	33.409
Variación Entre Escenarios		
	Región 1	Región 2
Utilidad Distribuidora	-25 M\$	20 M\$
Utilidad Empresas	00 M\$	00 M\$
Bienestar Hogares	- 105	- 104

Fuente: Elaboración Propia

Caso 3: Este caso es idéntico al caso 1 pero las pérdidas de energía de las distribuidoras mejoran en el escenario 2. En esta situación se supone que el efectuar un plan de recuperación de pérdidas de energía es positivo económicamente para la distribuidora.

Tabla 8. Pérdidas de Energía en el escenario 2

	Escenario 1	Escenario 2	Δ
Pérdidas de Energía	20%	10%	-50,0%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 9. Comparación de variables de interés en escenarios en caso 3

	Escenario 1	Escenario 2	Δ
Precio Bien 1	7.138 \$	7.289 \$	
Cantidad de Bien1	151.394	148.276	
Precio Bien 2	5.298 \$	5.164 \$	
Cantidad Bien 2	135.984	139.527	
Total de Bienes	287.378	287.802	0,1%
Cargo de Distribuidora 1	220,0 \$/KWH	252,7 \$/KWH	
Cargo de Distribuidora 2	300,0 \$/KWH	252,7 \$/KWH	
Energía Vendida Distribuidora 1	1,38 GWH	1,16 GWH	
Energía Vendida Distribuidora 2	0,79 GWH	0,80 GWH	
Total Energía Vendita	2,17 GWH	1,96 GWH	-9,8%
Utilidad Distribuidora 1	202 M\$	208 M\$	
Utilidad Distribuidora 2	159 M\$	197 M\$	
Total Utilidad Distribuidoras	360 M\$	405 M\$	12,3%
Utilidad Empresa 1	738 M\$	738 M\$	
Utilidad Empresa 2	432 M\$	432 M\$	
Total Utilidad Empresas	1.171 M\$	1.171 M\$	0,0%
Bienestar del Hogar 1	32.421	32.385	
Bienestar del Hogar 2	31.922	31.887	
Total Bienestar Hogares	64.342	64.272	-0,1%

Fuente: Elaboración Propia

En este caso la situación cambia ostensiblemente, al darse cambios importantes en el total de la utilidad de las distribuidoras quedando inalterados los demás aspectos de evaluación. En las resoluciones se establece que las mejoras por recuperación en pérdidas de energía deben ser trasladadas a los consumidores, al abrir la posibilidad de redistribuir las mejoras que se ven en las utilidades de las distribuidoras, al bienestar de los hogares vía precios de la energía. En ejercicio preliminar al distribuir 6 puntos porcentuales de

las utilidades los resultados en la economía son los siguientes:

Tabla 10. Escenario 1 versus escenario final en caso 3

	Situación Final		Δ
	Escenario 1	Escenario 3	
Precio Bien 1	7.138 \$	7.132 \$	
Cantidad de Bien1	151.394	151.540	
Precio Bien 2	5.298 \$	5.053 \$	
Cantidad Bien 2	135.984	142.598	
Total de Bienes	287.378	294.137	2,4%
Cargo de Distribuidora 1	220,0 \$/KWH	218,6 \$/KWH	
Cargo de Distribuidora 2	300,0 \$/KWH	218,6 \$/KWH	
Energía Vendida Distribuidora 1	1,38 GWH	1,27 GWH	
Energía Vendida Distribuidora 2	0,79 GWH	0,87 GWH	
Total Energía Vendida	2,17 GWH	2,14 GWH	-1,3%
Utilidad Distribuidora 1	202 M\$	197 M\$	
Utilidad Distribuidora 2	159 M\$	186 M\$	
Total Utilidad Distribuidoras	360 M\$	383 M\$	6,2%
Utilidad Empresa 1	738 M\$	738 M\$	
Utilidad Empresa 2	432 M\$	432 M\$	
Total Utilidad Empresas	1.171 M\$	1.171 M\$	0,0%
Bienestar del Hogar 1	32.421	32.739	
Bienestar del Hogar 2	31.922	32.236	
Total Bienestar Hogares	64.342	64.975	1,0%

Fuente: Elaboración Propia

En la situación final después de haber restituido en el bienestar de los hogares parte de las mejoras en las pérdidas de la energía. Aunque la variación es de casi 35\$ por Kwh equivalente a 13 puntos porcentuales, la mejora en el bienestar de los hogares es de tan solo un punto porcentual. La explicación se da por la participación que tiene la energía en la función de bienestar de los hogares, aunque en resultados prácticos el efecto psicológico positivo en los consumidores de una disminución de precios es inmediato, queda fuera del alcance del modelo el poder identificarlo y medirlo.

Tabla 11. Principales Resultados de las Regiones y Sus Variaciones

Escenario 1		
	Región 1	Región 2
Utilidad Distribuidora	202 M\$	159 M\$
Utilidad Empresas	738 M\$	432 M\$
Bienestar Hogares	32.421	31.922
Escenario 2		
	Región 1	Región 2
Utilidad Distribuidora	197 M\$	186 M\$
Utilidad Empresas	738 M\$	432 M\$
Bienestar Hogares	32.739	32.236
Variación Entre Escenarios		
	Región 1	Región 2
Utilidad Distribuidora	-05 M\$	27 M\$
Utilidad Empresas	00 M\$	00 M\$
Bienestar Hogares	319	314

Fuente: Elaboración Propia

Caso Aplicado – Región Cundinamarca - Bogotá

En el departamento de Cundinamarca se encuentra atendido principalmente por dos empresas distribuidoras, CODENSA S.A. ESP y la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ESP (EEC), la primera se caracteriza por atender el mercado de la ciudad de Bogotá altamente concentrado, mientras que la segunda atiende un mercado más disperso.

Las características geográficas de Cundinamarca y la cercanía de los mercados atendidos por las distribuidoras, permite presumir que es susceptible de crearse un ADD. A Octubre de 2007 los cargos de distribución de las dos empresas distribuidoras difieren en cerca de 90 pesos por Kwh. para el nivel de tensión I. Por otro lado el tamaño de los mercados, representados por el número de clientes residenciales atendidos, presenta una relación cercana de 1 a 10 a favor de CODENSA. En el caso de la Industria es más amplio al ser la relación cercana 1 a 20 a favor de CODENSA.

Tabla 12. Clientes a Finalizar I trimestre de 2007. Fuente: SUI

	Residencial	Industria
EEC	179.462	1.849
CODENSA	1.731.167	30.804

Fuente: Elaboración Propia



Tabla 13. Porcentaje de Clientes a finalizar I trimestre de 2007.

	Residencial	Industria
EEC	9,4%	5,7%
CODENSA	90,6%	94,3%

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 14. Cargo de Distribución de Nivel de Tensión I en \$/Kwh.

Cargo de Distribución Octubre-2007	
Activo EEC conectado a 13,2 kV Aéreo	185,04
Activo CODENSA conectado a 13,2 kV Aéreo	98,17

Fuente: Elaboración Propia

Ya con estos números y llevando las proporciones de clientes al número de trabajadores y los correspondientes cargos de distribución para Octubre, los resultados obtenidos son los siguientes.

Tabla 15. Escenario 1 versus escenario final en caso 4

	Escenario 1	Escenario 2	Δ
Precio Bien 1	4.633 \$	4.668 \$	
Cantidad de Bien1	2.334.429	.316.827	
Precio Bien 2	4.954 \$	4.539 \$	
Cantidad Bien 2	146.345	159.729	
Total de Bienes	2.480.774	.476.556	-0,2%
Cargo de Distribuidora 1	98,2 \$/KWH	103,3 \$/KWH	
Cargo de Distribuidora 2	185,0 \$/KWH	103,3 \$/KWH	
Energía Vendida Distribuidora 1	30,84 GWH	29,87 GWH	
Energía Vendida Distribuidora 2	1,30 GWH	1,86 GWH	
Total Energía Vendida	32,14 GWH	31,72 GWH	-1,3%
Utilidad Distribuidora 1	2.019 M\$	1.955 M\$	
Utilidad Distribuidora 2	160 M\$	229 M\$	
Total Utilidad Distribuidoras	2.179 M\$	2.184 M\$	0,2%
Utilidad Empresa 1	7.390 M\$	7.390 M\$	
Utilidad Empresa 2	436 M\$	436 M\$	
Total Utilidad Empresas	7.826 M\$	7.826 M\$	0,0%
Bienestar del Hogar 1	246.435	250.217	
Bienestar del Hogar 2	212.375	215.634	
Total Bienestar Hogares	458.809	465.851	1,5%

Fuente: Elaboración Propia

Los resultados de este escenario muestran una mejora en el bienestar general, siendo el caso de los hogares el de la mayor variación porcentual. En los resultados se ve la variación del cargo de distribución entre las regiones, para la región uno (1) es un aumento de 5

\$/Kwh. mientras que para la región dos (2) es una disminución de 82 \$/Kwh. que repercute en el aumento de la producción de bienes de la empresa 2, que a su vez compensa por encima la disminución de la producción de la empresa 1.

Tabla 16. Principales Resultados de las Regiones y Sus Variaciones

Escenario 1		
	Región 1	Región 2
Utilidad Distribuidora	2.019 M\$	160 M\$
Utilidad Empresas	7.390 M\$	436 M\$
Bienestar Hogares	246.435	212.375
Escenario 2		
	Región 1	Región 2
Utilidad Distribuidora	1.955 M\$	229 M\$
Utilidad Empresas	7.390 M\$	436 M\$
Bienestar Hogares	250.217	215.634
Variación Entre Escenarios		
	Región 1	Región 2
Utilidad Distribuidora	-64 M\$	69 M\$
Utilidad Empresas	00 M\$	00 M\$
Bienestar Hogares	3.782	3.259

Fuente: Elaboración Propia

Conclusiones

La primera versión de este modelo logro el objetivo buscado al plasmar una situación de la economía, simularla usando un modelo de equilibrio general y ver los cambios después de introducir una decisión de política que afecta el comportamiento de los agentes participantes en un mercado.

Al evaluar los resultados de unificar cargos de distribución en regiones geográficamente cerca, usando el modelo y tomando como criterio los cambios en el bienestar de los consumidores que en este caso son los hogares y las empresas, y el beneficio de los productores que son las utilidades de las empresas distribuidoras, se concluye que:

- El aplicar los decretos propuestos por el Ministerio de Minas es una forma de mantener la estabilidad del monopolio al desincentivar la competencia entre las empresas existentes.



- Aunque entre los objetivos del regulador no está el papel de redistribuir las utilidades o el bienestar en el caso de los hogares, los resultados del modelo en los tres primeros casos muestran que la introducción de cambios en los cargos de distribución logra situaciones de “*trade off*” internamente entre los hogares y entre las empresas.
- En los casos que se dan mejoras en el bienestar de los consumidores, la utilidad de las empresas o la utilidad de las distribuidoras se da por situaciones particulares según la preferencia por consumir o producir energía.
- El introducir un plan de recuperación de pérdidas de energía exitoso y económicamente viable, da importantes resultados en la economía. Como punto de partida es reconocer que se está en un equilibrio ineficiente desde el punto de vista de Pareto que implica el no cumplimiento de los teoremas del bienestar. Al mirar el Caso 3 desde el punto de vista del regulador la mejora para las distribuidoras son significativas pero al llevarlas a los consumidores con las preferencias de consumo planteadas en el modelo los cambios no son de gran impacto en el bienestar.
- El aumento del bienestar general del caso aplicado, permite apreciar la bondad de la medida de la resolución en el impacto positivo en el objetivo del regulador.

Aún existen aspectos de mejora para ampliar los resultados del análisis, entre ellos está el intentar tener valores más acertados de las preferencias de los consumidores y las productividades de las empresas, además de intentar de incluir más agentes y suavizar los supuestos usados en el modelo.

Bibliografía.

CREG (1997). Resolución 099 de 1997. “Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local”. Consultado en: <http://www.creg.gov.co>

CREG (2002). Resolución 082 de 2002. “Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local”. Consultado en: <http://www.creg.gov.co>

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA (1994). “Leyes 142 y 143 DE 1994”. Santa Fe de Bogotá D.C.

LITTLECHILD, S. (2001) “Competition and regulation in the U.K. electricity industry”;

NAVARRO SÁNCHEZ, HENRY, ET. AL. (2005) “Planeamiento Versus Regulación en la Estructura de Cargos del Nivel de Tensión 4 de Distribución Eléctrica en Colombia”. Dialnet.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA (2007). Decretos 387 y 388 de 2007

SAMUELSON, PAUL (2006) “Microeconomía”. Edit. Mc. Graw Hill.

SSPD (2007) “Sistema Único de Información –SUI” Portal Web Súper Intendencia de Servicios Públicos. Consultado en: <http://www.sui.gov.co>

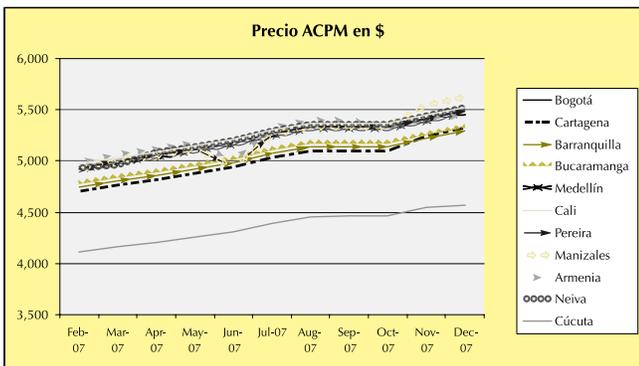
TIROLE, JEAN. (1990) “La Teoría de la Organización Industrial”. Editorial Ariel.



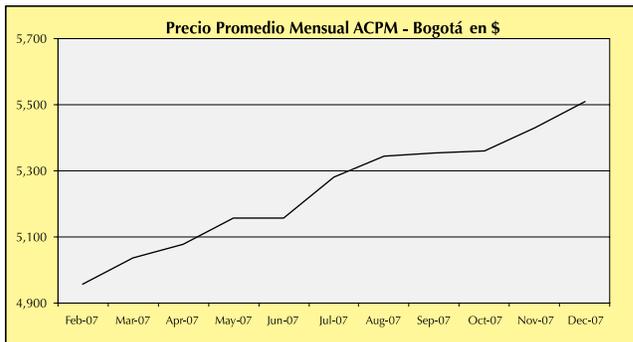
Indicadores energéticos



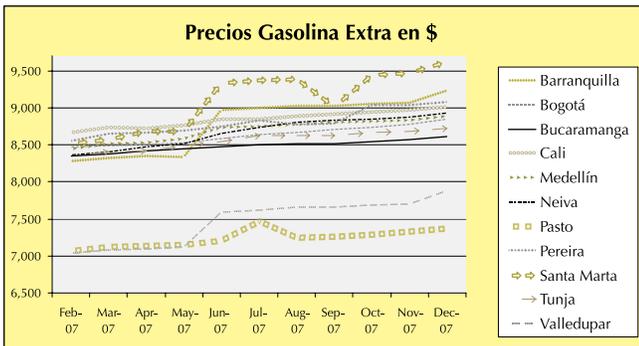
PETROLEO



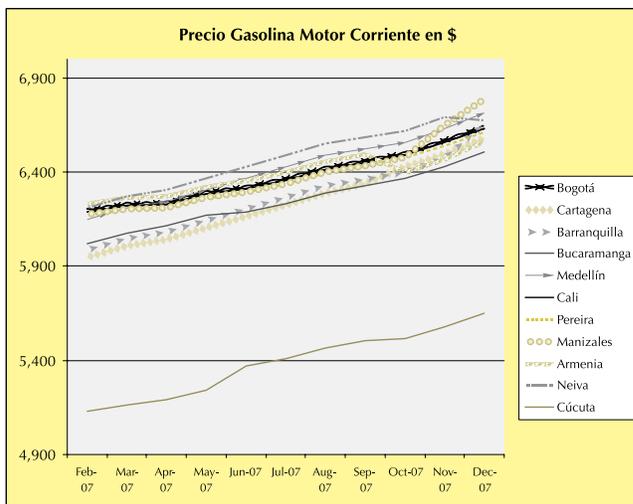
Fuente: UPME



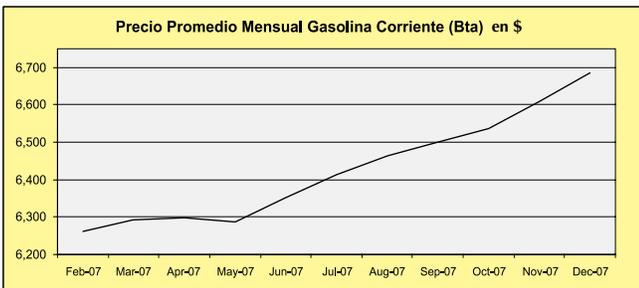
Fuente: UPME



Fuente: UPME

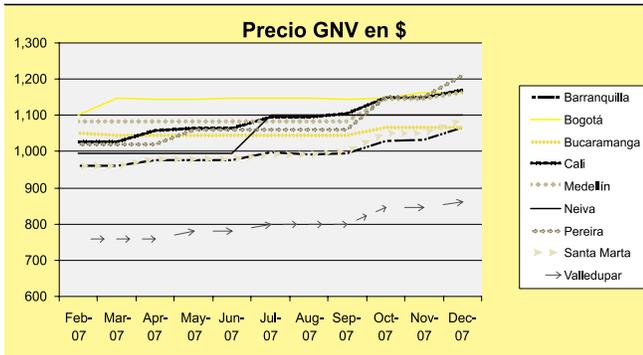


Fuente: UPME

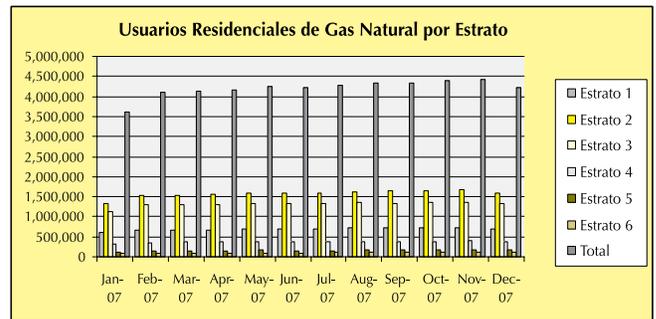


Fuente: UPME

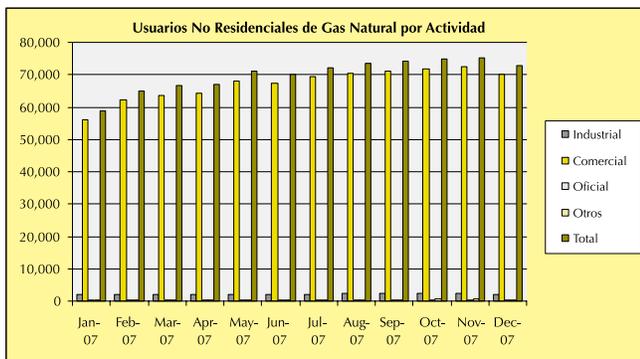
GAS NATURAL



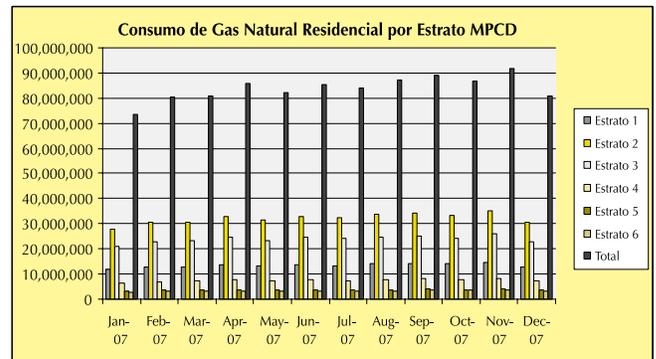
Fuente: UPME



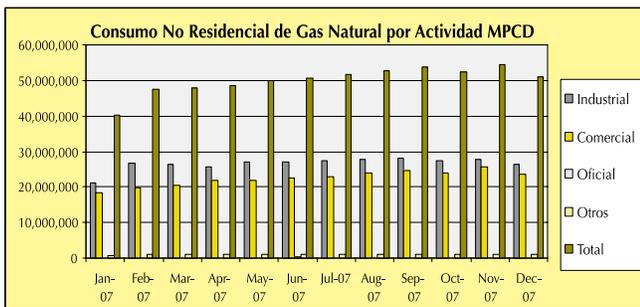
Fuente: SUI



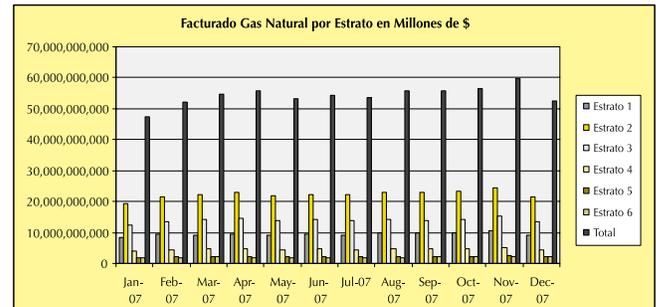
Fuente: SUI



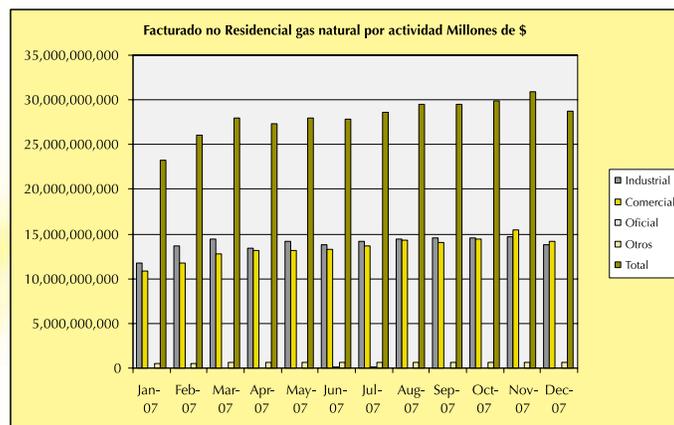
Fuente: SUI



Fuente: SUI



Fuente: SUI



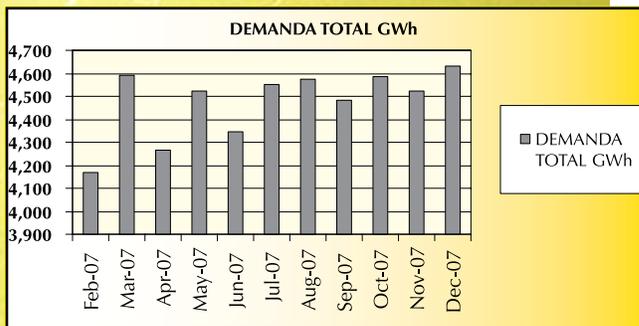
Fuente: SUI



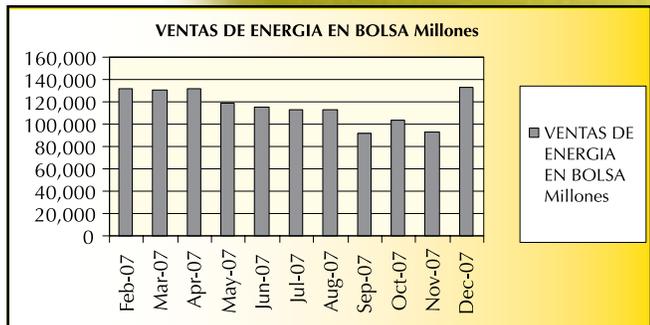
ELECTRICIDAD



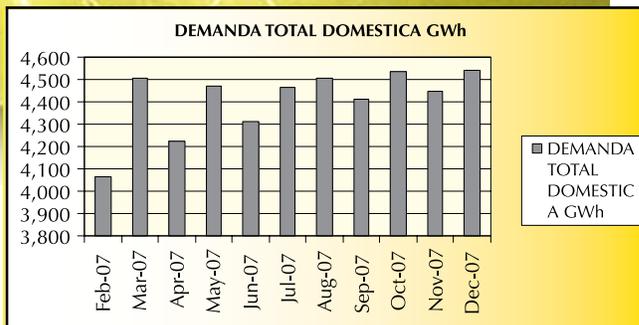
Fuente: XM



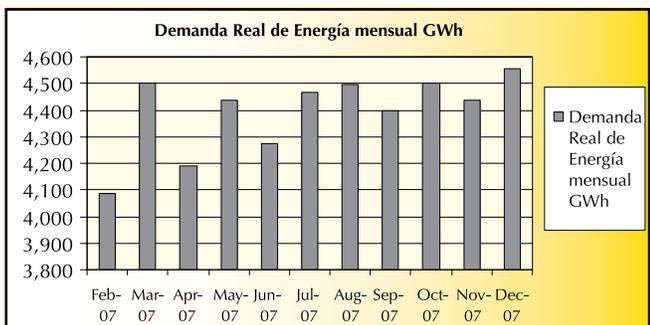
Fuente: XM



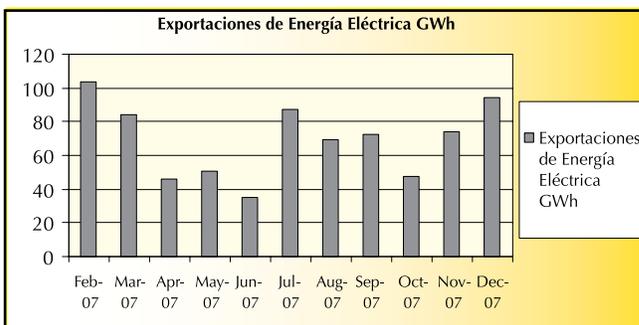
Fuente: XM



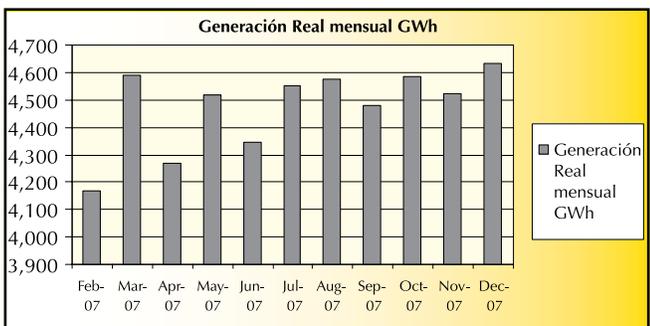
Fuente: XM



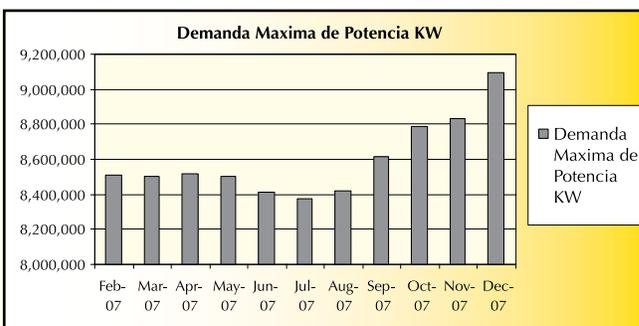
Fuente: XM



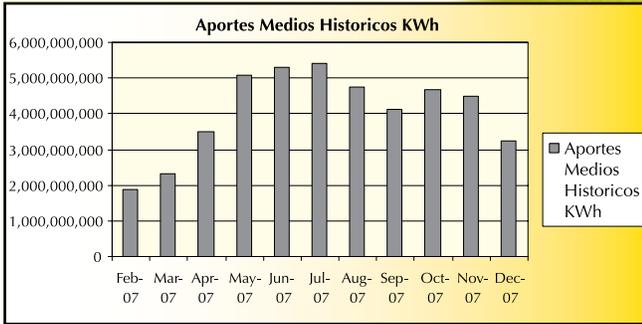
Fuente: XM



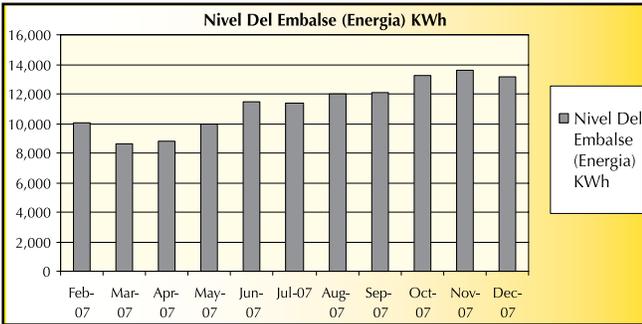
Fuente: XM



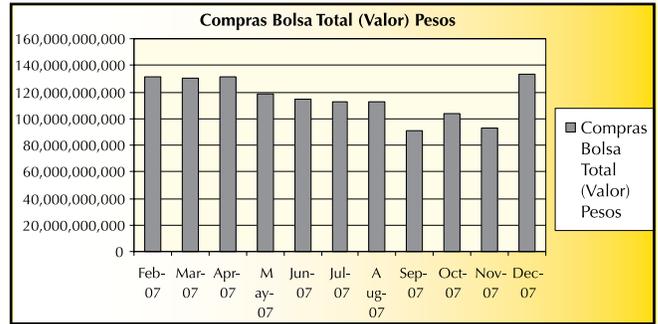
Fuente: XM



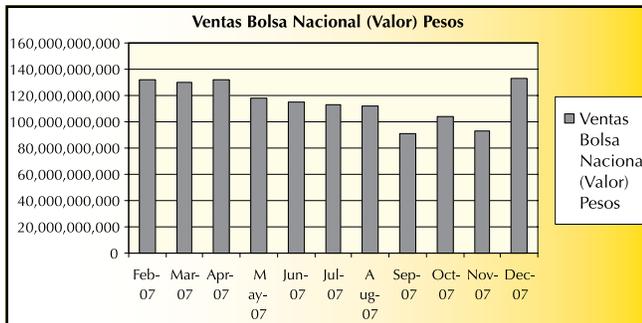
Fuente: XM



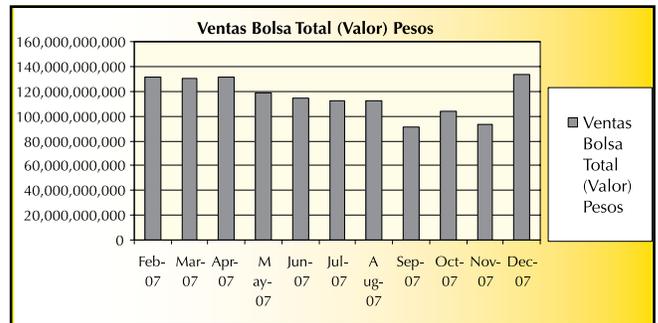
Fuente: XM



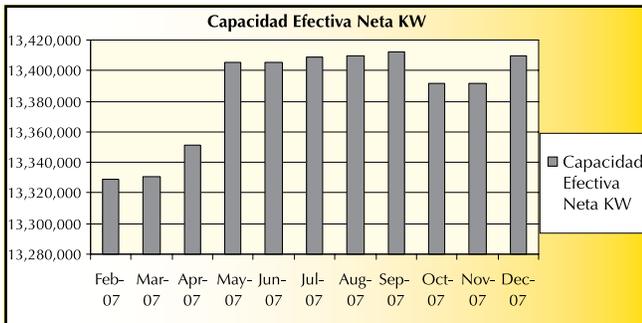
Fuente: XM



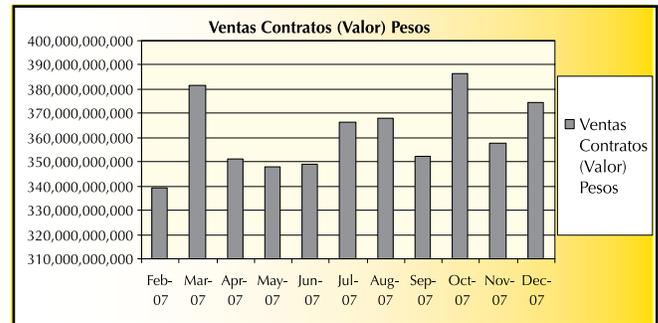
Fuente: XM



Fuente: XM



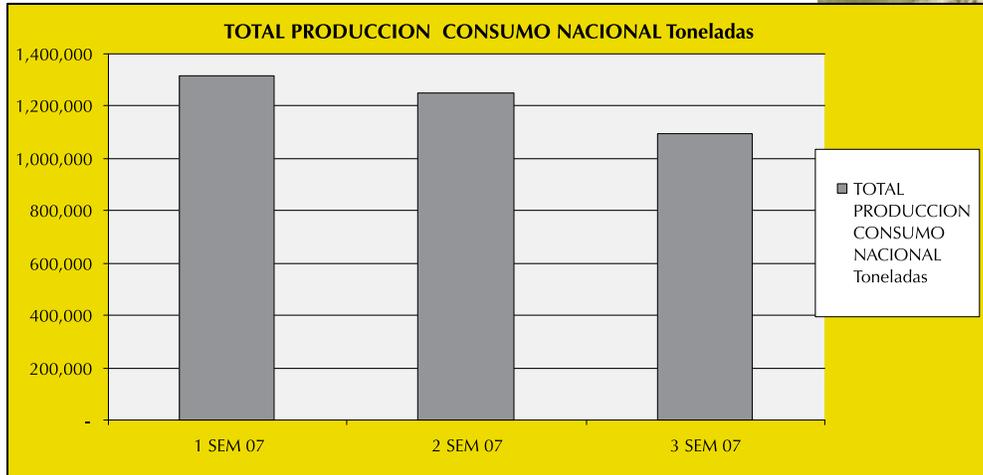
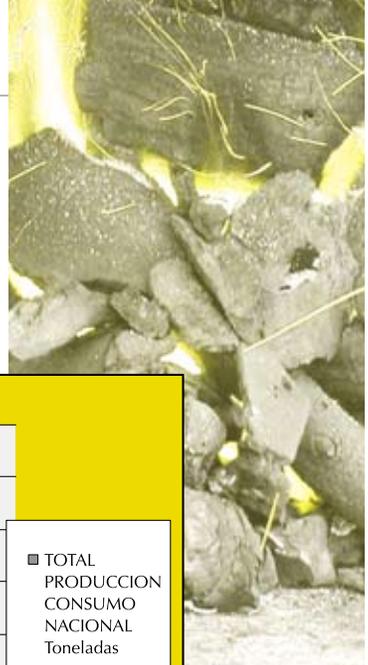
Fuente: XM



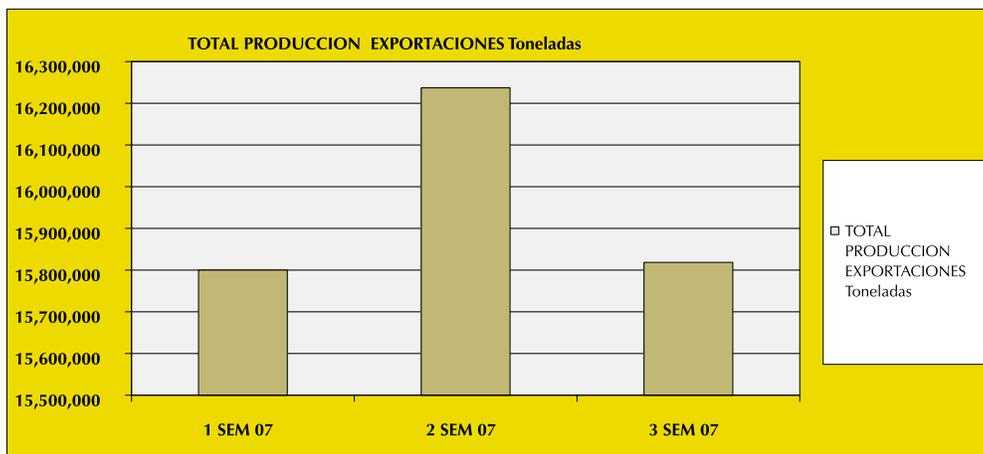
Fuente: XM



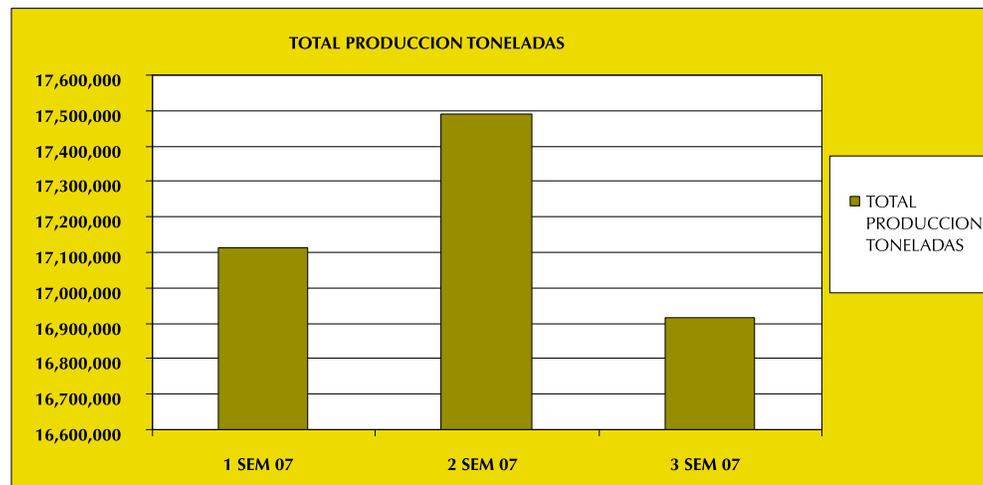
CARBÓN



Fuente: Ingeominas



Fuente: Ingeominas



Fuente: Ingeominas



Pauta para autores

1. La Revista *Boletín del Observatorio Colombiano de Energía*, del Centro de Investigaciones para el Desarrollo, de la Universidad Nacional de Colombia, considerará para su publicación artículos de la siguiente tipología: de investigación científica y tecnológica, de reflexión, de revisión y cortos. También, reportes de caso, revisiones de temas, documentos de reflexión no derivados de investigación, análisis de coyuntura de autores nacionales o extranjeros en español, inglés y portugués y reseñas bibliográficas, cuyo objetivo sea aportar al avance del conocimiento de los subsectores energéticos. El Consejo Editorial se reserva el derecho de realizar las modificaciones pertinentes.
2. Sólo se tendrán en cuenta para su publicación aquellos documentos que no hayan sido propuestos en otras revistas y cuya información sea 100% veraz.
3. El autor debe solicitar un formato de recepción de artículos, por correo electrónico o personalmente, el cual debe ser diligenciado y enviado junto con el artículo a obsce_bog@unal.edu.co. Éste formato se encuentra en <http://www.fce.unal.edu.co/oce/index.php>.
4. Los trabajos serán sometidos a arbitraje doblemente ciego y evaluados por dos árbitros designados por el comité editorial de acuerdo con los siguientes criterios: originalidad, calidad científica, rigor conceptual y metodológico, claridad y coherencia en la argumentación y en la exposición. Los conceptos de la evaluación se le entregarán o enviarán al autor.
5. La recepción de documentos se realiza durante todo el año y el tiempo de evaluación de éstos será de 30 días hábiles a partir de su recepción.

NORMAS EDITORIALES

1. Los trabajos se deben presentar en formato de Word (texto) o Excel para PC (cuadros y gráficas). Pueden tener hasta 4000 palabras para documentos tipo 4.), 7.) y 8.) y hasta 7000 palabras para documentos tipo 1.), 2.), 3.), 5.) y 6.). Incluyendo notas, referencias bibliográficas y tablas.¹
2. El autor debe incluir los datos de su dirección postal, número de teléfono y correo electrónico. En la publicación únicamente aparecerá el correo electrónico.
3. El resumen en español y en una segunda lengua (portugués o inglés)² debe tener una extensión de máximo 100 palabras. Especificar máximo cuatro palabras clave en español. Las palabras clave deberán ir después del resumen.
4. El título del artículo debe ser explicativo y recoger la esencia del trabajo.
5. Las tablas deben tener un encabezamiento específicamente descriptivo, estar citadas en el texto, y las abreviaturas y símbolos explicados al pie de la tabla.
6. Se requiere que los cuadros, gráficos o mapas sean muy legibles, con las convenciones muy definidas. Cuando sean gráficas originadas en Excel, debe incluirse el archivo fuente de los datos.
7. Las referencias bibliográficas deben conservar el estilo autor–fecha, insertadas en el texto [López 1998], no como nota de pie de página. Cuando la referencia se hace textualmente, el número de la página de donde se tomó debe ir inmediatamente después de la fecha, separado por coma [López 1998, 52], si incluye varias páginas [López 1998,

¹ Ver definición de tipologías al final del documento.

² En caso de inhabilidad para escribir en un segundo idioma, el OCE se encargaría de esta tarea

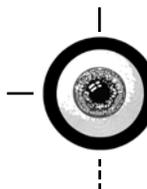


- 52-53,] y en caso de varios autores [López *et al.* 1998].
8. Las referencias bibliográficas deben ir al final del texto. La bibliografía debe limitarse a las fuentes citadas en el artículo, y estar ordenadas alfabéticamente por apellido. En caso de registrarse varias publicaciones de un mismo autor, ordenarlas cronológicamente en el orden en que fueron publicadas. Cuando un mismo autor tiene más de una publicación en un mismo año, se mantiene el orden cronológico, y se utilizan letras para diferenciar las referencias de ese mismo año [2001a].
 9. Cuando se usen fuentes de Internet, se debe mencionar el autor, si lo tiene, y la dirección de la página WEB consultada.
 10. Los encabezamientos de cada sección se escribirán en negritas, a la izquierda y en mayúscula sostenida.
 11. Los símbolos matemáticos deben ser muy claros y legibles. Los subíndices y superíndices deben estar correctamente ubicados.
- 3) *Artículo de revisión.* Documento resultado de una investigación donde se analizan, sistematizan e integran los resultados de investigaciones publicadas o no publicadas, sobre un campo en ciencia o tecnología, con el fin de dar cuenta de los avances y las tendencias de desarrollo. Se caracteriza por presentar una cuidadosa revisión bibliográfica de por lo menos 50 referencias.
 - 4) *Artículo corto.* Documento breve que presenta resultados originales preliminares o parciales de una investigación científica o tecnológica, que por lo general requieren de una pronta difusión.
 - 5) *Reporte de caso.* Documento que presenta los resultados de un estudio sobre una situación particular con el fin de dar a conocer las experiencias técnicas y metodológicas consideradas en un caso específico. Incluye una revisión sistemática comentada de la literatura sobre casos análogos.
 - 6) *Revisión de tema.* Documento resultado de la revisión crítica de la literatura sobre un tema en particular.
 - 7) *Documento de reflexión no derivado de investigación*
 - 8) *Reseña bibliográfica.*

Nota de Copy Right: Los artículos se pueden reproducir citando las fuentes correspondientes.

DEFINICIÓN TIPOLOGÍAS

- 1) *Artículo de investigación científica y tecnológica.* Documento que presenta, de manera detallada, los resultados originales de proyectos de investigación. La estructura generalmente utilizada contiene cuatro partes importantes: introducción, metodología, resultados y conclusiones.
- 2) *Artículo de reflexión.* Documento que presenta resultados de investigación desde una perspectiva analítica, interpretativa o crítica del autor, sobre un tema específico, recurriendo a fuentes originales.



Boletín del
BSERVATORIO
Colombiano de Energía



CID Centro de
Investigaciones
para el Desarrollo



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA
SEDE BOGOTÁ
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

Diseño editorial
Impresol ediciones ¶ Mauricio Moreno

Impresión y Acabados
Impresol ediciones Ltda. (57) (1) 250 8244
Bogotá, Colombia.