

# **SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS**

## **COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

**Informe No 18 – 2007**

### **PARTE I REFLEXIONES SOBRE EL DOCUMENTO DE ABASTECIMIENTO DE GAS PREPARADO POR LA CREG**

### **PARTE II REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE MODELOS PARA INFERIR EL PODER EN MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD**

**Preparado por:**

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

**Bogotá, Agosto 31 de 2007**

## CONTENIDO

<b>1. RESUMEN EJECUTIVO.....</b>	<b>1</b>
<b>2. REFLEXIONES SOBRE EL DOCUMENTO DE ABASTECIMIENTO DE GAS PREPARADO POR LA CREG.....</b>	<b>2</b>
2.1 NIVELES DE CONTRATACIÓN ACTUALES.....	2
2.2 HORIZONTES DE CONTRATACIÓN DEL PARQUE TÉRMICO.....	3
2.3 SUSTITUCIÓN POR COMBUSTIBLES LÍQUIDOS.....	4
2.4 REGULACIÓN DEL PRECIO EN BOCA DE POZO.....	6
2.5 ALGUNAS IDEAS SOBRE EL QUE HACER.....	7
<b>3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE MODELOS PARA INFERIR EL PODER EN MERCADOS MAYORISTAS DE ELECTRICIDAD.....</b>	<b>8</b>
3.1 KLEMPERER, MEYER 1989.....	10
3.2 GREEN, NEWBERRY 1992.....	11
3.3 WOLFRAM 1999.....	13
3.4 BORENSTEIN ET. AL.....	14
3.5 WOLAK 2000.....	15

## 1. Resumen Ejecutivo

Este informe toca dos temas. El primero hace referencia a la estrechez en el abastecimiento de gas natural que reporta la CREG en un documento reciente. Si bien el país cuenta con reservas para casi 30 años, y por lo tanto no hay razones de largo plazo para frenar el programa de masificación de gas natural que ha mostrado ser exitoso, 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. Esta coyuntura puede afectar seriamente al sector eléctrico porque el paso a combustibles líquidos va elevar el costo marginal del parque térmico y con ello los precios de equilibrio en el mercado mayorista. Además, el sistema, ante la escasez de gas natural, es muy vulnerable en el evento de una sequía prolongada.

En el informe se plantean para discusión algunas soluciones, como establecer un mecanismo que facilite las transacciones de contratos para que la firmeza se concentre en los agentes con mayor disponibilidad a pagar por ella; que los productores y transportadores resuelvan la sobrecontratación primaria en ciertos pozos y gasoductos, dando carácter interrumpible a los excedentes y, sobre todo, que ECOPETROL inicie a la mayor brevedad la expansión de la planta de tratamiento de Cusiana, con la capacidad necesaria para cubrir los crecimientos de demanda, por lo menos hasta que se reviertan los flujos con Venezuela. Como alternativa se plantea que el regulador obligue a los productores a negociar el gas crudo de este campo y permita que distribuidores y/o transportadores desarrollen la infraestructura de tratamiento. Finalmente el informe no se opone a una revisión de la metodología regulatoria para fijar el precio en boca de pozo pero destaca los riesgos de la deregulación, y sus probables efectos en el precio futuro de la energía eléctrica.

La segunda parte ofrece un breve resumen de distintos desarrollos teóricos para medir el poder de mercado, y su uso, en mercados mayoristas de energía eléctrica. El objeto de esta revisión es introducir una serie de ejercicios que realizará el CSMEM para contar con indicadores de poder de mercado alternativos al de Wolak, que ya se estima periódicamente. Estos ejercicios utilizarán como Proxy del costo marginal, los resultados de las corridas del MPODE por parte de XM en los últimos años.

## **2. Reflexiones sobre el Documento de Abastecimiento de Gas preparado por la CREG**

Para el CSMEM el problema de abastecimiento de gas es un tema central no solo porque es necesario anticipar posibles situaciones de escasez del combustible que deriven en eventuales racionamientos eléctricos, sino porque la insuficiencia de gas y el consecuente cambio hacia sustitutos altera los costos marginales de generación y con ello los precios esperados de la energía eléctrica.

El documento de la CREG<sup>1</sup> confirma temores que se venían gestando en la percepción de los agentes alrededor de un posible desabastecimiento. Sólo hasta noviembre del 2006 se hicieron públicos los datos de contratación y capacidad en materia de producción y transporte de gas. Antes de esta fecha, ningún analista externo contaba con soportes para juzgar los balances actuales de oferta y demanda de gas natural ni, en consecuencia, estimar escenarios futuros. Como lo muestra el documento la situación es crítica y es necesario tomar medidas de corto, mediano y largo plazo para evitar el desabastecimiento.

A continuación se presentan algunos puntos de reflexión con la intención de aportar en el debate sobre el tema y para trazar líneas de investigación en el futuro.

### **2.1 Niveles de contratación actuales**

Actualmente los volúmenes contratados en firme de gas natural exceden la capacidad tanto en transporte como en producción. Lo anterior explica porque en varias ocasiones las térmicas del interior han salido despachadas en mérito pero se debe hacer una reprogramación por falta de disponibilidad de gas. Cuando se trata de coyunturas puntuales, el incumplimiento de compromisos en firme no ocasiona traumatismos en el mercado pero afecta el costo de la energía eléctrica porque es necesario acudir a reconciliaciones, ordenando la generación de plantas por fuera de mérito. Si bien este costo se debería trasladar al proveedor de gas que incumple el contrato, en la práctica, el incidente se supera con sanciones apenas indicativas que no desestimulan el comportamiento. ECOPETROL, que es el agente responsable de la sobrecontratación, tiene algún margen para cumplir los compromisos, reduciendo su propia demanda en la refinería. No obstante, no siempre lo hace. Si, con anterioridad a la elaboración de la oferta se notifica a la planta una indisponibilidad de gas, no se crea una situación de

---

<sup>1</sup> Análisis de la situación de abastecimiento interno de gas natural en el corto, mediano y largo plazo. Documento para discusión CREG-046. 28 de junio del 2007.

reprogramaciones y reconciliaciones, pero la eventual retirada la oferta en el rango de competencia, presiona al alza los precios del spot en energía eléctrica.

El problema de fondo con la sobrecontratación, no obstante, se corre en un escenario crítico de hidrología. En este caso, todas las garantías que han establecido la regulación y el mercado para contar con firmeza, basadas en la existencia de contratos, sencillamente no se pueden cumplir porque físicamente no hay la capacidad de producción y/o transporte para respaldar los compromisos. Por ejemplo, las térmicas del interior a enero del 2007, tenían contratados 182 MPCD y la capacidad del tramo Ballenas Barranca sin compresión, alcanzaba apenas los 142 MPCD y se debían atender compromisos con agentes no térmicos. Una exigencia máxima del parque térmico en el Magdalena Medio, habría sido imposible de atender. De esta manera, el sistema de garantías está montado sobre factores inciertos, lo que aumenta el riesgo de un apagón bajo hidrologías críticas.

El origen de la sobre-contratación en transporte y producción obedece a infortunados eventos en el pasado, según los cuales después de adquirir compromisos contractuales sobre el gas del Opón, se re-estimó a la baja el potencial del campo. Los compromisos se sostuvieron con base en el gas de la Guajira y presionando la capacidad de transporte en el tramo Ballenas - Barranca. Este evento, entendible dados los niveles de incertidumbre que maneja la geología, ocurrió hace más de 10 años. En este lapso no se ha corregido el descalce entre capacidad y compromisos y el mercado mayorista ha estado soportando las garantías sobre parámetros imposibles de cumplir.

## **2.2 Horizontes de contratación del parque térmico**

Varias térmicas de la costa ya no cuentan con contratos de firmeza. Para efectos del mercado eléctrico es el equivalente a que se hubiese reducido la oferta (las plantas sin contratos solo están disponibles si hay excedentes a buen precio en el mercado secundario de gas), presionando los precios al alza; desde el punto de vista de firmeza, son plantas que no están en capacidad de generar en situaciones hidrológicas críticas cuando aumenta la presión por el gas disponible. (Ej: Candelaria que agota el gas liberado por el laudo arbitral a finales de este año; Proeléctrica tiene disponibilidad hasta el año próximo en el secundario; y Termoguajira y Termocartagena no cuentan con contratos).

Por otra parte, las térmicas con menores porcentajes de despacho (interior y Valle) son las que tienen contratos a más largo plazo. En contraste TEBSA, que es la planta

térmica con mayor capacidad y frecuencia de despacho, solo tiene asegurada su firmeza hasta finales del 2009. Como muestra el documento de la CREG, para ese año, la demanda de firmeza excederá la capacidad, con lo cual no está asegurado el destino de esta planta, ni de la repotenciación de Flores.

La capacidad de producción del gas de la guajira, entonces, está comprometida en plantas de bajo nivel de despacho: Merrieléctrica 6.9%, Termocentro 12.2%, Termosierra 7.1% y Termovalle 3.4%, para el período 2005-2006 (Generación/capacidad). De sostenerse esta tendencia, la planta marginal que fija los precios en el spot en situaciones de alta demanda y baja hidrología, se desplazaría hacia el interior, donde los costos variables del gas son considerablemente superiores por el mayor transporte. Si no logran asegurar el gas estos agentes en la costa, la oferta se restringe considerablemente.

### **2.3 Sustitución por combustibles líquidos.**

La señales para sustituir el gas natural por combustibles líquidos, contenidas en la regulación del cargo por confiabilidad, son eficientes desde el punto de vista macro y microeconómico. Macro, porque dada la estrechez del abastecimiento de gas, es ineficiente que se acapare capacidad de producción y transporte para plantas que están dando un aporte muy marginal de energía y restando espacio para que otros sectores (industria, residencias y vehículos) se expandan y aprovechen el gas que es económico y amigable con el medio ambiente.

Desde el punto de vista microeconómico es claro que varias plantas de bajo despacho encuentran más rentable generar con un combustible más caro en términos variables pero sin incurrir en los costos fijos que imponen los Take or Pay. Una simulación sencilla, considerando los costos del boca de pozo de Guajira, las tarifas reguladas de transporte, los niveles actuales de Take or Pay (que por razones históricas desconocidas son muy inferiores en el interior que en la costa) y la frecuencia esperada de despachos, indica que solo 4 de 20 térmicas (en el ámbito del gas de la Guajira) encuentran atractivo firmar contratos de firmeza de gas natural. En la costa, para Tebsa y Termoflores (y su repotenciación), la mejor alternativa de lejos es el gas. En el interior, únicamente seguirían consumiendo gas Termosierra y Termocentro, bajo una improbable situación en que el productor mantiene los niveles actuales de Take or Pay (25%).

Desde este punto de vista, el documento de la CREG es acertado en señalar como parte de la solución al desbalance de firmeza en gas se encuentra en la sustitución por

combustibles líquidos por parte del parque térmico. De igual forma, parece sensato que, si se otorga flexibilidad a los contratos para que estos cambien de manos, desde los agentes que encuentran rentable la sustitución hacia aquellos que más los valoran, se generen una serie de transacciones gana – gana. Las plantas eficientes, localizadas cerca del pozo, con altos índices de despacho, podrán asegurar el suministro de largo plazo, con lo cual se despeja su futuro (y el del mercado). Las plantas de bajo despacho pueden vender sus contratos con un plus que les cubra los costos de sustitución de combustibles, con lo cual, además se liberan de un cargo fijo. Finalmente el productor (y el transportador), aumentan los niveles de utilización de su capacidad, porque venden a agentes con una mejor relación uso/máximo contratado. Esta flexibilidad es positiva, obviamente bajo el entendido, que se corrige la sobre contratación primaria de transportadores y productores. Si la capacidad física está sobre vendida, los contratos no son un soporte para otorgar confiabilidad.

Sobre este punto se deben hacer tres comentarios. En primer lugar, el documento menciona la posible sustitución en TEBSA. Precisamente esta planta, junto con Flores, deben seguir demandando gas: en la costa no hay restricciones de transporte, tienen un porcentaje alto de despachos (63% y 51% respectivamente), y les sale mucho más económico generar con gas que con cualquier sustituto líquido. La sustitución de estas térmicas es un mal negocio para las plantas, los transportadores y productores de gas y desde luego, para el MEM, que vería incrementar considerablemente los precios.

En segundo lugar, es necesario profundizar en los requerimientos logísticos para adecuar las plantas a los sustitutos y relacionar el cargo de confiabilidad con el número de días que pueden ofrecer su energía en firme. En el año del 97-98, por ejemplo, las térmicas estuvieron prendidas constantemente más de un mes. Es posible almacenar el combustible para períodos tan prolongados o asegurar mediante contratos el suministro diario (esporádico) de combustible para alimentar los requerimientos de las plantas operando a plena capacidad? Este tipo de preguntas se deben resolver para que el cargo de confiabilidad realmente blinde al país de un nuevo racionamiento, a niveles razonables de probabilidad.

En tercer lugar y este punto es central para el CSMEM, el proceso de sustitución de gas natural hacia líquidos va a elevar el costo marginal de la generación y tendrá un impacto en los precios del mercado mayorista. En términos muy generales, el costo del gas, puesto en planta, actualmente es menos de la mitad del sustituto (Varía en cada planta, en función de la localización, el sustituto que utilice, la eficiencia y la frecuencia de despacho). La decisión de sustituir recae en que el componente fijo (ToP) pesa mucho en los costos medios si el despacho es bajo. No obstante, el costo relevante al momento de preparar ofertas es el costo marginal y este va más que doblar el del gas.

En un mercado con demanda dinámica y una oferta estática, como ha sido el eléctrico en los últimos años, cada año la planta marginal será una más ineficiente y, con certeza, las plantas que sustituyan empezarán a fijar precios en horas de alta demanda o en períodos de bajas hidrologías. Se puede esperar, entonces, un cambio estructural en los precios del MEM desatado por el proceso de sustitución. Sería esencial contar con simulaciones para determinar este impacto, con el objeto, entre otros, de dar señales de expansión con base en alternativas como el carbón.

## **2.4 Regulación del precio en Boca de Pozo**

El documento de la CREG presenta un análisis interesante acerca de la incapacidad del precio regulado del gas Guajira para dar señales de escasez. Explica como, si se diera libertad al precio, se reduce la demanda, en el largo plazo se expande la oferta, y se corrigen los desbalances. En este aspecto se debe ser muy cuidadoso.

El gas natural en Colombia se produce en condiciones casi monopólicas dada la altísima participación de ECOPETROL y con características de no transable. Cuando se da libertad a un monopolio, este elevará el precio y reducirá las ventas generando un sub óptimo social. El precio de los sustitutos es tan lejano, que un escenario de deregulación se puede traducir en aumentos considerables de precios (demanda inelástica) lo que podría comprometer la competitividad de sectores industriales y en general, el desarrollo de la industria del gas. La deregulación, obviamente, tendría un efecto importante sobre el precio de la energía eléctrica.

Por otra parte, no se debe esperar que el aumento de precios incremente la oferta en el corto o mediano plazo. En el corto plazo, porque la capacidad de producción está limitada por las condiciones operativas en el caso de la Guajira y por la capacidad de tratamiento en el caso de Cusiana. De hecho, si estos agentes están artificialmente reteniendo capacidad de producción (negando suministro a demandas por contratación que podrían ser técnicamente atendidas), el comportamiento se podría calificar como abuso de posición dominante.

No obstante este no parece ser el caso. Las rigideces de producción son ciertas y una elevación del precio de boca de pozo no va a generar mayor oferta en el corto plazo. En el mediano y largo plazo, por otra parte, la expansión de la oferta depende del éxito en los procesos de exploración (más estrechamente ligados al precio del petróleo), una variable completamente exógena al equilibrio del mercado.



El gas natural en Colombia, se comporta como un bien no transable, ofertado por una organización industrial concentrada y por lo tanto, el nivel del precio, por lo menos bajo las condiciones actuales no debe deregularse. La deregulación, como lo indica el documento CREG elevaría los precios y deprimiría la demanda hasta corregir el desequilibrio. Sin embargo el nuevo equilibrio no es superior, en términos de eficiencia económica al actual “desequilibrio”. Se reduciría el consumo de gas, se elevaría el costo de la energía eléctrica y de productos industriales expuestos a la competencia y se aumentarían las rentas percibidas por los productores. En este contexto, la deregulación no asegura un equilibrio deseado de mercado competitivo, en la medida en que no están dadas las condiciones estructurales para que ello ocurra.

La intención de revisar el precio regulado de boca de pozo puede tener sentido dados los diferenciales que se han observado en el mercado secundario y los mayores valores a que se están transando el gas de los nuevos yacimientos. Revisar la fórmula regulatoria puede ir en la dirección correcta si se considera el costo de oportunidad del gas (precio internacional menos costos de ponerlo en el mercado internacional); deregular puede implicar sacrificios de eficiencia económica enormes, una transferencia de rentas entre agentes y no conducir al resultado esperado de mayor oferta. (El precio deregulado no lo determina el costo de oportunidad internacional sino el costo de los sustitutos internos y el equilibrio entre ingreso marginal y costo marginal).

## **2.5 Algunas ideas sobre el que hacer**

Las soluciones al problema de suministro se deben concentrar en el lapso 2008 - 2012 cuando se revierta el flujo con Venezuela. En las decisiones no se debe ignorar el hecho de que Colombia tiene reservas para casi 30 años a los niveles actuales de consumo. No se trata, entonces, de abandonar los planes de masificación que se han venido cumpliendo en la última década y reenfocar el sector energético hacia otros combustibles mas costosos y contaminantes. Hay reservas pero no capacidad de producción y algunas restricciones de transporte. Como lo menciona el documento de la CREG, la regulación no puede, por si misma, resolver el problema. Se requiere un plan coordinado de los responsables de la planeación (Ministerio-UPME), la regulación y los productores y transportadores. De hecho la situación de escasez que se prevé para el futuro inmediato era conocida por los productores de tiempo atrás. En este orden de ideas se sugiere que:

- ECOPETROL acelere la construcción de una nueva planta de tratamiento del gas de Cusiana con capacidad suficiente para abastecer la demanda esperada por lo menos hasta el 2012. Si ECOPETROL se rehúsa, el regulador debe obligar a vender gas crudo a los interesados y permitir que los distribuidores o transportadores construyan las instalaciones de tratamiento. Cualquiera de estas estrategias elimina los faltantes de firmeza en el futuro inmediato y permite que la masificación del gas mantenga su impulso.
- Facilitar las transacciones contractuales entre agentes, permitiendo precios por encima del máximo regulado, para que este mercado de contratos, reconozca los excesos de demanda de capacidad.
- Corregir la sobre contratación de firmeza en transporte y producción. Será necesario dar carácter de interrumpible a ciertos volúmenes transados e incurrir en los costos que esto conlleva (ej: Refinería y una renegociación con las térmicas de Venezuela, que tienen sustitutos menos costosos y por lo tanto exigen una menor prima por modificar las condiciones de los contratos).
- Hacer explícito en los procedimientos de reconocimiento por cargo de confiabilidad la firmeza que otorgan los distintos arreglos logísticos y contractuales de plantas abastecidas por combustibles líquidos. Esto con el fin de que la confiabilidad contratada sea efectiva cuando se exija y durante el tiempo que se exija.
- Hacer pública toda la información contractual y de capacidad, en los mercados primarios y secundarios de gas.
- Trazar un plan de expansión de gas que permita determinar los requerimientos de transporte bajo la distribución espacial esperada de la producción y el consumo en el corto mediano y largo plazo.
- Diseñar mecanismos financieros (y regulatorios) que reduzcan el riesgo de emprender aquellas inversiones de transporte que se requieren para atender la demanda en los distintos nodos. Bajo la libre iniciativa, es probable que el riesgo de acometer estas inversiones sea excesivo, lo que dificulta que un plan de expansión se cristalice en nueva infraestructura, con la oportunidad que se requiere.

### **3. Revisión Bibliográfica de Modelos para Inferir el Poder en Mercados Mayoristas de Electricidad**

En la agenda del CSMEM está contemplado iniciar una serie de ejercicios para medir el poder de mercado que ostentan los distintos agentes en el MEM. Hasta la fecha, el comité ha basado el análisis de poder de mercado en el índice de Lerner derivado de la elasticidad precio de la demanda residual, siguiendo, con algunas variaciones, la propuesta de Wolak. Este indicador se actualiza mensualmente para cada agente y permite, de alguna forma, alertar a los responsables del desempeño del mercado cuando el índice adopta valores críticos. Un paso adicional en esta línea es medir el índice considerando los niveles de compromisos adquiridos por cada agente en el mercado de contratos bilaterales. Para ello, se utilizará, la metodología “ampliada” de Wolak y se espera contar con resultados en la entrega de octubre.

La teoría económica, no obstante, ofrece vías metodológicas alternativas para medir el poder de mercado y el grado de competencia que caracteriza el mercado. En este informe, se presenta una breve reseña de 5 modelos<sup>2</sup> orientados al tema, con el propósito de analizar la viabilidad de su aplicación al caso colombiano.

En términos generales se presentan dos grandes obstáculos para la estimación de los modelos al MEM. La primera está relacionada con el número de agentes. La mayoría de los modelos se han desarrollado para duopolios, lo que simplifica la formulación de modelos en el ámbito de la teoría de juegos. Extrapolar estos algoritmos a mercados como el colombiano, con varios agentes, representa un reto en la formalización de los modelos.

El segundo, y quizás más importante, obstáculo para aterrizar estas metodologías es la configuración tecnológica de nuestro mercado, con preponderancia de generadores hídricos. En efecto, en los mercados donde se aplicaron originalmente estos modelos, el precio (en el margen) lo fijan plantas térmicas para las cuales es relativamente fácil determinar su estructura de costos a partir del precio del combustible, la eficiencia de la planta y factores medios que reflejen los gastos de AOM y costos de arranque. Este no es el caso en las plantas hídricas. En este caso el principal componente del costo es una variable endógena y subjetiva: la valoración que hace cada agente del agua que tiene almacenada. Este valor depende del comportamiento esperado de las lluvias

<sup>2</sup> Klemperer, Paul D., Meyer, M., “Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty.” *Econometrica* Vol. 57 Noviembre de 1989: 1243-1277.

Green, R., Newberry, D., “Competition in the British Electricity Spot Market.” *Journal of Political Economy* Vol. 100, Octubre 1992: 929-953.

Wolfram, C., “Measuring Duopoly Power in the British Electricity Spot Market.” *The American Economic Review*, Vol. 89, Septiembre 1999: 805-826

Borenstein, S., Bushnell, J., Knittel, R., “Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures” *The Energy Journal*, Vol. 20, No 4.

Wolak, F., “Measuring Unilateral Market Power in Wholesale Electricity Markets: The California Market, 1998-2000”

(estocástico) y del precio actual del mercado, lo que introduce la endogenidad al sistema de formación de precios. Para resolver este problema, y dado que excepto en el modelo de Wolak todas las metodologías involucran estimativos de costo marginal en la medición de poder de mercado, se acudirá a la historia de simulaciones realizadas por XM para el corto plazo como un estimativo del costo marginal.

A continuación se presenta la reseña bibliográfica, con algunos comentarios del comité acerca de su aplicabilidad.

### 3.1 Klemperer, Meyer 1989

A diferencia de los modelos clásicos de oligopolios, donde las variables estratégicas son precios (Bertrand) o cantidades (Cournot), en el modelo de Klemper y Meyer se propone una función que indique a que precio se ofrece determinada cantidad, siguiendo siempre una estrategia óptima. Cada agente, entonces, traza una estrategia en la cual la cantidad ofertada depende del precio que establezca el mercado y se ciñe a su estrategia cuando el mercado realice los precios. La “función de oferta de equilibrio” permite adaptarse a las condiciones de incertidumbre, relacionando precios y cantidades, sin asumirlas como fijas o dadas. De igual forma, se pueden establecer juegos en los que los agentes optimizan sus estrategias, considerando las estrategias de sus rivales. Los autores muestran como, si el mercado está influido por un shock estocástico, bajo ciertos supuestos, existe un equilibrio Nash único (para cada realización estocástica), en este tipo de estrategias que se denomina el “Equilibrio de la Función de Oferta”

La derivación del equilibrio se puede resumir de la siguiente manera. La empresa  $i$  maximiza su beneficio de acuerdo con la demanda residual que enfrenta. Para la firma  $i$  la demanda residual ( $DR_i$ ) es igual a la demanda total menos la oferta ( $S_{j \neq i}$ ) de las otras firmas a cada nivel de precios. Para el caso de  $n$  firmas:

$$DR_i = D(P^i) - S_{j \neq i}(P) = D(P^i) - q_{j \neq i}$$

El beneficio de la firma  $i$  se puede expresar como:

$$\pi_i = P^i * (D(P^i) - S_i(P)) - C(S_i(P)) = P^i * S_{j \neq i}(P) - C(S_{j \neq i}(P))$$

La Función de Oferta Marginal de Equilibrio, corresponde a la maximización de la función de beneficios:

$$S'_i(P) = (S_{j \neq i}(P)) / (\bar{P} - C'(q_{j \neq i})) + D'(\bar{P}) = (q_{j \neq i}) / (\bar{P} - C'(q_{j \neq i})) + D'(P)$$

Ante un escenario de certidumbre existen múltiples equilibrios, sin embargo, ante incertidumbre, el rango de equilibrios es mucho menor o único para cada realización.

De lo anterior, se deduce el comportamiento óptimo de una firma, ante certidumbre o no.

Este equilibrio puede ser mayor que el competitivo, mostrando así presencia de poder de mercado.

Este modelo no está pensado para el sector eléctrico y asume competencia de firmas simétricas. Por lo tanto, si bien es un avance teórico que aporta elementos formales para entender el probable comportamiento de estructuras oligopólicas y constituye la base de desarrollos posteriores aplicados a mercados de generación eléctrica, no se puede utilizar directamente al estudio del MEM en Colombia.

### 3.2 Green, Newberry 1992

Los autores proponen una metodología para medir el “mark-up” de dos generadores dominantes en un mercado eléctrico, a partir de los patrones de oferta y el precio de ejercicio. El modelo asume que las ofertas responden a estrategias óptimas de “Equilibrio de Función de Oferta” siguiendo los resultados del paper de Klemperer y Meyer.

Modelando el Mercado de Energía Británico como un duopolio donde la solución es simétrica (justificado por los autores), se parte del principio según el cual si:

$$q_i = q_j$$

Partiendo de la definición de beneficios para la firma i,

$$\pi_i = p * [D(p, t) - q_j(p)] - C[D(p, t) - q_j(P)]$$

Se deriva la condición de primer orden respecto a p, que arroja como resultado la función de oferta de equilibrio

$$\partial q_j / \partial p = (q_i) / [p - C'(q_i)] + D'(p) = 0 \Leftrightarrow p = C'(q) - [q / D_p]$$

Puesto que la función de “costo marginal de la industria” no se conoce, Green y Newberry estiman la siguiente función:

$$C'(q) = 18.5 + 0.1 * q \quad 0 \leq q \leq 30$$
$$C'(q) = 21.5 + 0.06 * (q - 30)^2 \quad 30 \leq q \leq 48$$

Dónde q barra recoge un ajuste de las cantidades generadas en función de la época del año. (Verano, invierno y estaciones de transición). Estas ecuaciones se parametrizaron a partir de los costos de generación para las estaciones convencionales en los años 1988 y 1989.

En las simulaciones se asumió un parámetro de pendiente de la demanda (lineal) de  $b=0.25$  tal que:

$$D(p,t) = a - 0.25p$$

Con base en la condición de primer orden y la cantidad “transada” q en un día, y asumiendo que cada firma ha seguido una estrategia óptima, es posible derivar la Función de Oferta de Equilibrio (FOE). De acuerdo con los resultados de los autores, el precio de equilibrio en la Gran Bretaña, si el mercado siguiera un equilibrio de función de oferta, estaría un 50% por encima del los efectivamente observados y prácticamente doblarían los costos marginales. Se concluye, entonces, que el duopolio analizado no está acudiendo a estrategias que agoten su poder de mercado, por un lado, y que el poder de mercado bajo esa configuración de la industria es elevado, por el otro.

El modelo de Green y Newberry se puede intentar estimar para Colombia, acudiendo a una versión anterior donde se despeja la estrategia optima de oferta bajo el “Equilibrio de la función de Oferta”, para un mayor número de agentes. Los costos en el caso colombiano se pueden obtener de simulaciones con el MPODE. Los resultados de esta aproximación se deben condicionar a los supuestos de la pendiente de la curva de demanda agregada, que es desconocida, por lo que su mejor interpretación es acudiendo a análisis de sensibilidad. Finalmente, aún cuando los mayores agentes cuentan con recursos de generación comparables, el supuesto de simetría puede ser inadecuado en la modelación del MEM.

### 3.3 Wolfram 1999

Wolfram busca explicar el tipo de competencia del sector eléctrico en el Reino Unido, sin incurrir en supuestos ex ante acerca del tipo de competencia (Cournot, Bertrand, Equilibrio de la función de oferta). Para ello desarrolla una nueva metodología que permite medir el poder de mercado basada en información confiable de costos y eficiencia de las plantas. Los mark up resultantes, los ajusta por un factor que incorpora la elasticidad de la demanda. Como resultado, se obtienen indicadores ponderados de la industria, sin analizar planta por planta.

Partiendo de la función de beneficio:

$$\pi_{it} = P(Q_t, X_t, \varepsilon_t) - C(q_{it}, Z_{it}, \varepsilon_{sit})$$

Donde, la demanda y los costos dependen de la cantidad generada, una serie de factores de oferta y demanda (Z y X) y shocks estocásticos por el lado de la demanda. La Condición de primer orden se puede reescribir como:

$$P_t = MC_i(q_{it}, Z_{it}, \varepsilon_{sit}) - \theta_{it} * q_{it} * P_q(Q_t, X_t, \varepsilon_t)$$

Dónde  $\theta$  igual a 0 si hay competencia perfecta y distinto en caso contrario, esto para  $\theta$  mayor o igual que 0. El parámetro  $\theta$  recoge las variaciones conjeturales de los distintos agentes, a partir de las cuales cada competidor infiere el grado de agresividad en las reacciones de sus rivales.

Al promediar  $\theta$ , ponderando por la participación del costo de cada empresa en el total:

$$P_t = MC(Q_t, Z_t, \varepsilon_{st}) + [P_t / \eta_t] * \left[ \sum_{i=1}^N k_{it} * (q_{it} / Q_t) * \theta_{it} \right]$$

De donde:

$$\theta_t = [(P_t - MC(.)) / P_t] * \eta_t$$

$\theta_t$  refleja un “mark-up” promedio de la industria distinto al que maneja la literatura convencional, como el índice de Lerner, puesto que está ajustado por la elasticidad de la demanda.

Para llevar a cabo la medición, Wolfram construye una curva de costo marginal para la industria de acuerdo a especificaciones técnicas, similar a Green Newberry, que

considera la depreciación, los costos de mantenimiento y los costos de operación según tipo de planta y combustible.

El análisis se centró en los meses de enero de 1993 y Julio de 1993. La estimación se basa en la cantidad y precio “transados” en el mercado. Cada observación de cantidad se asocia con el costo marginal de la industria para ese nivel. De esta forma para un nivel  $q_0$  se tiene información sobre la cantidad, precio y costo marginal.

Siguiendo a Green y Newberry, (para efectos de comparación) se asume un parámetro  $b$  de la demanda de 0.25. Haciendo uso de lo anterior y de la ecuación:

$$\theta_t = [(P_t - MC(.)) / P_t] * \eta_t$$

Se obtiene el mark-up ajustado promedio de la industria. Dicho resultado es contrastado con el de Green et. Al. Wolfram encontró que los resultados se ajustaban a los de estos últimos autores (inferiores en 15 puntos porcentuales) y, en consecuencia, concluyó que las firmas en promedio ejercen un menor poder de mercado del que potencialmente podrían.

Con las simulaciones históricas de costo marginal proporcionadas por XM es posible replicar el ejercicio al caso colombiano. Nuevamente, ante el desconocimiento de la elasticidad precio de la industria va a ser necesario realizar un análisis de sensibilidad en un rango de probables parámetros.

### **3.4 Borenstein et. Al.**

Estos autores cuestionan los métodos tradicionales de medir poder de mercado por que los consideran adaptaciones de modelos de competencia perfecta, porque no son dinámicos y porque no toman en cuenta elementos importantes como la elasticidad de la demanda. Proponen, como alternativa, una medición del poder de mercado acudiendo a simulaciones en computador.

Partiendo del principio de Demanda Residual, cada firma maximiza sus utilidades estableciendo el precio y la cantidad para la cual se cumple la ecuación:

$$I_{mg}(DR, q) = C_{mg}(q)$$

La demanda residual en este caso es ex-post. Los autores plantean un algoritmo de iteraciones, en las cuales en cada etapa una firma toma como dado el comportamiento del resto y maximiza tal y como si fuese monopolista. En la siguiente iteración, la



segunda firma toma la estrategia óptima de la primera y optimiza dada esta información, tomando los datos iniciales para el resto firmas. El programa sigue el proceso, reiniciando con la primera firma dados las respuestas optimizadas del resto. EL algoritmo, tras iterar n veces, converge hacia un equilibrio que representa un Nash (dinámico) equivalente al que se obtiene bajo los supuestos del modelo Cournot.

El algoritmo se puede sintetizar de la siguiente manera:

- El primer jugador establece su producción como si los demás no tuviesen producción, en este caso su demanda residual es igual a la del mercado.
- El segundo jugador determina su producción de acuerdo a la producción del primero (tomándola como constante) y de su demanda residual.
- El tercero hace lo mismo tomando como dado la producción de 1 y 2 y maximizando de acuerdo a su demanda residual.
- El proceso sigue para cada jugador Cournot hasta que el beneficio para cada firma no cambie ante cambio de las otras firmas.

Según los autores el resultado de la iteración es el equilibrio de Cournot, el cual comparado con el equilibrio competitivo no da luces para medir el mark-up o poder de mercado para las firmas. El costo marginal se asume constante hasta el punto donde la empresa llega a su máxima capacidad.

La propuesta de Borenstein et al, parece abrir un campo de investigación interesante para analizar el poder de mercado en el MEM, porque no impone restricciones fuertes en términos del número de agentes o su simetría. No obstante, demanda cuantiosos recursos en programación y es necesario adecuar el algoritmo para considerar que los agentes hacen sus movimientos con más de una planta. En principio, esta última dificultad se puede obviar, cerrando el universo solo a las plantas que históricamente han fijado el precio, y asumir que el resto son tomadoras de precio.

### **3.5 Wolak 2000**

Wolak, se libera de los problemas de medición de costo marginal, aproximándose al índice de Lerner, y en consecuencia al cálculo de los incentivos unilaterales que tiene cada firma para ejercer su poder de mercado, Para ello acude al inverso de la elasticidad de la demanda residual promedio por cada hora del día.

Partiendo de una función de beneficio ordinaria y con base en las condiciones de primer orden con respecto a la cantidad, se obtiene la condición de maximización dada la demanda residual:

$$-1/\varepsilon_{hj} = (P_h - MC_{jh})/P_h$$

Que mide el poder de mercado como un mark up expresado en términos porcentuales del precio y corresponde al inverso de la elasticidad de la demanda residual. Obviamente, la firma, ex ante, no conoce su demanda residual efectiva, puesto que esta solo se realiza con el cierre del mercado y una vez incorporadas las ofertas de todas las firmas. No obstante, y basado en los resultados de los estudios anteriores, Wolak soporta la validez de este proceso de optimización, en el hecho de que se trata de un juego repetido, en el cual dado que existe un factor estocástico, los jugadores acuden a una estrategia del tipo EFO, que para un mercado administrado, se traduce en funciones de reacción tipo Cournot.

Puesto que la demanda es no continua es necesario hacer una aproximación para contar con un Proxy de la elasticidad en ausencia de derivada. Wolak acude a la elasticidad arco. De esta forma, para medir la elasticidad en un precio P cualquiera.

$$\varepsilon_{jh} = \frac{[DR_{jh}(P+\Delta) - DR_{jh}(P-\Delta)] / [(P+\Delta) - (P-\Delta)]}{[(P+\Delta) + (P-\Delta)] / [DR_{jh}(P+\Delta) + DR_{jh}(P-\Delta)]}$$

En donde  $\Delta$  toma valores de \$0.5, \$1 y \$5, establecidos por el autor. El CSMEM ha venido calculando el índice con base en la elasticidad en el punto medio de una regresión (cantidad-precio) para las 5 últimas observaciones de la curva de demanda residual.

Este modelo es muy útil, como se mencionó, porque permite medir el poder de mercado sin estimar costos marginales. Hacia el futuro, el CSMEM complementará el indicador, por una variante propuesta por Wolak en otro documento, donde incorpora al análisis el nivel de contratación de los agentes.