Necesidad de una Política de Seguridad de Abastecimiento y de Confiabilidad en el Sector de Gas Natural de Colombia: Impacto Económico en la Generación Eléctrica

INFORME FINAL

Presentado a **Compañía Colombiana de Inversiones S.A. E.S.P.**

Consultores:

Fernando Barrera Rey

Eduardo Afanador Iriarte

Dirección: Fedesarrollo

Astrid Martínez Ortiz Investigadora Asociada

FEDESARROLLO

Bogotá D.C., diciembre 12 de 2011

Bogotá DC, Colombia y Madrid, España

Dirección para correspondencia

amartinez@fedesarrollo.org.co

edafanadori@etb.net.co

fernando.barrera@frontier-economics.com

Los autores son, respectivamente, Investigadora Asociada de Fedesarrollo, Consultor Independiente, y Director Asociado de la empresa Frontier Economics Ltd.

Contenido

Introducción **5**

1. Los problemas del mercado colombiano de gas **9**

1.1 La economía política del gas en Colombia 11

1.2 Entorno regulatorio 14

1.2.1 El modelo de mercado de gas natural 14

1.2.2 Interacción con el sector eléctrico 15

1.3 Círculo vicioso del mercado colombiano..... 17

1.4 El mercado de flexibilidad..... 19

1.4.1 Demanda de flexibilidad 19

1.4.2 La oferta de Flexibilidad 24

1.5 Las perspectivas del Mercado 26

2. El tamaño del problema de flexibilidad **31**

2.1 El Gas en los Mercados Eléctricos 31

2.1.1 El papel del gas 31

2.1.2 Composición de la generación en mercados competitivos 32

2.1.3 Necesidad de una combinación de tecnologías 33

2.2 El Papel de la generación térmica a gas en Colombia..... 35

2.2.1 Capacidad térmica de generación instalada 35

2.2.2 Generaciones de seguridad 38

2.2.3 Efectos ambientales 38

2.3 Resolución privada del problema..... 39

2.3.1 Cambio de combustible 39

2.3.2 Efecto de la decisión privada sobre el mercado liberalizado 43

2.3.3 Efecto de la decisión privada en generación por restricciones 44

2.3.4 Efecto sobre los precios de energía 46

2.3.5 Efectos sobre el costo del servicio de energía eléctrica y el déficit entre subsidios y contribuciones 47

2.3.6 Efectos sobre los cargos de transporte de gas 48

2.4 Solución óptima al problema 50

2.4.1 Ejercicio de activo conjunto 51

2.4.2 Ejercicio sin resolver problema de activo conjunto 52

2.5 Conclusión 53

3. Algunas soluciones al problema de la flexibilidad 55

3.1 Solución histórica al problema 55

3.1.1 Flexibilidad para las térmicas 58

3.1.2 Signos de agotamiento 59

3.1.3 El fin del sistema 61

3.1.4 El agotamiento del sistema 62

3.1.5 Las lecciones de la historia 63

3.2 Soluciones indirectas..... 64

3.3 Lecciones de otros países 66

3.3.1 Reino Unido 66

3.3.2 Chile 73

3.3.3 Brasil 77

3.3.4 España 79

4. Recomendaciones Finales 83

4.1 La Necesidad de una Política de Seguridad de Suministro en Gas .. 84

4.1.1 Otros sectores energéticos en Colombia las tienen 84

4.1.2 Y el gas la necesita 85

4.2 La oportunidad del mercado de GNL 89

4.3 La apertura del mercado de gas 92

4.4 Una Política de Seguridad y Confiabilidad para el sector Gas 96

4.5 Imputación de costos. Una primera aproximación 96

Índice de Ilustraciones

Ilustración 1: Razón Reservas Producción en Colombia, Argentina y EEUU (1980-2010) 9
Ilustración 2: Relación entre consumo de gas per cápita y PIB per cápita ... 10
Ilustración 3: R/Ps relativos 18
Ilustración 4: R/P en gas y consumo de gas 18
Ilustración 5: Demanda de flexibilidad en Colombia: demanda térmica y total 20
Ilustración 6: Demanda mensual de flexibilidad 21
Ilustración 7: Desviaciones de gas (enero 2008, enero 2011) en la Costa ... 23
Ilustración 8: Fuentes tradicionales de flexibilidad 24
Ilustración 9: R/P colombiano (reservas probadas) 27
Ilustración 10: Balance de Gas, Colombia, 2012-2017 30
Ilustración 11: Pedidos de unidades de generación 32
Ilustración 12: Gas y liberalización 33
Ilustración 13: Composición del parque de generación de Colombia 36
Ilustración 14: Generación por tecnología en Colombia 37
Ilustración 15: Generación por restricciones (2007-11) 38
Ilustración 16: Rentas inframarginales necesarias para evitar la conversión a líquidos 42
Ilustración 17: Nuevas Curvas de oferta térmica 44
Ilustración 18: Sobrecosto de generaciones de seguridad por cambio de combustible 45
Ilustración 19: Sobrecosto de generaciones de seguridad (escenario GNL y GN) 46
Ilustración 20: Precios de energía en escenarios con líquidos 47
Ilustración 21: Costos sociales de generar 51
Ilustración 22: Beneficios de la elección pública 52
Ilustración 23: Demanda de gas en el interior 60
Ilustración 24: Racionamiento en suministro 61
Ilustración 25: Racionamiento en transporte 61
Ilustración 26: Comercio de gas en el RU 66
Ilustración 27: Origen y modo de las importaciones del RU 2010 67

Ilustración 28: Importaciones netas del RU 68
Ilustración 29: Mapa de infraestructuras de comercio internacional del Reino Unido 68
Ilustración 30: Oferta de flexibilidad en el RU 70
Ilustración 31: Inversión en generación convencional en España 80
Ilustración 32: Mapa de infraestructuras de gas en España 82
Ilustración 33: Terminales de importación planeados en 2007 y 2011 en los EEUU 93

Índice de Tablas

Tabla 1: Balance de Gas 2012 – 2017 21
Tabla 2: Interrupciones (Int) de transporte 22
Tabla 3: Interrupciones (Int) de campos 23
Tabla 4: Diferencias en R/Ps BP Review y MME 27
Tabla 5: Centrales a gas en Colombia 37
Tabla 6: Conversión a líquidos 40
Tabla 7: Elección privada de combustible 41
Tabla 8: Impacto sobre el déficit de subsidios tarifarios de energía eléctrica 48
Tabla 9: Comparación de cargos vigentes y aprobados para TGI 49
Tabla 10: Costos sociales de generación 53
Tabla 11: Riesgos en mercados liberalizados y aplicación a Colombia 65
Tabla 12: Régimen de acceso de terminales de GNL del RU 71
Tabla 13: Margen Plan de Continuidad 85

Introducción

A lo largo de los últimos 15 años, el sector de gas natural en Colombia ha experimentado un alto crecimiento de la demanda acompañado de la introducción y profundización de un marco de mercado, a partir de la Ley 142 de 1994. El sector logró – por medio de una combinación de mercado y política energética – su consolidación no sólo en los mercados locales, como los de la Costa Atlántica, Santander y Huila, sino en el nivel nacional, llevando el gas hasta sitios tan remotos de los campos de producción como el Valle del Cauca. Pero el dinamismo de la demanda comienza a dar claras señales de agotamiento – debido a la alta incertidumbre del suministro (físico y comercial) futuro – que se está resolviendo por medio de la probable eliminación del consumo del sector de generación térmica a gas.

A la fecha, el sector de gas padece dos problemas muy serios que impiden su desarrollo. De una parte no tiene oferta comercial suficiente para suplir la demanda de flexibilidad de largo plazo del sector térmico de generación y, de otra parte, no presta un servicio de confiabilidad para los usuarios en el día a día. En la actualidad, el abastecimiento de gas no puede satisfacer la demanda en situaciones estables (como la punta de demanda de un Niño) ni en situaciones de contingencia en las redes de transporte o del suministro. En la jerga del sector eléctrico, el sector de gas tiene un problema de suficiencia y de seguridad.

El problema de la flexibilidad de largo plazo implica la ausencia de una oferta económica en firme para el sector térmico. Aunque este problema se identificó en el año 2000, se ha agudizado en los últimos años, debido al aumento del consumo de otros sectores y a las exportaciones. Ante la ausencia de perspectiva de suministro de largo plazo, Colombia se encuentra entonces en la difícil situación de repartir la producción doméstica entre distintos sectores de consumo, sin que se cuente con una salida de política, de mercado – o de regulación, porque en estos sectores van estrechamente ligadas – que sea enteramente satisfactoria.

Si a esto se añade que este reparto se hace de manera administrada y, en ocasiones, – como pudo apreciarse en el pasado fenómeno de El Niño en 2009-10 – de manera un tanto opaca, es evidente que el sistema compromete la eficiencia de los dos sectores, el de gas y el eléctrico.

El reparto administrado del gas no tendría tantas consecuencias si sus probabilidades de ocurrencia fueran bajas. Pero el país ya ha pasado

por una serie de interrupciones de larga duración, que han dado un alto valor al lugar que un usuario ocupe en el reparto del gas escaso. El reparto administrado de un gas escaso es una situación inusual y dificulta el desarrollo del sector a futuro.

El sector de gas también sufre de un alto grado de vulnerabilidad ante las interrupciones de elementos del sistema. Como el sistema de transporte es poco enmallado, y hay pocos campos productores, las indisponibilidades de campos o de transporte tienen serias consecuencias sobre los usuarios del sector.

Esta situación no es desconocida por las autoridades sectoriales y, en los últimos meses, el Ministerio de Minas y Energía ha dado algunos lineamientos de política sobre el manejo de la oferta y la demanda de gas (Decreto 2100 de 2011). En la actualidad, esos lineamientos están representados por:

- Reglamentación del gas no convencional;
- Nuevas políticas de comercialización (mercado secundario, subastas de venta);
- Gestión de la información operativa y comercial, por medio de un nuevo agente institucional;
- Exportación de gas con criterio flexible;
- La posibilidad de autorizar inversiones en confiabilidad con una metodología que desarrollará la CREG.

Sin embargo, en el Decreto 2100 no existe un lineamiento específico sobre las importaciones, a pesar de que el ministro del ramo señaló en su momento, con claridad, la necesidad de hacerlo, no solo para garantizar el consumo doméstico sino para darle salida a las exportaciones:[1]

> «…*debemos explorar alternativas de suministro en el mercado internacional de gas, con el fin de aumentar la confiabilidad del servicio en nuestro país, que hoy tiene centrado su abastecimiento en las reservas existentes de gas y en el descubrimiento de nuevas reservas. Para ello, debe promoverse, sin limitación alguna, como lo establece el artículo 23 de la Ley 142 de 1994, la importación de gas, a través de terminales de regasificación como un mecanismo complementario que asegure la continuidad del suministro de*

[1] Palabras del Ministro de Minas y Energía, Carlos Rodado Noriega, Congreso de Naturgas, Cartagena abril 14 de 2011.

gas natural para todos los usuarios de este servicio y apuntale el sostenimiento y crecimiento de tan importante sector.»

El problema de las importaciones necesita entonces una promoción. Seis factores explican esta necesidad de promoción. Primero, que el tema de suministro es incierto y se corre el riesgo de subutilización de una infraestructura de importación que, dada la historia reciente del sector, parece real y alto. La segunda razón es que los principales demandantes del servicio de gas flexible importado, los generadores térmicos, tienen un alto riesgo regulatorio porque el regulador puede cambiar las condiciones de suministro que considere apropiadas para respaldar las obligaciones de energía firme, las cuales constituyen su principal fuente de ingreso. La tercera es que el diseño de mercado lleva a que los criterios administrativos pueden primar sobre las decisiones económicas y a que, por ende, no se materialice la oferta de gas que se requiere. La cuarta que la inversión en el terminal es una decisión conjunta de los generadores eléctricos y un activo de uso compartido haciendo que problemas de coordinación sean importantes y deban ser permitidos por el regulador y las autoridades. Quinto, que el activo de importación presta un servicio de confiabilidad que los generadores no podrán cobrar del mercado sin una imposición regulatoria. Por último, como se puede observar de la experiencia latinoamericana, los proyectos de importación son complejos, y requieren de la coordinación de varios agentes y del liderazgo del Gobierno para la promoción de los mismos.

Las importaciones ofrecen una solución de flexibilidad y pueden ser la salida a varios de los problemas del sector. Primero, viabilizan las ventas externas porque minimizan el riesgo de interrupción de las exportaciones debido a la falta de suministro doméstico. Segundo, las exportaciones resuelven el círculo vicioso que consiste en que un mercado pequeño no atrae inversión en exploración, razón por la que no hay nuevos descubrimientos ni desarrollo del mercado. El mercado se amplía con las exportaciones, se reduce la incertidumbre sobre el suministro futuro y se atraen nuevas inversiones. Tercero, las importaciones permiten resolver de forma económica la demanda estacional de las centrales térmicas. Cuarto, si se escoge la solución de infraestructura adecuada, se puede prestar un servicio de confiabilidad al diversificar las fuentes de suministro, ayudando a la minimización del riesgo de desabastecimiento. Quinto, la oferta de gas importado permite desarrollar los sectores potenciales de consumo de gas que han sufrido retrasos debido a la incertidumbre del suministro, reduce el costo de las interrupciones de corto plazo del suministro y el

riesgo de incurrir en pagos de compensaciones (a un alto costo de oportunidad) por interrupción de exportaciones.

Se requiere entonces una política pública que ayude a resolver las dificultades de desarrollo de la importación de manera autónoma, con un valor económico apropiado.

Este documento analiza las razones por las cuales se requiere de una política de seguridad de suministro en el sector de gas y la forma que podría adoptar dicha política. Consta de cuatro secciones, aparte de esta introducción:

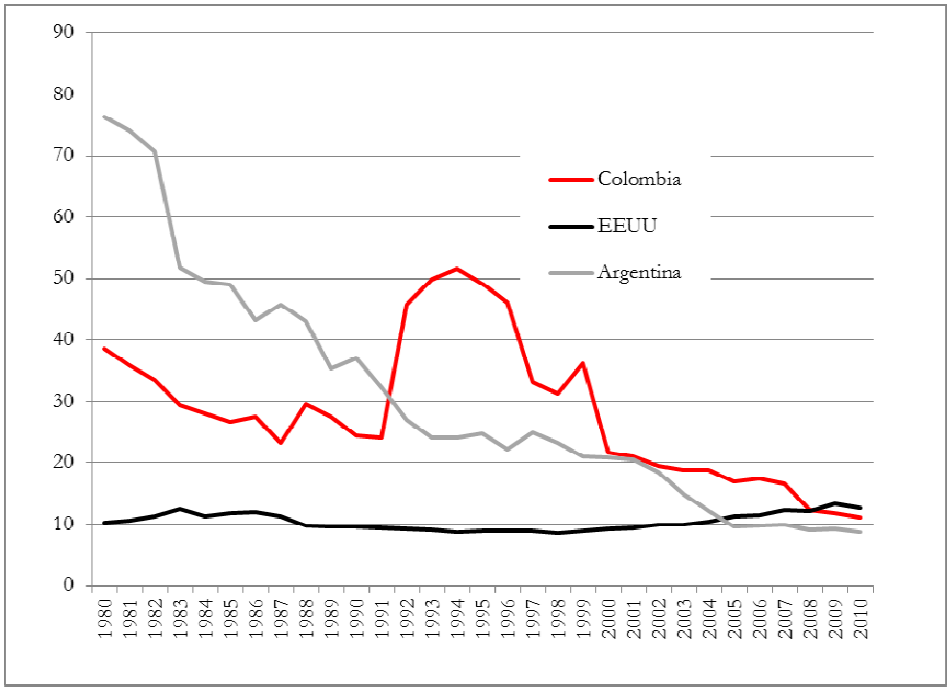
- La primera presenta el principal problema del mercado colombiano de gas;
- La segunda analiza lo que ocurrirá si el problema no se resuelve;
- La tercera explora la razón por la cual el problema no se resuelve de manera espontánea;
- La cuarta hace unas recomendaciones de política.

1. Los problemas del mercado colombiano de gas

El mercado colombiano, no tiene una historia muy larga pero sí grandes avances. La demanda de gas ha crecido de manera rápida, la penetración es envidiable para un país en desarrollo y la calidad del servicio es alta. Todo esto es un gran logro para un país que tiene baja intensidad de la demanda de energía y un bajo consumo per cápita de energía.

El desarrollo inicial del mercado estuvo muy ligado al de los mercados locales de Santander, Huila, el sur de Bogotá y la costa Atlántica, hasta que los grandes descubrimientos (Guajira y Cusiana) y del Plan de Masificación de Gas permitieron el surgimiento de un mercado nacional. El país logró desarrollarse a partir de una rápida ampliación del transporte y de un alto ratio de reservas/producción (ver Gráfico) en el período 1990-2010.

Ilustración 1: Razón Reservas Producción en Colombia, Argentina y EEUU (1980-2010)



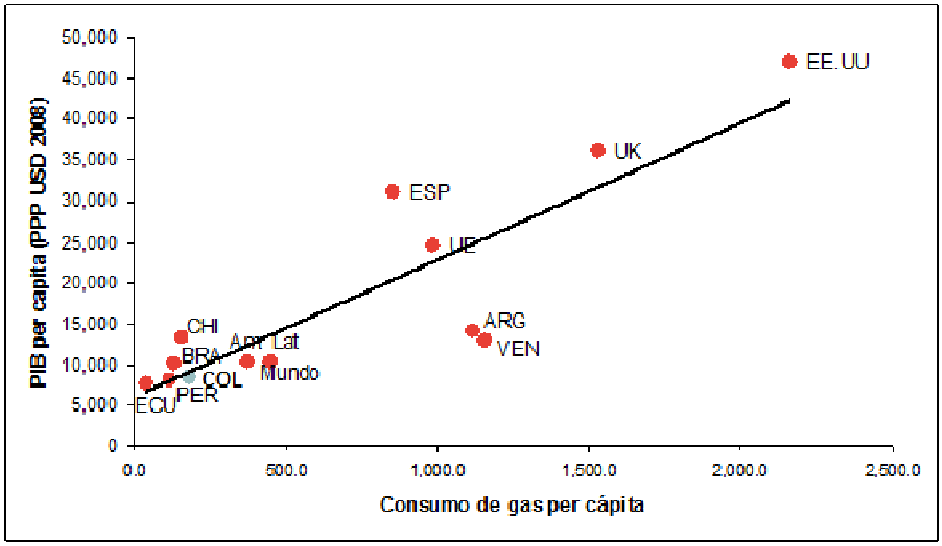
Fuente: BP Statistical Review of World Energy.

Como puede apreciarse, EEUU es un país que, gracias a la exploración, la innovación tecnológica y el alto desarrollo del mercado ha podido mantener el R/P en niveles constantes o de poca variación. Argentina es un caso paradigmático de un país que pasó de ser exportador neto de gas a ser un importador neto debido al bajo

desarrollo de nuevas reservas. La evolución de las reservas colombianas no se debe a un aumento grande de la producción sino a una reclasificación de las reservas probadas como probables hasta que no se definieran las condiciones de precio del desarrollo de las reservas de Cusiana y Cupiagua, descubiertas en 1989 y 1993, inicialmente contabilizadas como probadas.

El mercado colombiano, como otros países latinoamericanos, por su posición ecuatorial, sin estaciones, y su bajo grado de desarrollo, es un mercado pequeño. La siguiente ilustración lo presenta.

Ilustración 2: Relación entre consumo de gas per cápita y PIB per cápita



Fuente: BP Statistical Review of World Energy y Banco Mundial.

El mercado colombiano, no obstante lo pequeño, es singular: lo que lo hace único es la forma de la demanda. Hay una alta correlación de la demanda de gas y la demanda de generación térmica y hay una dependencia de ésta de la hidrología – debido a la baja regulación de los embalses – y del fenómeno de El Niño. La dependencia de la demanda de gas y el fenómeno de El Niño han creado un patrón de demanda que tiene las siguientes características:

- Bajo factor de carga: una baja demanda media comparada con la demanda en la punta;
- Un largo ciclo de demanda: alrededor de 5 a 10 años de duración entre puntas de demanda;
- Alta incertidumbre respecto al pico de demanda: el fenómeno de El Niño solo puede preverse con poca antelación y tiene diferentes intensidades y duraciones.

Esto hace que: 1) los períodos de demanda de punta estén concentrados en el tiempo, 2) la punta tenga una larga duración, y 3) que las puntas tengan una baja frecuencia, es decir, que se encuentren espaciadas en el tiempo. Como los mercados competitivos tienden a resolverse (*market clearing*) con frecuencias cortas, el mercado colombiano lleva a que los agentes le asignen una baja probabilidad a la ocurrencia de la demanda de punta y actúen en consecuencia, como lo ilustra la economía política del gas en Colombia.

1.1 LA ECONOMÍA POLÍTICA DEL GAS EN COLOMBIA

Colombia es un país con una alta aversión al racionamiento, que al mismo tiempo propició un entorno liberalizado como el que promulgó la Ley 142 de 1994. Las autoridades colombianas saben que los racionamientos duran un período largo de tiempo, en el cual, las interrupciones pueden hacerse poco sostenibles políticamente y lo conocen por experiencia propia. El racionamiento eléctrico de 1992 ha sido un determinante de la política energética colombiana, sobre todo por el error incurrido en su previsión. Así, en mayo de 1991, la administración Gaviria acometió un análisis de los requerimientos del sistema colombiano y la oferta instalada y concluyó:

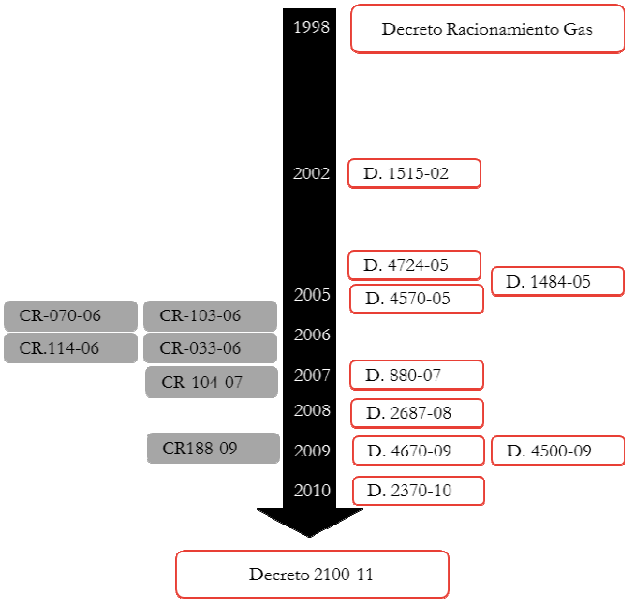
> "*La capacidad de generación eléctrica supera el consumo de los habitantes e industrias conectados por medio del sistema de distribución. Durante los últimos años, ha existido una sobreinstalación del sistema de generación entre el 30% y 40% de la capacidad efectiva instalada […], lo que equivale al doble de las reservas de seguridad normales*." (Conpes 2534, pp. 3)

A lo largo del año siguiente, el embalse agregado descendió de manera sustancial y el 2 de marzo de 1992 se decretó un racionamiento de energía de 13 meses equivalente a 5.183 GWh, un 14% de la demanda anual.

Al momento de la reforma eléctrica (Ley 143 de 1994) – que ha sido un antecedente muy importante para el mercado de gas – se buscaba evitar el racionamiento por medio de un mercado con baja propiedad estatal. Esto implicaba cierta pérdida de control sobre lo que pudiese ocurrir en situaciones críticas y la adopción de unas medidas intermedias – entre la participación privada y las subvenciones estatales – como fueron:

- La introducción de contratos de energía de largo plazo (PPAs) como los de Termovalle, Termoemcali, Tebsa, Termoflores I, y Paipa 4.
- El plan de masificación de gas, con la ubicación deliberada de centrales térmicas en los extremos de la infraestructura de transporte de gas y asunción de costos de la infraestructura de transporte (BOMT: *Built, Maintain, Operate and Transfer*) por la empresa estatal Ecopetrol;
- La decisión – tomada en el Conpes 3190 de 2002 – de que el Estado asumiese algunos de los costos de los contratos BOMT de transporte del interior del país.

En este esquema mixto, la alta aversión al racionamiento ha llevado a la intervención del mercado mayorista de electricidad en al menos dos ocasiones claras:



- La introducción de mínimos operativos en 1997-8;
- La regulación de las generaciones de seguridad de 2001 (motivado por la falta de transmisión tras la voladura de torres);

Y en el mercado de gas también se manifiesta esta aversión:

- La administración del gas y la intervención de precios y cantidades de los años 2009-10.

De otro lado, la percepción de escasez de gas natural de los últimos años, ha contribuido *per se* a que se modifique en múltiples ocasiones el mecanismo de asignación del gas.

El gráfico a la izquierda ilustra las modificaciones que el decreto de prioridad de suministro ha tenido desde el año 1998 en que se promulgó para cumplir con las leyes 142 de 1994 y 401 de 1997. Desde 2005 ha habido 9 modificaciones a este orden de prioridad y cambios adicionales por las regulaciones que las han acompañado.

La existencia de un estatuto de racionamiento y sus múltiples modificaciones es señal inequívoca de que las autoridades tendrán la gran tentación de intervenir en el mercado cuando amenace una situación de desabastecimiento. Si a esto se añade el hecho de que ha ocurrido en el pasado y que los costos de la intervención han sido trasladados a los usuarios, sin mayores consecuencias legales o políticas, es fácil concluir que el mercado no operará en las situaciones de menor holgura. En estas circunstancias, los agentes económicos tomarán decisiones arriesgadas a sabiendas de que en una situación de estrechez, la aversión del gobierno hará que las intervenciones les puedan proteger o, al menos, nivelar las cargas con otros competidores.[2]

Esta aversión al racionamiento contrasta con una organización de mercado muy liberal, sobre todo en la expansión del mercado de gas, y constituye una paradoja en este sector.[3] En la expansión eléctrica se cuenta con un ingreso adicional para remunerar la confiabilidad que permite contar con energía firme para atender una demanda de escenario alto, y con planificación centralizada de la red de transmisión. En el mercado de combustibles líquidos se ha creado un nuevo cargo de 36 US¢/MBTU para poder tener holgura en el transporte de combustibles líquidos hacia el interior del país.

Sin embargo, en el mercado de gas – donde la incertidumbre de nuevas fuentes de suministro es mucho mayor que en electricidad– no se cuenta con un mecanismo similar. Lo que hay es una expansión negociada de la red de transporte mediante contratos, sin un plan establecido ni un seguimiento de inversiones que prevea riesgos de retraso de obras necesarias para la atención de la demanda, y sin pago adicional por confiabilidad de suministro o pagos por seguridad de suministro. Esto lleva a que el gas natural sea un sector donde la oferta no responde a las necesidades de la demanda (incluida las necesidades de flexibilidad en el suministro de gas) y a que la demanda deba tomar acciones de racionamiento por intervención de las autoridades y no por decisiones de mercado.

---

[2] La respuesta a esa falta de credibilidad podría ser la holgura, aunque las intervenciones al mercado eléctrico también recuerdan que la aversión puede ser tal que exista una desconfianza del mecanismo de formación de precios, en épocas críticas.

[3] Es verdad que los costos de intervención del mercado se socializan, y de esa manera, se resuelve la paradoja. Se invierte poco en confiabilidad del sector y cuando llegan los problemas, los mercados se intervienen con poco costo para las autoridades, ya que racionar tiene un mayor costo político. Queda por ver cuántas veces se puede hacer esto sin que los agentes dejen de invertir y el sistema no funcione. La respuesta adecuada es, obviamente, una mayor confiabilidad de la oferta de gas.

1.2 ENTORNO REGULATORIO

Los mercados de gas y eléctrico no son mercados liberalizados en el sentido de la gran mayoría de mercados. Son mercados en los cuales – debido a la importancia de la coordinación – el regulador diseña los términos de intercambio entre diferentes agentes. Esos términos de intercambio se pactan entre productores y consumidores a través de reglas de acceso a la infraestructura y tarifas diseñadas por el regulador.

1.2.1 El modelo de mercado de gas natural

El modelo de mercado elegido en 1994, para unas condiciones que realmente no existían ni se han dado, conocido como competencia mayorista (ver Hunt y Shuttleworth, 1996), enmarca el problema de la falta de flexibilidad del suministro de gas colombiano. El modelo se caracteriza por:

- Separación del transporte y el suministro de gas;
- Competencia en comercialización mayorista de gas;
- Competencia minorista limitada (pequeños usuarios atendidos por las distribuidoras).

Para que el modelo funcione bien, se necesita una muy cercana coordinación entre las actividades de transporte y suministro de gas y una competencia efectiva en comercialización mayorista del combustible, además del libre acceso a la infraestructura.[4] La separación del transporte y del suministro de gas no ha funcionado del todo bien en Colombia, y un ejemplo muy diciente es el de las dificultades en la contratación de transporte para el suministro de las plantas térmicas del interior del país. Durante toda la historia de los contratos con las térmicas, el agente responsable del suministro no ha contado con el suficiente transporte para honrar sus contratos. Esto ocurre desde el año 1998, cuando el campo de Opón resultó fallido en sus expectativas, hasta la fecha.

La competencia en comercialización no ha sido posible, en buena parte debido a la composición de la oferta concentrada en dos campos que, a su vez, atienden mercados regionales. Prueba fehaciente de ello ha sido la necesidad de regular al principal campo desde el año 1973 hasta la fecha, y el alto grado de concentración de la comercialización primaria donde dos empresas (copropietarias del campo de Guajira) alcanzan cuotas de mercado superiores al 80%. La

[4] El acceso es libre a todos los gasoductos con excepción del gasoducto de exportación a Venezuela.

situación de concentración no ha mejorado desde que el mercado se ha liberalizado sino que su evolución ha sido contraria a lo requerido por el modelo escogido.

La expansión del transporte y suministro en Colombia no es obligatoria como lo es en la gran mayoría de países desarrollados.[5] La expansión se hace por medio de expresiones de interés y su divorcio con el suministro – que viene de pocos campos productores como ya se señaló – ha sido responsable de varios problemas en el pasado, donde se cuentan:

- La comercialización del gas del campo de Gibraltar sin que existiera gasoducto que lo conectara;
- La falta de transporte en firme para las térmicas del interior del país;
- La dificultad de la expansión de capacidad de transporte adicional requerida para evacuar el potencial total de producción del campo de La Creciente.

Entre los factores más destacados del diseño del mercado de gas que dificultan su adecuada expansión se encuentran: 1) la falta de mecanismos centralizados de coordinación entre transporte y suministro, 2) las drásticas reglas de separación vertical entre producción y transporte (aunque no para las empresas que se encontraban integradas a la expedición de la Ley 142 de 1994), 3) la concentración de la producción en pocos campos, y 4) la falta de competencia en comercialización.

1.2.2 Interacción con el sector eléctrico

Otros aspectos relevantes para el modelo de mercado colombiano de gas tienen que ver con las restricciones verticales. Los comercializadores de gas no pueden invertir en activos de generación, ni viceversa. De igual manera, los transportadores de gas no pueden ser productores ni, por transitividad, propietarios de plantas de generación.

De manera similar al mercado de gas, el mercado de energía eléctrica está basado en la libre competencia en generación y la separación de la transmisión y la generación. Sin embargo, la expansión de la transmisión y su conexión a nueva generación está socializada y

---

[5] La gran excepción es EEUU donde el sistema es muy enmallado y se cuenta con varios miles de campos productores y, recientemente, con un elevado número de pozos de perforación de gas de esquisto. En los EEUU sin embargo, los productores pueden construir sus propios gasoductos.

planificada de manera centralizada, a pesar de que la adjudicación de la obra se hace por medio de convocatorias públicas.

Es un mercado de energía en el que, a pesar de que el ciclo de precios es superior a los 5 años, no hay señales de contratación más allá de 2 años. La falta de contratación a largo plazo hace difícil que los generadores térmicos estabilicen su flujo de ingresos. La única señal de largo plazo en el mercado la da el cargo por confiabilidad, el cual tiene dos facetas básicas:

- Es un contrato regulatorio de largo plazo para los nuevos entrantes (hasta 20 años);
- Es una forma de coordinación de la entrada.

A pesar de que el cargo es en principio un esquema de mercado, contiene un gran número de reglas regulatorias.

- Curva de demanda (o estimación de la anualidad de una planta de punta y la demanda objetivo);
- Contratos de combustibles: fijación de las reglas de los contratos;
- Definición de la energía firme de las plantas térmicas e hidráulicas;
- Definición de penalizaciones por retrasos en la entrada;
- Pruebas de disponibilidad;
- Reglas de comportamiento para los ya existentes que participen en la subasta;
- Precio de ejercicio de las opciones de energía firme (o precio de escasez);
- Períodos de asignación diferenciales.

Estas reglas – por su naturaleza de definición administrativa – pueden modificarse. En 2006 se creó el cargo por confiabilidad. La Resolución CREG 70 de 2006, que es la base definitiva de las subastas del cargo, ha tenido más de 90 modificaciones hasta la fecha.

En el esquema de energía firme del Cargo por Confiabilidad, la solución al problema de flexibilidad de los contratos térmicos pretende implantarse a través de la regulación de este Cargo y no a través de medidas para la confiabilidad y seguridad del suministro en el sector de gas. Se confía, de esta manera, en que la solución provenga del sector eléctrico.

Como argumentamos en la sección final de este documento, esto tiene varios problemas que afectan el abastecimiento eficiente de los

recursos energéticos en el país y los costos que deben ser asumidos por la economía y los usuarios.

1.3 CÍRCULO VICIOSO DEL MERCADO COLOMBIANO

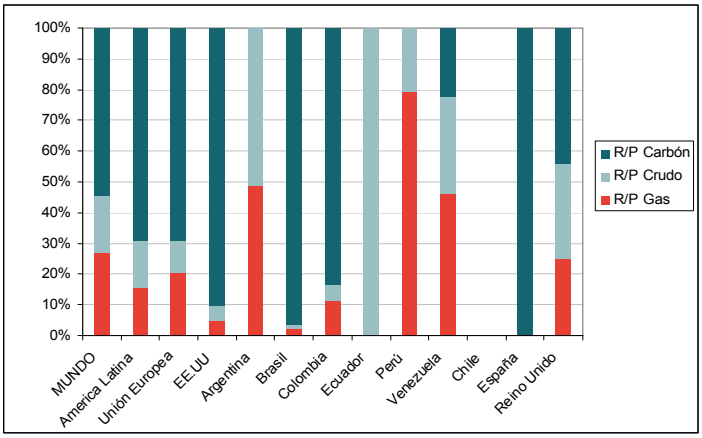
Es bien sabido que el mercado de gas es un mercado dominado por los costos del transporte. Aunque existen diferentes tecnologías para el transporte de gas, los costos de transporte son muy altos comparados con otros combustibles líquidos. Al ser un mercado dominado por los costos de transporte, es un mercado donde la demanda es fundamental y ésta es función de los precios de otros combustibles.

Si no hay demanda, no se genera la oferta necesaria de gas. Como el mercado colombiano es pequeño – de hecho la intensidad energética del país es muy baja por el grado de desarrollo y su posición tropical[6] – el interés de desarrollar reservas de gas es limitado porque no se encuentra demanda para ello. Al no darse el desarrollo de reservas, el mercado sigue siendo más pequeño, porque la demanda no se desarrolla ante la perspectiva de escasez.

Lo que ha permitido desarrollar el mercado colombiano en estas condiciones ha sido la oferta de los dos grandes hallazgos (Guajira y Cusiana). Pero los grandes hallazgos son – por definición limitados – y es poco probable que se pueda desarrollar el sector con esta perspectiva. Esta visión autárquica del mundo del gas llevaría a pensar que el país debe renunciar al consumo de gas y sustituirlo por carbón. Después de todo, Colombia tiene una baja relación R/P de gas y petróleo comparado con la del carbón, caso similar a Brasil, España (que sólo tiene carbón), los EEUU y el mundo en general (Chile no tiene ninguno de los tres).

[6] Su posición tropical implica menor demanda de calefacción y pocas variaciones asociadas a cambios de temperatura como es el caso en otros países de zonas templadas.

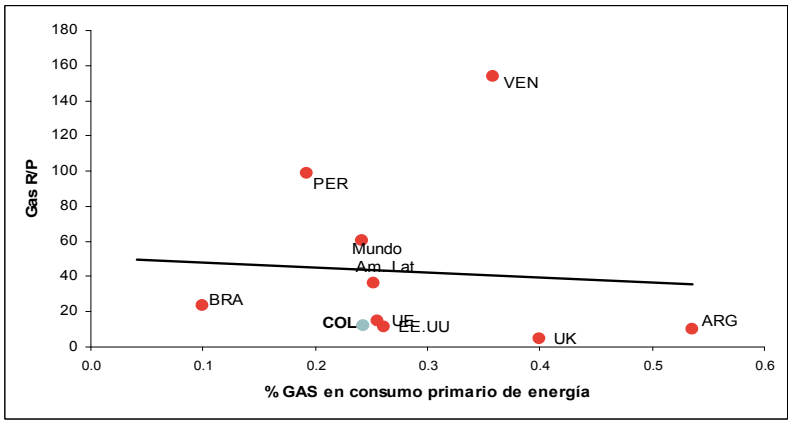
Ilustración 3: R/Ps relativos



Fuente: BP Statistical Review of World Energy.

Afortunadamente para el país, la incertidumbre creada por la falta de nuevos hallazgos domésticos se ha visto acompañada de una sustancial reducción de los costos de transporte de gas licuado en el mundo. Así, aunque el gas ha sido, tradicionalmente, un bien de transporte costoso, en las últimas décadas se han visto innovaciones tecnológicas que han logrado reducir de manera sustancial los costos de la licuefacción y, posterior, regasificación. Asimismo, el transporte por medios diferentes a los gasoductos ha aumentado en diversidad y posibilidades. Esto lleva a una muy interesante falta de relación entre el consumo de gas de un país y su ratio R/P (ver Figura a continuación).

Ilustración 4: R/P en gas y consumo de gas



Fuente: BP Statistical Review of World Energy.

En Colombia la comercialidad del gas natural ha ido evolucionando con las exportaciones a Venezuela, pero sigue siendo limitada y

necesita que no haya obstáculos para lograr que sea mayor. El país necesita de las exportaciones para promover la búsqueda de reservas, y, al mismo tiempo, necesita suficiente gas para el mercado interno para que el compromiso de exportaciones sea creíble.

Obviamente, eso sólo es posible si el país no se sustrae del mercado internacional de gas.

Así, es claro que para que el mercado colombiano pueda prosperar es necesario romper el círculo vicioso caracterizado por: mercado pequeño – bajos incentivos a la exploración – alta concentración – potencial de precios poco competitivos – mercado pequeño. Y la salida de largo plazo más atractiva es la de aumentar la flexibilidad, por el lado de la oferta, a través de un aumento del tamaño del mercado relevante. Es decir, se necesita que haya diferente oferta de flexibilidad en el mercado colombiano y la más sencilla, cómo se explica en la sección final de este documento, es la importación de gas natural licuado, GNL.

1.4 EL MERCADO DE FLEXIBILIDAD

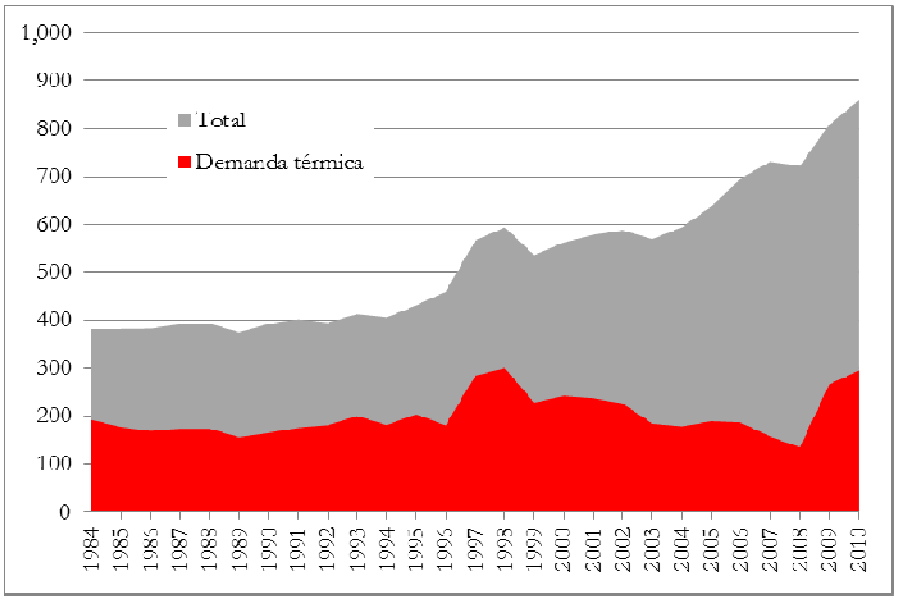
1.4.1 Demanda de flexibilidad

La flexibilidad es la capacidad que tiene la oferta de un sistema (transporte y suministro en el caso del gas) de acomodarse a las variaciones en la demanda. El sistema colombiano tiene demandas de flexibilidad de corto plazo (diaria, semanal) y demanda de flexibilidad de largo plazo (plurianual).

1.4.1.1 Demanda de flexibilidad de largo plazo

El mercado colombiano tiene una alta demanda de flexibilidad a lo largo de un ciclo hidrológico, debido a la demanda de las centrales térmicas.

Ilustración 5: Demanda de flexibilidad en Colombia: demanda térmica y total (MPCD)



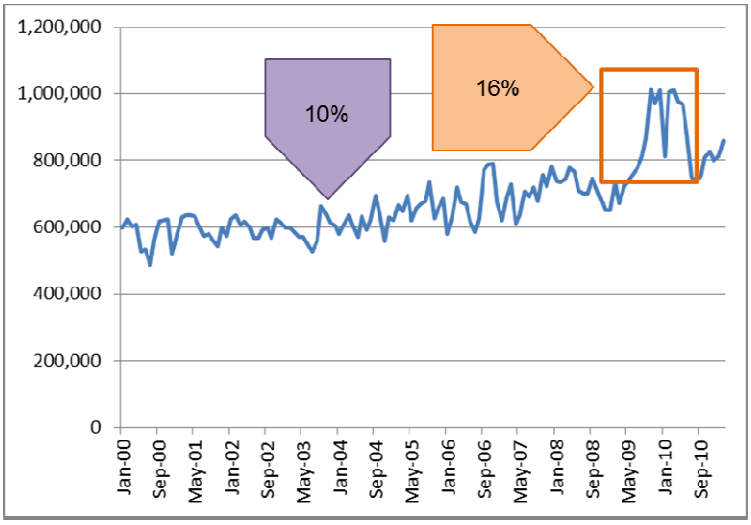
Fuente: UPME.

El gráfico ilustra cuatro fases muy claras de desarrollo del sector. Primero, el período de crecimiento lento – entre 1984 y 1997 –, segundo, la entrada del parque de generación térmico en 1997-8 y su coincidencia con el fenómeno del Niño, tercero, el impulso de la demanda no-térmica entre 2000 – 2009 (en medio de una pérdida de importancia de la generación térmica como fruto de la caída de la demanda eléctrica por la recesión económica de 1999 y de la ausencia de episodios severos de El Niño en este período, y, cuarto, el repunte estacional del Niño 2009-10.

Los picos de demanda térmica son altos, el aumento de generación térmica en un Niño es de cerca de 300 MPCD (en 1997-98 igual a 100 MPCD y en 2009-10 de unos de 223.8 a 517.6 MPCD, entre septiembre de 2009 y enero de 2010, 294 MPCD). La demanda de las centrales de generación térmica puede requerir una oferta de flexibilidad equivalente al 40% de la demanda normal del país.

Un análisis muy similar puede hacerse de las cifras mensuales de demanda de gas en Colombia. El gráfico abajo muestra como la estacionalidad en un mercado creciente es de sólo un 10% (coeficiente de variación = desviación estándar/media de la serie) pero con el fenómeno del Niño de 2009-10 la volatilidad aumenta en un 60%.

Ilustración 6: Demanda mensual de flexibilidad



Fuente: UPME.

Esas necesidades de flexibilidad se materializan a lo largo de un ciclo hidrológico. Es decir, en pocas palabras, se necesita de una oferta de gas que pueda responder a lo largo de un ciclo hidrológico a la demanda de gas del sistema.

De acuerdo con estimativos de la CREG, en el nivel nacional, la diferencia entre la demanda térmica normal, bajo condiciones críticas de Niño, es del orden de 380 GBTUD, de los cuales, 200 GBTUD se originan en la generación de la costa norte y 180 GBTUD en el interior.[7]

Tabla 1: Balance de Gas 2012 – 2017 (GBTUD)

Región	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Agregado Nacional						
Oferta	1.310	1.251	1.191	1.195	1.131	1.072
Demanda Normal	796	881	898	996	1.018	1.041
Demanda Crítica	1.174	1.259	1.276	1.374	1.396	1.419
Balance Normal	514	370	293	199	113	31
Balance C. Crítica	136	-8	-85	-179	-265	-347

[7] Presentación del Comisionado de la CREG Hernán Molina en el evento ENERCOL, de ACIEM, el 9 de septiembre de 2011.

1.4.1.2 Demanda de flexibilidad de corto plazo

La consultora Itansuca-Freyre & Asociados analizó las interrupciones en distintos sistemas de transporte. De acuerdo con información de la CREG, las estadísticas de indisponibilidades del transporte son importantes.

Tabla 2: Interrupciones (Int) de transporte

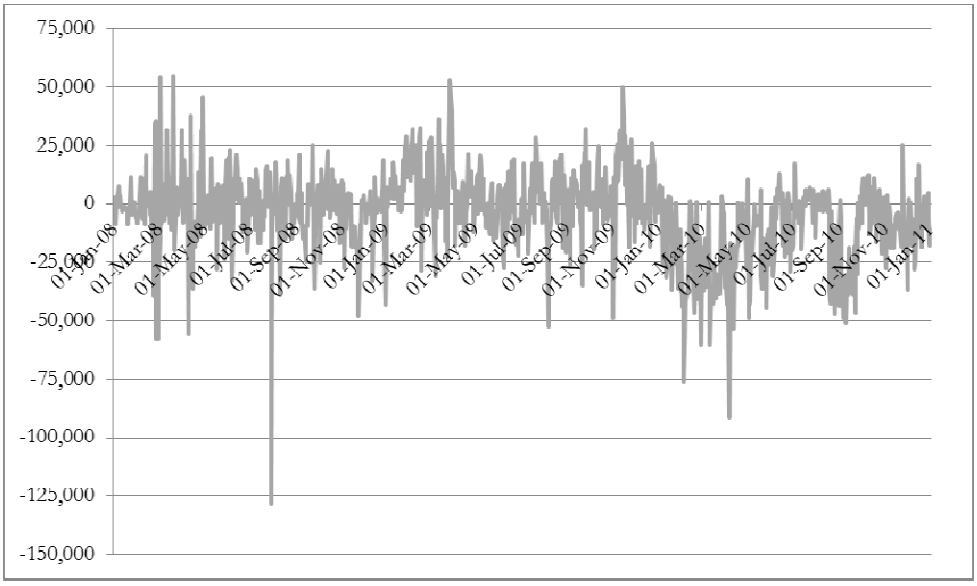
	Período	Int. No Programadas	Int. Programadas	Duración Interrupciones (horas)				Int./000km -año
				Media	D.E.	Min	Max	
TGI	2007-10	32	104	39.24	63.68	1.5	445	12.25
Promigas	2000-10	57	34	41.39	110.1	0	960	4.14

Fuente: CREG.

Aparte de la demanda de flexibilidad de largo plazo ocasionada por las variaciones estacionales hidrológicas, en el corto plazo es necesario resaltar la importancia de los redespachos de las plantas térmicas en la Costa Atlántica. La estadística de diferencias entre gas tomado y autorizado en la Costa Atlántica, nos da una indicación de la demanda de corto plazo de flexibilidad en este mercado. Toda esta demanda se está cubriendo con el empaquetamiento de los tubos del sistema de transporte de Promigas, ante la ausencia de otros mecanismos de flexibilidad.

Pero la reducción del empaquetamiento en los tubos ocasiona interrupciones a otros clientes que ven su calidad de servicio afectada por ello. Debido a la existencia de otros sustitutos, la calidad del servicio de gas debe ser alta para que la demanda de gas no se vea afectada.

Ilustración 7: Desviaciones de gas (enero 2008, enero 2011) en la Costa



Fuente: XM.

Aparte de la flexibilidad de largo y corto plazo requerida por variaciones en la demanda, existen necesidades de confiabilidad por reducciones temporales en las principales fuentes de suministro. La siguiente tabla ilustra las indisponibilidades históricas de los principales campos de producción.

Tabla 3: Interrupciones (Int) de campos

	Período	Int. No-Programadas	Int. Programadas	Duración Interrupciones (horas)				Int./año
				Media	D.E.	min	Max	
Guajira	2004-10	7	26	43.3	49.3	1	216	5.83
Cusiana	2004-10	11	39	52.91	84.3	2	432	8.33

Fuente: CREG.

Estas interrupciones, concentradas en dos grandes campos de producción, podrían verse mitigadas si se cuenta con infraestructura de flexibilidad como una planta de regasificación. Es decir, existe cierta sinergia entre el suministro de la flexibilidad y la confiabilidad en el suministro.

1.4.2 La oferta de Flexibilidad

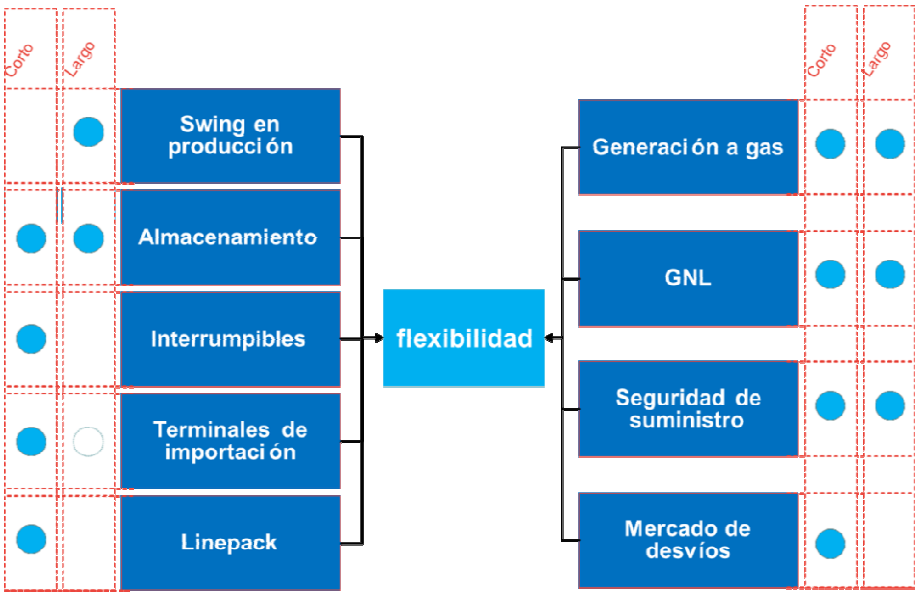
Dada la demanda de flexibilidad antes identificada, el país necesita de una oferta económica de flexibilidad. Esta sección presenta la manera en que la flexibilidad se presta en los mercados de gas y documenta la oferta de flexibilidad con la que cuenta el país.

1.4.2.1 Fuentes de flexibilidad

En países con estacionalidad de ciclo anual, la flexibilidad la prestan diferentes elementos. Esta flexibilidad puede dividirse entre corto y largo plazo y la ilustración 8 la presenta.

El sector externo está representado por terminales de importación (gasoductos) cuya flexibilidad es de corto plazo por la cercanía del país vecino, o GNL (importación o exportación), cuya flexibilidad es de más largo plazo por la posibilidad de transportarse desde distancias más largas. El almacenamiento suele ser de largo plazo, el subterráneo, o de corto plazo (en el *city gate*).[8] El swing de los campos también permite servicios de corto y de largo plazo (como el del campo de Guajira cuando existe capacidad excedentaria).

Ilustración 8: Fuentes tradicionales de flexibilidad



[8] En cuanto a los almacenamientos, su flexibilidad de largo plazo es función de la capacidad de almacenamiento y la infraestructura de inyección/extracción.

La mayoría de la flexibilidad colombiana es de corto plazo y en general muy limitada por la estructura radial de transporte y la virtual ausencia del sector externo.

1.4.2.2. La oferta colombiana de flexibilidad

En Colombia la oferta de flexibilidad es muy limitada. Es un país que no cuenta con almacenamientos subterráneos a pesar que se han explorado diversas alternativas a lo largo del tiempo (p. ej. Montañuelo, El Difícil, Güepajé).

El país tampoco cuenta con importaciones. Aunque se espera contar con gas de Venezuela para compensar las exportaciones que el país viene realizando, la realidad es que no existen expectativas razonables de importar de Venezuela en el futuro próximo y de mediano plazo. Por el contrario, se espera un mayor volumen de exportaciones a Venezuela. Pero, aún en el caso en que se pudiera contar con dichas importaciones, tampoco es claro que estas se puedan estructurar y negociar bajo un esquema de flexibilidad como el que requiere el sector de gas.

Tampoco cuenta Colombia con una oferta de *linepack* o empaquetamiento importante. Las distancias que recorre el gas y el bajo enmallamiento de la red hacen que la oferta de *linepack* sea limitada y, definitivamente, poco útil para la demanda de flexibilidad de largo plazo.

El mercado secundario tampoco tiene la suficiente liquidez como para solucionar problemas de flexibilidad de corto plazo. Debido a su tamaño y perfil de demanda, los generadores térmicos son los principales oferentes en el mercado secundario actualmente, mientras estén vigentes los contratos *Take or Pay*.

Los contratos interrumpibles son los que permiten dar alguna flexibilidad al sistema en el corto plazo, así como los servicios de ajuste de los transportadores. Aunque este servicio puede ser interesante, carece de transparencia en la actualidad (en transporte y suministro) y está pendiente del desarrollo que de él haga la CREG bajo el mandato del Decreto 2100.

Los contratos *Take or Pay* de Guajira – de alrededor de 70% en la Costa y de 25% en el interior – permitían a los generadores tener acceso a gas en firme en las épocas de Niño. Aunque el nivel de *Take or Pay* de estos contratos era alto para el factor de despacho de las plantas térmicas, la verdad es que estos niveles de *Take or Pay*

parecen ser muy bajos comparados con lo que los productores podrían estar dispuestos a vender en la actualidad.[9]/[10]

Como se señala más adelante, la CREG ha introducido algunos elementos regulatorios relacionados con la flexibilidad en suministro y en transporte. Los primeros hacen referencia al contrato de opción de compra de gas en 2007 y contratos de suministro con firmeza condicionada en 2008, los cuales han sido de limitada utilización, precisamente por el tamaño mismo del mercado que dificulta encontrar los complementos de demanda para dichos contratos (por ejemplo, una industria de gran tamaño con capacidad de sustitución y/o, un nivel de exportaciones estable en el largo plazo) dispuestos a negociar este tipo de contratos. En transporte, la flexibilidad hace referencia a la posibilidad de negociar parejas de cargos fijos y variables que remuneran la inversión.

Como argumentaremos en la siguiente sección, esto hace que la oferta de contratos flexibles de suministro no cubra la demanda comercial de flexibilidad de los usuarios térmicos. El mercado de flexibilidad comercial en gas es muy limitado para estos usuarios y por lo tanto las posibilidades de contar con gas nacional para cubrir la demanda en períodos de Niño en el largo plazo son en la actualidad prácticamente inexistentes.

1.5 LAS PERSPECTIVAS DEL MERCADO

Un indicador fundamental del problema de suministro en el largo plazo lo dan las reservas. Ante la escasez de reservas domésticas ha existido un amplio debate sobre la mejor forma de medirlas, debate que de nuevo se suscita ahora que el MME está reformando la metodología de cálculo para incluir reservas probables en su cálculo. Para evitar este debate, nos centramos en una publicación internacional como es el *BP Review* que publica series consistentes históricas y analizamos la evolución de las reservas.

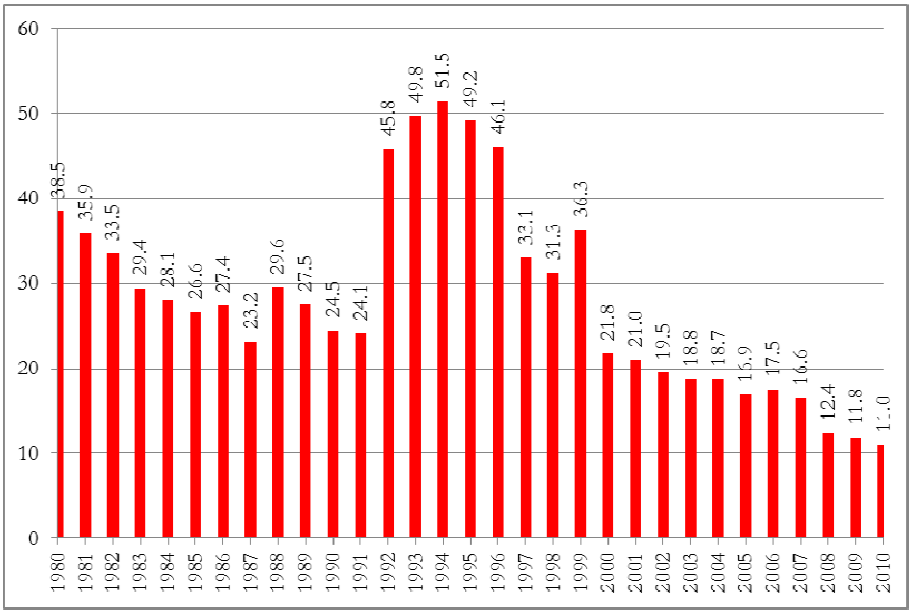
---

[9] Además los que tenían contratos de take or pay del 25% sólo pagaban transporte desde Barrancabermeja. Hoy lo pagarían desde la boca del pozo, que se encuentra a mayor distancia.

[10] Asimismo, las señales regulatorias apuntan a una reducción sustancial del gas interrumpible. La experiencia de los últimos cinco años donde parte importante del crecimiento del interior se hizo por medio de contratos interrumpibles (de jure pero no de facto) puede estar llegando a su fin. Se está contemplando la obligatoriedad de compras en firme para una parte muy grande del mercado lo cual contribuirá a que se reduzca la oferta de flexibilidad que los contratos interrumpibles brindaban a la fecha.

El R/P errático que se observa es normal de mercados incipientes en los que la oferta debe crear su demanda, pero es más interesante constatar cómo el país ha reducido, desde el pico de la reforma del sector en 1994 (51,5 años) hasta la fecha, 40 años de reservas (11,0 años). Es decir, en 17 años la relación R/P se ha reducido en 40 y la tendencia es descendente desde el año 1999. Desde luego, a ello contribuye que la producción en 1994 era notablemente inferior a la actual.

Ilustración 9: R/P colombiano (reservas probadas)



Fuente: BP World Energy Review 2011.

Las figuras que maneja el MME suelen diferir de estos valores. La siguiente tabla presenta los valores y discrepancias

Tabla 4: Diferencias en R/Ps BP Review y MME

	2005	2006	2007	2008	2009	2009	2010
BP	18.741	16.87	17.50	16.57	12.4	11.8	11
MME	14.94	14.87	11.37	10.5	9.74	7.5	
Dif.	-4	-2	-6	-6	-2.6	-4	

Fuente: MME, BP Review.

Puede observarse cómo las medidas del MME fueron más restrictivas y se acercaron rápidamente al punto en el cual se consideraría necesario suspender nuevas exportaciones bajo la metodología de

R/P que venía vigente, en la cual, solamente se incluían las reservas probadas. Con el nuevo indicador de abastecimiento establecido recientemente, en el cual se incluye el 50% de las reservas probables, se obtiene una relación de 16.9 años.

El balance de suministro en el país había dejado de ser holgado desde el año 2005-6. La CREG en su decisión de no liberar los precios del año 2005 (Doc. CREG-057 de julio 22 de 2005) centró su análisis en el ámbito competitivo y encontró que el mercado no tenía la suficiente competencia en la oferta y mantuvo la regulación de precios del gas de la Guajira. Sin embargo, el documento no evaluó lo que se convirtió en el problema del sector a partir del año 2005, la baja oferta de contratos en firme. En la Figura 6 del documento de la CREG podía apreciarse cómo la contratación en firme caería de niveles de 600 MPCD de contratación en firme a 200 MPCD en 2010. La contratación de gas por parte de las térmicas no tenía exigencias particulares por parte de la CREG y el Cargo por Capacidad se asignaba con un horizonte anual, aspecto que varió radicalmente a partir del Cargo por Confiabilidad como se amplía a continuación.[11]

En 2006 – a raíz de la exigencia de contratos en firme a las térmicas – las preocupaciones se centraron en la posible escasez comercial de gas y en brindar a los generadores térmicos más flexibilidad en la contratación de combustibles (Documento CREG-12-039 del 12 de junio de 2006, pp 19):

> "*Así, se propone dejar a cargo de los agentes generadores la selección del esquema contractual de suministro del combustible y del tipo de combustible a utilizar.* […]
>
> […] *De esta forma, las plantas térmicas que se enfrenten a contratos de suministro de gas en firme (como combustible principal) que no se ajusten a sus perfiles de consumo, podrán optar por garantizar la energía firme a través de un combustible alterno. Así mismo, podrán utilizar una combinación de contratos de suministro entre combustible principal y alterno (combinando suministro y almacenamiento, contratos firmes con interrumpibles, combustibles principales con combustibles alternos), que sumados le permitan cumplir sus compromisos*

[11] En 1999, mediante Resolución 047, la CREG flexibilizó las condiciones de contratación del suministro y transporte de combustible para las plantas de generación térmica, con el fin de permitir que "...el agente de acuerdo a sus propios análisis determine su nivel de riesgo de acuerdo al nivel de despacho esperado", como se dejó expuesto en el documento CREG-070 de 1999 que contiene los análisis que sirvieron de fundamento a la propuesta adoptada mediante la citada resolución.

de generación de energía firme y ofrecer la continuidad que requiere el sistema eléctrico y que se está remunerando a través del cargo por confiabilidad. En general, se prevé que sea el mismo agente quien determine la estructura contractual que utilizará."

El 28 de junio de 2007, la CREG (Documento 046 de 2007[12]) ya encuentra que el problema de escasez de suministro en firme puede ser importante a pesar de que las presiones competitivas se reducen con la conversión y contratación de combustibles líquidos. La CREG identifica que un evento del Niño en 2008 ya implicaría faltantes de suministro en ese año, pero descuenta su posible ocurrencia en ese año (el Niño sólo haría su aparición en 2009). Diseña entonces un plan de acción (con responsables) y encuentra que en 2010 sería recomendable la reconversión de Tebsa a fuel oil para liberar gas en firme ante el exceso de demanda en firme (pp. 19):

"*2010*

- *Asegurar la expansión de la capacidad de producción en Cusiana (en cabeza de los productores y el Ministerio de Minas y Energía).*
- *La conversión total o parcial de Tebsa es una medida que libera gas para el mercado nacional y complementada con la utilización de combustibles líquidos contribuye a la confiabilidad del servicio eléctrico (En cabeza de Gecelca y del Ministerio de Minas y Energía)."*

El balance más reciente a la fecha de declaración de racionamiento, de la disponibilidad de gas, revelaba que la posibilidad de déficit (e interrupción de exportaciones) era muy probable. Según el escenario que presentó Naturgas y la UPME, no se presentaría déficit de gas hasta el año 2015 – el cual podría ser cubierto con importaciones – pero en el año 2016-17, aún con las importaciones, se evidenciaba la existencia de déficits de gas en el sistema. Sin embargo, si se analizaba la situación de transporte, los déficits eran evidentes tan pronto como en el año 2009.[13]

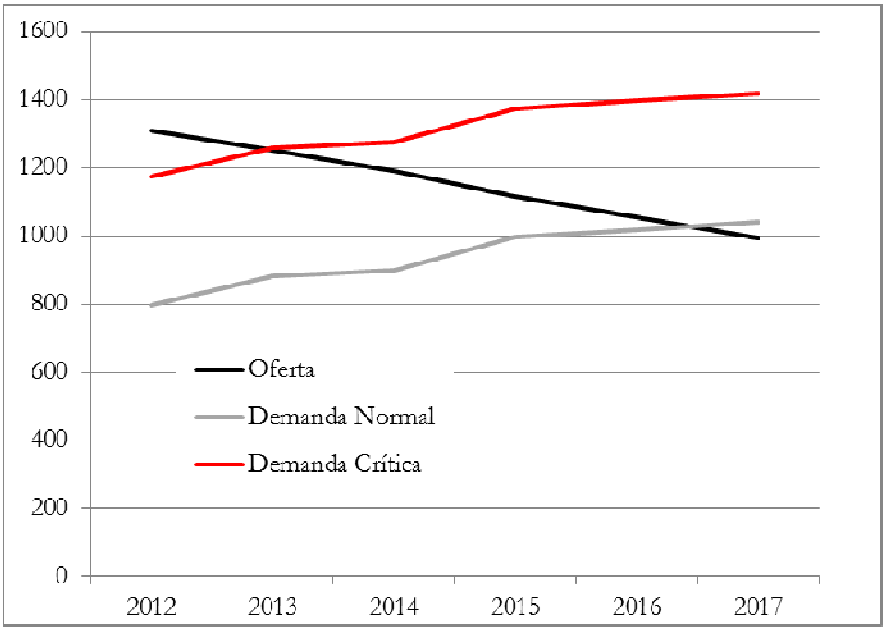
---

[12] Documento CREG 046 de 2007 "Análisis de la situación de abastecimiento interno de gas natural en el corto, mediano y largo plazo".

[13] Ver Balance Oferta-Demanda de Gas Natural, estudio realizado por Naturgas y la UPME. Octubre de 2008.

Después del Niño 2009-10, la fecha de faltantes de suministro se acerca un poco más. El estudio de la UPME de finales de 2010 (Plan de Abastecimiento para el Suministro y Transporte de Gas Natural - Versión 2010, octubre de 2010) ya ve faltantes en el año 2015. Y en el último balance realizado por la CREG (Doc. CREG 067 de 2011), el plazo se acerca aún más y no habrá suficiente disponibilidad para atender toda la demanda de gas natural en 2014. El faltante se cifra en 85 MPCD en 2014, en 179 MPCD en 2015 y en 265 MPCD en 2016.

Ilustración 10: Balance de Gas, Colombia, 2012-2017



Fuente: CREG y UPME.

Puede pensarse que un Niño en el año 2013 es poco probable, pero la confiabilidad de un mercado eléctrico no se planea año a año sino con la suficiente antelación para que, en cualquier año, haya suficiente energía firme (y su combustible) para abastecer la demanda punta de gas que es, en Colombia, la demanda térmica a lo largo de un Niño. Claramente, la capacidad de producción existente no da garantías de suministro de la demanda en condiciones críticas a dos años vista, lo que afecta las expectativas de precios de contratos de suministro de energía eléctrica a largo plazo, ante la posibilidad de una restricción de la oferta disponible y/o la generación con base en combustibles líquidos.

2. El tamaño del problema de flexibilidad

El valor de la demanda de flexibilidad de largo plazo viene fundamentalmente del sector térmico de generación por lo cual es necesario comprender su contribución al sistema de gas y al sistema eléctrico. La sección anterior mostró que las necesidades de flexibilidad no sólo son de este sector. La declinación de Guajira, la incertidumbre de nuevas reservas, la incertidumbre de la importación de Venezuela, el desarrollo de gas no convencional en el país, son todas fuentes de necesidades futuras de abastecimiento que no pueden ignorarse.

Sin embargo, en esta sección nos centramos en la generación térmica por ser ésta la que empieza a verse más afectada con la falta de oferta de flexibilidad. La generación térmica ha pasado a ocupar el puesto noveno de prioridad en el reparto de gas en presencia de faltantes, de acuerdo con los decretos del Gobierno. Ante esta perspectiva, sólo podrá conseguir gas en un Niño si no hay faltantes, como sólo puede ocurrir en la actualidad si hay nueva oferta de gas flexible.

2.1 EL GAS EN LOS MERCADOS ELÉCTRICOS

La generación térmica a gas en un mercado liberalizado es fundamental. Al explicar la liberalización del mercado eléctrico, dos factores han resultado fundamentales:[14]

- La posibilidad de separar transmisión de generación;
- Las economías de escala en generación;

2.1.1 El papel del gas

De hecho, la razón primordial para que un mercado eléctrico liberalizado exista es la revolución tecnológica de las turbinas a gas y de los ciclos combinados. Los libros de las reformas eléctricas suelen comenzar con el famoso gráfico de Charles E. Bayless donde se aprecia el camino que los mercados han recorrido de consolidación entre 1930-80 y posible liberalización desde 1990 por la gran reducción de economías de escala y el bajo tamaño óptimo de planta de las centrales a gas.

La innovación tecnológica de los ciclos combinados se caracteriza por:

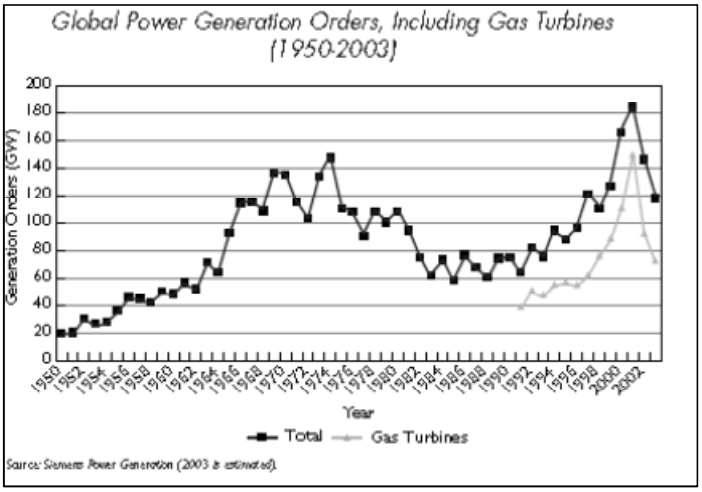
- Aumentos de la eficiencia térmica cerca al 60% (35% para las turbinas);
- Bajas economías de escala (alta eficiencia en escalas reducidas);

[14] Ver Joskow y Schmalensee (1990).

- Módulos de construcción desde 50 MW hasta 500 MW;
- Bajo período de construcción (2-3 años)

Desde 1991, los pedidos de turbinas de gas en el mundo han representado el 65% de los pedidos de equipos de generación. En un país como los EEUU, en el período 1997-2004, los pedidos de centrales de gas han sido 194 GW de los 202 GW construidos (un 96%). Para darnos una idea, el siguiente gráfico presenta datos sobre la inversión en centrales de gas en mercados liberalizados.

Ilustración 11: Pedidos de unidades de generación



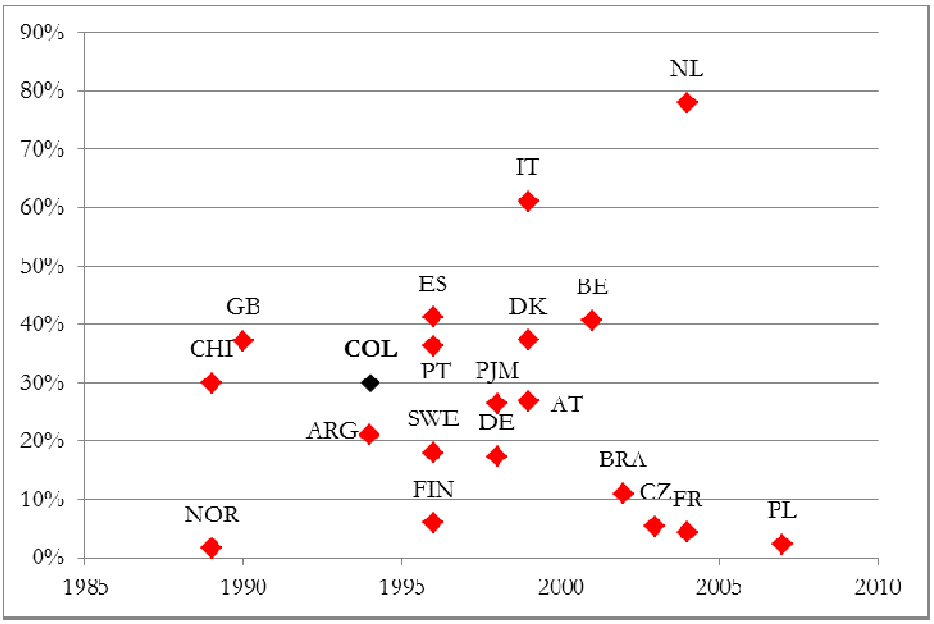
Fuente: Tomado de Fraser 2004 quién, a su vez, lo toma de Siemens.

2.1.2 Composición de la generación en mercados competitivos

Una idea de la importancia del gas en los mercados liberalizados nos la da la participación del gas natural en la capacidad de generación de un país y el grado de liberalización del mercado. En la ilustración abajo presentamos una evidencia de esto al poner un diagrama entre el año de la liberalización del mercado y la proporción de la generación a gas en el portafolio de generación del país. Merece la pena resaltar, antes que nada, que todos los países (20) de la muestra tienen alguna generación a gas.

De los países con menos gas es importante resaltar a Noruega. Es uno de los dos países con una larga historia de liberalización donde el gas no figura en gran escala (el otro es Finlandia). Noruega que liberalizó su mercado en 1989 y cuenta con sólo 450 MW de gas (el ciclo combinado de Naturkraft I) y con 27.000 MW de capacidad hidráulica. Sin embargo, Noruega es un importador de energía de Dinamarca (casi 40% de gas), Finlandia (6% de gas) y Suecia (18% gas) en los años secos. La capacidad de interconexión de los países del Nordpool es muy alta: 4.500 MW, y tiene 32 puntos de interconexión entre sí y con Holanda y Bélgica.

Ilustración 12: Gas y liberalización



Fuente: IEA, ENTSO.

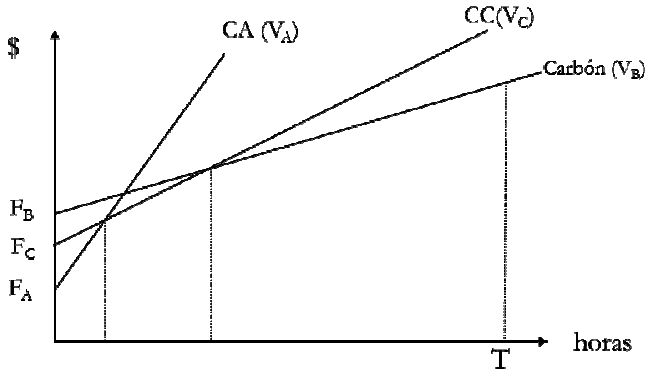
Los otros tres países con baja proporción de gas en la capacidad son Francia (con liberalización reciente y donde la entrada de ciclos combinados va de la mano de nuevos entrantes) y Checoslovaquia, y Polonia donde el carbón es abundante y subvencionado y donde la liberalización es muy reciente.

2.1.3 Necesidad de una combinación de tecnologías

El sector eléctrico tiene como característica fundamental la diversidad tecnológica. Un par de gráficos nos ayudan a apreciar la importancia de contar con diferentes tecnologías y que una adecuada combinación de ellas nos permite alcanzar la atención del servicio eléctrico a mínimo costo.

Primero, es necesario precisar la forma de la demanda, que en el caso de Colombia, presenta grandes variaciones entre las horas de punta en la noche y las de madrugada (el factor de carga del sistema es de alrededor del 64%). La forma tradicional de hacerlo es por medio de una curva monótona o una organización de mayor demanda a menor. Esto se presenta en la Ilustración a continuación:

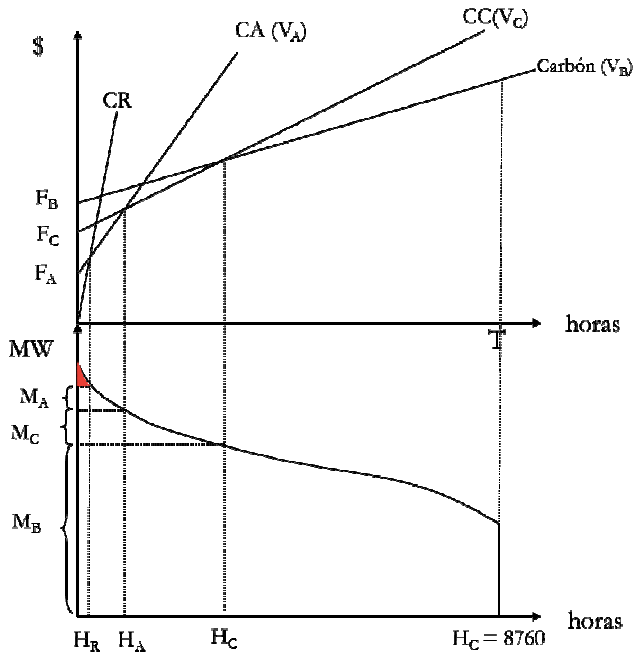
Y la oferta puede representarse por medio de tecnologías que difieren de acuerdo a sus costos fijos F y variables. Hemos puesto el caso de tres tecnologías, carbón (B), ciclo abierto a gas (A) y ciclo combinado a gas (C). Todas las tecnologías se usan en este modelo porque un mercado construye diferentes cantidades de generación que corresponden a la envolvente de las tecnologías.



Al poner los dos gráficos juntos (ver gráfica a continuación), puede apreciarse cuántos megavatios se construyen en este sistema.

Existe, sin embargo, una tecnología más barata y es la tecnología de racionamiento, es decir el costo de racionar a un usuario. El usuario no incurre en un costo fijo pero incurre en un costo variable muy alto (la pendiente CR). Con esta pendiente es mejor que el sistema incurra en un racionamiento que dura HR horas y deje de construir esos megavatios.[15] Si el regulador no quiere incurrir en el racionamiento, tiene que pagar el CR × HR y en ese caso se construirían megavatios adicionales de ciclos abiertos.

[15] Como una carretera que se construye con un número limitado de carriles y en la hora punta causa congestión que es más barata que construir carriles adicionales.



La envolvente de las tecnologías también lleva a que se construyan MA megavatios de ciclos abiertos, MC megavatios de ciclos combinados y MB megavatios de carbón. La única tecnología que no se necesita en un sistema es aquella que tiene costos fijos y variables superiores a la tecnología adyacente. Así, por ejemplo, si el ciclo abierto tuviera un costo fijo superior a FC, el sistema no construiría ciclos abiertos haciendo que los MA megavatios correspondieran a ciclos combinados.

Esta forma de analizar el problema nos permite cuantificar la importancia de distintas tecnologías en el mercado de generación.

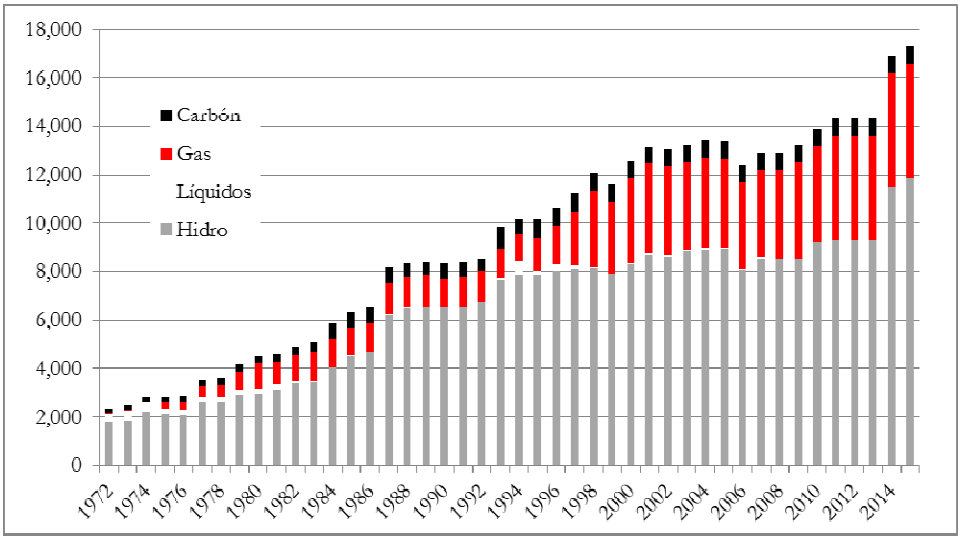
2.2 EL PAPEL DE LA GENERACIÓN TÉRMICA A GAS EN COLOMBIA

Para documentar el valor que tiene la generación térmica e gas en Colombia, hacemos una explicación somera de su aporte.

2.2.1 Capacidad térmica de generación instalada

La generación térmica en Colombia ha evolucionado como muestra el gráfico a continuación.

Ilustración 13: Composición del parque de generación de Colombia (MW)



Fuente. UPME.

Las centrales a gas representan a la fecha un 30% de la capacidad instalada en el año 2011, las hidráulicas un 63% y el carbón un poco menos del 7% restante. Esto puede cambiar a futuro en cuanto las dos nuevas centrales térmicas (Gecelca 3 y Termocol) no son a gas y se espera que varias de las centrales térmicas a gas del interior que actualmente tienen capacidad de consumo dual, se pasen a consumir fuel oil.

A lo largo del mercado liberalizado se han construido unos 2.000 MW de centrales térmicas, aunque varios de ellos por medio de PPAs. Los proyectos a pleno riesgo de mercado han sido Termocandelaria (314 MW), Meriléctrica (170 MW), Termosierra (460 MW), Termocentro (280 MW), y Termoflores 2, 3 y 4 (450 MW). Estos proyectos a riesgo suman unos 1,674 MW de potencia.

A la fecha, existen dieciséis grupos térmicos a gas en Colombia. Eso corresponde a más de 3.200 MW de capacidad instalada que operan a lo largo de la geografía colombiana. La descripción somera de estas centrales se presenta en la tabla a continuación.[16]

[16] En la situación actual no existen planes de construcción de nuevas centrales a gas. La idea más próxima de las posibles centrales y sus costos de entrada nos la da la subasta de cargo por confiabilidad de mayo de 2008. En esa subasta había tres centrales de gas. Dos cierres de ciclos de centrales existentes (Termocandelaria y Meriléctrica) y Termoandina

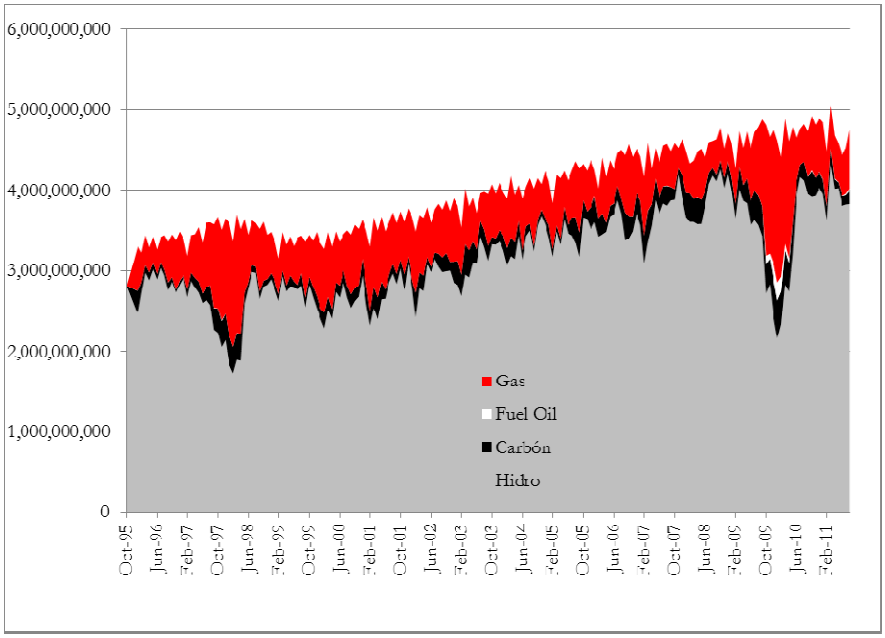
Tabla 5: Centrales a gas en Colombia

PLANTA	Nudo	Región	CAPACIDAD (MW)	HEAT RATE (MBTU/MWh)	Tecnología
Candelaria 1	Cartagena	Costa	157	9.5477	OCGT
Candelaria 2	Cartagena	Costa	157	9.6806	OCGT
Cartagena 1	Cartagena	Costa	64	11.8104	OCGT
Cartagena 3	Cartagena	Costa	70	9.9300	OCGT
Flores 1	Barranquilla	Costa	160	8.2000	CCGT
Flores 4	Barranquilla	Costa	450	7.2000	CCGT
Merieléctrica	Barranca	Magdalena	169	9.6359	OCGT
Termovalle	Cali	Valle	205	6.5790	CCGT
Proeléctrica 1	Cartagena	Costa	90	8.1700	OCGT
Tebsa Total	Barranquilla	Costa	750	7.3354	CCGT
Barranquilla 3	Barranquilla	Costa	64	9.6961	OCGT
Barranquilla 4	Barranquilla	Costa	63	9.9695	OCGT
Termocentro	Vasconia	Magdalena	280	7.0872	CCGT
Termosierra	Vasconia	Magdalena	455	6.3751	CCGT
Termodorada	Vasconia	Magdalena	51	9.7103	OCGT
Termoemcali	Cali	Valle	229	7.2052	CCGT

Fuente: CREG.
Nota: OCGT: Ciclo Abierto. CCGT: Ciclo Combinado.

La generación térmica a gas comprende centrales de ciclo abierto y centrales de ciclo cerrado. Las centrales generan en mérito una pequeña parte del tiempo y, algunas de ellas, por restricciones.

Ilustración 14: Generación por tecnología en Colombia (kWh)



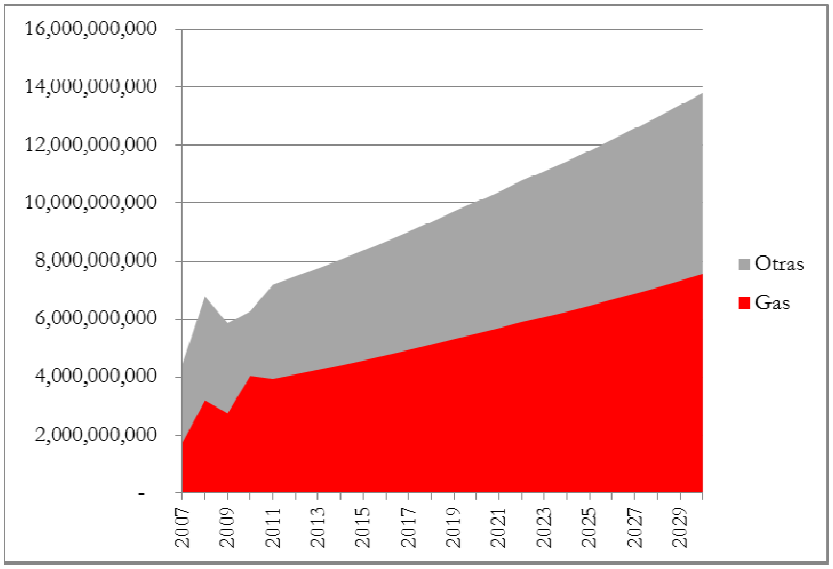
Fuente: Neón.

La generación a gas constituye una forma continua de atender la demanda eléctrica. En épocas de Niño su contribución alcanza la mitad de la demanda eléctrica colombiana a pesar de contar con un poco más de 30% de la capacidad instalada, pero aún en épocas fuera de Niño, las centrales térmicas a gas contribuyen de manera notoria a la satisfacción de la demanda.

2.2.2 Generaciones de seguridad

La manera como contribuyen estas centrales es la generación por restricciones, es decir generación que el sistema requiere debido a las restricciones de red. Por definición, estas generaciones son de corto plazo; en la medida en que la red se amplíe irán desapareciendo. Pero una mirada a las restricciones esperadas de aquí al año 2030 (fuente XM) nos enseña que las plantas a gas parecen ser necesarias para ese tipo de generaciones.

Ilustración 15: Generación por restricciones (2007-11) (kWh)



Fuente: Cálculos de información de XM.

Las generaciones de seguridad son una constante del mercado colombiano desde sus inicios. A lo largo del período de liberación (1995-2011), las generaciones de seguridad han representado un 30% del total de generación del sistema y alcanzaron niveles superiores al 50% en el período 2001-2.

2.2.3 Efectos ambientales

El gas es también uno de los combustibles más limpios. Ante el calentamiento global las emisiones de efecto invernadero han asumido una mayor importancia y se cuenta con precios de mercado de éstas emisiones. Asimismo, varios países han impuesto restricciones a la cantidad de NOx o SO^2 que se emita a la atmósfera. En términos de efectos económicos de la contaminación, sólo existe un mercado

mundial de emisiones de gases de efecto invernadero y en particular de CO^2.[17]

2.3 RESOLUCIÓN PRIVADA DEL PROBLEMA

En un mercado eléctrico liberalizado como el colombiano, las empresas toman decisiones basadas en sus beneficios. De esta manera, es necesario analizar qué harían las empresas de generación colombianas para resolver los costos de flexibilidad que enfrentan y su necesidad de generar en restricciones y en el mercado. Para hacerlo, analizamos cuatro combustibles, desde la perspectiva de cada empresa por separado (gas natural doméstico, GNL importado, carbón y combustibles líquidos derivados del petróleo). Vista la decisión que tomarían las empresas, se presenta un análisis de su impacto sobre diferentes campos y variables: el funcionamiento del mercado liberalizado, el costo de la generación por restricciones, los efectos sobre los precios de la energía, los cargos de transporte de gas, las tarifas y la competitividad del país.

2.3.1 Cambio de combustible

En el año 2006, Santiago Urbiztondo hizo un estudio para la USAID que analizaba la mejor decisión de las centrales a gas, ante la oportunidad de convertirse a fuel oil que surgió con la resolución CREG-071-2006. Urbiztondo encontraba que, con la posible excepción de Tebsa y las Flores, dados los niveles de *Take or Pay* del mercado, no valía la pena suscribir contratos de transporte y suministro de gas.[18] La tabla a continuación reproduce dichos resultados.

---

[17] Existen mercados locales de NOx y SO^2 en países específicos y normativa sobre niveles máximos de estos compuestos

[18] S. Urbiztondo (2006) *La competencia en el mercado mayorista eléctrico de Colombia: Regulaciones existentes y reformas deseables*, versión del 24 de noviembre de 2006.

Tabla 6: Conversión a líquidos

Planta	Despacho	Costo total (US/MW año)		
		ToP 70%	ToP 50%	ToP 25%
Tebsa	57%	182.3	172.2	171.1
Flores 1	52%	175.4	161.6	158.7
Proeléctrica	32%	168.7	147.6	135.4
Flores 2 y 3	30%	183.7	156.7	140.3
Barranquillas	12%	161.4	117.7	97.0
Dorada	8%	161.5	124.8	97.3
Candelaria	8%	165.7	128.8	98.2
Candelaria	8%	153.1	118.9	91.9
Centro	5%	134.8	106.7	83.1
Sierra	5%	127.6	102.3	81.0
Valle	4%	147.0	115.6	87.4
Emcali	4%	146.8	115.3	87.0
Meriléctrica	2%	157.0	117.7	83.6

Fuente: Urbiztondo (2006).
ToP. Take or Pay.
**Las celdas sombreadas corresponden a las centrales para las que es ventajosa la conversión.*

Los resultados de Urbiztondo se refuerzan en la coyuntura actual del sector:

- Las perspectivas de despacho son inferiores tras los resultados de la subasta GPPS que asignó Obligaciones de Energía Firme a proyectos hidroeléctricos;[19]
- Los costos de transporte de gas son superiores por las inversiones realizadas en los dos sistemas, lo cual implicará mayores cargos por este servicio;
- Los generadores térmicos tendrán que asumir mayores costos fijos con la nueva metodología de transporte;
- Los ToPs de gas del 70% son poco probables (y aún menos los del 25% del interior);
- Los generadores del interior tendrán que asumir el costo de transporte del tramo Ballenas-Barranca que hoy no forma parte de sus costos de gas.

De hecho, podemos hacer un ejercicio similar al de Urbiztondo (2006) pero ampliarlo a cuatro combustibles:

- Gas natural doméstico;
- GNL importado;

[19] Sin embargo parece que algunas de las GPPS no podrán desarrollarse en los plazos establecidos y dos de ellas (Porce IV y Miel II) no se construirán después de todo. Algo similar ocurrió en Irlanda con las subastas de renovables y es que la decisión de invertir puede cambiar después de ganarse la subasta (por sobrecostos o nueva información). La subasta colombiana se realizó unos seis meses antes de que la crisis global de 2008 se empezara a manifestar.

- Líquidos;
- Carbón.

La idea es tratar de comprender, con la coyuntura actual de gas, cuáles serían las decisiones que tomarían generadores racionales respecto del combustible que elijan para su generación. La siguiente tabla ilustra el ejercicio.

Tabla 7: Elección privada de combustible (dólares anuales) (Beneficios)[20]

	Opción elegida	Beneficio opción elegida	Gas Natural	Carbón	GNL Final
Termo Candelaria 1	Líquidos	5.849.138	- 75.723.920	- 50.937.493	- 863.023
Termo Candelaria 2	Líquidos	5.287.819	- 77.688.953	- 54.115.484	- 959.482
Termo Cartagena 1	Líquidos	1.648.397	- 40.550.746	- 23.646.899	- 5.302.143
Termo Cartagena 3	Líquidos	1.357.849	- 36.869.488	- 25.146.320	- 4.720.815
Termoflores 1	Líquidos	7.634.126	- 64.938.080	- 44.175.934	282.247
Termoflores 4	Líquidos	21.128.034	- 150.846.726	- 95.194.738	4.831.321
Merieléctrica	Líquidos	2.569.454	- 86.149.197	- 60.311.699	- 23.509.080
Termovalle	Líquidos	9.886.215	- 71.877.995	- 70.150.639	- 4.090.977
Proeléctrica 1	Líquidos	3.236.399	- 36.145.157	- 27.459.320	- 8.838.441
Tebsa Total	Líquidos	30.937.881	- 271.207.753	- 172.932.975	17.269.305
Termobarranquilla 3	Líquidos	2.372.506	- 31.920.931	- 21.875.202	535.851
Termobarranquilla 4	Líquidos	1.774.278	- 32.776.917	- 21.943.895	383.300
Termocentro	Líquidos	13.264.602	- 99.064.816	- 90.118.722	6.947.122
Termosierra	Líquidos	18.687.281	- 144.756.382	- 154.842.390	8.802.005
Termodorada	Líquidos	94.303	- 27.178.567	- 19.483.547	- 40.729.337
Termoemcali	Líquidos	9.254.067	- 89.881.226	- 84.143.863	- 2.901.903
TOTAL País		**134.982.349**	**- 1.337.576.854**	**- 1.016.479.121**	**- 52.864.050**

Fuente: Costos de generación de Mott's McDonald, IEA, DoE EIA, costos de combustible de la UPME (Líquidos por planta).

Nota: Se supone un Take or Pay de 90%, una prima por disponibilidad de líquidos de 6 USc/galón y un almacenamiento de 20 días de líquidos. Precio de GNL de 11 USD/MBTU, de GN doméstico de 6,5 USD/MBTU y de carbón de exportación de 120 USD/Ton. Beneficios de las centrales son sólo por venta de obligaciones de energía firme. Las terminales de importación se ubican en Buenaventura y Barranquilla y son FSUs con regasificación en tierra (sin almacenamiento). Suponemos que cada terminal es compartida entre todas las térmicas de la zona (Costa e Interior) de acuerdo con sus OEFs. Se utiliza el precio de los líquidos de la UPME que corresponde al escenario de precios bajos de líquidos. Se utiliza una tasa de descuento del 13%. Precio de Certified Emmission Reductions igual a 7.85 basado en precio de futuros.

Como la terminal de importación es un caso de costo conjunto, para ser viable debe ser la más rentable para todas las centrales participantes. En los resultados mostrados, la terminal es más rentable que el combustible líquido para algunas centrales. Pero para otras no lo es y cuando éstas no participan en el proyecto suben los costos para las que permanecen. En la iteración final ninguna de las centrales quiere hacer la terminal a pesar que en el valor presentado en la tabla se ha escalado el tamaño de la terminal a la central (no a la unidad).

Los resultados apuntan a que los combustibles líquidos son la elección natural para todas las centrales de la muestra. El caso del gas

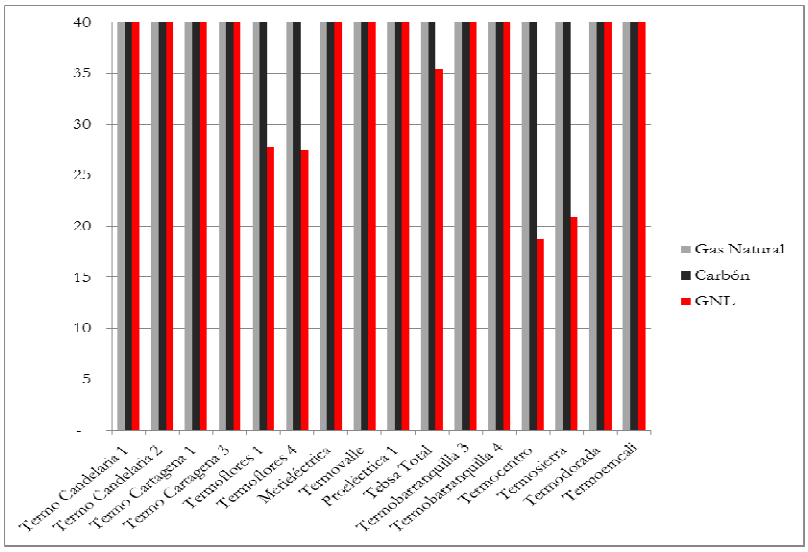
[20] Las cifras corresponden a beneficios respecto de ingresos por obligaciones de energía firme.

nacional es muy importante porque revela estar muy alejado de lo que cabría esperar. El gas nacional empieza a ser una alternativa cuando los ToPs son inferiores a 25%, pero sólo para las plantas de la Costa Atlántica.[21]

Por supuesto que no se han considerado dos fuentes adicionales de ingreso como son ventas de gas en mercado secundario (para el gas doméstico) o rentas inframarginales en la Bolsa de Energía. Esto es más relevante para el gas doméstico y para una empresa como Tebsa que para los otros combustibles (el carbón requeriría una reconversión). Para hacernos una idea de cuáles deberían ser las rentas inframarginales por MWh cada vez que las centrales generan en mérito hemos dividido la diferencia en rentas de generar con líquidos y con los demás combustibles y dividido por la generación en mérito de la central.[22]

La ilustración a continuación da una idea de las rentas necesarias para evitar la conversión a líquidos.

Ilustración 16: Rentas inframarginales necesarias para evitar la conversión a líquidos (USD/MWh)



Fuente: Cálculos propios.

Hemos acotado en la gráfica los valores en 40 USD/MWh para poder apreciar con mayor claridad otros valores más reales. El caso de Tebsa indica que necesitaría que cada vez que genera por mérito,

[21] Las plantas del interior prefieren líquidos aún con un suministro de gas todo variable por el efecto de los costos fijos del transporte y del incremento en sus tarifas.

[22] Las generaciones de seguridad asumidas son tomadas de XM. El despacho histórico a lo largo de un ciclo hidrológico menos la generación por seguridad se supone como despacho en mérito.

recibiera 35 USD/MWh de renta para poder asumir el costo de la terminal.

Si la respuesta a la decisión privada es tan categórica en favor de los combustibles líquidos, una duda sensata en este punto es por qué no se han convertido todas las centrales a líquidos o, mejor, por qué Tebsa no se ha convertido aún.[23]

Varias razones explican ese comportamiento. De un lado, la incertidumbre sobre disponibilidad de gas doméstico ha sido una constante en el mercado. Las exportaciones a Venezuela cambiaron el panorama según el cual habría gas para la renovación de contratos de gas doméstico con el parque térmico. Esto, sin embargo, se vio atenuado por la posibilidad de importación de Venezuela en el 2012. En la medida en que las importaciones son menos probables y que las exportaciones se renuevan, el sector ha visto como una realidad la falta de disponibilidad de gas para el parque térmico, y más aún para compromisos de energía firme a partir de 2015.

De otro lado las centrales no derivan rentas de la generación por restricciones, por lo tanto no tienen interés en un combustible en particular para esta clase de generación.

El caso de Tebsa también es interesante porque es la central que más costos le acarrearía al sistema si se convirtiera a líquidos, y porque es un buen cliente para los productores domésticos de gas quienes han ido renovando contratos con la planta de manera gradual y parcial. Como la central genera por restricciones una parte importante del tiempo y ahí se paga el costo de funcionamiento, los sobrecostos por restricciones (muy probables) serían un motivo más que suficiente para socializar los costos de la terminal de importación de la costa.

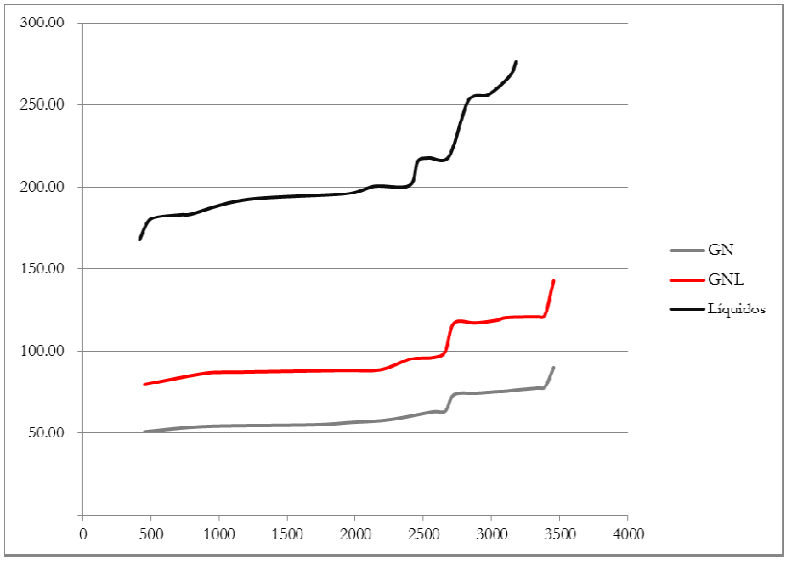
2.3.2 Efecto de la decisión privada sobre el mercado liberalizado

Existen diferentes impactos de que el parque térmico se vaya a combustibles líquidos. Uno, muy difícil de estimar, es la formación de precios en un mercado marginalista con tecnologías de costos de generación tan disímiles como serían el agua y los combustibles líquidos. Las siguientes ilustraciones presentan las curvas de oferta con combustible principal (gas) y alterno (líquidos).

---

[23] Sólo quedan por convertirse Tebsa, Flores 3 y Meriléctrica. Termodorada está en proceso, Candelaria se convirtió en 2006.

Ilustración 17: Nuevas Curvas de oferta térmica

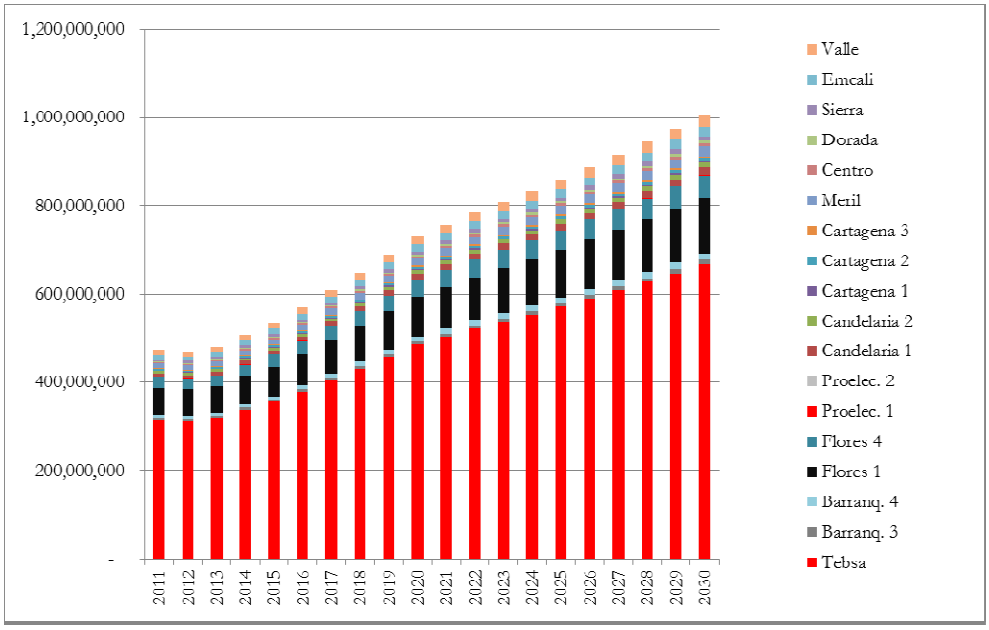


Fuente: Cálculos a partir de información de XM

2.3.3 Efecto de la decisión privada en generación por restricciones

El cálculo de los costos por restricciones, en el caso de que las centrales a gas se conviertan a líquidos no es difícil de realizar. La UPME publica las diferencias de costos variables entre combustibles líquidos por planta y XM publica la proyección de generaciones de seguridad por planta entre 2011-2030. Los precios de la UPME comprenden hasta el año 2020, así que dejamos la diferencia en precios constantes de 2020 a 2030.

Ilustración 18: Sobrecosto de generaciones de seguridad por cambio de combustible (en USD)



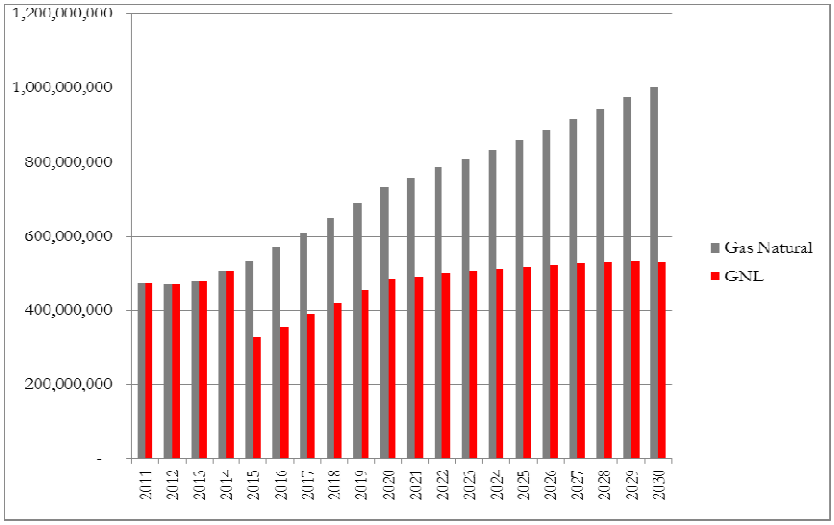
Fuente: UPME y XM.

El sobrecosto es bastante importante. Para el año 2014 se cifra en 507 MUSD, o en VPN alcanza los 4.300 MUSD a lo largo de todo el período 2011-30. Este costo pasa directamente a las tarifas eléctricas a través del componente R (restricciones) de la fórmula tarifaria.

Sin embargo, probablemente el punto de comparación a futuro – debido a las dificultades de conseguir gas doméstico para la generación térmica – es con respecto del GNL a partir de 2015. Con los costos variables que hemos estimado, el sobrecosto de las restricciones con combustibles líquidos se presenta a continuación.[24]

[24] Utilizamos como predicción de precios del GNL el escenario contemplado por la Agencia Internacional de la Energía denominado como Gas Scenario.

Ilustración 19: Sobrecosto de generaciones de seguridad (escenario GNL y GN) (en USD)



Fuente: UPME, XM y IEA.

El VPN de este sobrecosto es de más de 3.200 MUSD (con una tasa de descuento del 13%) pero, en términos nominales, representa más de 500 MUSD anuales.[25]

2.3.4 Efecto sobre los precios de energía

El efecto que tendría el cambio a líquidos sobre los precios de la energía puede ser estimado por medio de un modelo de despacho. La empresa Frontier Economics Ltd ha desarrollado el modelo F(EM)^2-COLSIN que permite modelar el mercado colombiano bajo las hipótesis de precios de gas doméstico y de combustibles líquidos hasta el año 2030.[26]

El efecto sobre los precios de la energía es notorio. Si simulamos el parque actual (con las centrales ganadoras de la subasta de 2008), la diferencia de precios de GNL con combustibles líquidos entre 2014 y 2017asciende a unos 23 USD/MWh.

Un ejercicio similar ha sido desarrollado por XM suponiendo que existen centrales que utilizan GNL a partir del año 2016. Los precios

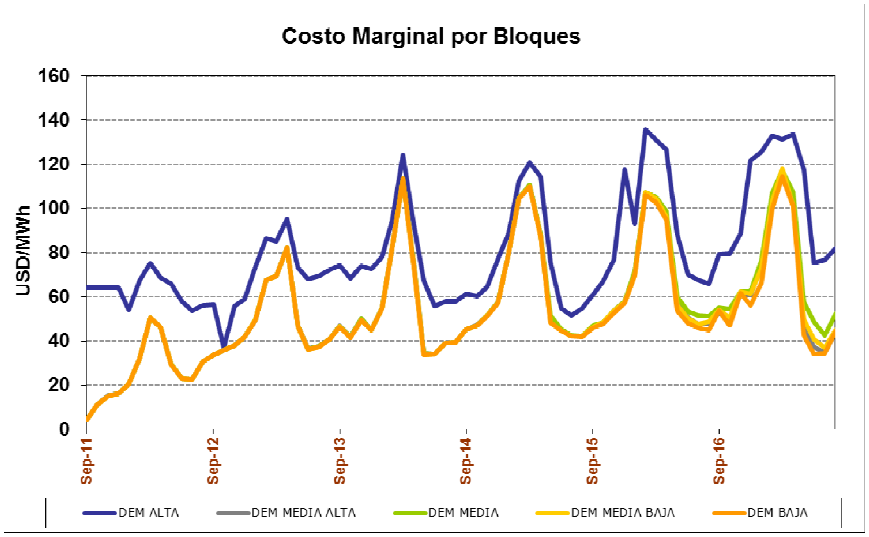
---

[25] Puede pensarse que si las plantas se cambian a líquidos pueden perder competitividad y disminuir sus generaciones de seguridad. Este caso debe analizarse sobre todo para Tebsa y al respecto se pueden hacer las siguientes reflexiones. Primero, la mayoría de generaciones de seguridad de Tebsa parecen estar asociadas a 110 kv y relacionadas con la ausencia de generación en la ciudad de Barranquilla. Es previsible que éstas persistan en el futuro cercano. Segundo, los competidores de Tebsa no son plantas que vayan a utilizar un combustible más competitivo (p. ej. Termoguajira con carbón) sino plantas como flores 4, Candelaria y Proeléctrica que parecen tener incentivos a cambiarse a líquidos. Por eso parece razonable seguir esperando que las generaciones se puedan hacer con líquidos.

[26] Frontier Economics Energy Market Model. Versión Sistema Interconectado Nacional de Colombia ©.

de energía que predice el MPODE con fuel oil pueden apreciarse en el gráfico a continuación.

Ilustración 20: Precios de energía en escenarios con líquidos



2.3.5 Efectos sobre el costo del servicio de energía eléctrica y el déficit entre subsidios y contribuciones

Un incremento en el precio de la energía implica un mayor costo de la prestación del servicio y consecuentemente, en los subsidios y en el aporte del presupuesto nacional para cubrir el déficit que queda después de aplicar la contribución de solidaridad.

El mayor costo se da en los siguientes componentes del costo unitario del servicio: generación y pérdidas de energía en razón al mayor precio de la energía en un mercado marginalista, según se explicó antes, y en el componente de restricciones, por el mayor costo de las generaciones de seguridad con combustibles líquidos, especialmente en la Costa Atlántica.

Tomando en cuenta una estructura aproximada de costo unitario actual en el cual se estima que el costo de generación participa con un 36.1%, las pérdidas con el 7.1% y las restricciones con el 3.7%, un incremento alrededor del 30% en los precios del componente de generación[27] y del 90% en el costo de generaciones de seguridad, se obtiene un impacto sobre el costo total del servicio de energía eléctrica (incluyendo en dichos costos los otros componentes de transmisión, distribución y comercialización), del 16.4%.

Con el fin de obtener un estimativo del impacto sobre el presupuesto nacional originado en el incremento de los subsidios, se realizó un ejercicio simplificado partiendo de los datos disponibles para 2011, el cual

[27] El incremento estimado con el modelo de Frontier de 23 USD/MWh en el precio de la energía por generación con líquidos presentado en el numeral 2.3.4. representa el 34%, frente a los precios estimados para el período 2014 – 2017, bajo supuestos de GNL.

se presenta en la tabla siguiente.[28] El déficit a ser cubierto con recursos del Presupuesto Nacional se incrementaría en un 16%, unos USD100 al año.

Tabla 8: Impacto sobre el déficit de subsidios tarifarios de energía eléctrica

	Valor en 2011 ($MM)	Incremento CU	Nuevo Monto ($MM)
Subsidios	2.011.913	16,4%	2.341.036
Contribuciones	666.718	16,4%	775.785
Déficit	1.345.195		1.565.252
Incremento del déficit			**220.057**
Incremento del déficit %			**16%**

2.3.6 Efectos sobre los cargos de transporte de gas

El dimensionamiento de los gasoductos, con las economías de escala que ello representaba, se basó en el supuesto de contratación de una parte muy importante de la capacidad de transporte con las plantas térmicas a gas. Es lógico entonces, que un retiro de la demanda térmica, ocasionaría en el futuro incrementos en los cargos de transporte que remuneran la inversión y el AOM.

A continuación se presenta una tabla comparativa entre los cargos vigentes y los nuevos aprobados para TGI en octubre de 2011 (resolución pendiente de confirmación), para los cargos fijos y variables, para parejas de cargos al 100% respectivamente. En la tabla se puede apreciar el efecto en los cargos de las variaciones de las demandas proyectadas, de volumen y capacidad, frente a los costos incrementales de la inversión por incremento de capacidad y confiabilidad, para los principales trayectos relevantes para la generación térmica. De acuerdo con la información reportada por TGI sobre la demanda proyectada y que fue publicada por la CREG, se observa una reducción significativa de la demanda proyectada en el largo plazo para los tramos que van desde Barrancabermeja a Cali (de Ballena a Barrancabermeja la demanda de capacidad del gasoducto es casi del 100% de la capacidad del tubo, que sirve en buena medida la demanda creciente de la Refinería de Barrancabermeja). En este sentido, se supone que en gran parte[29], los incrementos de los cargos

[28] La simplificación consiste en asumir un nivel de subsidios y contribuciones similar al de 2011, el cual se incrementa proporcionalmente al aumento en el costo unitario del servicio (CU). Dado que, para efectos comparativos, el incremento en los precios de generación con líquidos se produciría frente a un nivel de precios con GNL, que debe ser mayor al registrado en la actualidad, el déficit tomado como punto de partida sería mayor que el de 2011.

[29] No se dispone de información completa para concluir sobre qué proporción de los incrementos se explican por reducción en la demanda proyectada de capacidad y de volumen, pero en el caso de los tramos de Mariquita – Cali, dado que contaban con suficiente capacidad que no requería de

en el trayecto Sebastopol – Cali se originan por la reducción en la demanda proyectada frente a que se tenía para la aprobación de los cargos en 2003.

Tabla 9: Comparación de cargos vigentes y aprobados para TGI

TRAMOS Y TRAYECTOS	Cargo Variable 100% kpcd (USD/2009)			Cargo Fijo 100% US$/kpd-año USD/2009		
	CV	CV	% Inc	CF	CF	CF
Ballena- Barranca	0,572	1,052	84%	161,94	209,34	29%
Barranca- Sebastopol	0,151	0,409	170%	27,32	56,38	106%
Sebastopol- Vasconia	0,112	0,263	135%	20,13	26,33	31%
Vasconia- Mariquita	0,281	0,293	4%	68,82	60,49	-12%
Mariquita- Pereira	0,353	0,642	82%	86,86	122,27	41%
Pereira- Armenia	0,135	0,265	97%	32,19	47,65	48%
Armenia- Cali	0,291	0,639	120%	66,82	109,51	64%
Cusiana-El Porvenir	0,108	0,092	-15%	27,29	20,94	-23%
El Porvenir - La Belleza	0,280	0,693	147%	78,89	155,70	97%
La Belleza - Vasconia	0,280	0,401	43%	67,18	84,27	25%
Estampilla Ramales	0,127	0,096	-24%	35,32	20,89	-41%
Estampilla Principales	0,127	-		35,76	-	
Trayecto Ballena - Cali	2,149	3,659	70%	535,16	652,85	22%
Trayecto Cusiana - Cali	1,728	3,025	75%	428,04	600,82	40%
Trayecto Ballena - Vasconia	1,090	1,820	67%	280,47	312,94	12%
Trayecto Cusiana - Vasconia	0,923	1,282	39%	244,43	281,80	15%

Nota: Los nuevos cargos de TGI no contemplan la estampilla principales que venía vigente, por lo cual, se considera incluido el costo en los cargos fijo o variable. Para efectos comparativos, el cargo estampilla principales que viene vigente se suma a cada trayecto de los respectivos cargos del período que termina.

En el caso del sistema de transporte de la Costa Atlántica, las proyecciones de demanda presentadas por Promigás para la aprobación de los nuevos cargos de transporte no muestran una declinación. Sin embargo, es importante anotar que la demanda térmica de capacidad de transporte que fue reportada como contratada para el primer año del horizonte asciende a 285 MPCD hasta Barranquilla y 89 MPCD de esta ciudad a Cartagena. En caso de contar eventualmente con una planta de regasificación en Cartagena o Barranquilla para oferta de flexibilidad a las térmicas de la costa, de todas maneras los tramos de Guajira a Barranquilla verían una reducción en su utilización, la cual sería compensada parcialmente por la demanda de Reficar.

ampliaciones, los incrementos deben estar explicados en mayor medida por la reducción de la demanda térmica.

2.4 SOLUCIÓN ÓPTIMA AL PROBLEMA

La forma en la que el mercado eléctrico resolvería de manera privada el problema de flexibilidad (a través de los líquidos), resulta extremamente costosa, ineficiente y riesgosa para la estabilidad del mercado eléctrico. En esta sección del documento se analiza si existe una mejor manera de hacerlo, desde la perspectiva social del Estado, de reemplazar esta generación por otra generación térmica. El problema difiere del modelo privado en los siguientes aspectos:

- Para un formulador de política o planificador los costos variables y fijos de todas las tecnologías son los relevantes.
- Un planificador valora todos los costos fijos mientras que el inversionista sólo valora los costos no hundidos. Esto implica que el planificador toma en cuenta los costos de inversión a costo de reposición.

En términos de la discusión sobre tecnologías, el planificador encuentra el mínimo costo de prestar el servicio, con independencia de lo que ya se ha invertido. Lo hace porque todas las inversiones las paga el sistema.

Esta es la forma tradicional para analizar la necesidad de una política o intervención del estado en la economía. La idea es que en un modelo sin incertidumbre y sin fallas de mercado la asignación de un mercado es un óptimo de Pareto (primer teorema de la economía del bienestar). Para demostrar si es un óptimo de Pareto se compara la situación con lo que haría un planificador central es decir la manera en que un planificador resolvería el problema de mínimo costo. Si se encuentran discrepancias, tradicionalmente, se justifica una intervención.[30]

Para ilustrar el problema de la óptica pública/privada analizamos dos problemas relacionados:

- Problema de las externalidades;
- Problema de activo conjunto/indivisibilidades.

El primer problema surge porque los inversionistas privados en su toma de decisiones no internalizan los costos en que la economía incurre. Es así como los costos ambientales de los líquidos por emisiones (CO^2, NOx, SOx) no son internalizados, ni los costos de inversión/reposición de las centrales por ser inversiones hundidas.

[30] Eso no quiere decir que se aboga por un esquema administrado sino que se justifica una intervención (p. ej. El cargo por confiabilidad) aunque no la forma de ésta que puede ser administrada (poco recomendable) o de mercado; ésta última ya sea fijando cantidades o fijando precios que pueden ser más ó menos óptimas dependiendo de la incertidumbre en oferta y demanda.

Normalmente cuando hay un problema de externalidad la solución eficiente es que la economía vea esos costos. Nuestro modelo lo hace por medio de introducir todos los costos relevantes para el sector y analiza los efectos que tiene la decisión de hacerlo.

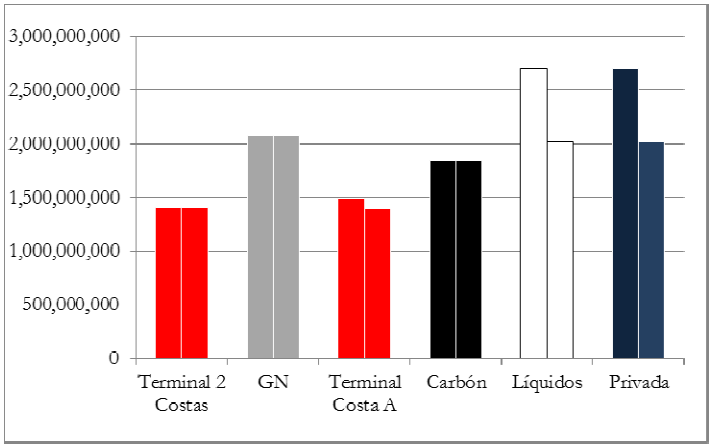
Pero el costo de la terminal es conjunto. Esto significa que el activo es indivisible, presta servicios a varios generadores y aunque beneficie a todos en conjunto no tiene por qué beneficiar a todos por separado. Esto lo analizamos mirando a las terminales como un problema conjunto para todas las centrales de la costa o todas las centrales del interior.

2.4.1 Ejercicio de activo conjunto

Para resolver el problema de activo conjunto analizamos costos totales para el sistema con los mismos supuestos que en el ejercicio anterior. Así analizamos la solución con todas las centrales con gas licuado, sólo las centrales de la costa Atlántica con GNL, la alternativa de carbón, gas natural doméstico y la combinación de mínimo costo para el sistema.

El resultado puede verse a continuación donde se enseña el costo anual de las diferentes alternativas para dos escenarios de precios de líquidos (escenario alto y escenario bajo).

Ilustración 21: Costos sociales de generar (USD-Año)

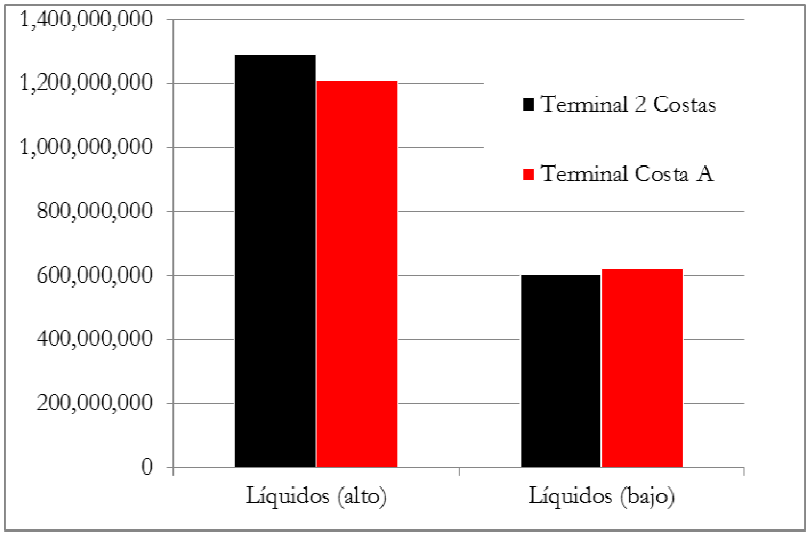


Nota: Para cada opción, la columna de la izquierda corresponde a precios altos de líquidos.

Las alternativas de las terminales de importación son las más económicas siendo superior la de las dos costas cuando el precio de los líquidos es alto y superior la alternativa sólo en la costa Atlántica cuando el precio de los líquidos es bajo. Estos resultados son muy robustos a la tasa de descuento, precio de carbón, precio de GNL y precio de GN.

En términos de ahorros para la economía de las alternativas escogidas, la siguiente ilustración presenta las diferencias entre los costos de la elección privada y los costos de la elección pública.

Ilustración 22: Beneficios de la elección pública (USD-Año)



Los beneficios para la economía de un terminal en las dos costas (o en la Costa Atlántica) están entre 603 – 1.290 (ó 620 – 1.208) MUSD al año en los escenarios de precios de líquidos altos o bajos.

2.4.2 Ejercicio sin resolver problema de activo conjunto

Si la política pública sólo resuelve el problema de la externalidad – ignorando el problema de activo conjunto – la solución social es subóptima. En ese caso, el ejercicio es similar al ejercicio privado en el que cada central decide, conociendo el costo del gas licuado, cuál opción seguir de manera individual. Si, por ejemplo para la central X, no es el gas licuado, entonces los costos para las demás centrales de gas licuado suben y el ejercicio continúa hasta cuando es estable o ninguna central quiere cambiar. Con los mismos supuestos de los ejercicios anteriores y con precio de líquidos en un escenario medio, los resultados son los que se presentan en la tabla a continuación.

Tabla 10: Costos sociales de generación (USD-Año)

	Opción elegida	Costo opción elegida	Costo elección privada	Gas Natural	Líquidos	Carbón	GNL
Termo Candelaria 1	GNL	44.217.872	62.554.141	110.559.666	62.554.141	81.817.066	44.217.872
Termo Candelaria 2	GNL	38.500.765	52.126.086	110.986.113	52.126.086	81.437.286	38.500.765
Termo Cartagena 1	GNL	14.314.768	17.094.678	53.040.319	17.094.678	33.075.411	14.314.768
Termo Cartagena 3	GNL	18.668.720	23.869.894	49.820.346	23.869.894	36.498.529	18.668.720
Termoflores 1	GNL	64.913.798	104.103.963	102.439.930	104.103.963	75.146.555	64.913.798
Termoflores 4	GNL	238.474.716	408.951.267	265.357.201	408.951.267	255.084.554	238.474.716
Merieléctrica	Líquidos	46.368.981	46.368.981	119.965.611	46.368.981	85.599.743	> 47,000,000
Termovalle	Líquidos	67.937.093	67.937.093	117.201.762	67.937.093	104.714.780	> 68,000,000
Proeléctrica 1	GNL	28.837.878	44.972.590	55.548.957	44.972.590	47.405.235	28.837.878
Tebsa Total	GNL	446.539.076	792.374.896	468.980.361	792.374.896	467.009.855	446.539.076
Termobarranquilla 3	GNL	18.028.310	21.775.407	44.835.201	21.775.407	33.379.622	18.028.310
Termobarranquilla 4	GNL	17.839.703	22.041.860	45.026.489	22.041.860	32.869.903	17.839.703
Termocentro	Líquidos	118.618.550	118.618.550	162.331.075	118.618.550	143.760.884	>119,000,000
Termosierra	Líquidos	162.088.524	162.088.524	241.952.515	162.088.524	232.986.496	>163,000,000
Termodorada	Líquidos	13.697.058	13.697.058	36.147.836	13.697.058	25.816.085	>14,000,000
Termoemcali	Líquidos	58.900.871	58.900.871	138.802.421	58.900.994	116.066.405	>139,000,000
TOTAL País		1.397.946.683	2.017.475.860				
Beneficio Política		619.529.177					

Fuente: Cálculos propios, datos de las fuentes de la Tabla 7. Escenario de precios bajos de líquidos.

Lo primero que llama la atención de los resultados es la diferencia de costos para la economía bajo la elección privada (Total de líquidos 2.017 MUSD al año) y la opción elegida (1.397 MUSD). Una ganancia neta de más de 600 MUSD al año – según este ejercicio – para la economía colombiana.

Pero lo otro que llama la atención es que – si no se soluciona el problema de activo conjunto – no todas las centrales térmicas utilizarán los servicios de flexibilidad de una terminal de importación de gas. Las centrales del interior parece ser que es mejor que utilicen los líquidos para generar. Esto ocurre porque en la primera iteración hay centrales que prefieren los líquidos al GNL (caso de Meriléctrica, por ejemplo) y esto aumenta los costos de GNL otras centrales en la zona que, finalmente, termina por no viabilizar la terminal.

2.5 CONCLUSIÓN

El problema potencial de no resolver el problema de flexibilidad del mercado colombiano no es desdeñable. Hemos encontrado que no encontrar una oferta de flexibilidad – como la que brinda el mercado de GNL – puede tener consecuencias de diferente índole. Éstas son:

- En términos de costos sociales, un sobrecosto del orden de 620 MUSD de la elección privada basado en líquidos frente al costo de la elección basada en GNL;
- Un sobrecosto en las generaciones de seguridad de unos 500 MUSD al año;
- Un sobrecosto en los precios de la energía eléctrica que pueden superar el monto anual de 800 MUSD al año del Cargo por

Confiabilidad, teniendo en cuenta que el costo marginal muestra incrementos del orden de 23 USD/MWh;

- Un aumento en las tarifas de transporte de gas, especialmente en ciertas áreas del interior del país;
- Además de impactos en la seguridad del suministro de gas en el futuro a otros sectores de demanda, y en la sostenibilidad de los contratos de exportación.

Ese sobrecosto puede ser la solución óptima para la economía colombiana pero tenemos serias dudas de que así sea. Encontramos que la solución privada al problema de flexibilidad no coincide con la decisión óptima desde la perspectiva social lo cual es evidencia de una falla de mercado. Encontramos que la solución social es unos 620 MUSD más económica e incluye una combinación de GNL para las centrales de la costa y una terminal de importación en la Costa Atlántica. Esta terminal cuenta con capacidad de almacenamiento.

Se ha pensado en la capacidad de almacenamiento por dos motivos principales, que no se cuantifican aquí:

- Uno, por las pruebas que el regulador introduce y por las generaciones de seguridad de las plantas. No parece fácil fletar un barco cada vez que el sistema quiere un redespacho o una generación de seguridad.
- Dos, por motivo de las necesidades de redundancia del sistema en el corto plazo. Con terminales en las dos costas, los usuarios tendrían muy baja probabilidad de interrupción por salidas en la red de transporte o de suministro.

Este último beneficio de las terminales no se ha cuantificado aquí y es un beneficio para todo el sector de gas. Es una externalidad positiva de la decisión social que hemos identificado en este documento.

3. Algunas soluciones al problema de la flexibilidad

El problema de flexibilidad en Colombia se ha abordado de dos maneras principales:[31]

- De manera directa en el sector de gas: a través de los contratos *Take or Pay* con el campo de Guajira y las tarifas de transporte;
- De manera indirecta en el sector eléctrico: a través de los cargos de seguridad de suministro para la generación eléctrica (cargo por respaldo, por potencia, por capacidad, por confiabilidad).

Las soluciones en materia de suministro y transporte flexible de gas se dieron en el pasado, más por razones históricas y de coyuntura, que como resultado de un análisis deliberado sobre alternativas de solución flexible, que respondieran a criterios de eficiencia y/o de conveniencia económica y social. La solución al problema a través del sector eléctrico no ha pretendido solucionar el problema de gas sino ha sido una respuesta al problema eléctrico.

Con el fin de extraer elementos que permitan construir propuestas de solución hacia el futuro al problema de flexibilidad que hemos identificado, en esta sección se presentan:

- Algunos antecedentes históricos en el caso colombiano y la razón por la cual éstos ya no funcionan;
- La manera cómo se resuelve el problema de seguridad de suministro eléctrico en otros mercados y como Colombia lo deja en manos del cargo por confiabilidad principalmente;
- La manera cómo otros países resuelven el tema del suministro flexible de gas natural en relación con la generación de energía eléctrica, y de abastecimiento a la demanda de gas en general.

3.1 SOLUCIÓN HISTÓRICA AL PROBLEMA

El grave problema de flexibilidad en Colombia no es reciente pero en el pasado se resolvió de manera diferente a cómo se está resolviendo ahora.

El problema se manifestó tan pronto como en 1998 cuando el gas de Opón no se materializó en las cantidades esperadas (pérdida de unos 100 MPCD) y el costo de suministrar las centrales allí ubicadas

[31] A la fecha, no se ha abordado el tema de flexibilidad en el corto plazo de ninguna manera y se espera que la CREG desarrolle el mandato que en este respecto le ha hecho el Ministerio a través del Decreto 2100.

aumentó por el tamaño del transporte. A esto se sumó la reducción en los despachos esperados de estas plantas como resultado de la contracción de la demanda eléctrica de finales de los años noventa.

Los orígenes de la creación de un mercado de gas en Colombia – en realidad dos mercados regionales – pasan por el Programa para la Masificación del Consumo del Gas definido en el documento CONPES 2571 de 1991. El Programa buscaba sustituir energéticos costosos por el gas propano y el gas natural, y se facilitaba por las reservas de gas en la costa y el hallazgo de gas asociado en Cusiana.

Para gas natural, se previó la construcción del gasoducto Ballena – Barranca, Cusiana-Vasconia, extensión del gasoducto en la Costa hasta Córdoba y la adecuación de poliductos para llevar el gas hasta Cali, todo en cabeza de Ecopetrol quien era el único comercializador de gas. La justificación del plan era fundamentalmente el ahorro del sector residencial y no se mencionaba la generación eléctrica en el interior con gas.

Con el fuerte racionamiento ocurrido en 1992- 93, el país trazó como política que la expansión se diera con un componente térmico del 60%. En cuanto a gas natural se refiere, a principios de 1993 (CONPES 2641 - Desarrollo de algunos proyectos del plan de expansión) se empezó a considerar la posibilidad de una planta a fuel oil o a gas en el suroccidente, como respaldo. La generación nueva y/o repotenciación a gas por 600 MW se preveía para la Costa Norte con el suministro de Guajira.

Con el CONPES 2646 de marzo de 1993 “Plan de Gas”, el cual profundizó el Programa adoptado en 1991 (la evaluación de las reservas de gas pasó de 3.7 TPC en 1992 a 7.0 TPC en 1993), el impulso a la generación a gas en el interior del país se empezó a consolidar. Es así como los escenarios de demanda al año 2005 contemplaban plantas a gas de ciclo combinado para Cali y Bogotá. Dado el tipo de planta, es de suponer que se esperaban niveles relevantes de despacho. En efecto, en el Plan de Expansión Revisión 1996, se señalan factores de utilización, para efectos de evaluación económica, de 50% para plantas de ciclo combinado y 30% para turbinas, mostrándose para el año 2010 generaciones esperadas de generación hidroeléctrica y térmica en proporciones similares. En todo caso, se encargaba al Ministerio, dentro de la revisión del plan de expansión del sector eléctrico, el evaluar la inclusión de estos proyectos, de acuerdo con la disponibilidad de gas.

Los pilares de la estrategia del Plan de Gas eran los siguientes:

- Estimular la oferta con mayor libertad de precios;

- Estimular la demanda repartiendo los costos de inversión entre todos los consumidores;
- Creación de una red de transporte que hiciera viable todo el programa y que conectara simultáneamente las grandes ciudades (Bogotá, Medellín, Cali y el Eje Cafetero);
- "*El Estado deberá liderar el Plan para evitar mayores atrasos mediante una acción coordinada entre Ecopetrol y la empresa privada en la construcción del sistema de transporte*";
- Garantizar volúmenes importantes a grandes consumidores (sector termoeléctrico e industrial) para "un adecuado balance entre consumidores en términos de beneficio económico y social, viabilidad financiera y cobertura nacional.".

El CONPES 2646 ya habla del gasoducto al Valle (antes se consideraba la adecuación de un poliducto) y señala que los precios del transporte en puerta de ciudad deberían permitir la recuperación de las inversiones en el largo plazo.

En el mismo año 1993, el CONPES 2647 (Revisión del Plan de Expansión) indicó que se tenía prevista la licitación para Termovalle por 150 MW, como ciclo combinado, y que, según estudios de ISA, la expansión debía hacerse con 750 MW a gas de un total de 2523 MW previsto al 2002. Entre los cuales, se debía contar con 150 MW adicionales a gas en el interior, proyecto a ser definido por ISA y previsto para 1996.

El CONPES definió que la Comisión de Regulación Energética debía establecer los mecanismos necesarios para recuperar los costos del respaldo necesario para garantizar la confiabilidad del sistema y solicitó a Ecopetrol, "*especialmente, asegurar el suministro de combustibles para generación eléctrica*."

En este contexto de política, era claro que el país debía asumir una expansión que permitiera incrementar el respaldo térmico, que en buena medida debía realizarse a gas con plantas en el interior y en la Costa, que la CRE debía establecer los mecanismos para permitir el cubrimiento de los costos de este respaldo, y que Ecopetrol debía asegurar el suministro del gas a estas térmicas. En ningún momento se evaluó la eventual existencia de una necesidad de "flexibilidad" en el suministro del gas y del transporte. Posiblemente, porque se visualizaban niveles importantes de despacho, porque se consideraba que el gas se aseguraba por parte de Ecopetrol, y finalmente, porque las proyecciones de precios también lo permitían.

Sin embargo, en el proceso de aprobación del Plan Nacional de Desarrollo de 1999, se consideró el almacenamiento subterráneo para la confiabilidad del sistema del interior. La Ley fue declarada inexequible, al igual que el decreto que luego adoptó el Plan, sin que

trascendiera dicha propuesta a las instancias del Plan Energético Nacional, como podría haber sido la alternativa a una decisión del Plan de Desarrollo por parte del Gobierno.

3.1.1 Flexibilidad para las térmicas

Si bien los estimativos de los cargos de capacidad de transporte del sistema del interior en 1995 se basaban en los flujos máximos demandados por las térmicas, la incertidumbre en el nivel de los despachos condujo a que en la realidad, la contratación de estos servicios por parte de las térmicas a gas se diera sobre mecanismos flexibles, que dadas las circunstancias y expectativas del momento, resultaron viables.

En suministro, en varios casos, se pactaron *Take or Pay* del 25%, con una condición denominada "primera opción de compra", consistente en que, a medida que se estrechara la oferta y la demanda, el generador térmico tenía la primera opción para incrementar su *Take or Pay*, o reducir el suministro contratado en firme. En otro caso, se pactó una prima de disponibilidad, más el precio del combustible regulado para Guajira en caso de ser despachada la planta.

La situaciones que favorecían este tipo de soluciones eran el interés del Gobierno de facilitar la instalación de nuevas plantas de generación a gas, como soporte el plan de masificación del consumo del combustible y de respaldo al SIN, bajos precios del gas (alrededor de 1.33 US$/MBTU) y en general, una oferta disponible holgada, basada en buena parte en el desarrollo de Opón y la construcción del gasoducto Ballena - Barranca. Lo anterior se facilitaba usando a Ecopetrol como instrumento para el desarrollo de la política.

El fracaso de Opón en 1998 alteró las expectativas existentes y el margen de flexibilidad (de suministro y transporte), y a medida que creció la demanda de gas (residencial, industrial y GNV), Ecopetrol empezó a aplicar la condición de primera opción de compra, lo cual, condujo a un mayor costo de los *Take or Pay* para las plantas del interior, unido a despachos promedios del 5% por exceso de oferta.

Las primeras plantas (Termovalle, Termoemcali y Termodorada), tenían contratos de venta de energía de largo plazo (PPAs) que les permitían disminuir sus costos de flexibilidad. Las demás centrales del interior (que entraron en operación entre 1997 y 1998), tres de ellas fueron desarrolladas por empresas con portafolios diversificados de generación (EPM con TermoSierra e Isagén con TermoCentro, ambas

ciclos combinados y Termodorada con la CHEC) y una como productor independiente que se empezó a gestar desde 1994.[32]

3.1.2 Signos de agotamiento

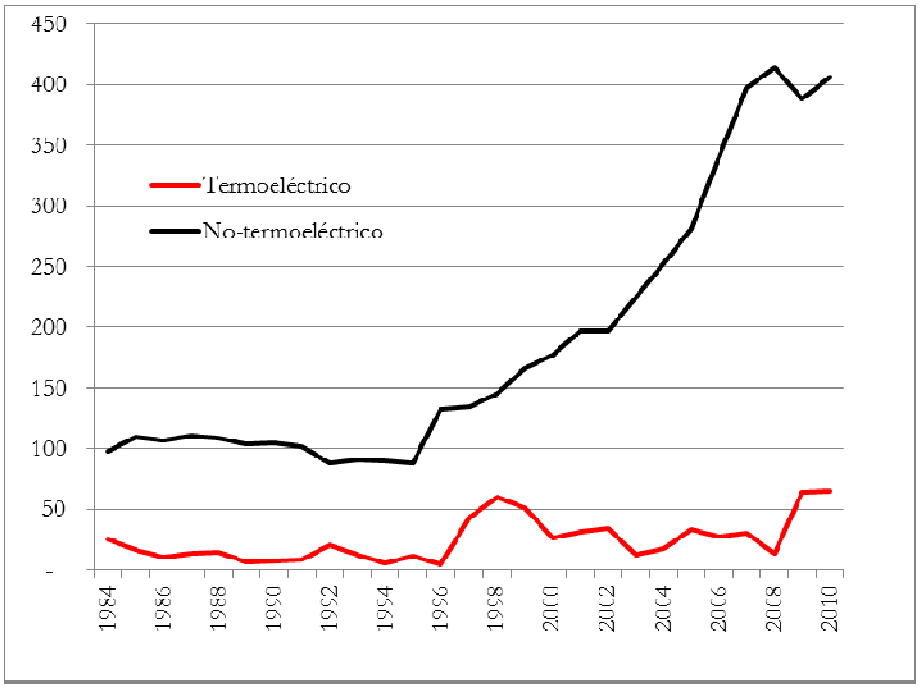
Este sistema tenía un equilibrio estable fuera de épocas de Niño. Sus características principales eran:

- Tarifas de transporte a las plantas térmicas por debajo de costo;
- Tarifas interrumpibles y muy económicas para los usuarios industriales del interior;
- Contratos de compra mínima moderados en el interior (aunque onerosos para las térmicas dado su bajo nivel de despacho y baja remuneración del cargo por capacidad);
- Bajas penalizaciones por no-entrega del gas en firme;
- No reconocimiento de todos los costos de transporte (asumidos por Ecopetrol)

Con este esquema se expandió el mercado del interior – fuera de Niño – a una tasa vertiginosa. La siguiente ilustración lo muestra.

[32] La historia de la Costa Atlántica es diferente por la cercanía de las plantas térmicas a los campos, por las generaciones de seguridad de las plantas térmicas como resultado del exceso de demanda local de energía y las restricciones del sistema de transmisión eléctrica, y por la alta utilización de la infraestructura de gasoductos como consecuencia de tarifas de transporte tipo estampilla y suministro a gas a precio regulado sin contratos de compra mínima. Sin embargo, allí también se suscribieron dos contratos PPA y se desarrolló – por medio de la autoproducción – la central de Proeléctrica.

Ilustración 23: Demanda de gas en el interior



Fuente: UPME.

El sistema se desarrolla por la sustitución muy exitosa de carbón y otros combustibles en el interior (en la industria principalmente) y por la rápida conexión de usuarios residenciales en el mercado del interior.

Así, el gas comienza a llegar al interior en forma de gas interrumpible (en transporte o en suministro o en ambos), pero el equilibrio se podía romper con la llegada del Niño como en efecto ocurrió en septiembre de 2009.

La situación del transporte era tal que no había manera de solucionarla. Tal como se muestra en el estudio de Barrera y García (2010), era imposible abastecer la demanda de transporte de gas de las térmicas del interior. En el peor de los casos y dejando sin gas a los usuarios domésticos de Bucaramanga, por ejemplo, sólo Sierra – parcialmente – hubiese podido generar y en el mejor de los casos sólo Sierra, Emcali y Valle.

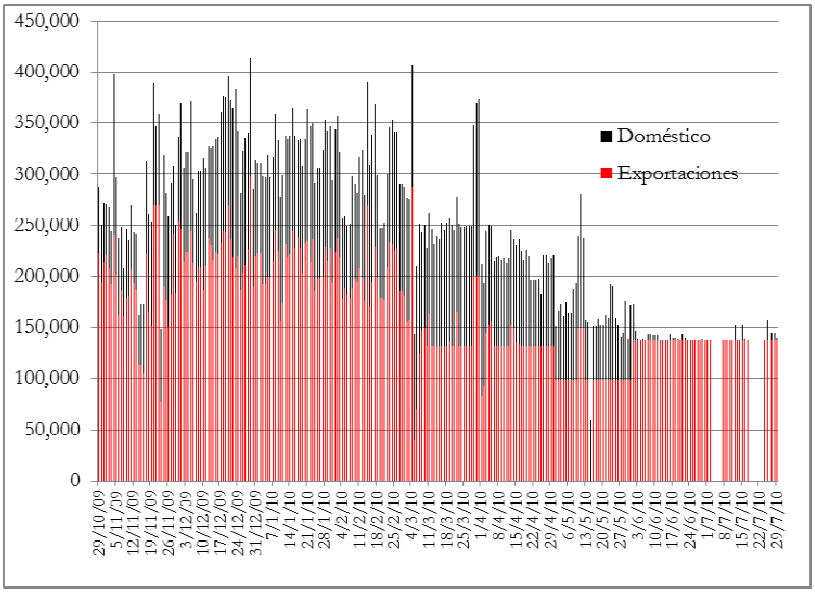
La contratación parecía interrumpible en el papel, pero en la práctica no lo era. Muchos usuarios tenían gas interrumpible comercial pero no político, reforzado por el permiso que dio la CREG de comprar gas interrumpible para el sector residencial y porque se convirtió en una práctica común en el suministro a estaciones de GNV.

3.1.3 El fin del sistema

Esa evolución culmina con el racionamiento de 2009-10 que llevó a fuertes intervenciones tanto en el mercado de gas como en el eléctrico. Los siguientes gráficos dan una idea de su magnitud.

Ilustración 24: Racionamiento en suministro (KPCD)

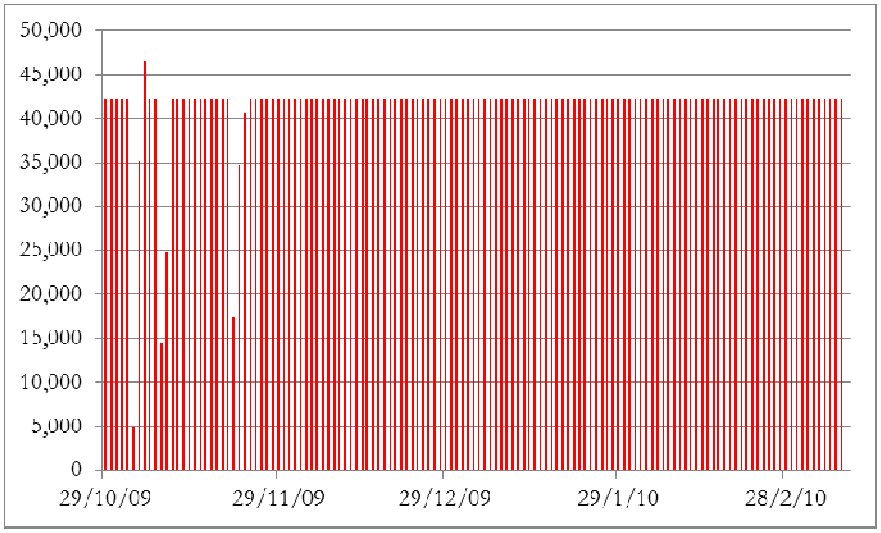
29 octubre 2009-29 julio 2010



Fuente: XM.

Ilustración 25: Racionamiento en transporte (KPCD)

29 octubre 2009-29 julio 2010



Fuente: XM.

3.1.4 El agotamiento del sistema

La fuerte contracción de la demanda de energía eléctrica a fines de los años noventa y el fracaso de Opón se resolvieron con una mezcla de política energética y regulación.

Por un lado, en 2000, la CREG adoptó una metodología de parejas de cargos fijos y variables para remunerar la inversión de transporte, permitiendo a los agentes negociar entre sí dichas parejas. Así, varias térmicas negociaron parejas de cargos al 50% fijo y variable. A nivel de política, el Gobierno Nacional tomó la decisión de asumir, a través de Ecopetrol, parte de la inversión en los BOMT.

Posteriormente, en 2006, para la creación del nuevo Cargo por Confiabilidad, la CREG adoptó un esquema de transición con el cual buscó incentivar la conversión a líquidos de las térmicas a gas. Para dicha decisión, no se contó con un análisis integral de política energética, que permitiera evaluar las implicaciones de dicha medida regulatoria – con alcance de política – y que tomara en consideración los posibles impactos en el largo plazo sobre el objetivo de lograr una mezcla eficiente de energéticos con seguridad de abastecimiento.

En suministro de gas, la CREG introdujo nuevas alternativas contractuales como soluciones de flexibilidad para las térmicas, a través de los contratos de firmeza condicionada y la opción de compra de gas, instrumentos que han sido de utilización limitada, dado el pequeño tamaño del mercado colombiano que dificulta el encontrar un cliente para el consumo complementario de dichos contratos. Así mismo, flexibilizó las condiciones de entrega de contratos de combustibles, mediante presentación de garantías, y otorgó plazos que permitían el cambio de combustible inicialmente declarado.

En cuanto a política se refiere, en 2010 el Gobierno nacional, a través del decreto 2730, ordenó al MME realizar una evaluación sobre la conveniencia de instalar una planta de regasificación para abastecer plenamente la demanda del país y estableció pautas para que las plantas a gas se respaldaran con gas flexible.

Este decreto fue sustituido por el 2100 de 2011, en el cual se excluyen estos lineamientos de política. Solamente se señala que, para asegurar la confiabilidad del servicio, los agentes operacionales (entre los cuales se incluyen los usuarios no regulados), podrán incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural. Para ello, la CREG deberá establecer los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios y fijará las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que para el efecto presenten los Agentes Operacionales.

Más recientemente, la CREG se encuentra tomando medidas, y analizando otras, con la intención de permitir la utilización de GNL importado por parte de las térmicas a gas, pero dejando totalmente a iniciativa de los agentes generadores la decisión de inversión.

También recientemente, la CREG aprobó un esquema de transición para la comercialización del gas requerido en los años 2012 y 2013. En dicho esquema se contempla la posibilidad de subastar opciones contra gas de exportación para el gas de Guajira.

Para el más largo plazo, en los estudios contratados por la CREG en el presente año 2011, se ha planteado la alternativa de contratos de opción contra gas de exportación. Sin embargo, la incertidumbre sobre la disponibilidad de gas exportable en el largo plazo no permite considerar esta alternativa como cierta, para efectos de cumplir con el suministro en firme del Cargo por Confiabilidad a ser asignado a partir de 2015.

3.1.5 Las lecciones de la historia

Hay medidas en la órbita de la regulación y otras de política, como la que tiene que ver con la construcción de infraestructura para impulsar el desarrollo de ciertas políticas energéticas, incluidas la de confiabilidad y seguridad del suministro.

Es así como en 1991, en el Programa de Masificación del Consumo de Gas, al evaluar los beneficios de sustitución de combustibles más costosos por el gas, incluido el gas propano así el país no fuera autosuficiente en este combustible (aunque pudiera serlo en el futuro como realmente ocurrió), el Gobierno dictó políticas para que Ecopetrol construyera infraestructura de importación y almacenamiento de GLP y la infraestructura de transporte de gas natural.

En el campo de la generación eléctrica, a pesar de que no han dado los niveles de despacho esperado para las plantas a gas, los eventos hidrológicos de El Niño de 1997 – 98 y 2009 – 10, han demostrado con contundencia la importancia de la política adoptada en 1992 y necesidad de contar con un respaldo térmico eficiente.

Se trata claramente de decisiones de política y no de regulación, porque no se dan las condiciones para que los agentes del mercado por si solo acometan las inversiones que permitan lograr los objetivos del Gobierno, y porque la regulación, que es otra instancia del Estado, tampoco está en capacidad (o así lo considera), de dar las señales para que ello ocurra. Es así como la misma CREG, al analizar la situación del abastecimiento del gas natural relacionado con la generación termoeléctrica, ha señalado que existen decisiones de política fuera de su órbita: "*Para la CREG es importante reiterar que el*

abastecimiento de la demanda no solo depende del diseño regulatorio, sino que además se debe tener la disponibilidad del recurso que en algunos casos depende de aspectos geológicos, contractuales, tecnológicos y de otra índole que escapan del alcance de las disposiciones regulatorias. …") .

En este sentido, y tal como se puede apreciar en la solución que se da en otros países, Colombia se encuentra enfrentada, en el caso del suministro flexible de gas natural, ante una decisión de política energética, justificada por razones de beneficio público.

3.2 SOLUCIONES INDIRECTAS

La oferta comercial de flexibilidad para el sector termoeléctrico, debe ser analizada como un todo con otras fuentes de riesgo y de ingresos para un generador. En este sentido es importante ver cómo se gestionan los riesgos de la generación en otros mercados y comparar con la forma en qué se hace en Colombia.

Para comprender la manera en que se expande la generación en distintos marcos liberalizados, el estudio de Fraser (2004) documenta la manera en que se gestionan los riesgos en los mercados liberalizados. En este se documenta como los riesgos de falta de liquidez en contratos a plazo en el sector eléctrico se compensa por medio de:

- Un mercado de gas eficiente que permita solucionar el riesgo de precio del combustible (p.ej. Reino Unido);
- Confiabilidad del sistema de gas (p.ej. España, Reino Unido)
- Contratos a largo plazo con productores-promotores (p.ej. nucleares en Finlandia);
- Estabilidad en la regulación y ausencia de intervención en épocas de precios altos (p.ej. Noruega en 2001 y Australia 2003);
- Integración vertical entre distribución/comercialización y generación (p.ej. Reino Unido, Alemania);
- Fusiones entre empresas gasíferas y de generación (tendencia encontrada en muchos países);
- Fusiones horizontales en el sector de generación para poder financiar la inversión por medio de financiación propia (consolidaciones en varios mercados europeos);
- Ingresos adicionales al mercado de energía (p.ej. Nueva Zelanda, Suecia, PJM, Nueva Inglaterra y Colombia).

Dada la naturaleza de largos períodos de recuperación de las inversiones en generación, las decisiones de inversión se basan en fundamentos de largo plazo y no en la evolución de precios spot o a

plazo que suelen ser de corto plazo. En estos sistemas la preferencia por centrales de gas viene de la tecnología (menores costos de inversión, modularidad) y de la relación que existe entre el precio del mercado y el costo del gas.[33]

La siguiente tabla hace la comparación entre estos mecanismos con los que cuentan los generadores en Colombia.

Tabla 11: Riesgos en mercados liberalizados y aplicación a Colombia

Mitigación de Riesgo	Aplicación en Colombia	
	Antes de Ley 142/143	Después de la Ley
Mercado eficiente de gas	Bajo	Bajo
Confiabilidad del sistema de gas	Alto	Alto hasta 2005, bajo después
Contratos a largo plazo con consumidores	Alto	Bajo
Relativa estabilidad en la regulación	Alto (contratos)	Bajo
Integración vertical	Alto	Bajo (para algunos)
Fusiones entre sectores	Medio	Bajo
Fusiones horizontales	Medio	Medio
Correlación gas-electricidad	Bajo	Bajo
Ingresos adicionales al mercado de energía	Medio	Alto

Fuente. Fraser (2004) y elaboración propia.

Lo único con lo que cuenta el mercado colombiano es con el cargo por confiabilidad. Con independencia de lo bien diseñado que esté – y existen dudas razonables sobre su funcionamiento tras el fenómeno del Niño 2009-10 –exigirle demasiado a un solo instrumento puede ser poco efectivo, máxime si el mercado de gas no funciona en forma adecuada como es claro por las iniciativas regulatorias que se están emprendiendo para su rediseño.[34]

[33] Véase el artículo de F. Roques (2006) "Technology Choices for New Entrants in Liberalised Markets: The Value of Operating Flexibility and Contractual Arrangements". El autor encuentra que en mercados liberalizados la mayor flexibilidad en la operación de los ciclos combinados y la alta dependencia de los precios de la electricidad y del gas permite a los generadores

[34] Problemas del cargo por confiabilidad más recientes se materializan en el retraso en muchas de las inversiones y en la cancelación de los proyectos Miel II y Porce IV.

3.3 LECCIONES DE OTROS PAÍSES

A continuación se analizan cuatro países que tienen ciertos paralelos con Colombia para conocer la forma en que ellos resuelven problemas similares:

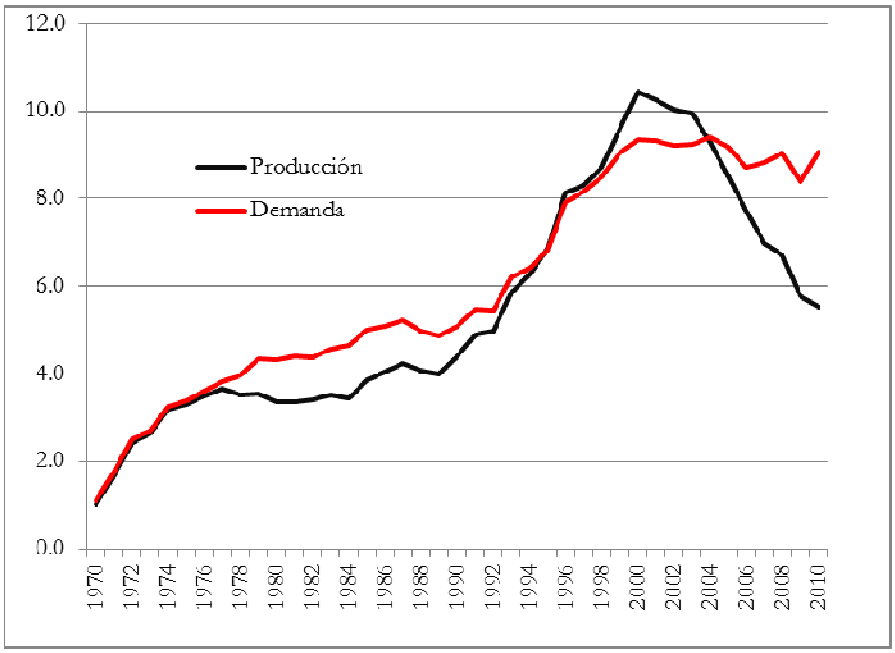
- Reino Unido (mercado de gas desarrollado);
- Chile (grado de desarrollo económico y falta de flexibilidad);
- Brasil (grado de desarrollo económico y alto componente hidroeléctrico) y
- España (cargo por capacidad pero utilización de criterios de confiabilidad en gas).

A continuación se desarrollan estos estudios de caso y se extraen lecciones para el caso colombiano.

3.3.1 Reino Unido

El descubrimiento de gas natural en cantidades importantes en el mar del norte en los años 60 dio un ímpetu al consumo de gas en el Reino Unido donde había sido un mercado dominado por la gasificación del carbón en mercados locales. El siguiente gráfico ilustra la producción y consumo doméstico de gas donde pueden distinguirse cuatro períodos muy claros desde los años 70.

Ilustración 26: Comercio de gas en el RU (000M de pies cúbicos)



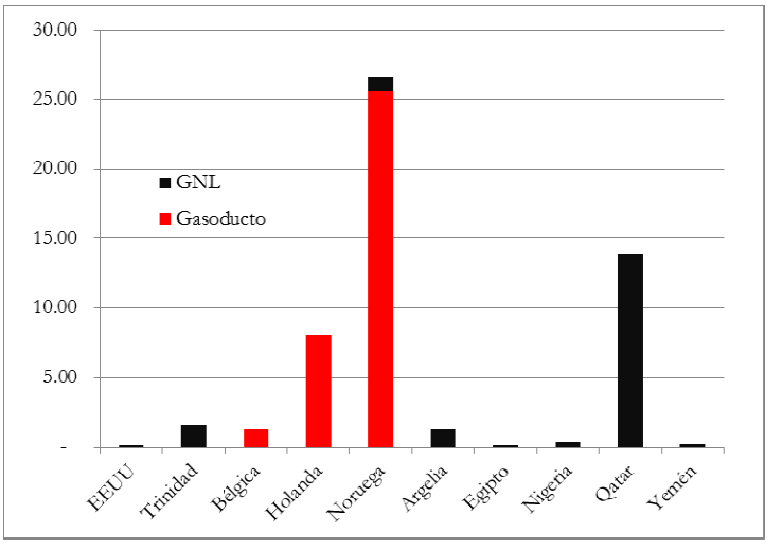
Fuente: DECC y BP Review.

3.3.1.1 Evolución comercio exterior de gas

Hasta 1974 el mercado estaba restringido por la oferta doméstica. Consumo y producción iban de la mano como es habitual en un mercado autárquico (sin comercio exterior). La apertura del sector de hidrocarburos en Noruega y los hallazgos comunes de gas entre éste país y el Reino Unido en el Mar del Norte, permite romper la dependencia del consumo de las restricciones en la producción doméstica. La importación dese Noruega se hace toda por gasoducto utilizando parte de los gasoductos existentes y el país comienza un período de auge en la producción, ayudado por las exportaciones a Irlanda, tras el desarrollo de los mercados de gas en el norte y sur de la isla. La producción alcanza su pico en el año 1999 y comienza su rápido decaimiento por agotamiento de nuevas oportunidades y caída de reservas. En el año 2006 entra la primera terminal de GNL y el consumo no se resiente a pesar de la gran caída de la producción.

Hoy día las importaciones de GNL representan el 35% de las importaciones de gas.

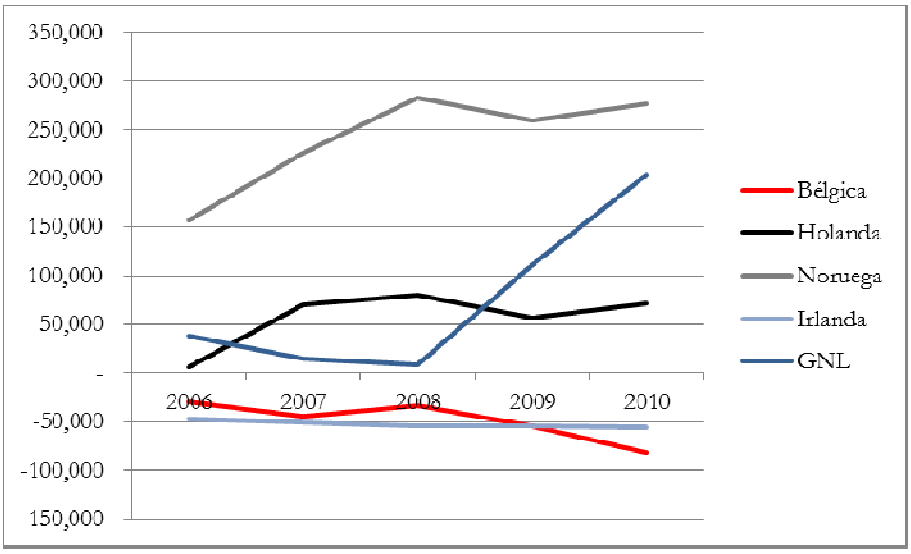
Ilustración 27: Origen y modo de las importaciones del RU 2010 (000M m3)



Fuente. Cedigaz.

Aunque el país es un importador neto, la cifra de exportaciones del RU también es importante. El país es, de hecho, un exportador neto a Bélgica (de donde también importa) y a Irlanda y un importador neto de Noruega y Holanda (a dónde también exporta) así cómo sólo importa GNL (ver ilustración a continuación).

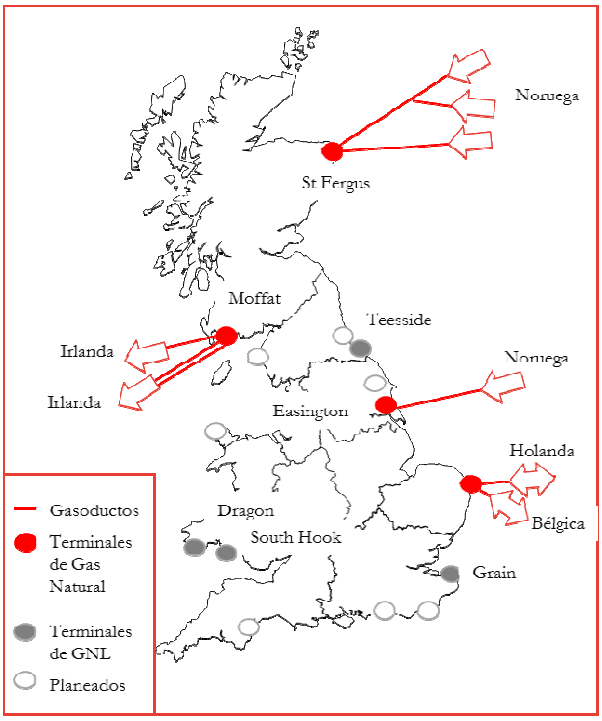
Ilustración 28: Importaciones netas del RU (GWh)



Fuente: DECC.

La importación de GNL comienza en el año 2006 con la entrada de la Terminal de Grain. Nuevas terminales comienzan a operar en 2007 (Teesside), 2009 (Dragon y South Hook) y ampliaciones de Grain en 2010y 2011. El siguiente mapa ilustra la infraestructura de comercio exterior del RU.

Ilustración 29: Mapa de infraestructuras de comercio internacional del Reino Unido



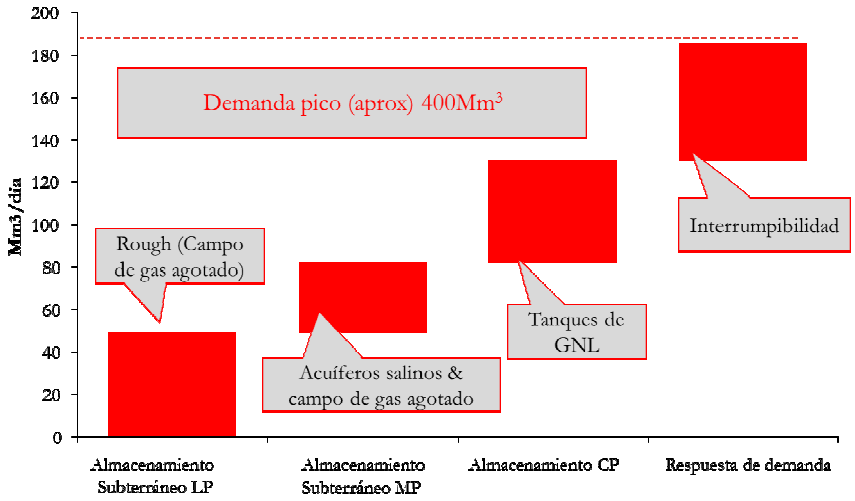
El país, por localización, es exportador neto en el oeste y hacia Bélgica (que es una interconexión de dos vías utilizada para operaciones de corto plazo) e importa de Holanda. Es importador de Noruega en toda la parte oriental a donde está orientada la infraestructura de transporte interna. Puede apreciarse el dinamismo de un mercado que importa a la vez que exporta y en el cual la producción doméstica no es un limitante del desarrollo del mercado.

3.3.1.2 Claves del desarrollo del comercio exterior

Varios elementos están detrás de la capacidad del RU de adaptarse a los vaivenes del desarrollo de hidrocarburos:

- Una liberalización de la industria de hidrocarburos caracterizada por:
    - Un régimen liberal de licencias de exploración;
    - Un régimen de baja tributación petrolera;
    - Privatización de la estatal petrolera (BNOC);
    - Larga historia de las compañías petroleras;
    - Altos precios de crudo
- Una liberalización del mercado de gas fundamentada en:
    - Amplia competencia en suministro;
    - Planeación centralizada de la red de transporte;
    - Integración vertical en transporte y distribución;
    - Utility integrada en comercialización y producción;
    - Libre acceso a la infraestructura
    - Libertad de exportación e importación con libre acceso a la infraestructura de comercio exterior
- Liberalización en la industria eléctrica
- Una oferta variada de flexibilidad (ver gráfico) que se basa en importaciones, exportaciones, almacenamientos subterráneos y una oferta de interrumpibilidad.

Ilustración 30: Oferta de flexibilidad en el RU



Fuente: Ofgem. Nota: LP. Largo plazo, MP. Corto Plazo, MP: Mediano Plazo.

Pero ante la crisis de suministro de principios de los 2000 el esfuerzo inversor de los terminales de regasificación requirió de un sistema de exenciones a la regla de acceso de terceros. Todas las terminales existentes han sido desarrolladas por medio del mecanismo de exención de acceso (artículo 22 de la segunda directiva del mercado interior de gas y 36 de la tercera directiva). El mecanismo de exención permite a los promotores firmar contratos de largo plazo con los usuarios, evitando así los problemas de venta de capacidad de corto plazo que son un rasgo importante de la regulación del Reino Unido.

Tabla 12: Régimen de acceso de terminales de GNL del RU

Terminal	Inicio operaciones	Propietarios	Exención (Años)	Capacidad
South Hook GNL	2009	Catar GNL 67% Exxon 24% ELF 8%	2004 (25) original y expansión	10.5 bcm 10.5 bcm (exp)
Dragon GNL	2009	BG Group 50% Petronas 30% 4Gas 20%	2004 por 25 años para original y expansión	10.5 bcm 10.5 bcm (exp)
Grain	Grain 1 2006 Grain 2 2008 Grain 3 2010 Grain 4 (2013)	National Grid 100%	2004 (20) 2006 (20) 2007 (20) Solicitado	4.0 bcm 8.6 bcm 6.2 bcm
Teesside	2007	Excelerate (100%)	No regulado por estar costa afuera	4.0 bcm,

Fuente: Ofgem.

De los ejemplos de la tabla nos gustaría resaltar el ejemplo de Gran, por el hecho de ser el promotor del proyecto la empresa de transporte/distribución y por su tamaño. Cuenta con tres fases de desarrollo.

- Fase 1. Cuenta con un tanque de almacenamiento de 200.000 m3. Tiene suscritos contratos de largo plazo con BP y Sonatrach;
- Fase 2: Contratos de largo plazo con Centrica, GDF Suez y Sonatrach. Cuenta con un tanque de almacenamiento de 600.000 m3.
- Fase 3: contratos de largo plazo con Centrica, EON UK, Ruhrgas e Iberdrola. Tanque de almacenamiento de GNL de 200.000 m3. Construcción de una CCGT en las proximidades del terminal de la empresa de EON UK con entrada en operaciones en 2010.

3.3.1.3 Método de exención de acceso

El promotor debe justificar la exención por medio de un análisis de competencia y un análisis de riesgo. Primero, debe demostrar que la inversión contribuye a la seguridad de suministro lo cual no es muy difícil de hacer para una terminal de GNL por la alta diversidad de su suministro en el mercado internacional. Segundo, no debe consolidar el poder de mercado de un agente en el sector. Tercero, el nivel de

riesgo debe ser tal que sin la exención no se haría la inversión. Cuarto, no debe ocasionar costos sustanciales al sistema.

El punto de relevancia es el tercero porque se está comparando la situación en la cual la exención de acceso es menos riesgosa que el acceso regulado. Esto implica que es necesario suscribir contratos de largo plazo por fuera del sistema regulado para viabilizar las inversiones. Es decir se requiere una demanda contratada a largo plazo para viabilizar las inversiones.

3.3.1.4 Lecciones para Colombia

El Reino Unido ha logrado acomodarse a las fluctuantes condiciones del mercado con una combinación de liberalización de los mercados y buena regulación.[35] No en vano el sector de gas es considerado un ejemplo de regulación y buen diseño de mercado que sirve de inspiración a muchos mercados, como el colombiano.

Pero tres diferencias saltan a la vista con respecto al caso colombiano.

- Primero, el grado diferencial de competencia en el upstream.
- Segundo, el uso de un sistema de common carriage en el transporte comprado con el sistema de contract carriage utilizado en Colombia.
- Tercero, el mecanismo de exención de acceso y la firma de contratos de largo plazo. En Colombia la exención de acceso no aplica y un terminal de regasificación, de construirse, tendría que hacerse con acceso a terceros y sujeto a los riesgos de la incertidumbre del desarrollo de nuevas reservas.
- El tamaño del mercado del Reino Unido es considerable y la generación térmica es importante, lo cual facilita la decisión de los agentes inversores en las plantas de regasificación sin necesidad de intervención directa del Gobierno.

El modelo inglés, conocido por su liberalidad y sofisticación, contrasta con el modelo colombiano por la existencia de la planificación del transporte en el Reino Unido. Esta práctica es inexistente en Colombia y ha sido un problema como un número de casos lo ilustra (Opón, Creciente, Gibraltar) y como el racionamiento de 2009-10 pudo constatarlo.

---

[35] Otro país que lo ha hecho muy bien en este sentido han sido los EEUU. A la caída de la producción doméstica siguió el boom en la construcción de terminales que han sido afectados de manera importante por la abundante producción de gas de esquisto. A esto han reaccionado los dueños de las terminales con peticiones de exportación que pueden empezar a materializarse en el futuro cercano.

3.3.2 Chile

3.3.2.1 Decisión de política

El caso chileno es un caso claro de intervención estatal en las políticas de diversificación de la matriz energética. El gobierno chileno tomó la decisión de asegurar la confiabilidad en el suministro en un combustible que consideraba eficiente, como era el gas natural. Inicialmente, Chile decidió que requería diversificar su matriz energética altamente dependiente de la generación hidroeléctrica hacia combustibles económicos como el gas natural.

Así, promovió la construcción de gasoductos para importar gas de Argentina. Luego, cuando se vio enfrentado a reducciones drásticas en el suministro de este país- debido a problemas de suministro interno en Argentina – el Gobierno tomó la decisión, utilizando como instrumento la empresa estatal ENAP, de promover la construcción de una terminal de regasificación. [36]

De la decisión chilena, se extraen los siguientes elementos de política:

- En Chile, aunque el gas empezó a escasear, de todas maneras existía la opción de generar con líquidos (aunque ésta presentaba grandes retos logísticos);
- Al analizar la situación a futuro las autoridades concluyeron que existía la necesidad de diversificar la matriz energética con GNL;
- Se advierte que ello no implica que se renuncia a la utilización de diferentes combustibles y tecnologías;

---

[36] Apartes del discurso del Presidente Ricardo Lagos en su "Mensaje Presidencial ante el Congreso Nacional", el 21 de mayo de 2004: "*Sin embargo, en materia de infraestructura, quiero detenerme un momento en el tema de la infraestructura energética. Sabemos que el suministro de gas natural que proviene desde Argentina ha sido reducido aproximadamente en un 20 por ciento, quebrantando compromisos firmados entre empresas privadas, en el marco de un protocolo suscrito entre nuestras dos naciones hermanas. … Chile llevó adelante en los últimos diez años una acertada política de diversificación de nuestra energía. Cierto, nuestro gran capital energético es el agua. Pero también es cierto que no podemos depender sólo del agua. Hace apenas unos años –todos lo recuerdan en esta Sala– luego de una gran sequía, tuvimos que enfrentar el racionamiento eléctrico. Necesitamos, entonces, energía segura, limpia y barata. En ese orden. Por ello, nos abrimos al gas natural que viene desde Argentina. Ahorramos miles de millones y seguimos ahorrando porque es un gas más barato. Si hay problemas de abastecimiento, nuestras plantas también pueden funcionar con petróleo o con carbón. Son menos limpias, pero funcionan. […] Tenemos, sin embargo, que hacernos cargo de cómo vamos a satisfacer las necesidades de energía en el futuro, y después de estudiar de manera detallada, realista, las alternativas, concluimos que Chile debe desarrollar un proyecto que le permita también traer gas desde países distantes que están en condiciones de proveernos gas natural licuado, descargarlo, regasificarlo y conectarlo a las redes de gasoductos existentes. Es una inversión del rango de los 400 a 500 millones de dólares, dependiendo del volumen a importar y la fuente de origen del combustible.*

Por ello es que a través del Ministro de Economía y Energía, le he pedido a la Empresa Nacional del Petróleo que lidere este proyecto y Enap creará un pool de grandes consumidores con empresas eléctricas y proveedoras de gas natural industrial y domiciliario, para completar una demanda de escala apropiada para el proyecto, que se concretará a través de una licitación internacional. … Pero esto no quiere decir que no haya que seguir desarrollando proyectos energéticos con agua, con carbón, con petróleo, con geotermia. Eso es obvio. Lo que pasa es que si necesitamos gas-gas como lo necesita Enap o como se necesita para los 800 millones de dólares de inversión que está enterrada cuando tenemos las cañerías que abastecen nuestro hogares, tenemos que tener la seguridad también de gas para esos hogares, y eso es lo que estamos haciendo."

- A pesar de la existencia de demanda de gas, incluida la de refinería, la iniciativa no se deja al mercado, resulta de una decisión estratégica del más alto nivel del Gobierno;
- Se incluye en la consideración de la decisión el riesgo de hundir considerables inversiones en infraestructura de transporte ante riesgos de desabastecimiento en el largo plazo;
- Se aprovecha para instrumentar la decisión de política, la empresa estatal petrolera ENAP;
- En la decisión se incluyen pautas para vincular en el proyecto a las empresas distribuidoras y generadoras de energía eléctrica.

3.3.2.2 El papel de ENAP

En respuesta al mandato del Presidente Lagos, ENAP inició inmediatamente su misión tal como la afirma en su Informe Anual, aprovechando su experiencia y prestigio como empresa estatal sólida.[37]

ENAP inició los estudios de factibilidad. Se evaluaron distintos lugares para las instalaciones de recepción y regasificación, decidiéndose que la bahía de Quintero era la más adecuada por sus aptitudes naturales y técnicas, y su cercanía a los principales consumidores de Gas Natural, tanto a nivel industrial como residencial.

ENAP ingresó el proyecto al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) y en el 2005 obtuvo la calificación favorable. A continuación, ENAP convocó a las distintas empresas distribuidoras de energía del país, potenciales compradores de GNL, para que se sumaran al proyecto. Durante el 2006 se realizaron los estudios de factibilidad necesarios para licitar la construcción del Terminal. [38]

En marzo de 2007 se formó la empresa GNL Quintero, integrada por Endesa Chile S.A., Metrogas S.A. y ENAP; se iniciaron las primeras adquisiciones de equipamiento y materiales críticos, y comenzó la construcción del Terminal. Los accionistas son BG Group (40%), ENAP (20%), ENDESA Chile (20%) y la empresa distribuidora de gas METROGAS (20%).

Es interesante observar cómo la estructuración accionaria del proyecto buscó la participación de una empresa fuerte a nivel internacional, en el campo del gas natural.

Tras la recepción de propuestas técnicas y comerciales de los distintos consorcios proveedores de GNL e inversores en el Terminal de

---

[37] ENAP, Memoria Anual 2004.

[38] Tomado de http://www.gnlquintero.com/nosotros.htm.

Regasificación, el proyecto se inclinó por el conglomerado británico BG Group, y en mayo de 2007 se firmaron los contratos definitivos por 21 años para el suministro del GNL, servicio de regasificación y venta del gas y en marzo de 2008 se adjudicó.

El proyecto tuvo los siguientes hitos (sin incluir la contratación y construcción propiamente dicha) según ENAP que demuestran la complejidad y riesgos que involucra un proyecto de este tipo los cuales justifican en buena medida el liderazgo del Estado: [39]

- Mandato del gobierno junio del 2004
- Definición de ubicación (en 1975 ENAP evaluó un terminal de Regasificación en Quintero información que facilitó la decisión).
- Avance de actividades críticas (Ingeniería conceptual y otras) para obtención de permisos.
- Contratación de asesores. (banco inversión, consultores de mercado y abogados)
- Identificación de debilidades del proyecto (variables críticas de éxito)
- Definición del cómo llevar a cabo el Proyecto: Licitar por suministro de GNL y por el servicio de Almacenamiento y Procesamiento de GNL (implica inversión en un terminal). 0 con alternativa integrada.
- Evaluación de modelos de negocios y participación de potenciales consumidores
- Modificación Ley Eléctrica[40]
- Conformación de Pool de Consumidores
- Contacto con potenciales proveedores de GNL
- Proceso de Licitación

En el caso de Mejillones, el consorcio se estructuró con la estatal Codelco (Corporación Nacional del Cobre de Chile) y las privadas BHP-Billington y Suez Energy. Codelco y BHP actúan como compradores de gas y Suez Energy como desarrollador del proyecto y suministrador de gas.

3.3.2.3 Lecciones para Colombia

---

[39] Presentación. ENAP Grupo de Empresas, Proyecto GNL, Rosa Herrera - Mario del Río, agosto de 2006.

[40] La modificación de la Ley Eléctrica mediante la Ley N° 20.018 está relacionada con incentivos para inversiones en el sector eléctrico mediante exigencias de compras de largo plazo (hasta 15 años mediante subastas) de energía eléctrica por parte de las distribuidoras de electricidad, la indexación de los precios y su traslado al usuario final.

Se pueden resaltar elementos comunes con el caso colombiano:

- Chile contaba con la posibilidad de generar con combustibles líquidos y carbón, pero se encontró que era conveniente contar con gas natural licuado, tanto por costos como por confiabilidad;
- Existía el riesgo de desabastecimiento en el largo plazo, dejando sin el combustible a los consumidores residenciales y hundidos los activos en redes. Se quería "tener la seguridad también de gas para esos hogares".
- Chile cuenta con una empresa de petróleos controlada por el Estado a través de la cual, se podía liderar la estructuración del proyecto.
- Las señales de mercado por si solas no eran suficientes para jalonar una decisión que se consideraba eficiente y necesaria.

Pero algunos elementos diferenciales también deben resaltarse:

- En Chile se contaba con una demanda base requerida, incluida la de ENAP para refinería. Los ciclos combinados a gas tienen altos factores de despacho. Ello facilitó la agregación de agentes con demanda relevante, la negociación de un suministro a 21 años y la incorporación del proveedor BG Group como accionista de la sociedad proyecto. En Colombia, la demanda de las plantas a gas es de punta.
- Chile no cuenta con una prospección atractiva en cuanto a yacimientos de hidrocarburos se refiere. Sin embargo, existía y existe la amenaza de la importación de gas nuevamente de Argentina a precios menores que los del GNL, creando riesgos de hundimiento de los activos de regasificación y de pérdidas para las plantas de generación bajo el esquema de precios de la energía que existía hasta 2005.
- En Colombia sí existe una prospectiva más promisoria de nuevos hallazgos de gas natural, pero es incierta su magnitud y ocurrencia en el tiempo. Al igual que en Chile, también existe la amenaza de importación de Venezuela, pero con riesgos y grandes incertidumbres.

La principal conclusión del caso chileno, en lo que se refiere a la situación de necesidades de suministro de gas flexible para Colombia, se refiere a que, dada una conveniencia de política energética, de contar con una infraestructura para suministro de GNL, la decisión no se dejó a las fuerzas del mercado sino que fue liderada por el Gobierno mismo, utilizando como instrumento su control de una empresa estatal del sector de hidrocarburos, con amplia capacidad para ejercer esa función e introduciendo

reformas directas al marco legal y regulatorio, en el caso de los contratos a largo plazo. Chile contaba con la demanda de gas de diferentes sectores incluido el eléctrico, con un sector privado y trayectoria institucional sólidas, pero los riesgos (posibilidad de contar en el futuro nuevamente con gas barato de Argentina), la importancia de contar con una empresa líder de prestigio para organizar un proyecto que es complejo e involucra otras autoridades (portuarias, ambientales, locales), y la necesidad de contar con una solución clara en el mediano y largo plazo, justificaron una decisión política de diversificación energética.

3.3.3 Brasil

El caso de Brasil es de especial importancia para Colombia por su semejanza respecto a la alta dependencia de la hidroelectricidad. En Brasil la generación es dominada por las centrales hidráulicas con un 85% de la capacidad instalada y un 90% de la generación (2005). En consecuencia, las centrales a gas natural no se despachan gran parte del tiempo. Igual al caso Colombiano, como se observa en los antecedentes, fue durante una situación de extrema sequía que Brasil evidenció la importancia de contar con una solución flexible al suministro de gas.

La entrada del gas natural al Brasil se dio a finales de los 90 con la construcción de gasoductos desde Bolivia y Argentina, y la explotación de yacimiento locales (el yacimiento de Santos costa afuera). Ello favoreció el consumo industrial y la instalación de térmicas a gas con una capacidad aproximada de 8.000 MW a 2008 (de un total 88.000 MW instalados).

Hasta 2008 gran parte de la oferta de gas de Brasil venía de Bolivia, donde Petrobras tiene un contrato de 30 MMm3/dia pero con un *Take or Pay* muy alto (80%). Debido a que las termoeléctricas no despachan a menudo, lo que Petrobras hizo de 2004 hasta 2006 fue sobrevenderse, vendiendo a usuarios industriales por un precio muy barato el gas de las térmicas, pero que estas no utilizaban.

Por dos años 2004 y 2005 esto funcionó bien, pero en 2006 se necesitó despachar las térmicas en momento de hidrología muy baja y no había gas para ellas por la sobreventa antes anotada. Por razones políticas, no se encontró cómo cortar el suministro a los industriales.

3.3.3.1 Generación eléctrica y suministro de gas flexible

Tal como lo señala Barroso (2008), Brasil decidió instalar plantas de regasificación para importar GNL a partir de 2009, buscando diversificar sus fuentes de suministro (no solamente de Bolivia), pero especialmente, la creación de un suministro de gas flexible capaz de acomodarse a las necesidades de consumo para generación eléctrica,

cuyo despacho de las plantas a gas es muy volátil. Se considera que el GNL es una solución de menor costo que construir más gasoductos, en últimas, se trata de ahorrar costos a los consumidores.

3.3.3.2 La solución para el suministro de gas flexible

Como solución a la necesidad de flexibilidad, Petrobras instaló dos plantas regasificadoras de su propiedad en los años 2008 y 2009. No existe un acceso abierto explicito, el cual es manejado por Petrobras a su criterio. Como Petrobras es el dueño de la mayoría de las térmicas y tiene el 90% de la producción, transporte y comercialización de gas, se puede decir que ella toma las decisiones que en su defecto correspondería a una política energética del Gobierno.

Petrobras presenta ofertas de contratos de suministro de gas para terceros cuando se organizan las subastas de contratos de energía eléctrica. En este caso, Petrobras ofrece un precio de gas indexado al Henry Hub y un cargo por disponibilidad que es alrededor de 1 US$/MBTU, el cual parece ser para la remuneración de la planta de regasificación.

Petrobras no está obligada a suministrar el gas de regasificación, puede hacerlo con gas de cualquiera otra fuente.

Como elemento integrante del modelo de GNL, Brasil adoptó el concepto de almacenamiento virtual, consistente en que con anticipación al pedido de nuevos cargamentos de GNL (con el fin de obtener mejores precios), las térmicas empiezan a pre - generar para embalsar agua ("créditos de energía" que se usan luego por las térmicas a gas). Esta regla es vista como una alternativa al almacenamiento de gas en medios físicos, lo cual es muy costoso (Barroso, 2008).

3.3.3.3 Relevancia para Colombia

El caso brasileño permite extraer tres grandes conclusiones:

- La mejor solución de flexibilidad para un sistema hidrotérmico altamente dependiente de las variaciones hidrológicas, y con mercados de gas poco desarrollados, es la instalación de plantas de regasificación para el suministro a térmicas localizadas a corta distancia.
- La decisión puede considerarse de Estado, en la medida que Petrobrás, como empresa estatal, realizó la inversión, facilitado el proceso por su alto grado de integración vertical y control de la capacidad de generación.
- La exigencia de contratación de energía firme a largo plazo por parte de las distribuidoras de energía facilita el traslado de los costos a los usuarios, como también, el hecho de que se trata

de inversiones realizadas por Petrobras como empresa integrada en el sector eléctrico y de hidrocarburos.

3.3.4 España

El caso español es relevante porque es un país que combina elementos de seguridad de suministro en energía y en gas. La seguridad de suministro en gas viene del hecho de ser España uno de los países más expuestos al mercado exterior donde es importador total de gas y petróleo.

Para remunerar confiabilidad en el sector eléctrico las plantas de generación reciben un pago en función de su capacidad y, para remunerar la confiabilidad en gas, el Ministerio de Industria publica un plan de infraestructuras de gas que es de obligatorio cumplimiento.

3.3.4.1 Cargo por capacidad

España tiene pagos por capacidad desde la liberalización del mercado en 2006. La justificación para este pago es el modelo teórico que explica que, en equilibrio, los precios de mercado de la energía solo son suficientes para recuperar los costos de inversión de todas las plantas si se permite que estos precios suban hasta el valor de la energía no suministrada en algunas horas. Si el precio del mercado eléctrico está limitado, ya sea por topes explícitos a los precios o por oportunismo regulatorio, el riesgo de inversión de todas las plantas es, en equilibrio, igual al costo de inversión de una central de punta. Por lo tanto, el cargo por capacidad anual debería ser igual a los costos fijos anuales de una central de punta eficiente.

Sin embargo, en la práctica los pagos por capacidad no han sido tan altos. El precio ha bajado de entre unos 44,000 €/MW en 1996-98 a 40,000 €/MW en 1998-2000 y a 27,300 €/MW en 2000-07. Estos pagos no han sido consistentes con la evolución del margen de reserva, ya que disminuían a pesar de que el margen de reserva caía.

En 2007, tras un periodo intenso de inversión en los cinco años precedentes, el gobierno introdujo un nuevo sistema para asegurar la confiablidad del sistema eléctrico. Este sistema tiene dos elementos:

- un sistema para fomentar la disponibilidad en el corto plazo; y
- un incentivo a la inversión a largo plazo.

El sistema para remunerar la disponibilidad a corto plazo no se ha desarrollado todavía, aunque se está recaudando dinero de los consumidores para este fin desde el año 2007. El incentivo a la inversión a largo plazo se especificó como unos pagos a plantas nuevas. Estas plantas, si tienen una capacidad superior a 50MW, recibirán un cargo fijo por MW durante 10 años que, como se explica a continuación, depende del margen de reserva del sistema en el

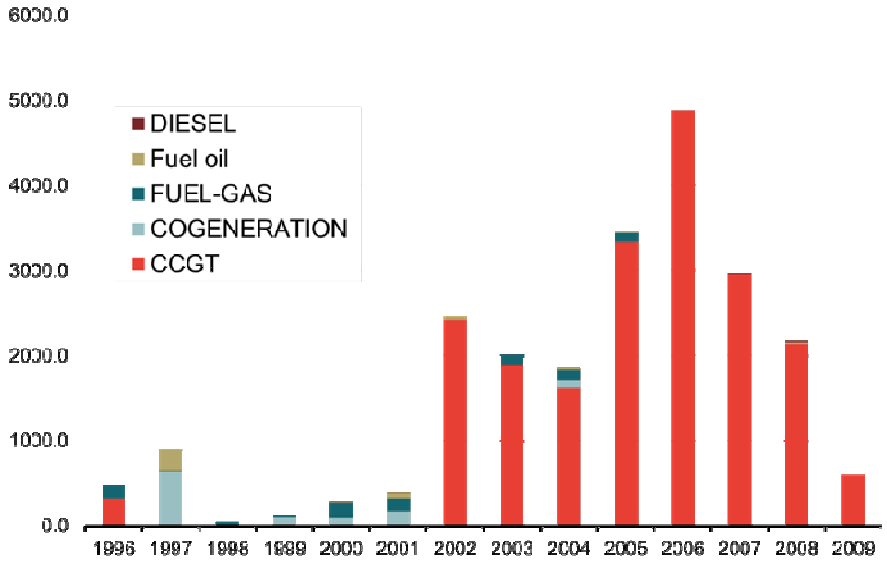
momento que entran. Las plantas que comenzaron a funcionar después del año 1998 tienen derecho a recibir un pago fijo de 20.000€/MW hasta que se cumplan diez años desde su puesta en marcha. Las plantas más viejas no tienen derecho a recibir el incentivo a la inversión, pero se les permite participar en el servicio de disponibilidad. La única forma en que las plantas anteriores a 1998 pueden percibir el incentivo a la inversión es si llevan a cabo inversiones como, por ejemplo, la desulfuración de plantas de carbón.

El incentivo a la inversión que recibe una planta se calcula en el momento en que comienza a funcionar. El cargo máximo es de 28,000 €/MW por año si el margen de reserva está por debajo de 1.1 y tiene un suelo de 0€/MW cuando el margen está cerca de 1.29. Cuando el margen está entre estos dos valores, el cargo es una función lineal del margen de reserva (MR):

Incentivo a la disponibilidad (€/MW) = 193,000 – 150,000 × MR

Como se aprecia en la siguiente ilustración, la inversión en nueva capacidad parece haber sufrido ciclos de inversión desde que se liberalizó el mercado eléctrico en 1998. Tras un periodo sin apenas nueva capacidad convencional instalada que terminó con problemas para cubrir la demanda en el invierno del año 2001, en el año 2002 comenzó un ciclo con elevada inversión. Este ciclo ha terminado recientemente y, en la actualidad, el exceso de inversión, unido a la disminución de la demanda provocada por la crisis económica, han hecho que el margen de cobertura esté por encima de 1.3.

Ilustración 31: Inversión en generación convencional en España



Fuente: España.

3.3.4.2 Seguridad de suministro en el sector de gas – La planificación obligatoria

España es un país que no cuenta con reservas de gas significativas. Para asegurar el suministro el gobierno central elabora, con la colaboración de las regiones, una planificación de las infraestructuras de gas. En este proceso, Enagás, el gestor técnico del sistema, juega un papel primordial ya que es el responsable de la elaboración de la propuesta de desarrollo de la red de transporte de gas y de los almacenamientos.

Esta planificación tiene carácter obligatorio para todas las infraestructuras gasistas con excepción de la red de distribución. En concreto, tiene carácter obligatorio toda la red de transporte de gas con presión máxima de diseño superior a 16 bares, las plantas de licuefacción, las plantas de regasificación, los almacenamientos subterráneos y las conexiones internacionales.

Si alguna de estas infraestructuras de gas es incluida en la planificación obligatoria, deberá ser construida y, salvo excepciones (por exención de acceso)[41], su remuneración vendrá fijada por la regulación en vigor y estará obligada a dar acceso a terceros. A pesar que la remuneración de las infraestructuras gasistas ha variado con el tiempo, en la actualidad todas tienen en principio asegurada la recuperación de costes al no incurrir ningún riesgo de demanda.

La obligatoriedad de dar acceso a terceros a las infraestructuras gasistas es otro de los elementos de la regulación española que contribuyen a la seguridad de suministro. Si una planta de regasificación es incluida en la planificación, estará obligada, salvo que el Ministerio de Industria decrete lo contrario por circunstancias excepcionales, a dar acceso a terceros a las tarifas fijadas por dicho Ministerio. Es importante destacar que, en el caso de la regasificación, los ingresos derivados de las tarifas suelen ser inferiores a los costos, algo que el regulador (la Comisión Nacional de Energía) considera positivo por la externalidad positiva que, en seguridad de suministro, aportan las terminales de regasificación al sistema.

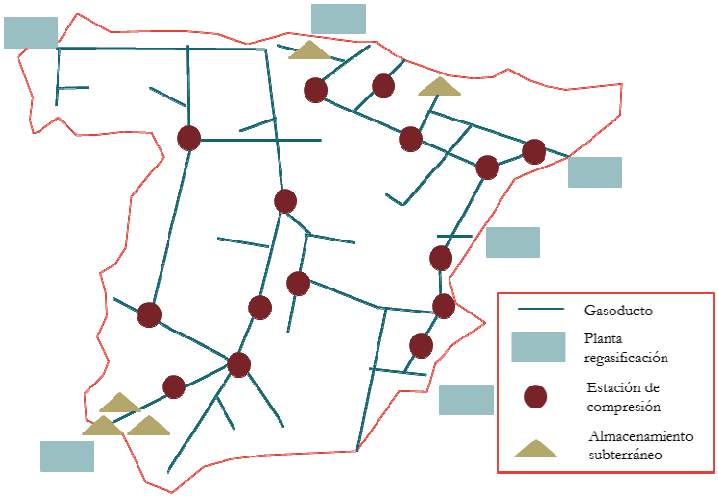
La última década ha visto una expansión de las infraestructuras gaseras en España impulsada por el uso de gas en ciclos combinados y por el continuo aumento en el número de clientes residenciales y empresariales. En términos de infraestructuras los desarrollos más significativos han sido la planta de regasificación de Bilbao, que entró en servicio en 2003, y las de Sagunto y Mugardos, que comenzaron a operar en 2006 y 2007 respectivamente. Por otra parte, se espera que

---

[41] Están excluidos de obligación de acceso el gasoducto Medgaz y la nueva planta de Huelva está en proceso de aprobación.

el gasoducto Medgaz entre España y Argelia, que se encuentra actualmente en fase de pruebas, entre en funcionamiento próximamente.

Ilustración 32: Mapa de infraestructuras de gas en España



3.3.4.3 Lecciones para Colombia

En España la motivación para tener dos mecanismos complementarios de seguridad de suministro en gas y en electricidad tiene que ver con problemas de los dos mercados.[42]

El mercado eléctrico tiene problemas de recuperación de las inversiones por problemas de topes de precios y dificultades de exclusión de seguridad de suministro. La confiabilidad en el sector de gas está motivada por problemas de dependencia externa y por la dificultad de coordinar transporte y suministro

[42] ·Existen también reservas estratégicas de petróleo y de productos derivados.

4. Recomendaciones Finales

Para que sistema de gas exhiba seguridad de suministro y confiabilidad, es necesario que la oferta de gas sea suficiente para satisfacer la demanda de gas en circunstancias probables pero extremas. El sistema debería ser capaz de satisfacer la demanda en picos de demanda o en situaciones en las que un elemento del sistema falla.

En países con estaciones, los requerimientos suelen ser de dos horizontes:

- Diarios: Reflejo de las capacidades de balance diarias
- Estacionales (anual): picos anuales de demanda.

En Colombia, por las características del sistema, se hace necesario ampliar el horizonte estacional a un ciclo hidrológico, es decir un período quinquenal. El sistema colombiano debería:

- Tener suficiente gas (transporte y suministro) para pasar un Niño en cada año;
- Tener suficiente gas (transporte y suministro) para una contingencia del sistema.

Los eventos del 2009-10 muestran con perfecta claridad que el país no cuenta con la seguridad de suministro necesaria. Un ejercicio a la fecha de hoy encontraría el mismo resultado con el que se encontraron las autoridades en septiembre de 2009; la seguridad de suministro del sector de gas no permitiría satisfacer la demanda eléctrica ni la propia demanda de gas para usos residenciales, industriales y motrices.

En otros países el transporte se dimensiona con criterios de confiabilidad. En el RU, por ejemplo, el operador debe aplicar los siguientes criterios de confiabilidad:

- 1-en-20 en día pico – un nivel de demanda excedido una vez en 20 años;
- 1-en 50 en invierno – nivel de demanda en octubre-abril que se exceda en 50 años.

La definición de niveles de confiabilidad en el sistema de gas natural no ha sido establecida pero se espera que la CREG lo haga bajo el mandato del Decreto 2100. Lo que sí se puede afirmar es que los criterios N-1 no se siguen en el sector. En el corto plazo la situación no permitiría pasar situaciones como:

- Salida de la planta LT1 de Cusiana;
- Salida de la estación de compresión de Palomino;

Y el sistema de la Costa Atlántica también necesitaría de nueva oferta de flexibilidad para las desviaciones del parque térmico como producto de redespachos.

El país ha podido operar en esta precaria situación porque la abundancia de suministro de gas y de transporte que caracterizó el período 1995-2005 lo toleraba. No parece que con la situación actual esto se pueda prolongar y la opción de no hacer nada es muy costosa para el sistema y tendrá costos muy importantes para los usuarios de gas, electricidad y para la competitividad del país en general. Como el mercado no resolverá estos problemas de manera satisfactoria creemos que se da el caso típico de intervención en la economía que sería conveniente tomara la forma de viabilizar una oferta eficiente de flexibilidad para el mercado de gas.

4.1 LA NECESIDAD DE UNA POLÍTICA DE SEGURIDAD DE SUMINISTRO EN GAS

La experiencia histórica colombiana y de otros países muestra que en algunas ocasiones es necesaria la decidida participación del Estado para diversificar la matriz energética de un país. Por diversas fallas de mercado es necesario contar con infraestructura o incentivos explícitos cuando las solas señales de mercado son insuficientes para lograr que los agentes económicos tomen las decisiones más apropiadas para el conjunto de la sociedad.

4.1.1 Otros sectores energéticos en Colombia las tienen

Esa ha sido la historia en Colombia con la infraestructura de gasoductos para lograr la masificación del uso del gas. El instrumento fue Ecopetrol como empresa estatal y las térmicas como grandes usuarios contribuyeron a la consolidación. Pero hoy día se dan señales regulatorias y de mercado de que no sea así como son:

- Las nuevas tarifas de transporte que hacen inviable el negocio para las térmicas del interior; y
- La falta de suministro comercial para las térmicas.

Esto contrasta con el sector eléctrico (ver abajo) y con el sector de derivados del petróleo (incluido el GLP). En este último caso, el instrumento ha sido Ecopetrol como productor e importador central en las situaciones en que por déficit se requiere.

En el sector de la confiabilidad de líquidos, muy recientemente, a partir de 2010, el Gobierno usa sus facultades regulatorias para fijar la estructura y nivel de precios de los combustibles líquidos, combinada con su control de Ecopetrol, para implantar una política de confiabilidad de abastecimiento. El MME crea un margen denominado

"margen Plan de Continuidad", destinado a "*remunerar a Ecopetrol las inversiones en el plan de continuidad para el abastecimiento del país y específicamente la expansión del sistema Pozos Colorados – Galán a 60 mil barriles por día de capacidad y parte del montaje del poliducto Mansilla - Tocancipá. De igual forma, la misma será aplicable a la gasolina extra y a la gasolina de origen nacional e importada que se distribuya en las zonas de frontera*", según se indica en las mismas resoluciones del MME sobre precios de combustibles líquidos.

El valor de este margen es del orden de 0.36 US$/MBTU (suponiendo una TRM de 1.800 $/USD).

Tabla 9: Margen Plan de Continuidad

Margen Plan Continuidad	86,42	$/Gl
	654,70	$/MBTU
	0,36	US$/MBTU

Fuente: MME.

Pero a pesar de conocerse nuestra historia y a pesar de poder tomarse medidas en otros sectores con rapidez, el problema de gas en nuestro mercado liberalizado no ha despertado una respuesta de las autoridades. Por ejemplo, el problema de Opón y la necesidad de contar con capacidad de transporte se conocía desde el año 1998 y no se tomó – ni se ha tomado – ninguna medida para su solución en 13 años. De igual manera el desabastecimiento de gas parece una posibilidad desde el año 2005 y la única respuesta parece ser la de reducir la demanda de gas de las térmicas y no la de aumentar las cantidades de oferta de flexibilidad.

4.1.2 Y el gas la necesita

El gas constituye entonces un sector que tuvo decisiones de confiabilidad para su introducción y desarrollo pero que ha migrado a una situación de escasez sin política de confiabilidad y seguridad. Contrasta esto con el caso del sector eléctrico donde se comenzó con contratos de largo plazo tipo PPA y se culminó en los diferentes cargos para remunerar seguridad de suministro como el cargo de respaldo, potencia, capacidad y el nuevo cargo por confiabilidad que va más allá en cuanto a que coordina la entrada.

Hemos visto que existe una demanda de flexibilidad de parte de los usuarios térmicos y de otros usuarios. La demanda de flexibilidad es de corto y de largo plazo pero observamos que no hay soluciones a la vista de parte del mercado y que consideramos que hay valor para el país en solucionar este problema. Pero es normal preguntarse si la confiabilidad en el sector de gas no está apalancada en el sector eléctrico y es por lo tanto innecesaria.

En pocas palabras, ¿es el cargo por confiabilidad eléctrico un cargo por confiabilidad de gas?. De inmediato es útil entender que la política se seguridad de suministro es una respuesta a una falla de mercado y que cada falla de mercado amerita un instrumento. En Europa donde hay diversas políticas de seguridad de suministro en electricidad (el fomento a las energías renovables) y en gas (exenciones al acceso o planificación centralizada del transporte y la regasificación en España, por ejemplo), el principal problema es la diversificación del suministro de gas y de otros combustibles.[43]

En Colombia el cargo por confiabilidad se ha justificado porque la confiabilidad es un bien público. Es decir porque al ser muy difícil excluir los consumidores que pagan confiabilidad de los que no lo hacen, el regulador decide el nivel de confiabilidad de todo el sistema.[44] Obviamente esto implicaría que la necesidad del cargo fuera menos en la medida en que la demanda eléctrica tuviese alguna respuesta, pero esa posibilidad se ve bastante remota.

Siguiendo esta línea de argumentación para el caso del gas, cabe preguntarse si el problema de bien público no surge también allí. Es claro que el gas es un producto con mayores sustitutos que la electricidad y, por eso, el problema de la confiabilidad debería ser por ello menor. Pero la experiencia reciente del niño 2009-10 nos brinda otras lecciones de realidad.

En Colombia – por la existencia de estatutos de racionamiento y la facilidad de modificar reglas en el corto plazo – las probabilidades de interrumpir a algún consumidor en un racionamiento no están ligadas con decisiones comerciales sino con decisiones administradas por la alta aversión al racionamiento. Esto no es único en Colombia, muchos gobiernos son reticentes a racionar pero en Colombia los racionamientos pueden durar largo tiempo por la estacionalidad de la demanda de gas y de la oferta hidráulica.

No es lo mismo racionar consumidores en países de zonas templadas donde los racionamientos pueden durar horas en el invierno o en el verano a racionar meses o más de un año, 13 meses, como ocurrió en el racionamiento de 1991-92. Los costos políticos son muy diferentes y

---

[43] Vulnerabilidad al gas de Rusia y Argelia. El fallo de mercado viene de que los comercializadores toman sus decisiones de suministro de manera independiente y no analizan el efecto que tiene aumentar la concentración de gas de una misma fuente. Esto se conoce como la "paradoja de los comunes". También se cuenta con medidas de seguridad de suministro en petróleo (por medio de reservas estratégicas) y la tercera directiva eléctrica permite la compra de "suficiencia" en generación para garantizar seguridad de suministro así como mecanismos fuera de mercado para hacerlo.

[44] Existen otras motivaciones como el ejercicio de poder de mercado en situaciones de escasez (donde muchos generadores son pivotales) o el ejercicio de oportunismo regulatorio que, por medio de intervenciones del regulador en el mercado, baja los precios

la aplicación de la Ley 142 y 143 de 1994 y el modelo liberalizado son vulnerables a que se racione la demanda de un servicio público. En el sector de gas algo similar ha ocurrido durante el último racionamiento.

Se entregó gas a usuarios interrumpibles (de hecho el gas interrumpible aparecía contemplado en el estatuto de prioridades de entrega), se cortó gas a usuarios firmes, se entregó líquidos a plantas respaldadas con gas y se les exigió desempeño con un combustible dual, se exigió entrega de energía firme a plantas térmicas durante largos períodos a pesar de que el precio de escasez se observó en pocas horas, se cobraron los costos de generar con líquidos a usuarios firmes interrumpidos, se impusieron restricciones de precios y cantidades en el sector eléctrico, etc. Es decir, el mecanismo de mercado no operó en ninguno de los dos sectores por:

- Falta de confiabilidad en el sector de gas (transporte y exportaciones);
- La sensación que el mecanismo de precios del sector eléctrico no brindaba las señales de escasez.

En suma, los dos mercados fallaron de manera drástica en el Niño 2009-10. En el Niño 2009-10 el mercado asistió a una situación en que la aversión al racionamiento eléctrico era superior entre las autoridades que lo que el sector brindaba. Cuando esto ocurre es claro que se necesita de un requisito de confiabilidad superior al establecido.

Pero no debemos perder de vista que con todo lo bien diseñado que esté el cargo por confiabilidad colombiano, éste no deja de ser una intervención al mercado. Se justicia porque existe una falla de mercado pero no está exento de decisiones regulatorias que pueden causar algunos sesgos en las tecnologías escogidas o en la capacidad de respuesta a un evento crítico.

Así, por ejemplo aunque la CREG confía que el cargo por confiabilidad no sea "ciego a la tecnología" o que no diferencie entre energías igual de firmes, existe alguna posibilidad que éste no sea el caso. En el documento CREG-068 del 9 de junio de 2011 que sienta las bases de modificaciones a los procesos de subasta, la CREG aborda el debate sobre la necesidad de subastas de tecnología que la Universidad Nacional y la Fundación Bariloche proponían.[45]

La razón de la preocupación de los que proponen subastas de tecnologías parece venir de que para el año 2018 el país verá un cambio en el equilibrio hidrotérmico. La CREG no ve problema en tal

---

[45] Universidad Nacional & Fundación Bariloche (2010) *Análisis y revisión de los objetivos de política energética colombiana de largo plazo, y actualización de sus estrategias de desarrollo.* Marzo de 2010

ocurrencia porque hay un solo producto "energía firme" y porque su metodología de cálculo garantiza la "misma firmeza sin importar la tecnología". Para demostrar tal afirmación muestra como en El Niño pasado la generación hidráulica fue 98% de la energía firme y la térmica 73%.

Sin querer ahondar en el debate de las tecnologías, la opinión de la CREG parece bastante categórica y la verdad es que la evidencia aportada no es consistente con lo afirmado. Las obligaciones de energía firme no están asociadas al Niño sino a que se cumplan tres parámetros; al precio de escasez, a la definición de la obligación y a una variable económica como lo es el precio de mercado.

En dos de estos tres elementos el regulador toma múltiples decisiones y como intervención que es no está exenta de error. Estas decisiones se plasman en:

- La definición de la energía firme de las hidráulicas y de las térmicas;
- El precio de escasez.

Primero, la metodología de cálculo de energía firme está definida de manera razonable pero su resultado no es más que una aproximación a lo que una central puede aportar como energía firme en una situación crítica. Se simula un embalse de manera continua pero no es cierto que el evento de escasez sea continuo o que dure lo que el cálculo considera o que la hidrología sea la supuesta. La simulación del período de manera continua podría llevar a sobredimensionar el sistema en energía más no en potencia.[46]

Para las térmicas también el regulador tiene mucho que decir, sobre todo en el asunto del contrato de suministro y combustible y las características de este mercado. Si el mercado tiene problemas de competencia – como lo ha dicho la CREG en reiteradas ocasiones –, de tarifas de transporte – como también se ha afirmado –, o de confiabilidad – como afirmamos en este documento – la asignación de energía firme discrimina en contra de las térmicas a gas.[47]

Segundo, el precio de escasez también es un parámetro regulatorio y no ha estado exento de controversia por ser irreal, bajo y no estar asociado a ningún recurso del sistema. El precio de escasez es irreal y

---

[46] No significa que el cálculo no sea razonable pero tampoco que sea perfecto. Pero también es cierto que los riesgos de altas variaciones en los ciclos hidrológicos, ocasionados por el cambio climático, no se pueden ignorar y por ello, confiar en el respaldo de energía firme hídrica más allá de cierto límite puede comprometer la seguridad.

[47] No debe olvidarse que hace un tiempo se exigía un contrato de gas para todas las horas, ahora sólo se exige para las horas de escasez.

no corresponde a ningún recurso del sistema porque viene del *heat rate* (12,5 MBTU/MWh) de una central que no opera en el mercado (Barranca) colombiano y está asociado a un combustible que no utilizó ese central y que se usa poco en el mercado de generación en Colombia (fuel oil No 6). Finalmente, es bajo porque es inferior al precio de escasez de algunas centrales que operan con combustibles líquidos. El precio de escasez es un parámetro regulatorio que obedece a la necesidad de controlar poder de mercado pero que al ser inferior al costo de generación de algunas plantas genera ineficiencias.

Finalmente, el precio de mercado ha sido modificado por decisiones regulatorias en el pasado y en la medida en que esto esté ligado con la tecnología (por ejemplo con los mínimos operativos o las generaciones de seguridad de las térmicas), el sesgo se materializa.

Por eso la evidencia presentada en el documento de la CREG – generación a lo largo de un Niño – no es la más indicada. El cargo por confiabilidad se ha diseñado no para un Niño sino para situaciones en las que el precio de mercado supera el precio de escasez. En el Niño pasado el precio de mercado tiene poco de transparente y, de hecho, el número de veces en que se ejerció las OEFs fue muy reducido. La evidencia – si el precio de mercado hubiese sido transparente – tendría que provenir de cumplimiento de OEFs pero aun así es evidente que un solo Niño no es evidencia de una falta de sesgo.

No sugerimos que la CREG aborde el tema de subastas de tecnología, sólo que analice las fallas de mercado de los sectores que regula y actúe en consecuencia. Creemos que en el mercado de gas son evidentes y requieren de las decisiones que sugerimos en este documento.

4.2 LA OPORTUNIDAD DEL MERCADO DE GNL

El GNL es un producto que, a pesar de su corta vida, ha recorrido un largo camino. La industria de GNL es intensiva en capital y en la que la mayoría de proyectos alcanzan inversiones de miles de millones de dólares. Sin embargo, las economías de escala son muy significativas y puede ser aprovechadas por medio de la construcción de varios trenes de licuefacción al mismo tiempo (economías de emplazamiento) y economías de escala asociadas al tamaño de los trenes por tamaño de la compresión.[48]

---

[48] El tamaño económico de un tren está entre 3.0 – 3.5 Mtoneladas y cuesta alrededor de 100 millones de dólares pero la adición de un segundo tren puede bajar costos entre 30-35% (ver S. Cornot-Gandolphe (2005) *GNL Cost Reductions and Flexibility in GNL trade add to Security of Gas Supply*. IEA, Energy Prices & Taxes, 1st Quarter, 2005.

El progreso tecnológico ha sido rápido haciendo que los costos por tonelada año hayan caído de USD 550 en los 60s a USD 350 en los 70s y 80s a USD250 en los 90 y ahora por debajo de los USD200. La consultora McKinsey ha estimado que las reducciones en costos de licuefacción alcanzan más del 3% anual. Este desarrollo ha llevado a que la oferta mundial de GNL alcance hoy los 274 mmtpa después de que en enero de 2010 era de tan solo 249 mmtpa (fuente Cedigaz).

Catar es el país que más ha contribuido a este desarrollo con la entrada de 10 mega-trenes en 2010. Entre 2011 y 2015 se construirán 10 nuevas plantas de licuefacción en Catar, Argelia, Australia y Papúa Nueva Guinea con un total de 48 mmtpa adicionales con lo que se espera que la oferta mundial alcance los 320 mmtpa en el año 2015.

Del lado del comprador, importantes avances tecnológicos se han presentado. Se han observado reducciones de costos por progreso tecnológico y por economías de escala en el costo de los buques.[49] De igual manera, aunque la mayor parte de los costos de la regasificación dependen de las particularidades del emplazamiento del muelle, los costos generales de la regasificación han descendido. En almacenamiento se han alcanzado importantes economías de escala así como en la diversidad de tecnologías de regasificación.[50]

En línea con estos desarrollos, la capacidad de regasificación ha pasado de 581 mmtpa en enero de 2010 a 622 mmtpa en enero de 2011. En los próximos cinco años se espera que la capacidad mundial de regasificación aumente en 164 mmtpa (26%), de los cuales 72 mmtpa ya están en construcción, 14 mmtpa en China, 24 mmtpa en Europa y 16 mmtpa en los EEUU (fuente: International Energy Agency).

Sin embargo, para las necesidades del mercado colombiano el mercado de GNL no parecía ofrecer muchas soluciones. La razón es que, al ser un mercado de grandes inversiones, requiere de contratos de largo plazo y un perfil de consumo estable que viabilice estas inversiones. De hecho esta era la forma de financiar las inversiones en licuefacción.

Sin embargo, desde mediados de los años 90, en respuesta a capacidad excedentaria (en licuefacción y transporte) y a la desregulación de los mercados de gas de Corea del Sur y España, y de la dinamización del mercado de GNL en los EEUU, las ventas spot aumentaron de manera importante. En 2002 las ventas spot

---

[49] Los buques han pasado de 40.000 m3 de capacidad a 140.000. Los Q-flex que provienen de Catar son de 216,000 m3 y los Q Max de 260,000. Catar ha construido recientemente mega-trenes de 7.8 Mt

[50] Ver el informe preparado por David Ledesma para la CREG. Ledesma (2010) *GNL Supply Options,* South-Court Ltd, abril de 2011.

representaban un 8% de todas las ventas de GNL (aumentando un 66% desde el año 2000) y en 2003 alcanzaron un 15%. Jensen Associates estima que el mercado flexible alcanzó 20% en 2007 y más de un 30% en 2010 facilitado por la eliminación de cláusulas de destino habituales en el período 1970-2000.

La flexibilidad en el destino es muy superior en los buques que se originan en la Cuenca Atlántica que en el resto de mercados. Jensen estimaba que en 2008 alcanzaba un 41% mientras que los cargos que se originan en el medio oriente tienen una flexibilidad de destino de 21% y los de Asia de sólo el 6%.[51]

La tendencia a una mayor flexibilidad en el mercado de GNL implica nuevas oportunidades para la demanda de flexibilidad de largo plazo de Colombia. De esta manera el país podrá acceder a gas en mercados spot. No significa esto que el precio spot de gas sea bajo, de hecho es muy probable que el exceso de oferta que hemos apreciado en los últimos años desaparezca en 2015.

Los últimos dos años han evidenciado el crecimiento del mercado de GNL. En 2010, el comercio internacional de GNL alcanzó los más 100 mil millones de metros cúbicos, con una tasa de crecimiento del 21% anual alcanzando casi 10% de la demanda mundial de gas. Eso se ha alcanzado gracias al esfuerzo inversor de Catar cuya capacidad de producción es casi un cuarto del total mundial luego de pasar de 42.0000 Mm3 a 105.000 Mm3. Otros productores son Indonesia, Malasia, Argelia y Australia[52] pero nuevos productores incluyen Yemén, Rusia, Perú y Papúa nueva Guinea (desde 2014).

La IEA espera que el comercio de GNL crezca en un 33% en los próximos cinco años disminuyendo el exceso de capacidad del mercado por la reducción en el crecimiento de la capacidad instalada. El crecimiento en capacidad de los próximos cinco años es de unos 91.000 Mm3 lo cual es inferior a lo construidos en los últimos 2 años pero similar a lo observado entre 2004-8. Menos de 30.000 Mm3 se construirán entre 201-14 y algunos saldrán de servicio en los EEUU, Indonesia y Argelia.

Con el crecimiento del 7,4% en la demanda mundial de gas en 2010, el excedente de oferta puede desaparecer en la medida en que Asia viene recuperándose rápidamente y en cuanto la reconversión del

---

[51] Existen cuatro zonas de comercio de GNL en el mundo, la Cuenca Atlántica asociada a precios en el Henry Hub (EEUU, Brasil, Perú, República Dominicana), el mercado europeo asociado a precios en el National Balncing Point (RU) Zeebrugge (Hol) o German Border Price, Japón y Corea del Sur (asociados a precios de crudo conocido com Japanese Crude Cocktail, y China-India con mecanismos de precios menos claros.

[52] Australia va camino de convertirse en el segundo productor mundial en el año 2016 cuando añada 60.000 Mm3 de nueva capacidad de seis nuevos proyectos.

parque nuclear de Japón puede representar demanda adicional de GNL. Así la IEA espera que la demanda de gas crezca en unos 510 bcm entre 2010-16 repartida entre 60% doméstica y 40% importaciones.

Así, el país podrá contar con gas flexible de importaciones con independencia del precio spot.

4.3 LA APERTURA DEL MERCADO DE GAS

El sector de gas de Colombia ha estado muy marcado por el círculo vicioso de mercado pequeño. Este círculo se caracteriza por mercado pequeño, pocos incentivos a explorar y desarrollar gas y mercado que continúa pequeño por la falta de nueva oferta. Romper este círculo sólo es posible en la medida en que el mercado se expanda lo cual sólo es posible acabando con las subvenciones a los combustibles que compiten con el gas y abriendo el mercado de gas al sector externo como ha ocurrido en todos los sectores transables de la economía colombiana desde el año 1990.

Esta idea no es nueva; de hecho formó la base del plan de Desarrollo de la administración Pastrana (1998-2002) y ha sido rescatada como importante por las administraciones que le siguieron así como la Ley 142 de 1994 lo contemplaba. El problema de esta apertura es que ha sido parcial y orientada, únicamente, a eliminar las barreras a la exportación de gas sin atacar la otra raíz del problema como es la importación de gas. El planteamiento seguido ha sido incompleto y por tanto incoherente.

La razón de la incoherencia es que es muy difícil que un país respete los contratos de exportaciones cuando existe una escasez doméstica. Esto lo han experimentado muchos países del entorno y Colombia en carne propia en el último período del Niño. En un momento de escasez el costo político puede ser superior al costo de los sustitutos y las compensaciones fijadas con el comprador extranjero pueden no ser suficientes para que la exportación se realice.[53]

Esta reticencia a exportar en las condiciones actuales ha resultado en:

- Cambios de metodología en la determinación del R/P al índice de abastecimiento (factor para autorizar una exportación);

[53] De hecho las exportaciones colombianas no han sido importantes en el sentido de ser competitivas. Las exportaciones a Venezuela son resultado de una política energética, al otro lado de la frontera, que deja mucho que desear, han sido logradas por medio de un acuerdo entre gobiernos y desde un campo que se ha desarrollado para el mercado nacional. También, las exportaciones que se están pensando de gas comprimido van orientadas a mercados sin gas sustituto donde no habrá competencia gas-gas sino un alto apetito por el combustible.

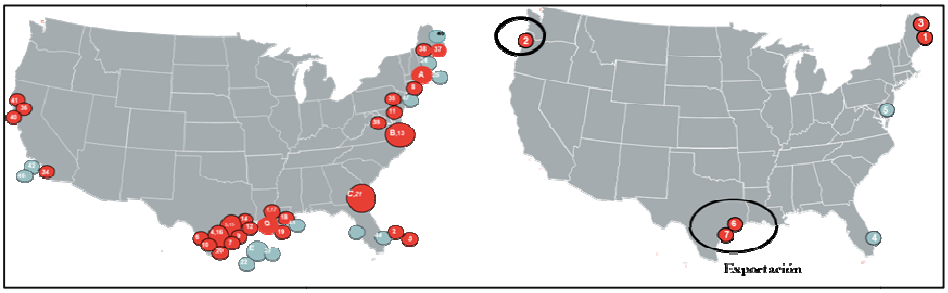
- Cambios de período crítico para exportar (años 7 años para el factor R/P, ahora a 8 años para el índice de abastecimiento);
- Inclusión de diferente definición de reservas (probadas, probables, etc.);
- Cambios de la prioridad de las exportaciones en el racionamiento;

Pero en esto, así como en muchas medidas de política, las expectativas son las que condicionan la efectividad de la medida más que el texto de las normas y, sin que el país tenga holgura en el abastecimiento interno, las expectativas de interrupción de exportaciones – con la correspondiente pérdida de su competitividad – serán muy altas. En pocas palabras las normas no son creíbles hasta que no se resuelve el problema interno de flexibilidad.

La importación – o mejor dicho la coherencia de la apertura del mercado – dará credibilidad a la promoción de las exportaciones de gas y, como hemos visto aquí, competitividad al mercado eléctrico colombiano para exportar a países que son menos competitivos que Colombia en la actualidad. Una importación de gas en dos puntos de la economía colombiana también potenciará exportaciones de gas (por tubo y por GNL) a países vecinos que no tienen el combustible. Mayor disponibilidad de gas permitirá desarrollar sectores que han visto frenar su crecimiento por las interrupciones del 2009-10 y viabilizar industrias que no han conseguido gas firme en la última década.

Críticos de esta propuesta pueden argumentar que un terminal de importaciones corre el riesgo de ser subutilizado si la oferta doméstica lo desplaza. Este ha sido el ejemplo de los EEUU, donde el desarrollo vertiginoso del gas de esquisto (shale gas y tight gas) ha llevado a la alta subutilización de los terminales de importación y a que los terminales que se tenían planeados en 2007 y no están siendo contemplados (ver mapa a continuación).

Ilustración 33: Terminales de importación planeados en 2007 y 2011 en los EEUU



Fuente: FERC.

El número de terminales de importación ha descendido de manera sustancial y se limita a cuatro luego de llegar a más de 30 tan solo

cuatro años atrás. El riesgo de aparición de activos varados porque la producción aumenta es un riesgo que no puede obviarse en estos casos. En los EEUU la manera en que el mercado ha logrado acomodarse, paulatinamente, es por medio de convertir terminales de importación en terminales de exportación.[54]

En caso que el gas doméstico desplace a la terminal el activo varado es, esencialmente, la regasificación. Los tanques de almacenamiento y el muelle pueden ser utilizados para la exportación disminuyendo el riesgo de activo varado en ese caso, pero habría que ver quién puede asumir tal riesgo.

En Colombia este riesgo puede ser no asumible para los generadores y, como existe una salida utilizando combustibles líquidos para generación, probablemente prefieran no desarrollar la terminal. El riesgo de activo hundido es entonces solamente asumible para la demanda y, como hemos visto, las dos terminales de las que se está hablando pueden asumirse con los sobrecostos de generar con combustibles líquidos.

La Resolución CREG 106 recientemente expedida con el fin de facilitar la importación de GNL para las plantas térmicas, se estructura bajo el supuesto de que el mercado colombiano, en cuanto a demanda de flexibilidad de refiere, reúne las condiciones necesarias para que un agente, o conjunto de agentes, se encuentran en capacidad para tomar la decisión coordinada para organizar, estructurar, financiar y contratar un proyecto de la complejidad que involucra una infraestructura de importación.

Además, este supuesto no toma en cuenta, lo cual podría discutirse si corresponde a una decisión de política energética en manos del Gobierno nacional, los impactos negativos en:

- Incremento de los costos de generación (incluidos lo de generaciones de seguridad) y su impacto en la competitividad del país, la capacidad de pago de los usuarios del servicio de energía eléctrica y fiscal por los mayores subsidios a ser otorgados.
- En forma similar, el impacto negativo que se pueda producir sobre los costos de suministro de gas natural por el incremento en los cargos de transporte originados por la ausencia de demanda térmica, así en el largo plazo la capacidad de los gasoductos se vaya usando por la demanda de otros sectores.
- El impacto en el largo plazo sobre la necesidad de mayores despachos a gas, originados por la necesidad de contar con una

[54] Al terminal de Sabine Pass en Tejas se le concedió licencia de exportación en mayo de 2011 y los terminales que se están construyendo en su cercanía también estarán destinados a la exportación.

combinación adecuada de recursos que limite la participación de la energía hidroeléctrica, controlando los riesgos del cambio climático. Aspecto que corresponde a la órbita de la política energética y ambiental por cuanto la CREG mantiene el argumento de la neutralidad de las tecnologías en cuanto a la energía firme que pueden entregar.

- El impacto en las políticas ambientales y de liderazgo que ha querido tener el país frente al cambio climático. Una generación prolongada con líquidos de una proporción significativa de plantas térmicas implica una alta emisión de CO^2.

Por qué no se dan estas condiciones en Colombia para que sean los mismos agentes quienes tomen la decisión de invertir en la planta de regasificación?

- Al igual que en los casos presentados para Chile y Brasil (aunque no se presentó, el caso Argentino también requirió de la participación del Estado), el nivel de desarrollo de estas economías, los riesgos asociados a este tipo de inversión y la complejidad del proyecto mismo, dificultan enormemente una acción coordinada por parte de los agentes.
- Los riesgos son de diferente índoles:
    - De construcción:
        - Demoras por permisos ambientales y de autoridades portuarias y locales
        - Atrasos en la estructuración (cierre financiero del proyecto) y construcción
    - De financiación: el financiamiento es complejo, tal como lo muestra el caso chileno, aún con la participación de la empresa petrolera estatal.
    - De oferta doméstica en caso de nuevos descubrimientos destinados a la exportación que faciliten la oferta de opciones de compra de gas a menores costos que contar con GNL

La decisión regulatoria tampoco ha entrado en la consideración sobre la conveniencia de que el sistema de gas, en general, cuente con ese respaldo, con el fin de evaluar integralmente una decisión en materia de confiabilidad y seguridad de suministro. A la fecha del presente documento, la CREG adelanta un estudio que analizará la posibilidad de considerar una planta de regasificación, aunque no se conoce el alcance de dicho análisis.

Como se puede observar, se trata del tipo de decisión que requiere de una altísima coordinación entre lo político y lo regulatorio, elemento al cual busca contribuir el presente documento.

4.4 UNA POLÍTICA DE SEGURIDAD Y CONFIABILIDAD PARA EL SECTOR GAS

Tras la expedición del Decreto 2100 y la creación de los pilares de política para comercialización primaria y secundaria, la reglamentación de los gases no convencionales, y el desarrollo de una metodología de confiabilidad , falta el pilar de la importación que, como hemos propuesto aquí, puede ligarse al de confiabilidad.

Una política de seguridad de suministro podría tomar dos formas en Colombia. Se podría, por ejemplo, utilizar como en España y el Reino Unido una planeación coordinada de la expansión del transporte y del suministro por medio de un plan centralizado como el del sector eléctrico, o se podría viabilizar la importación de gas como suministro flexible.[55]

La viabilización de las importaciones ha sido iniciativa de estado en Argentina, Chile y Brasil. En algunos casos lo ha sido a través de la empresa estatal y en otros a través de políticas de integración vertical. Estas posibilidades no parecen abiertas a Colombia por la semi-privatización de Ecopetrol y lo mucho que una política de integración vertical tarda en materializarse. Existen formas de que el sistema asuma parte del costo de mayor confiabilidad como ya se hace en el sector eléctrico colombiano en el que el regulador decide el nivel de confiabilidad, un mecanismo fija el valor y toda la demanda eléctrica lo paga.

Eso no significa que la viabilización de las importaciones la tenga que asumir todo el sistema. Existe la posibilidad que los generadores térmicos y otros remitentes estén dispuestos a incurrir parte del costo de la terminal porque el GNL abre oportunidades de mejores despachos que los combustibles líquidos, porque abre oportunidades de comercialización con las que el sector no cuenta a través de los combustibles líquidos. Este diálogo debería llevarse a cabo y este documento es nuestra contribución a que así se haga.

4.5 IMPUTACIÓN DE COSTOS. UNA PRIMERA APROXIMACIÓN

Es importante tener definidos los criterios para fijar una tarifa de confiabilidad que refleje las discrepancias entre el costo social y el beneficio privado para los usuarios potenciales de la planta de regasificación y, en particular, para quien la construya.

---

[55] También será necesario analizar políticas de confiabilidad en mercados de distribución, coordinación del transporte y la distribución, reglamentación las actividades de almacenamiento subterráneo, imponer el libre acceso a las interconexiones internacionales de gas, etc.

La dificultad de decidir esta tarifa está en la forma en que se imputen estos costes y consideramos que sería conveniente discutir una serie de criterios de asignación de costos en estos casos.

Para eso nos amparamos en la teoría económica de las inversiones en seguridad de suministro. Ésta dice que los costos son pagados por los agentes que causan la inversión (principio de causalidad) a un precio que refleje su voluntad de pagar (efficient pricing). En el tema de bienes públicos – como es la confiabilidad – el principio de causalidad requiere que los beneficiarios sean no sólo los usuarios de la terminal sino los posibles usuarios de la terminal. Para ello, hay que:

- Identificar beneficiarios;
- Identificarlos a lo largo del tiempo.

La suma de las demandas de todos los beneficiarios del bien público produce la curva de demanda del bien y el precio puede salir de la intersección de la demanda con la oferta del bien. El problema es derivar la curva de demanda total porque no existen incentivos para que los usuarios revelen sus preferencias. Por eso, en muchas ocasiones, como en el caso del pago por confiabilidad, el regulador suma las cantidades necesarias y establece un nivel de oferta y paga el precio que permita cubrir esta demanda.

Ante la dificultad de encontrar las preferencias de los consumidores es razonable seguir este procedimiento (similar al que se aplica en el cargo por confiabilidad). Para eso es importante discutir qué beneficios surgen de una terminal de importación y quiénes son los posibles beneficiarios.

Los beneficios de la terminal para el sector de gas natural son de la siguiente índole:

- Desarrollar nuevas demandas de gas de aquellos sectores para los cuales la disponibilidad de gas ha sido un problema. Beneficiarios son la futura demanda de gas.
- Viabilizar las exportaciones de gas, a través de reducción de faltantes de suministro y por medio de algunos elementos modulares en la infraestructura de importación. Los beneficiarios son los exportadores de gas;
- Aumentar la competencia en suministro de gas. Los beneficiarios son los consumidores de gas;
- Aumentar la eficiencia del sector en cuanto que el precio reflejará el costo de oportunidad de las: beneficiarios son los consumidores y productores de gas.
- Liberación del gas natural termoeléctrico para otros usos: beneficiarios son los usuarios de gas no-térmicos.

- Beneficios para la demanda de gas de la Costa de menores interrupciones por indisponibilidades de campos y, en algunos casos, por indisponibilidades de transporte.

Sin embargo, los usuarios de gas en algunos tramos verán sus tarifas de transporte incrementar hasta que la nueve demanda ocupe estos tramos.

Pero el proyecto puede también tener ventajas para el sector eléctrico.

- Como hemos documentado habrá menores precios de energía para todos los usuarios. Esto será evidente en el valor de la opción de energía firme que se fije en las subastas de confiabilidad y en el precio de mercado spot (y los contratos). Los beneficiarios son todos los usuarios eléctricos.
- Con el terminal las posibilidades de ampliar el mercado relevante de electricidad – por ejemplo a Ecuador, Panamá, Venezuela, Brasil y Centro América – son superiores. Los beneficiarios son los exportadores de electricidad.

La verdad es que el sector eléctrico es un gran beneficiario porque el escenario de referencia es el de generación con líquidos. Finalmente los dos sectores se benefician a través de los redespachos:

- El costo de los redespachos será más económico y mejor asignado entre los usuarios de gas y del sector eléctrico.

Como podemos apreciar los dos sectores se benefician. Los beneficios son para la demanda de gas más las exportaciones de gas y, en el sector eléctrico la demanda de electricidad y las exportaciones. Para saber los beneficios relativos sería necesario cuantificar los beneficios del sector de gas como aquí lo hemos hecho para el sector eléctrico. El inductor de los beneficios es, entonces, la demanda de energía más exportaciones (p. ej. en MWh o MBTUD).

Para el sector de gas, beneficiario directo, el procedimiento a seguir es por medio de dos principios; el principio de **causalidad** y el principio de **participación**.

El principio de participación ocurre en la medida en que la inversión en gas de importación sea tan rentable para los generadores térmicos como la alternativa de respaldo con líquidos.

El principio de causalidad implica identificar el causante de la inversión para la punta de cada infraestructura. La punta del sistema, en algunos casos, es el período Niño y, en otros casos, la indisponibilidad. De acuerdo al período los elementos de la inversión pueden asignarse de la siguiente manera:

Para el muelle, el período de punta será el período Niño y por tanto lo más probable es que sea inducido por los generadores térmicos.

Para el almacenamiento, la punta del sistema en términos de almacenamiento no es el período del Niño porque allí se utilizará poco este activo. De hecho, en un Niño es previsible que la generación implique descargue-regasificación más que descarga-almacenamiento-regasificación. Es probable, por lo tanto, que la mayor utilización del almacenamiento se produzca en momentos de indisponibilidad de algún elemento de red.

Para la regasificación creemos probable que haya dos picos, el pico del Niño y el pico de indisponibilidad. Es difícil decidir a priori cuál será el mayor de los dos para imputarle todos los costos de inversión.

En el sector eléctrico imputar los costos es más fácil en la medida en que toda la demanda es beneficiaria, en función de su consumo de energía.

Por lo tanto el procedimiento natural es:

- Decidir cómo repartir el costo de la confiabilidad entre el sector de gas (participación G) y eléctrico (participación E, donde G+E = 100%);
- Imputar el E en función de la demanda de electricidad;
- Imputar el G de acuerdo al activo en cuestión:
    - Muelle: 100% térmicos;
    - Almacenamiento: Primordialmente demanda no-térmica de la zona de influencia;
    - Regasificación: Asignación razonable entre las dos demandas.
- Verificar que la asignación de costos a los térmicos no hace que prefieran irse a combustibles líquidos.

Las autoridades sectoriales están conscientes de la necesidad de tomar decisiones en el corto plazo para garantizar la confiabilidad y la seguridad del suministro de gas en el largo plazo en Colombia. Esas definiciones toman algún tiempo y es de esperar que se ajusten los plazos y se consideren períodos de transición, de cara a la próxima subasta, en el sentido de no inducir decisiones de los generadores que inviabilicen el proyecto de la planta de regasificación. Esperamos que este estudio contribuya al análisis de las soluciones posibles.