



# **Alternativas para soluciones de las fallas del mercado de gas**

**DOCUMENTO DE DISCUSIÓN**

marzo de 2010



# Alternativas para soluciones de las fallas del mercado de gas

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Introducción</b>   | <b>3</b>  |
| <b>1 Soluciones estructurales</b>                           | <b>7</b>  |
| 1.1 <i>El problema de la flexibilidad en Colombia</i> ..... | 7         |
| 1.2 <i>Precio del servicio de flexibilidad</i> .....        | 11        |
| 1.3 <i>Aumento de la oferta de flexibilidad</i> .....       | 14        |
| 1.4 <i>Mecanismos de gas interrumpible</i> .....            | 28        |
| <b>2 Otros modelos</b>                                      | <b>31</b> |
| 2.1 <i>Competencia minorista</i> .....                      | 32        |
| 2.2 <i>Comprador Único</i> .....                            | 33        |
| 2.3 <i>Common carriage vs contract carriage</i> .....       | 35        |
| <b>3 Mejora del modelo actual</b>                           | <b>37</b> |
| 3.1 <i>Confiabilidad</i> .....                              | 37        |
| 3.2 <i>Poder de mercado</i> .....                           | 40        |
| 3.3 <i>Contratos incompletos</i> .....                      | 44        |

## Alternativas para soluciones de las fallas del mercado de gas

|  |    |
|--|----|
| <b>Figura 1.</b> Modelo 3: Competencia Mayorista | 31 |
| <b>Figura 2.</b> Modelo 4: Competencia Minorista | 33 |
| <b>Figura 3.</b> Modelo 2: Comprador Único       | 34 |

## Introducción

Colombia ha escogido el modelo de liberación de mercado conocido como competencia mayorista. Hasta la fecha, los resultados del modelo han sido satisfactorios alcanzando una alta cobertura del servicio, un elevado número de usuarios y un alto grado de satisfacción con la prestación del servicio.<sup>1</sup> Sin embargo, los resultados del modelo han comenzado a mostrar ciertas dificultades que se han hecho evidentes en la declaración de racionamiento tomada desde el mes de septiembre del año pasado.

Las dificultades encontradas hacen que sea natural hacerse dos preguntas relevantes respecto al problema:

- ¿Es el modelo de liberalización la razón del problema?; ó
- ¿Es la forma en que el modelo se ha aplicado la razón del problema?

La respuesta afirmativa a la primera pregunta implicaría la elección de un nuevo modelo de liberalización o, al menos, un modelo en el que las soluciones elegidas se encaminaran en esa dirección.

Si, por el contrario, la respuesta fuese afirmativa a la segunda pregunta, la visión de largo plazo tendría que estar encaminada hacia mejoras en la regulación adoptada sin modificar, en mayor medida, el modelo escogido.

Pero también sería apropiado pensar, de manera más abierta, en la conveniencia de modificar las características estructurales del mercado colombiano para analizar en qué medida son éstas las responsables de los problemas encontrados. En esto sentido la pregunta relevante sería:

- ¿Son las características estructurales del mercado colombiano la fuente de los problemas?

En una visión de largo plazo como la que se está realizando esta pregunta es muy pertinente; si la regulación es el problema su modificación es un asunto de corto plazo, si el modelo es el problema su modificación es un asunto de mediano plazo y si las características del mercado colombiano son el problema, una visión de largo plazo tendría que poder identificarlas y planificar su modificación.

Si se pueden modificar las características estructurales del mercado colombiano, (p. ej. su perfil de carga, su orientación al mercado doméstico, su baja flexibilidad)

---

<sup>1</sup> La rapidez de la penetración y el crecimiento del mercado pueden explicarse, en parte y en el interior, por el Plan de Masificación de Gas del año 1991 que permitió financiar cuantiosas inversiones en transporte en el interior del país y la decisión de no remunerar parte de los activos de Ecogás por orden del CONPES.

y tal modificación es eficiente desde el punto de vista de minimizar costos de prestación del servicio, tal modificación puede ser recomendable con independencia del modelo de mercado que se escoja. La elección del modelo dependerá entonces de la forma en que las empresas y el regulador puedan repartirse estos riesgos. Siendo un modelo de competencia mayorista un modelo donde el regulador asume menos riesgos que un modelo de comprador único, por poner un ejemplo.

De esta manera creemos que la mejor manera de proceder para diseñar el modelo de largo plazo es enmarcar el problema dentro de los siguientes ámbitos de actuación.

- Modificaciones a las características estructurales del mercado;
- Modificación del modelo;
- Modificaciones regulatorias.

Esta forma de clasificar el problema permite apreciar la envergadura de las medidas necesarias pero no significa que las soluciones identificadas en cada ámbito sean excluyentes. Es probable que las medidas puedan complementarse, así por ejemplo medidas para abrir el mercado a la competencia externa (medida estructural) pueden ser coherentes con medidas para modificar el racionamiento actual (medida regulatoria) o que aumentos de la flexibilidad del mercado (medida estructural) puedan ser más probables en la medida que el modelo elegido sea el modelo de comprador único (medida de modelo).

Las alternativas que se analizan en este documento se dividen en estos tres temas y dentro de ellos se analiza la manera que estas alternativas podrían solucionar los problemas identificados. No se hace una recomendación específica sino una enumeración de alternativas posibles a los problemas que se identificaron en el documento de Validación de Diagnóstico puesto a disposición de la industria en el mes de febrero de 2009.

La razón de proponer alternativas más que una lista de soluciones específicas es que se considera que, en este momento, es más conveniente estimular la discusión de la industria y enriquecer el proceso con sus opiniones que proponer una serie de recomendaciones que, por su naturaleza, limitará la discusión en una manera que podría reñir con el objetivo de participación que se ha propuesto esta asesoría.

Valga recordar que los problemas identificados en la revisión al diagnóstico del mercado colombiano son:

- Características estructurales del mercado;
- Poder de mercado en suministro;

## Introducción

- Problema de la confiabilidad como un bien público; y
- Contratos incompletos, que se traducen en:
  - Falta de coordinación transporte-suministro;
  - Alto número de contratos interrumpibles;
  - Falta de coordinación transporte-distribución.

A continuación se discuten las alternativas posibles y la forma en que éstas podrían solucionar estos problemas.

Por favor enviar comentarios a las alternativas identificadas por medio de correo electrónico, fax, o correo convencional, a la siguiente dirección:

[consulta.mme@frontier-economics.com](mailto:consulta.mme@frontier-economics.com)

Fax: +34 91 445 6679

Calle Larra 12, 1º D, Madrid 28004 Att: Consulta MME.

Los comentarios podrán enviarse hasta el **15 de abril de 2010**.

Los comentarios servirán para la elaboración de propuestas específicas, objeto del siguiente informe de esta asesoría.

Agradecemos su colaboración en este proceso.

(página en blanco)



# 1 Soluciones estructurales

En el primer informe de esta asesoría se destacaron las principales características del mercado colombiano.

- Bajo factor de carga de la demanda térmica; y
- Pequeño tamaño del mercado.

Pudo apreciarse que el mercado es pequeño y este tamaño combinado con la poca historia de exploración de gas del país genera una tendencia a la concentración en la producción y a problemas de exceso y defecto de capacidad en el tiempo.

Asimismo, el bajo factor de carga de la demanda térmica contribuye a ciclos de exceso y faltante de capacidad.

Estas dos características se plasman en lo que, de manera estructural, podemos denominar como un mercado de baja flexibilidad donde la palabra flexibilidad se refiere a la capacidad del sistema para permitir que la demanda y la oferta se equilibren a lo largo del tiempo.

En otras palabras, flexibilidad es la capacidad de que la oferta pueda ajustarse a variaciones entre la demanda media y la demanda máxima medidas en un plazo de tiempo que recoja estos dos extremos, esto es medidas a lo largo de un ciclo hidrológico.

## 1.1 El problema de la flexibilidad en Colombia

La demanda de gas es estacional, depende de hábitos de consumo, temperaturas y tiene cierta inelasticidad. La demanda de gas colombiana tiene además el patrón estacional del ciclo hidrológico por su uso como combustible en la generación de electricidad y su estrecho vínculo con los aportes hídricos.

La flexibilidad se alcanza por medio de instrumentos físicos y de instrumentos comerciales. Dentro de los instrumentos físicos de lado de la oferta se encuentran factores como la producción de gas, el almacenamiento, el empaquetamiento de los tubos y las importaciones y del lado de la demanda las exportaciones o los almacenamientos en citygate. Dentro de los instrumentos comerciales se encuentran los contratos interrumpibles y todas las medidas de ajuste de demanda pactadas entre consumidores y comercializadores.

Según la Agencia Internacional de la Energía, la flexibilidad en diferentes países de la OCDE se presta de la siguiente manera:<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> International Energy Agency (2002) *Flexibility in Natural Gas Demand and Supply*, 2002.

- En países con producción y transporte de corta distancia, ejemplo Holanda, la respuesta a las variaciones de la demanda la presta la flexibilidad de la producción;
- En países con producción y una red de transporte larga, ejemplo Estados Unidos, la flexibilidad es un servicio prestado por almacenamiento y contratos interrumpibles;
- En algunos países importadores, como es el caso belga, la flexibilidad la prestan los contratos de importación; en otros, como es el caso francés, esta flexibilidad se complementa con almacenamiento;
- Alemania, combina la producción, importación con contratos y almacenamiento, y, finalmente;
- Países como Corea, con gran variación en la demanda por ser el gas utilizado en calefacción que importa gas a través de buques de GNL logra flexibilidad a través de estos contratos y a través de los intercambios de Japón donde la demanda de gas es primordialmente industrial y es el mayor importador de GNL del mundo.

La capacidad de “swing” de oferta es un asunto muy importante en el mercado de gas natural de Colombia y fuente de controversia de los contratos take or pay utilizados en el país que son los únicos contratos que prestan flexibilidad en el modelo colombiano.

### 1.1.1 Flexibilidad del gas de la Guajira

La razón es que, en Colombia, la flexibilidad del sistema la ha prestado el campo de Guajira debido a las pocas fuentes de flexibilidad del sistema. El sistema de transporte es, básicamente, radial y no puede almacenar suficiente gas en el período necesario para hacer frente a las altas variaciones del consumo térmico. Los demás campos no tienen el tamaño o la suficiente flexibilidad para hacerlo.

Pero el campo de Guajira está regulado y con una fórmula de precios de vieja data sin mayor sofisticación en su cálculo. En esta fórmula el precio es la variable primordial pero no ha sido claro de qué manera este precio corresponde a un perfil de carga dado. Los contratos o transacciones iniciales fueron contratos “full swing”, donde todo el riesgo de demanda lo asumía el productor, pero con la llegada de nueva inversión, sobre todo en generación térmica, se empezó a utilizar la figura de reparto de riesgo del take or pay por medio de la cual el

remitente y el productor se reparten el riesgo de demanda o el costo de la flexibilidad.<sup>3</sup>

Pero un take or pay debe parecerse a la demanda media o de otra manera deja de ser una medida de distribución de riesgo simétrica. En Colombia esto ha sido lo ocurrido con el generador térmico debido al nivel de take or pays y al bajo factor de carga de su demanda.

Dada la simpleza de la fórmula de precios del gas de Guajira y el virtual monopolio de flexibilidad que tiene el campo en el mercado, es muy probable que el precio de la flexibilidad en Colombia no sea el apropiado. Es probable que por eso se usen los take or pays y las penalizaciones como medidas de complemento del precio.<sup>4</sup>

Puede decirse que la flexibilidad del gas de Guajira no parece estar bien valorada en Colombia por dos motivos:

- La fórmula de precios no valora la flexibilidad, sólo el costo del sustituto;
- No hay confianza en las otras medidas de valoración de la flexibilidad (primas en los contratos de compra de opción de gas o niveles de take or pay) incluidas en los contratos debido a la poca competencia en flexibilidad.

### 1.1.2 Otras fuentes de flexibilidad en Colombia

El gas de Guajira es la fuente primordial, por no decir única, de flexibilidad del mercado colombiano.

El sector externo, por ejemplo, no permite prestar suficiente flexibilidad porque una parte importante del gas exportado a Venezuela es firme y sus cantidades interrumpibles no son suficientes para ajustar la oferta potencial de gas a la demanda nacional en períodos de demanda base. Asimismo, en período de racionamiento tienen menor prioridad que la demanda interna. Aunque es bueno reconocer que estas exportaciones han aumentado la flexibilidad del mercado.

Los gasoductos son radiales y el linepack de éstos tiene un horizonte de tiempo muy limitado y muy inferior a los ciclos de la demanda colombiana. Su linepack puede ayudar a temas puntuales como el redespacho o la prestación de Servicios

---

<sup>3</sup> Recientemente, existe poca oferta de flexibilidad a precios regulados porque se considera que a precios regulados sólo se venden contratos de take or pay del 100%. Es decir, la oferta de flexibilidad que tiene el sistema actual parece estar camino de desaparecer.

<sup>4</sup> La flexibilidad puede valorarse pero requeriría estudios de costo de producción del campo y análisis de la demanda de cada remitente porque en la medida en que los consumidores difieran, difiere la flexibilidad prestada y, por lo tanto, su precio. No es prudente afirmar si se paga mucho o poco por la flexibilidad prestada en Colombia pero es evidente que para igual nivel de take or pay los consumidores con mayor factor de carga pagan más por la flexibilidad que los consumidores con menor factor de carga.

Complementarios de ajuste como regulación secundaria pero aún en estas ocasiones el tamaño de la generación térmica o el de una planta específica (p. ej. TEBSA) puede encontrar grandes limitaciones en el linepack existente.

La alta demanda interrumpible parece estar sobrevalorada por la, probable, venta de interrumpible de parte del productor y de los remitentes de gas en el mercado secundario y por la verdadera posibilidad

No existe almacenamiento ni importaciones.

El resultado es que los picos de demanda de gas se abastecen por medio del almacenamiento del gas en el campo que es la forma más económica ya que, en principio, es el punto de almacenamiento más barato. Lo que ocurre es que dicho almacenamiento en un mercado liberalizado como el colombiano no deja de ser demasiado concentrado en pocas manos y hace que el sistema sea vulnerable a interrupciones del campo o del transporte que lo comunica con los centros de consumo. Además, existen serias dudas sobre la correcta valoración del precio de flexibilidad del gas de Guajira.

En resumen, el mercado colombiano tiene diferentes razones por las cuales su flexibilidad es baja entre las que podemos resaltar, desde el punto de vista físico:

- Estructura radial del transporte;
- Pocos campos productores;
- Ausencia de almacenamiento;
- Baja capacidad, con excepción de Guajira, de “swing” de los campos
- Bajo nivel de exportaciones;
- Ausencia de importaciones; y
- Bajo nivel de exportaciones de electricidad;

Y desde el punto de vista comercial:

- Altos volúmenes de gas interrumpible que no lo son en la práctica;
- Ausencia de mecanismos de mercado para balance del sistema (por lo cual los precios no permiten ajustar consumos);
- Bajas penalizaciones en contratos;
- Valoración inapropiada de la flexibilidad del gas de Guajira;
- Desviaciones de transporte fijadas de manera administrada; y
- Utilización de mecanismos administrados de racionamiento.

## Soluciones estructurales

### 1.1.3 Medidas estructurales alternativas

Con la baja disponibilidad de flexibilidad en el sistema colombiano habría tres alternativas básicas:

- Regular los precios de la flexibilidad de manera más apropiada;
- Aumentar la oferta de flexibilidad; y
- Desarrollar un mecanismo más apropiado de gas interrumpible que el existente.

En las tres secciones a continuación se analizan estas alternativas y se piden comentarios a los participantes.

## 1.2 Precio del servicio de flexibilidad

En el documento de diagnóstico se afirmaba que la regulación actual del productor es mixta, de un lado se regula de manera incompleta (no se fija un precio a la flexibilidad: take or pay, parte fija y variable, penalizaciones, sino sólo se fija el precio) y, de otro lado, a los demás campos se les fija las condiciones de venta, a pesar de haberse determinado su libertad de fijar precios.

Por tanto el regulador considera que o bien no puede fijar las condiciones de venta del gas de Guajira o que puede fijar algunas condiciones de venta de todos los campos. Es decir, considera que el precio se puede fijar para Guajira pero no se puede valorar el servicio de flexibilidad de este campo y prefiere dejarlo a las negociaciones bilaterales. Últimamente considera que también puede fijar las penalizaciones asociadas al suministro en firme a pesar de haberlas descartado en el pasado reciente.

### 1.2.1 Implicaciones del precio regulado de Guajira

No es cierto que el precio regulado de Guajira, en sí mismo, distorsione el sistema como un todo como parece ser se está afirmando en Colombia. Lo que sí es cierto es que un precio regulado en el que hay libertad de compra a la demanda distorsiona la manera en que se raciona la demanda y afecta la contratación de otros campos. Estos es más factible en la medida en que el gas regulado sea de gran tamaño o cuando haya exceso de demanda por este gas (ya sea por reducción del gas de otros campos o por reducción de las cantidades disponibles del gas en firme de este campo). Entonces los problemas actuales son una combinación de:

- Precio interrumpible no regulado;
- Baja oferta de gas firme;

- Precio regulado con libertad de compra y exceso de demanda del gas de este campo;
- Alta participación del gas de Guajira.

No, necesariamente, del precio regulado de Guajira.

De esta manera, si se insiste en mantener la regulación del gas de Guajira, sería necesario interpretar la regulación del gas de Guajira como un contrato bilateral entre los productores del campo y el sistema. Este contrato debería tener la forma de un contrato de agotamiento – común en algunos mercados aún liberalizados como es el caso del Reino Unido – en el cual el sistema compra todo el gas de Guajira y lo asigna de acuerdo a sus méritos relativos con el gas de otros campos. O también, lo asigna a la demanda regulada donde el regulador puede controlar los precios al usuario final por medio de regulación y determinar las cantidades compradas.

Asignárselo a la demanda no regulada implicaría algún modo de gestión de los contratos de otros campos lo cual nos lleva en la dirección del modelo de comprador único que se ha planteado recientemente en Colombia. Es decir, si se quiere seguir regulando el precio de este gas y se quiere que todos los compradores tengan acceso a él – en una situación de exceso de demanda de gas en firme - debemos movernos hacia un modelo de comprador único.<sup>5</sup>

Probablemente sea por estas razones por las cuales varias medidas propuestas en el pasado pasan por la desregulación del precio del gas de la Guajira. Pero para proponer dicha medida es necesario entender algunas de las dificultades que esto plantea:

- La aplicación de un precio regulado ha sido una condición muy importante de la extensión del contrato de asociación de la Guajira;
- La liberación puede implicar menores precios que el precio regulado por lo cual no es evidente que los asociados del campo la quieran en sí misma;
- El monopolio virtual de flexibilidad del gas de Guajira en el mercado colombiano hace difícil una liberalización sin condiciones;

---

<sup>5</sup> Para que el contrato regulado no intervenga en el funcionamiento del mercado, éste debería ser pequeño o el mercado debería moverse en la dirección de un mercado spot de gas equivalente a toda la demanda lo cual implicaría moverse en la dirección de mercados de optimización que son bastante ajenos a lo que es tradicional en Colombia y en los mercados de gas en general. Esto implicaría modificaciones sustanciales.

### 1.2.2 La importancia de la flexibilidad

Si pensamos en el servicio de flexibilidad sabemos que los precios actuales no son eficientes (ofertas de take or pay 100% con independencia de la curva de carga del comprador lo confirman) y lo natural es preguntarse si el servicio de flexibilidad debe regularse.<sup>6</sup> La verdad es que en una posición monopólica como la de Guajira sería muy difícil mantener que este precio o que la conducta de las empresas no fuesen reguladas o que la política de competencia no fuese muy activa para controlar cualquier precio que no se ajustara a costos.

De cualquier manera, con control ex ante (regulación) o control ex post (política de competencia), las autoridades tendrían que ser capaces de fijar un precio a la flexibilidad algo en lo que el regulador ha manifestado reticencia a hacer en el pasado.

Aunque no es fácil acertar en la regulación de precios de un producto en un mercado con características competitivas y por eso se prefiere trabajar sobre la estructura, el comportamiento y las barreras a la entrada, las opciones son limitadas en el caso colombiano por la poca competencia en flexibilidad.

Si el regulador decidiera regular el precio de la flexibilidad sería necesario hacerlo de manera acorde con el resto del mercado. La razón es que el valor del gas de Guajira debería ser igual al precio de un gas inflexible más el sobreprecio por flexibilidad y esto puede implicar dos cosas:

- Fijar el precio de los gases inflexibles de otros campos y el valor de la flexibilidad de Guajira;
- Dejar que el precio del gas de Guajira sea fijado por otros campos y añadirle a este gas un precio de flexibilidad (no sería esto necesario a demandas no flexibles).

La primera opción pueda tener serias dificultades de introducción por la promesa inicial de desregulación de precios al gas de Cusiana y a los demás campos en Colombia.

La segunda opción implicaría confiar en la transparencia de los precios fijados por campos diferentes a Guajira y en la holgura del sistema para que ningún campo sea pivotal (capaz de fijar precio de manera unilateral) para el suministro en firme.

En cualquier situación sería necesario fijar el precio de la flexibilidad de Guajira lo cual es un ejercicio con cierta complejidad y, de no hacerlo con la frecuencia necesaria, podría terminar generando ineficiencias.

---

<sup>6</sup> Se observa que los demás campos no venden ninguna flexibilidad ya que sus niveles de take or pay son del 100% y Guajira es cada vez más reticente a vender este servicio.

Pero por la alta participación del mercado del gas de Guajira, el alto swing que se necesita del campo, las dificultades en fijar precios de flexibilidad y las posibilidades de equivocarse en este sentido, se pueden contemplar medidas que aumenten la oferta de flexibilidad o en eliminar las barreras que impiden su desarrollo.<sup>7</sup>

### 1.3 Aumento de la oferta de flexibilidad

Para aumentar la disponibilidad de flexibilidad se pueden tomar medidas desde el lado de la oferta y medidas desde el lado de la demanda. Desde el lado de la oferta se puede pensar en:

- Importaciones;
- Facilitar la incorporación de campos cuyo principal problema es el transporte;
- Almacenamiento;

Y desde el punto de vista de la demanda:

- Exportaciones de gas;
- Exportaciones de electricidad

#### 1.3.1 “Mercado” de flexibilidad

Aunque la pregunta obvia es la manera cómo deben regularse estas actividades, consideramos que antes de pasar a este tema es conveniente preguntarse por qué el mercado colombiano no se ha planteado el desarrollo de estas nuevas actividades, en especial la de almacenamiento

Una razón posible es que no han sido necesarias hasta ahora debido a la holgura del sistema y a la manera en que el pago por flexibilidad se ha venido gestionando.<sup>8</sup> Esto es especialmente cierto en el caso de las importaciones.

Ora razón posible es que el servicio de flexibilidad tiene cierto componente de bien público que el sistema por sí mismo no proporciona. Esto es claro en el

---

<sup>7</sup> En mercados liberalizados la flexibilidad no es completamente libre. Por ejemplo, con la excepción del Reino Unido, los mercados con almacenamiento tienen tarifas reguladas de almacenamiento o sistemas que limitan las cantidades disponibles por cliente. Ver informe de Frontier Economics para el regulador holandés sobre la manera de analizar el mercado de flexibilidad y su aplicación a Holanda [http://energiekamer.nl/images/Flexibiliteitsstudie%20Frontier%20Economics\\_tcm7-17519.pdf](http://energiekamer.nl/images/Flexibiliteitsstudie%20Frontier%20Economics_tcm7-17519.pdf)

<sup>8</sup> En algunos casos asumiendo, como en la Resolución 023 de 2000 que el pago regulado equivalía a la flexibilidad del mayor demandante de flexibilidad, o, con la introducción de las opciones de compra de gas, que el pago por flexibilidad es función de la demanda de firmeza y no del perfil de carga del remitente.



papel del almacenamiento aunque menos evidente en el tema de exportaciones o importaciones.

Finalmente, es posible que los costos de flexibilidad no se vean reflejados claramente en el sistema porque haya un subsidio cruzado o porque los precios no reflejen costos o la voluntad a pagar de los usuarios. Evidencia de esto puede ser:

- Bajas penalizaciones por no entrega,
- Clasificación de mantenimientos como eventos eximentes;
- Bajas penalizaciones por desvíos en nominaciones (p. ej. redespachos, AGC);
- Baja coordinación entre producción y transporte y ausencia de mecanismos explícitos de coordinación;
- Desintegración vertical entre transporte y distribución en algunas regiones del país;
- Mecanismo administrado de racionamiento;
- El hecho que los costos para una planta térmica en redespacho son muy diferentes a los costos en el mercado diario (o a los costos en restricciones);
- Utilización de combustibles de respaldo como combustibles duales en generación térmica y obligación de tener contratos firmes por toda la capacidad de la planta aún en períodos de baja probabilidad de despacho;
- Bajo precio de la flexibilidad, en términos relativos, de los generadores térmicos quienes son los mayores demandantes de flexibilidad;
- Subvenciones en el costo del transporte por la existencia de las parejas de cargo.

Estas situaciones hacen que los agentes del mercado no vean el costo de sus acciones y que el servicio de flexibilidad no se vea remunerado. En estas circunstancias, debido a la dificultad de cobrar las infraestructuras y a la poca necesidad que el sistema ve de ellas con las reglas y asignación de costos actuales, la inversión en flexibilidad suele ser subóptima.

Cuando esto ocurre lo más natural sería adjudicar los costos a quién los causa y generar las tarifas indicadas por flexibilidad. Sólo si hubiera un problema de bien público en la prestación del servicio de flexibilidad podría el regulador tomar decisiones y decidir si el proyecto se construye o no.

Pero el problema de la confiabilidad como bien público surge en Colombia por la aversión al racionamiento y como respuesta, probablemente, a distorsiones en los

precios de mercado y subvenciones cruzadas como las documentadas arriba. Es un círculo vicioso que se soluciona por medio de mejor regulación. Si no es posible mejorar esta regulación, imputando los costos a quien los genera, sería prudente que la conveniencia de algunos proyectos de flexibilidad fuese analizada por el regulador.<sup>9</sup>

Para hacerlo es fundamental adoptar una metodología de costos y beneficios que permita decidir si un proyecto se lleva a cabo. En este procedimiento el regulador podrá descubrir si la razón de este proyecto de flexibilidad es resultado de fallas regulatorias y debería entonces solucionarlas o ver si el costo de la solución es superior al del proyecto. También puede ocurrir que el proyecto en cuestión sea una forma de mejorar la eficiencia de la empresa regulada en cuyo caso debería aceptarlo e incluirlo en la base de activos, siempre analizando si los beneficios superan a los costos.

Si el proyecto puede hacerse a riesgo las consideraciones son diferentes. Las consideraciones en las dos situaciones, a riesgo y regulada, se analizan a continuación.

### 1.3.2 Regulación de nuevas actividades

Algunas de las actividades en cuestión requieren de nueva reglamentación y en este tema es muy importante resolver varios interrogantes básicos:

- ¿Quién puede desarrollar las nuevas actividades?
- ¿Qué condiciones de separación de actividades deben aplicar a la empresa que las realice?
- ¿Deben regularse las nuevas actividades?
  - ¿Se deben reconocer todos los costos?
  - ¿Cómo determinar tarifas de las nuevas actividades?
  - Si existen actividades comerciales en conjunto con actividades reguladas, ¿Se deben descontar los ingresos comerciales de los costos regulados? O, por el contrario, ¿Deben los ingresos de las actividades comerciales
- ¿Deben ser actividades realizadas a riesgo?
  - ¿Debe darse acceso a terceros?

---

<sup>9</sup> Se considera que el mercado competitivo es el mejor garante de la seguridad de suministro pero para eso el mercado debe estar bien diseñado y en Colombia todavía existen muchos vacíos en operación, coordinación producción-transporte, y fallas de mercado como para pensar que la mejor regulación es la ausencia de ella.

- ¿Deben fijarse mecanismos concurrentes para asignar capacidad?
- ¿Deben publicarse las tarifas?
- Y, particularmente relevante para el mercado colombiano, ¿Cómo debe asignarse el acceso a la infraestructura en condiciones de racionamiento?

No parece conveniente analizar nuevas actividades de una manera taxativa ya que, probablemente, cada caso pueda ser muy diferente. Por eso parece prudente inclinarse por criterios de regulación más que definir los métodos de manera ex ante. Eso es especialmente relevante en lo que tiene que ver con el acceso.

En marcos liberalizados la obligación de acceso a nuevas actividades ha sido un asunto muy importante por los efectos que dicha imposición pueda tener sobre la nueva inversión. A esto le dedicamos un apartado largo por su importancia en el modelo de largo plazo.

### 1.3.3 Régimen de acceso

En cualquier marco regulatorio el tema del acceso a la infraestructura es un asunto fundamental y aplica en el caso de almacenamiento, importaciones y exportaciones y, por este motivo, lo abordamos antes de analizar las actividades en cuestión y sus particularidades.

La exención a la obligación del acceso de terceros es primordialmente un asunto regulatorio que tiene consecuencias sobre el desarrollo competitivo de los sectores en los que se contempla su aplicación.

#### *Lógica de las exenciones al acceso*

Como principio básico en los sectores o actividades no regulados no existe obligación de dar acceso a terceros, salvo que la denegación del mismo sea considerada anticompetitiva o que la instalación tenga características de “Essential facility”.<sup>10</sup>

La conveniencia de la aplicación de las exenciones a nuevas inversiones en sectores regulados es un asunto muy ligado al problema de oportunismo regulatorio o a lo que, en otras situaciones, se denomina el problema del *hold up*.

El problema de oportunismo regulatorio es resultado de la falta de credibilidad de un regulador. Se produce porque antes de la inversión, el regulador puede manifestar que está dispuesto a pagar todos los costos de la misma con tal de que ésta se lleve a cabo, pero una vez acometida es posible que sólo esté dispuesto a pagar lo necesario para que la empresa continúe operando. Este último valor,

---

<sup>10</sup> Es decir monopolio natural, externalidades de red, activos necesarios e indispensables para realizar una actividad y que los competidores no pueden desarrollar por su cuenta por motivos, técnicos, económicos o legales.

cuando hay inversiones “hundidas” o inversiones que no tienen un valor alternativo, es inferior al costo total del proyecto. Al anticipar esta reacción la empresa prefiere no invertir.<sup>11</sup>

Otra forma en que se manifiesta el oportunismo regulatorio es lo que se denomina como rentabilidades truncadas por la regulación.<sup>12</sup> La empresa tiene motivos para creer que en el caso en que se presenten beneficios altos derivados de una inversión, el regulador reducirá el retorno de dicha inversión a niveles normales (por ejemplo permitiendo el acceso de competidores a precios orientados a costos) pero que, en el caso contrario en que los retornos sean bajos, dejará que la empresa asuma pérdidas. Esta asimetría en los retornos hace que la rentabilidad esperada de una inversión regulada sea inferior a la que existiría sin tarifas reguladas.

La no realización de inversiones asociada al problema del *hold up* es un caso extremo. Lo más probable en estos casos es que las inversiones se retrasen. El retraso de nuevas inversiones para una empresa regulada es más factible en la medida en que esta empresa sea la única que pueda acometer la inversión, ya que no tendrá la amenaza de otros que se le puedan adelantar.

Si existe más de una empresa que pueda llevar a cabo la inversión, el retraso dependerá del propio carácter de la inversión y de la situación del mercado. Si la inversión es replicable, el mercado será competitivo y la exención no tendrá ningún impacto en la decisión sobre el momento de invertir. Si la inversión no es replicable, las exenciones tienden a acelerar las inversiones porque las empresas compiten por quedarse con la “patente” (es decir, la exención).<sup>13</sup>

La exención puede entenderse como una forma de aliviar el problema regulatorio de falta de credibilidad o como la manera que tiene el regulador de reconocer la dificultad de fijar tarifas eficientes de acceso en entornos inciertos. No es sólo probable que el regulador sea oportunista, como lo explica el problema del *hold up*, sino que en un entorno de alta incertidumbre el marco regulatorio para nuevas inversiones no sea fácil de diseñar.

En estas circunstancias la exención puede reducir la reticencia a la inversión al aumentar la credibilidad del regulador. Primero, y a pesar de que el compromiso de exención de acceso puede no ser totalmente creíble, el oportunismo regulatorio relacionado con el incumplimiento de la exención es más fácil de demostrar ante la autoridad relevante, que el oportunismo asociado al problema de acotamiento regulatorio de la rentabilidad.

---

<sup>11</sup> Ver, por ejemplo, Armstrong, Cowan y Vickers (1994) *Regulatory Reform*, MIT Press, pp 85-91.

<sup>12</sup> Ver Caillaud y Triole (2004) “Essential facility financing and market structure” *Journal of Public Economics*, 88 (3-4) pp 667-94.

<sup>13</sup> Ver, por ejemplo, Gans y King (2004) “Access holidays and the timing of infrastructure investment” *Economic Record*, 80 (1), pp: 89-100.

Segundo, el diseño de tarifas eficientes para una nueva inversión no es sencillo. En la práctica el riesgo de una inversión con acceso regulado está intrínsecamente ligado al marco regulatorio imperante. En ese caso los riesgos de la inversión son:<sup>14</sup>

- Riesgo de reconocimiento de la inversión. Riesgo que el regulador no considere como eficiente el costo de la inversión o sus costos de operación.
- Riesgo de demanda. Riesgo que la demanda esperada sea diferente a la real y que la infraestructura sea útil y sea utilizada.

El primero ya ha sido discutido y está ligado al problema de oportunismo regulatorio. Adicionalmente el riesgo de demanda es un componente muy importante en la decisión de invertir.

En la práctica, los marcos regulatorios difieren de manera importante en la forma en que transmiten a la empresa regulada el riesgo de demanda. Algunos no actualizan tarifas con cambios en la demanda, otros lo hacen y otros – los que tiene planificación obligatoria – garantizan la recuperación de la inversión eficiente y limitan el riesgo de la empresa regulada al riesgo de reconocimiento de costos.

La manera en que debe asumirse el riesgo de demanda en un marco regulatorio es un asunto complejo, sobre todo en situaciones de alta incertidumbre en el valor de la misma. El riesgo en entornos cambiantes de tecnología – como en las telecomunicaciones – o por evolución incierta de la demanda, como el que puede darse en mercados recientemente liberalizados o con baja penetración del producto, puede condicionar la rentabilidad de la nueva inversión.

Bajo incertidumbre en la demanda, las tarifas reguladas son de difícil cálculo y administración. Aunque muchos reguladores consideran que puede ser posible fijar tasas de retorno de acuerdo al riesgo de demanda de la empresa regulada la verdad es que dicho cálculo no es fácil si no existe un número suficiente de comparadores o un conocimiento de cómo este riesgo afecta el costo de capital de la empresa regulada.

En estas situaciones, al igual que en situaciones de oportunismo regulatorio, la exención puede ayudar a viabilizar las inversiones. Esta exención puede materializarse permitiendo la suscripción de contratos de largo plazo – no prohibidos en sí mismos en los marcos regulatorios pero de difícil suscripción en la práctica – o por medio de tarifas comerciales más flexibles y recursivas que las que puede fijar un regulador con conocimiento limitado del negocio.

---

<sup>14</sup> En esta lista no se incluye el riesgo de precios, tan importante en mercados competitivos, pero que no se presenta en el caso de acceso regulado, porque por definición los precios son fijados por el regulador.

Si sobre esta base se justifican las vacaciones de acceso, la duración de las mismas no es de difícil determinación. Se considera que la duración de las vacaciones debe ser fijada por adelantado y debe estar ligada a la recuperación de la parte hundida de las inversiones. En algunos casos las vacaciones pueden ser cortas porque la mayor parte de los beneficios de la inversión se materializan en un plazo corto posterior a la misma y en otros casos pueden ser largas, si los principales réditos del proyecto se materializan tarde en el tiempo.

En resumen, las situaciones relevantes para el inversor son los rendimientos esperados con exención y los rendimientos esperados con regulación. El primero puede ser superior al segundo por dos motivos:

- Para un mismo rendimiento medio, en los casos en que el riesgo regulatorio es superior al riesgo de mercado; y
- Para un mismo nivel de riesgo, en los casos en que el rendimiento de mercado es superior al rendimiento regulado.

Pero puede ocurrir que el rendimiento con exención sea positivo y sin la exención negativo. Es decir que la exención sea el factor que viabilice la inversión. Este caso es más factible cuanto más riesgoso sea el marco regulatorio y mayor la incertidumbre.

### *Exenciones de acceso en la práctica*

Los reguladores europeos no se han aproximado al problema de seguridad de suministro desregulando sino por medio de exenciones al acceso. El Reino Unido ha pasado de exportador a importador confiando en una de las regulaciones más avanzadas pero recurriendo a la figura de la exención al acceso en los terminales de GNL construidos en los últimos años y los que están en construcción. En un país con dificultades de inversión o rezago en inversión en flexibilidad por regulación inapropiada, la exención no parece un gran problema porque la alternativa, no-inversión puede ser muy costosa.

Las exenciones en el sector de gas y electricidad están tipificadas en la Directiva de la Comisión Europea 2003/55 y en la nueva directiva 2009/73/CE las cuales están construidas sobre el principio básico de acceso a terceros. El principio general de acceso a terceros toma la forma de acceso regulado en el cual se establecen tarifas reguladas de manera ex ante para las actividades de transporte, distribución y regasificación de gas natural licuado (GNL), quedando la opción de acceso negociado en los casos de almacenamiento y gasoductos en el sector *upstream*.

La nueva Directiva – conocida como tercer paquete legislativo – añade las ampliaciones de capacidad como infraestructura susceptible de exención (aumentos significativos de capacidad de infraestructura existente o

## Soluciones estructurales

modificaciones de infraestructura existente que permiten el desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gas).<sup>15</sup>

El acceso regulado a terceros fue el principal logro de la Directiva y la reticencia a aplicar exenciones es una de las características de su filosofía regulatoria. Pero los problemas de seguridad de suministro y la necesidad de nuevas inversiones explican la existencia de una posible exención al acceso de terceros y, probablemente, la alta concesión de exenciones en la práctica.

Para que la exención de acceso de terceros a nuevas inversiones pueda aplicarse (Artículo 35 de la Directiva) existen las siguientes reglas que deben cumplirse de manera conjunta:

- se restringe a interconectores entre estados miembros, instalaciones de GNL, e instalaciones de almacenamiento;
- las inversiones deben ser de tamaño grande;
- el nivel de riesgo de la inversión debe ser tal que no se haría la inversión sin la exención;
- la inversión debe favorecer la competencia y la seguridad de suministro;
- la infraestructura será propiedad de una persona física o jurídica distinta de los gestores de redes en cuyas redes vaya a construirse la infraestructura;
- la exención no irá en detrimento de la competencia, del funcionamiento eficaz del mercado interior del gas ni del funcionamiento eficaz de la red regulada a la que esté conectada la infraestructura.

Las exenciones deben analizarse caso por caso, ya que no se admiten exenciones por actividad o en bloque. La decisión sobre la exención recae en la autoridad nacional de regulación pero la Comisión Europea revisa dichas decisiones – pudiendo pedir enmiendas o vetando la exención (la nueva agencia de reguladores europeos deberá también opinar sobre la exención).

En una nota explicativa de la comisión del año 2004 se le ponía un valor al concepto de “grandes inversiones” considerando que un límite apropiado era el de casos en los que los costos de inversión fueran superiores a 10€ por usuario beneficiario de la infraestructura.

Pero el tamaño de la inversión no era suficiente sino que también la inversión debía tener un nivel de riesgo privado<sup>16</sup> representado por un ratio beneficio-costos incierto o un alto costo de inversión representado por un alto porcentaje de

---

<sup>15</sup> En el caso de almacenamiento de gas se solicita exención al acceso negociado porque el acceso regulado no es obligatorio para estas infraestructuras.

<sup>16</sup> Proyectos financiados de manera pública por el estado miembro o la Comisión no son susceptibles de exención.

inversiones hundidas – sin uso alternativo – o elevados riesgos de mercado posteriores a la construcción de la infraestructura.

Respecto a favorecer la competencia se precisaba que las exenciones no aplicarán, en general, cuando se cree o refuerce una posición de dominio o cuando el otorgamiento de la concesión reduce las posibilidades de erosión de una posición de dominio. Ante la posibilidad de creación de una posición de dominio se consideraba que la exención es menos probable si no existen otras infraestructuras que compitan con la infraestructura en cuestión, ya sea por razones técnicas, económicas o de localización.

La aplicación por exención implica que el peso de la prueba recae sobre el solicitante de la exención. En la solicitud de exención se deben explicar claramente las razones por las cuales el tratamiento regulado de la infraestructura no brinda los incentivos necesarios para su construcción ya que debe demostrarse que la exención es el factor que viabiliza la nueva inversión.

El tamaño de la infraestructura susceptible de exención es función del tamaño del mercado relevante y la contribución a la “seguridad de suministro” se tipifica como:

- Contribución a la diversificación de las fuentes de suministro, en especial, una nueva ruta de abastecimiento;
- Contribución a alcanzar los estándares de seguridad de suministro para clientes residenciales establecidos en la Directiva 2004/67/EC.<sup>17</sup>

Casos en los cuales dicha contribución sea más plausible son casos en los que el proyecto aumente la flexibilidad de traer gas al mercado como es el ejemplo de un terminal de GNL comparado con un gasoducto.

Se presume que la exención al acceso regulado de terceros no tiene por qué representar una ganancia importante para la empresa exenta. La razón es que el regulador tiene bastante flexibilidad en la fijación de tarifas de acceso que permitiría compensar a la empresa la pérdida de la flexibilidad en la fijación de sus tarifas.

El regulador puede, por ejemplo, dar tasas de retorno superiores para ciertas infraestructuras si el riesgo de demanda es superior, o fijar tarifas por uso de largo plazo, o permitir la suscripción de contratos bilaterales de acceso de largo plazo. Lo importante es que el regulador fije las tarifas ex ante, que éstas sean coherentes con la Directiva y que se sigan las reglas de competencia – sobre todo en los contratos de largo plazo, introduciendo la posibilidad de reventa de la capacidad o la adopción de fórmulas de uso “úselo-o-piérdalo”.

---

<sup>17</sup> Los estándares se refieren a condiciones bajas extremas de temperatura o a puntas de consumo.



La exención al acceso de terceros puede ser total, en cuyo caso los operadores de la infraestructura no tendrían que publicar tarifas ni tampoco existiría un sistema de resolución de conflictos o intervención ex post. Si la exención es parcial no es tampoco necesaria la publicación de tarifas pero el proceso de asignación de la capacidad debe hacerse por medio de concurso (“*open season procedures*”), subastas o negociación bilateral. En este caso, el regulador aprobaría el método de asignación de la capacidad utilizado por el inversionista.<sup>18,19</sup>

La exención de acceso de terceros significa que las tarifas pueden resultar en cierto grado de discriminación entre usuarios, que la empresa se reserve parte de la capacidad para uso propio o que los contratos puedan ser de plazo diferente al que el regulador fijaría. A pesar de la flexibilidad que tiene el regulador de fijar tarifas de acceso, la posibilidad de que la empresa pueda decidir sobre sus propias tarifas brinda una libertad que puede ser importante y legítima en algunas situaciones.

El cumplimiento del estándar de competencia tiene dos partes (Artículo 22 y 35 de las Directivas).

*“a) La inversión debe favorecer la competencia en el suministro de gas y mejorar la seguridad del suministro.*

*(...)*

*e) La exención no irá en detrimento de la competencia ni del funcionamiento eficaz del mercado interior del gas, ni del funcionamiento eficaz de la red regulada a la que esté conectada la infraestructura.”*

Por un lado, el proyecto en cuestión debe promover la competencia en suministro y, por otro lado, la exención no debe perjudicar la competencia.

La aplicación conjunta de los dos tests genera problemas en la práctica. Para explicarlo, es necesario contemplar cuatro situaciones posibles:

- Situación actual en la que no hay inversión (Situación 0).
- Situaciones con inversión (Situación 1).
  - En la que hay exención al acceso de terceros (Situación 1a).
  - En la que no hay exención al acceso de terceros (Situación 1b).

En el caso en que el mercado afectado sea el mercado de suministro, el requisito (a) del test de exención no contempla una situación real. La situación con

<sup>18</sup> Una exención parcial también incluye situaciones en las que se brinde acceso a terceros pero no se utilice la metodología utilizada para fijación de tarifas de otras infraestructuras existentes, o regulación ex post de las condiciones de acceso.

<sup>19</sup> Según el borrador de Directiva la autoridad deberá decidir de acuerdo a las reglas para gestión y asignación de capacidad. El procedimiento de “Open Season” (temporada abierta para enviar solicitudes de capacidad) también entra a formar parte de los requisitos explícitos de la Directiva.

inversión no existe en sí misma como parece ser el objetivo del test porque la situación con inversión solo existe en un mundo con y sin exención. En pocas palabras la aplicación del segundo test, (e), es suficiente. Asimismo, una nueva inversión tiende a mejorar la seguridad de suministro a menos que reemplace una inversión existente, en cuyo caso no podría ser considerada nueva inversión.

La aplicación del segundo test también tiene complicaciones porque no es evidente cuáles son las situaciones que está comparando. De hecho, el test podría interpretarse como un test que compara – en términos de detrimento de la competencia – la Situación 1a y la Situación 1b (el contrafactual es inversión sin exención), ó, entre la Situación 1a y la Situación 0 (el contrafactual es la situación actual).

Este parece el test más apropiado porque la inversión no se ha realizado y porque la solicitud consiste en la exención al acceso. Así, desde el punto de vista de la competencia, lo único realmente necesario sería comparar la situación de competencia con la exención (Situación 1a) y la Situación inicial (Situación 0) y olvidarse del primer test, sobre todo en casos en los que el mercado relevante sea el mercado de suministro de gas.<sup>20</sup>

Esto, desde el punto de vista de la competencia, debería ser todo lo necesario pero la Directiva va un paso más allá con un tercer test, el test de inversión. El tercer test de la inversión es el siguiente:

*“b) El nivel de riesgo inherente a la inversión es tal que ésta no se llevaría a cabo de no concederse la exención.”*

Este test no es un test de competencia *per se* sino un test de acceso a terceros coherente con una Directiva fundada sobre este instrumento. El test dicta que una exención sólo se autoriza si viabiliza la inversión; si la inversión es competitiva pero no requiere de exención el acceso no puede limitarse. La exención al acceso es la regla con independencia de la situación del mercado.

Obviamente, en algunos casos, el acceso a terceros es un instrumento útil para fomentar la competencia pero no debería ser un objetivo en sí mismo sino una forma de alcanzar los objetivos de competencia que se plantea la Directiva. Es probable que el sesgo hacia el acceso se haya producido por lo costoso que fue redactar una directiva que modificara el acceso negociado tradicional en el sector, pero el sesgo genera dificultades a los inversores.

Es así como el diseño del test y las infraestructuras incluidas en la obligación de acceso generan una incoherencia en la aplicación del Artículo 22 de la Directiva. De una parte, su carácter de exención implica que la situación debería aplicar en pocas ocasiones y de manera extraordinaria. Pero al introducir actividades

---

<sup>20</sup> La nueva nota en discusión de la Comisión anota que los tests debe centrarse en que el proyecto con exención sea pro-competitivo y beneficioso para consumidores.

potencialmente competitivas, como los terminales de GNL, la excepción puede convertirse en algo habitual. En los casos en que la actividad es *potencialmente* competitiva lo natural es que exista competencia a menos que alguna distorsión sea la que esté propiciando dicha ausencia de competencia. En este caso lo natural sería que el regulador identificase dicha distorsión y, dado que su labor es la de promover la competencia, identificase las razones por las cuales debe denegar la exención hasta que la competencia haga su aparición. Es decir, en estos casos, la exención debería ser la norma y no la excepción.

El hecho que se deba solicitar la exención implica poner el peso de la prueba en el solicitante y no en la autoridad. Más aún, la aplicación del tercer test aumenta el peso de la prueba sobre el solicitante, pudiendo llegar a ser contraproducente. Es perfectamente plausible que una inversión sin exención sea rentable, pero que el inversor prefiera no dar acceso – debido a tener una ventaja competitiva legítima – pese a que las dos situaciones no representen deterioro en la competencia. Es decir, en esta situación se pasarían los tests de competencia pero no se pasaría el test de exención, el mercado sería competitivo pero se exigiría acceso a terceros, lo cual es un requisito asociado a infraestructuras esenciales y no a infraestructuras reproducibles como son las competitivas.

Podría decirse que sólo cuando el acceso fuese un instrumento convencional de competencia debiera exigirse, pero en esas situaciones una empresa competitiva estaría interesada en brindar acceso de manera voluntaria. Si el mercado es competitivo la negativa de una empresa a dar acceso de manera voluntaria sería el simple resultado de no querer compartir su ventaja competitiva legítima con otros competidores. Valga decir que si el mercado es competitivo el acceso no debiera ser una obligación con independencia de si es o no necesario para rentabilizar la inversión.

Por estos motivos, en actividades potencialmente competitivas el peso de la prueba debería recaer sobre la autoridad y no sobre el solicitante. Con esta reforma podrían evitarse muchas de las solicitudes de exención que han tenido que analizarse hasta la fecha y el sesgo hacia la aprobación que parece haberse producido en la práctica podría explicarse.

Adoptar un procedimiento similar en Colombia no debería ser complejo, corrigiendo los fallos de la Directiva, y tomando nota de lo aprendido en Europa con su aplicación.

### **Regulación del Almacenamiento**

A lo largo del tiempo se han analizado las posibilidades de utilizar algunos yacimientos de gas para almacenamiento en Colombia. Se han considerado las posibilidades de campos en la Costa como Güepajé y El Difícil y los campos de Montañuelo y Opón en el interior. Sin embargo, hasta la fecha no parecen existir posibilidades amplias de su uso por los excedentes de transporte y la poca dinámica comercial del mercado colombiano de corto plazo.

El almacenamiento del recurso permite mantener una infraestructura de transporte mejor dimensionada al tamaño del mercado y también permite arbitrar entre campos de producción. En la medida en que el sistema empiece a congestionarse y las operaciones comerciales de gas adquieran una mayor dinámica, el almacenamiento tendrá mayores oportunidades de desarrollo.

Así, por sus características, el almacenamiento cumple funciones similares a las del transporte pero también cumple funciones similares a las de la comercialización. Esto genera ciertas dificultades para su regulación y hace necesaria cierta reglamentación al respecto del acceso como la contemplada en la sección anterior o ideas sobre cómo regular los ingresos comerciales.<sup>21</sup>

La actividad de almacenamiento no está regulada en Colombia ni tampoco se conocen las limitaciones que puedan aplicar a la gestión o propiedad de los almacenamientos. De igual manera no está establecida la manera en que se van a regular los almacenamientos.

Si se sigue la lógica de la regulación actual en la que el transportador no realiza actividades competitivas, lo lógico es que al transportador sólo reciba ingresos por su labor de gestión del almacenamiento y que las actividades comerciales (propiedad del gas) sean potestad de los comercializadores. En la medida en que haya exceso de demanda de almacenamiento debe establecerse un mecanismo competitivo de asignación del almacén.

Asimismo, si se sigue la lógica de las restricciones verticales actuales la actividad de almacenamiento sólo podría ser realizada por los transportadores.

Los generadores térmicos, al ser unos de los principales demandantes de flexibilidad, son los candidatos naturales para utilizar almacenamientos de estas características pero el interés que tengan en su uso va a depender sustancialmente de la regulación de contratación de combustibles del cargo por confiabilidad y de los costos de la flexibilidad intra-día y la flexibilidad inter-estación.

### *Exportaciones*

La exportación es una actividad principalmente comercial y, por eso, debería ser una actividad reservada a los comercializadores (integrados o no). El tema de su acceso debe tratarse de manera similar al tratamiento general que hemos descrito en la sección de exención de acceso a las infraestructuras.

Lo importante en el tema de exportaciones es generar credibilidad de la misma manera que la exención al acceso lo hace en el uso de las infraestructuras. En esto

---

<sup>21</sup> Es lo que en la literatura se conoce como debate “single till vs dual till” cuya aplicación primordial se encuentra en la regulación de aeropuertos. En el primer modelo los ingresos de las actividades comerciales se consideran ingresos de la empresa regulada (y permiten reducir los costos regulados) y en el segundo los ingresos de las actividades comerciales se separan de los ingresos de las actividades reguladas.

una fuente tradicional de baja credibilidad de la exportación de energía es la preferencia por la demanda interna que todo regulador tiene en momentos de racionamiento.

Esta restricción a las exportaciones es habitual en cualquier país y no es sólo monopolio de Colombia porque los racionamientos no son fáciles de soportar lo que hace que la interrupción de las exportaciones tenga una alta probabilidad si el racionamiento aparece. Por eso el exportador, y el importador también, estará dispuesto a aceptar tal situación pero buscará que se respete su contrato de exportación y que el causante de la interrupción sea responsable de las penalizaciones.

Esto sugiere una modificación al mecanismo de racionamiento que abordamos en la tercera sección de este informe.

Otro asunto que suscita cierta inconformidad es el valor del RP por debajo del cual no se permiten exportaciones. A propósito el RP colombiano es más correcto interpretarlo como un RC por contratos en firme.

La lógica de los seis años inicialmente contemplada (siete en la actualidad) era que este sería el tiempo en que tardaría en construirse unas facilidades de importación. Sin embargo, lo relevante para impedir una exportación es que haya demanda insatisfecha del gas que se quiere exportar. Pensar en los 6 o 7 años hace que la exportación del agente dependa de su posición relativa frente a los contratos existentes.

Bajo este argumento, sería sensato que esta exportación se ofreciera primero a la demanda nacional antes de exportarse.

### *Exportaciones de electricidad*

Dada la baja despachabilidad del parque térmico colombiano y los altos costos de generación en los países vecinos la exportación de electricidad parece, en principio, una buena posibilidad.

Para que esto sea viable sería necesario:

- Coordinar el planeamiento energético con los países vecinos;
- Coordinar la regulación de acceso o de formación de precios en los mercados relevantes;
- Comprometerse, de manera creíble, a exportar a los países vecinos;
- Cobrar cargo por confiabilidad a la demanda en los mercados afectados.

Algunos analistas consideran que debería, también, considerarse la posibilidad de contratos bilaterales entre los generadores térmicos a gas y los países vecinos. En la práctica esto es algo similar a lo que ya ocurre con las exportaciones a Ecuador a menos que se pretenda dedicar las plantas térmicas colombianas a la

exportación únicamente.<sup>22</sup> Esto subiría los precios de la electricidad en Colombia.

## 1.4 Mecanismos de gas interrumpible

Los volúmenes en contratos interrumpibles en Colombia parecen exceder la demanda física del sistema. La interrumpibilidad de la demanda parece estar sobrevalorada por estos motivos:

- Algunos clientes no valoran adecuadamente el riesgo de interrupción;
- Algunos clientes desconocen los mecanismos de interrupción;
- Algunos clientes tienen contratos interrumpibles en el mercado secundario y en el mercado primario;

En un mercado liberalizado es importante que el gas interrumpible pueda prestar estos servicios de flexibilidad. Con la experiencia de racionamiento reciente sería necesario desarrollar mecanismos apropiados lo cual requiere:

- La creación de protocolos de operación asociados a la interrumpibilidad (plazos de desconexión, sistemas de restitución del servicio);
- El cumplimiento de unos requisitos mínimos para que un cliente pueda calificarse como interrumpible;
- La validación de un tercero de los servicios de interrumpibilidad de un cliente.

### 1.4.1 Condiciones típicas de contratos en firme e interrumpible

En general los contratos interrumpibles y firmes que se ven en otros países tienen ciertas características típicas o mínimas. Pero de acuerdo al grado de madurez de una industria es mejor pasar en contratos físicos o financieros (usando el argot de la industria eléctrica) para distinguir entre contratos asociados a un campo y contratos no asociados a ningún campo.

#### *Entorno físico (vinculados a campos)*

El mundo de los contratos asociados a un campo (físicos), como es el caso en Colombia, la realidad física del campo es ineludible a menos que haya inversiones en confiabilidad o en redundancia (almacenamientos, tubos enmallados, etc). En este mundo los contratos son similares a los PPAs del sector eléctrico, contratos

---

<sup>22</sup> Es decir Ecuador ya tiene acceso a los recursos térmico a través del precio de bolsa del mercado.

de disponibilidad y un volumen especificado donde la firmeza está asociada a un número de días en mantenimiento – programados previamente –, y donde la entrega puede verse interrumpida por indisponibilidades en el transporte o cuestiones ineludibles e imprevisibles. El resto de indisponibilidades dan lugar a compensaciones que pueden ser pactadas o

En este mundo físico los contratos firmes tienen volúmenes asociados a la declinación del campo y, por lo general, el peso del contrato lo lleva el comprador en el sentido de su obligación de tomar el gas pactado. La flexibilidad en este tipo de contratos está dada por cláusulas *take or pay* en los cuales el productor se compromete a entregar gas hasta un valor máximo a cambio de una compra mínima.

En un entorno físico, los contratos interrumpibles no son muy habituales. La razón es que en un entorno físico los vendedores comprometen en interrumpibles la diferencia entre el valor del perfil de producción y el perfil de carga. Sólo si el factor de carga es bajo, como es el caso en Colombia, los interrumpibles pueden ser una parte importante del mercado pero la probabilidad de interrupción es la misma ya que la justificación para interrumpir es la falta de disponibilidad de capacidad que ocurre con la misma probabilidad para todos los compradores de gas interrumpible.

En estos mercados la flexibilidad es menos frecuente que en mercados del tipo financiero y tiende a ser el resultado de campos de alta flexibilidad del que Guajira es un buen ejemplo. Son mercados en los cuales las penalizaciones por falta de entrega suelen ser pactadas entre las partes.

Colombia puede así caracterizarse como un mercado físico pero la existencia de uno contratos más interrumpibles que otros, de un alto volumen de contratación interrumpible (algunos lo denominan *interrumpibilidad comercial*) y de múltiples eventos eximentes para contratos en firme lo hace ser diferente de su entorno. Puede también caracterizarse como un mercado con alta demanda de flexibilidad a pesar de ser primordialmente físico.

### *Entorno financiero (sin vínculo a campos de producción)*

En países con mayor redundancia o múltiples fuentes de suministro se puede hablar de contratos del tipo financiero, es decir no asociados a un campo de producción.

En este caso los contratos son similares a los que se encuentran en el mercado eléctrico donde la existencia de un mercado *spot* permite disponer de excedentes o faltantes y asegurar a la demanda un suministro en firme.

En este entorno los contratos firmes no contemplan interrupciones o, en el mejor de los casos, son la excepción. En esta clase de contrato el peso de su cumplimiento está en el vendedor quién debe asegurarse de cumplir con sus

compromisos. La opción de tomar el gas en este entorno es del comprador y esta característica lo distingue de los contratos típicos del entorno físico.

Los contratos interrumpibles en ese entorno están bastante determinados. Como por defecto el suministro es en firme el productor debe persuadir al comprador de la conveniencia de su interrupción que tiende a estar ligado a razones monetarias y no a razones físicas de suministro. El productor puede interrumpir el suministro pero cuando las circunstancias objetivas del mercado (p. ej. el precio) lo justifican o cuando el comprador está dispuesto a hacerlo.

En este entorno la flexibilidad es muy importante y tiende a ser remunerada por los compradores quienes no tienen grandes dificultades en encontrar servicios de flexibilidad por la diversidad de fuentes de suministro y la liquidez de los mercados.

Claramente este entorno no se parece al entorno colombiano.

#### 1.4.2 Penalizaciones

El asunto de las penalizaciones es fundamental para el funcionamiento de cualquier mercado de gas y en Colombia este asunto está aún sin resolver.

Se tienen diversas opciones para llevar a cabo la creación de un mecanismo de determinación de las penalizaciones:

- Mecanismo de negociación bilateral. Este procedimiento no parece estar funcionando de manera eficaz.
- Fijación de las penalizaciones de acuerdo a costo incurrido. Este procedimiento funciona bien para empresas reguladas pero sólo porque el regulador conoce sus costos, los estándares de calidad de las redes, la redundancia que puede soportar el sistema, etc. Pero para el suministro, sin estudios de costos, el riesgo de equivocarse puede llevar a reducciones de la cantidad de gas en firme.
- Determinación de penalizaciones por medio de mecanismos de mercado. Una subasta de precios y penalizaciones puede ser una manera de fijar estas penalizaciones.
- Un proceso de optimización es otra manera de producir precios de interrupción. Este proceso de optimización puede ser a partir de los contratos pactados y optimizando el costo de abastecer la demanda (un mercado de desviaciones de costos) o por medio de ofertas voluntarias de:
  - Aumento de producción o reducción de los consumos pactados en contratos (oferta al sistema);
  - Reducción de la producción o aumento del consumo (demanda del sistema).

### Soluciones estructurales

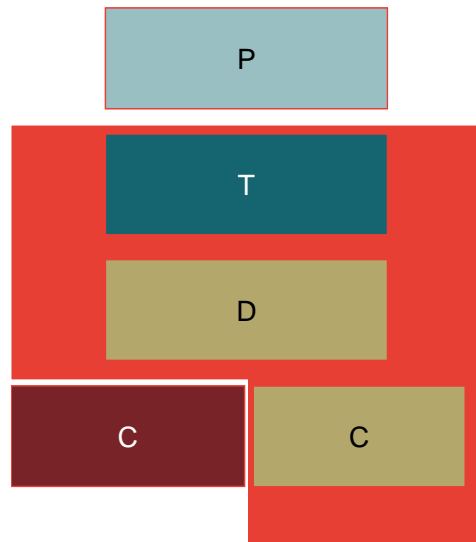


## 2 Otros modelos

El modelo colombiano es lo que se denomina como Modelo 3 de competencia y se caracteriza como competencia en producción/comercialización con una libertad limitada a elegir comercializador de los usuarios finales.

La siguiente figura ilustra la forma en que generalmente se representa este modelo.

**Figura 1.** Modelo 3: Competencia Mayorista



Fuente: Hunt & Shuttleworth (1996)

El segmento de producción es competitivo, el transporte, la distribución y el suministro a usuarios regulados es regulado y la comercialización es libre. El modelo implica tres mercados principales, el de producción, el de producción-transporte y el de distribución/transporte – venta a usuario final.

Es muy importante que el modelo opere de manera satisfactoria en estos tres mercados y generalmente se logra por medio de una ó más de estas tres herramientas:

- Competencia;
- Regulación;
- Integración vertical.

En Colombia, el modelo tiene ciertas dificultades por la falta de competencia en suministro, algunos fallos regulatorios, la ausencia de protocolos de operación para la coordinación (en los que trabaja en la actualidad el Consejo Nacional de

Operación de Gas) y por la ausencia, en algunas regiones, de integración vertical. Mejorar el modelo actual, si es la vía escogida, debe pasar por alguna de estas soluciones.

De manera lógica el modelo colombiano sólo se puede cambiar en dos direcciones: hacia mayor competencia (que tendría que incluir nuevas actividades o competencia en las actuales) o hacia menos competencia (que implicaría un modelo más centralizado).

Podemos hablar, en la metodología de Hunt y Shuttleworth (1996)<sup>23</sup> de movernos hacia el Modelo 4, competencia minorista, o hacia el Modelo 2, modelo de comprador único.

A continuación analizamos lo que eso implicaría para la organización del mercado colombiano.

## 2.1 Competencia minorista

El Modelo 3, por ejemplo, difiere del Modelo 4 en cuanto algunos usuarios, los residenciales por ejemplo, no tienen libertad de elección de su comercializador y deben ser atendidos por la compañía distribuidora. Esta ha sido, por ejemplo, la decisión de la Ley del Plan actual que ha impedido la competencia de comercializadores en la venta de gas a pequeños clientes.

El Modelo 4 permite la libre elección de comercializador a todos los usuarios e implica una complejidad superior al Modelo 3. Algunos requisitos claros para que el Modelo 4 funcione bien son:

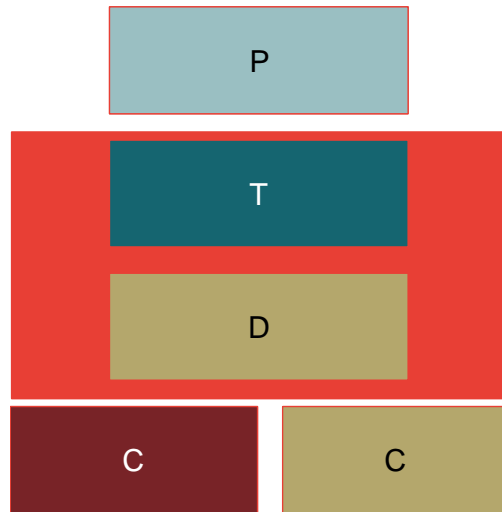
- Un mercado mayorista eficiente y completo;
- Unas tarifas eficientes para las actividades reguladas;
- Un consumidor con cierto grado de sofisticación; y
- Un mercado con cierta madurez que permita un número adecuado de posibles comercializadores.

Pero, obviamente, para que funcione adecuadamente se deben resolver de manera apropiada los dos requisitos fundamentales del Modelo 3:

- Competencia mayorista;
- Coordinación producción-transporte.

---

<sup>23</sup> Ver Sally Hunt y Graham Shuttleworth (1996) *Competition and Choice in Electricity*, John Wiley & sons, Chichester, Inglaterra.

**Figura 2. Modelo 4: Competencia Minorista**

Fuente: Hunt & Shuttleworth (1996)

Hemos señalado en nuestro informe de diagnóstico que estos dos aspectos del mercado colombiano no funciona bien y pensar en profundizar el modelo 3, como inevitablemente implica moverse al Modelo 4, sin resolver los problemas del Modelo 3 parecería un error.

## 2.2 Comprador Único

Otra alternativa es moverse hacia atrás en la progresión natural de los mercados liberalizados y reconocer que no se puede mejorar el modelo 3 porque, primordialmente, la competencia mayorista no es factible dadas las características del mercado colombiano y sus restricciones políticas.

Hemos discutido en la primera sección de este informe que esto es más factible en la medida en que no se logre modificar las condiciones de venta del mercado actual. Con la mezcla actual de precios regulados y desregulados y restricciones de oferta, se puede:

- Asignar el gas de Guajira a un comprador (probablemente las distribuidoras);
- Generar un precio de gas (mercado spot) e interpretar el gas de Guajira como un contrato;
- Juntar contratos de gas y asignar a los compradores (solución comprador único);

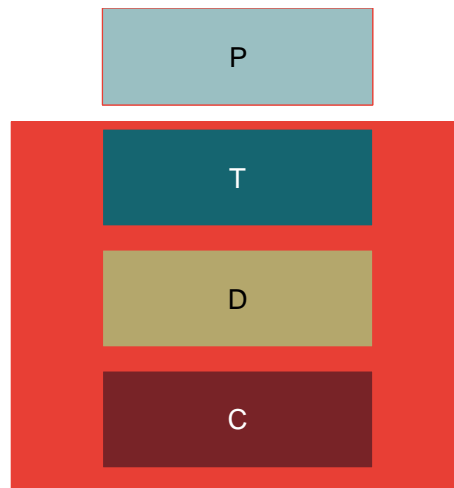
La primera opción tiene el agravante de que probablemente se asignara el gas más flexible a la demanda más inflexible (el gas de Guajira a las distribuidoras en lugar de a los térmicos que son los principales demandantes de flexibilidad). La segunda tiene ciertas dificultades de implantación y la tercera es la opción que estamos analizando.

El Modelo 2 es el modelo natural adoptado como respuesta a la decisión de liberar y pasar de una situación de monopolio integrado a algún grado de competencia. Se caracteriza por ser, en sus estadios iniciales, una forma de reducir el riesgo de mercado a los productores ya que permite firmar contratos o establecer relaciones con una entidad que es la que asume el riesgo de mercado.

Colombia tiene alguna experiencia con el modelo 2 en el sector eléctrico en la firma de contratos PPA donde el estado estuvo dispuesto a asumir ciertos riesgos de mercado para viabilizar la entrada de nueva capacidad de generación. No parece que el modelo de comprador único se justifique en el mercado de gas por este motivo tras tantos años de exposición al mercado de inversionistas privados.

Pero el modelo 2 también puede interpretarse como una respuesta al poder de mercado de los productores. En este modelo un comprador único ejerce cierto poder de monopsonio frente a los productores que permite una negociación más adecuada entre las dos partes del mercado.

**Figura 3. Modelo 2: Comprador Único**



Fuente: Hunt & Shuttleworth

El modelo de comprador único, en su versión más sencilla, funciona de la siguiente manera:

Todos los usuarios finales presentan la demanda de gas para el período en cuestión.

## Otros modelos

El comprador único negocia una serie de contratos con los productores, probablemente contratos asociados al perfil de agotamiento del campo;

Las negociaciones con los productores pueden ser bilaterales o por medio de convocatorias (subastas).

A continuación el comprador único asigna gas a los compradores finales a los precios necesarios para cumplir con

El modelo puede matizarse para que sean los comercializadores los que presenten sus demanda y no los clientes. Esto permite una labor de representación de los comercializadores pero es prudente diseñar mecanismos que eviten que algún comercializador esté largo o corto de gas de manera sistemática y que el comprador único termine incurriendo riesgos adicionales a la cobertura de la demanda de gas.

Asimismo, para no acabar con el negocio de la comercialización, el comprador único puede asignar gas a los distribuidores y subastar el gas a los usuarios no regulados para permitir que se desarrolle un mercado secundario entre usuarios no regulados y comercializadores. En este caso el comprador único puede generar ganancias o pérdidas en el desempeño de sus funciones.

Los incentivos pueden variar de acuerdo a la complejidad de la labor del comprador único. Puede, por ejemplo, empezar siendo el administrador de los contratos actuales y despachando los contratos de acuerdo a un criterio de minimización de costos hasta llegar a un modelo en el cual tiene bastante libertad de contratar y correr riesgos (para lo cual debe tener cierto capital propio).

## 2.3 Common carriage vs contract carriage

El Modelo 2 puede ayudar al problema de competencia en suministro (manteniendo regulado el precio del gas de Guajiraq) pero no resuelve el otro problema del Modelo 3; la coordinación producción y transporte.

Este problema puede solucionarse con algunas medidas de profundización del Modelo 3 (ver la tercera sección de este documento) o, directamente, haciendo que el sistema incurra el costo de la coordinación con un modelo de common carriage. En el modelo de common carriage deben distinguirse dos situaciones:

- **Operación.** En la operación todo usuario tiene derecho al uso del tubo en las mismas condiciones. La venta de acceso la hace el transportador y, en caso de congestión, asigna por medio de mecanismos competitivos.
- **Expansión.** La expansión del common carriage es más socializada, cuando se ve la necesidad de la expansión el transportador tiene la obligación de expandirse y el costo de la expansión se socializa.

En este modelo el regulador incurre, por medio de aceptación de las inversiones, el riesgo de expansión y utilización del transporte, como ocurre con el sector eléctrico en Colombia.

### 3 Mejora del modelo actual

En el modelo actual se han detectado diversos fallos que reducen la eficiencia del sistema. Aunque hay muchos problemas específicos los hemos agrupado de acuerdo a la falla de mercado que los caracteriza:

- Problema de la confiabilidad como un bien público;
- Problema de poder de mercado en producción/comercialización;
- Problema de contratos incompletos y sus efectos sobre la coordinación de la expansión y de la operación.

A continuación analizamos las alternativas de solución de estos problemas.

#### 3.1 Confiabilidad

La necesidad de la existencia de un mecanismo de racionamiento del sector surge de la historia del sector eléctrico y la forma en que se ha resuelto el problema en el sector de gas es similar y está basada en una uniformidad en la voluntad a pagar de hogares, industria, industriales y sector termoeléctrico.

El problema de la confiabilidad implica ciertas dificultades a asignar el costo de la confiabilidad a los usuarios y por eso se distribuye entre todos los usuarios. Si a los usuarios se les pudiera cobrar el costo de la confiabilidad, es decir éstos vieran los costos que imponen al sistema cuando está en estrés, la oferta de confiabilidad sería óptima. Esto requiere una regulación que permita que los costos que imponen los usuarios afloren.

En el sector eléctrico colombiano se paga un cargo por confiabilidad que implica un nivel de confiabilidad superior al que el mercado desregulado fijaría. Para alcanzar este nivel de confiabilidad el regulador paga una cantidad adicional a la que un mercado de pura energía generaría.

En el sector de gas no existe una señal clara del nivel de confiabilidad deseada por el regulador. Lo que es cierto es que el nivel de confiabilidad que generó el mercado más las imposiciones de contratación de suministro del regulador produjeron un nivel de confiabilidad inferior al deseado por el regulador.<sup>24</sup>

Si ya existe un cargo por confiabilidad en el sector eléctrico, que al ser el mayor consumidor del sector de gas genera indirectamente un cargo de confiabilidad para el sector de gas, podría afirmarse que ya existe un nivel de confiabilidad

---

<sup>24</sup> Esto surge porque no se impusieron niveles de contratación de transporte acordes con los niveles de contratación de suministro. La declaratoria de racionamiento no es más que confirmación de un nivel subóptimo, para el regulador, de confiabilidad del sistema.

suficiente y que lo observado ha sido falta de vigilancia o de regulación pero hay ciertos elementos que sugieren que el nivel de confiabilidad no ha sido todo lo robusto que se buscaba:

- Faltantes de transporte se han observado en la costa y en el interior;
- La regulación tiene, por la aproximación ordinal, el factor normativo y el uso de tarifas medias, cierta ineficiencia que tendría que plasmarse en insuficiencia de inversión;
- El mecanismo de racionamiento tiene problemas porque interfiere con el mercado;
- Baja coordinación en la expansión del transporte y suministro.

Como se afirmó en la sección de flexibilidad es improbable con los problemas detectados en el mercado colombiano que el mercado o la regulación estén dando las señales claras de inversiones en confiabilidad. Por ejemplo, la actividad de almacenamiento que tiene ciertos elementos de redundancia por mantenimientos en transporte, suministro, etc. no parece una actividad que se quiera desarrollar de manera espontánea como se analizó en la sección respectiva en la sección de flexibilidad de este documento y es probable que sea la respuesta a distorsiones en la actualidad.

### 3.1.1 Mecanismo de racionamiento

Un racionamiento administrado no es más que un reconocimiento que las reglas de mercado no funcionan de manera apropiada en situaciones de escasez. Como se ha dicho en secciones anteriores diseñar (crear el marco regulatorio para que opere) un mecanismo de mercado que permita al mercado operar de manera autónoma en una situación de faltantes no es sencillo por las características del producto y su tradición de servicio público.

Pero la magnitud del problema es mayor en un mercado en crecimiento, con separación vertical, poder de mercado en suministro, sin que se hayan adoptado protocolos de operación y coordinación del sistema, con la falta de firmeza de algunos contratos, con una alta proporción en interrumpibles, con bajas penalizaciones y con usuarios respaldados con contratos interrumpibles pero de difícil interrupción en la práctica.

El mecanismo de racionamiento tiene que evolucionar en la dirección de un mecanismo de mercado que puede basarse en las reglas de penalizaciones y establecimiento de condiciones mínimas de firmeza así como en la constatación que los consumidores interrumpibles pueden realmente prestar servicios de interrupción cuando el sistema los necesite.

## Mejora del modelo actual



En este mecanismo se puede contemplar la interrupción de exportaciones o cualquier otro suministro pero el regulador tiene que convencerse que las penalizaciones en el mercado podrán ser el sustituto del mecanismo de racionamiento cuando esto ocurra. Es decir el mecanismo debe ser tal que el orden de mérito contemplado en la asignación administrada tenga un elemento de realidad en el desarrollo del mercado.

Esto implica:

- Exigencia de contratos en firme para todo suministro en firme;
- Fijación de condiciones mínimas de los contratos del sector;
- Constatación de los servicios de interrumpibilidad pactados por los comercializadores;
- Compensación a exportaciones interrumpidas;
- Generación correcta de penalizaciones;
- Fijación de un precio de flexibilidad más acorde con la realidad del mercado (ver opciones en la Sección 1);
- Redundancia en transporte;

### 3.1.2 Redundancia en transporte

Para que los agentes confíen en el correcto funcionamiento del mercado en situaciones de escasez y actúen en consecuencia, el regulador tiene que generar la credibilidad necesaria para no intervenir en el mercado.

Como los agentes anticipan que la mejor política del regulador es intervenir en momentos de escasez si las reglas no son correctas, el mercado se comportará de tal manera que la intervención sea la única respuesta racional y que esto confirme las decisiones tomadas por los agentes.

Lógicamente, para romper este círculo vicioso, lo obvio es generar señales correctas pero en un mercado pequeño como el colombiano y con problemas de flexibilidad las medidas correctivas pueden tomar tiempo.

Otra medida posible es generar credibilidad por medio de holgura. Esta holgura puede plantearse en cuestiones como:

- Un factor normativo histórico y no “*forward looking*” para el transporte y por capacidad en lugar de volumen;

- Una revisión regulatoria de las inversiones en transporte en el momento de su presentación pero una vez aceptadas no incurrir en su revisión en revisiones regulatorias posteriores (es decir una vez aceptada una inversión y su inclusión en la base de activos no se modifica la base de activos más que por depreciación y nuevas inversiones);
- Una metodología que permita que los productores construyan los activos de conexión al sistema de transporte;
- Mejoras a la metodología del gasoducto dedicado contemplada en el RUT;
- Adopción de una planeación indicativa del transporte;
- Adopción de una definición funcional del transporte para nuevas inversiones de tal manera que la definición por presión no sea un obstáculo para la expansión en zonas desligadas del sistema de transporte;
- Análisis del regulador de posibles proyectos de confiabilidad en la manera contemplada en la Sección 1 de este documento;
- Una mayor confianza en que el regulador puede inferir los costos eficientes de las empresas reguladas por medio de buena regulación sin tener que contemplar mecanismos de expansión siempre en función de señales de mercado.<sup>25</sup>

Estas medidas pueden generar cierta holgura en el sistema que permita dar credibilidad al regulador sobre su ausencia de intervención en situaciones deficitarias.

## 3.2 Poder de mercado

El poder de mercado, entendido como la capacidad y los incentivos para fijar de manera unilateral y por un período de tiempo las condiciones de venta, ha sido identificado en el diagnóstico del mercado como una de los problemas actuales del mercado colombiano.

Al respecto se encuentra concentración en producción pero también en comercialización. Actuar sobre el poder de mercado en producción puede tener

---

<sup>25</sup> Hemos podido comprobar una manifiesta desconfianza de la regulación colombiana al uso de cuentas regulatorias y una excesiva confianza en que las señales de mercado son las más adecuadas en sectores regulados donde las características de monopolio natural sugerirían una mayor actividad regulatoria más que lo contrario.

mayores dificultades que actuar sobre el poder de mercado en comercialización debido a que esto puede tener un efecto sobre los incentivos a explorar.

Por eso sería más apropiado actuar de manera pro-competitiva en la asignación de áreas de exploración. Esto podría ser deseable en la medida en que existiera exceso de concentración de áreas o que los mecanismos de asignación de áreas, por algún motivo, favorecieran a los incumbentes del sector. Sin embargo, las encuestas realizadas en este estudio parecen señalar poco interés en la exploración de gas – probablemente por problemas de comercialización en el mercado interno – lo cual indica que restricciones adicionales a los incumbentes pueden reducir la oferta potencial de gas y se debería contemplar si es mejor una oferta menor pero más diversificada.

Asimismo para imponer condiciones procompetitivas en la asignación de áreas sería conveniente analizar si existe exceso de demanda en las áreas o si, por el contrario, el interés puede considerarse menor a lo buscado en cuyo caso las restricciones pueden ser una mala idea.

Un área que se ha comenzado a mencionar en Colombia recientemente es la importancia de generar reglas claras para el desarrollo de gas no convencional. Entendemos que no se ha expedido regulación aplicable a la exploración y producción de gas de fuentes no convencionales y que, según comentarios de la industria, se ha congelado la asignación de áreas para exploración y explotación de estos hidrocarburos. Es prudente recordar que los EEUU y Canadá han revertido la declinación en sus RPs por medio de una mayor explotación de estos gases.

Debido al tiempo que medidas pro-competitivas pueden tomar para reducir la concentración en producción, parece que lo más razonable y directo es actuar sobre la comercialización primaria. Y, generalmente, en las actuaciones respecto al poder de mercado se tienen dos alternativas:

- Actuaciones sobre la estructura del mercado;
- Actuaciones sobre la conducta o los incentivos de los agentes con poder de mercado.

Las actuaciones sobre la estructura, como obligar a algún productor a vender sus reservas a un tercero o forzar la venta de activos, es una medida tomada en algunos mercados de manera previa a su liberalización. Tiende a ser una medida más difícil de implementar con posterioridad a la apertura de mercado ya que normalmente requiere dar algo a cambio por las dificultades de tomar decisiones unilaterales en economías de mercado. Por este motivo se observa en procesos de fusión horizontal y vertical y en muy pocos casos se ha logrado forzar la separación de una empresa de manera unilateral. En Colombia, la CREG tiene esas facultades pero nunca las ha aplicado.

Las actuaciones sobre la conducta o sobre los incentivos son terreno propio de la regulación porque son medidas pro-competitivas que son una función propia de la regulación establecida en la Ley 142 de 1994. La función de “promoción de la competencia”. La ley colombiana, al igual que en otros marcos regulatorios, permite la imposición de reglas diferenciales de comportamiento de acuerdo a la posición de dominio y aunque no se han utilizado – quizá el único ejemplo sea el gas de Guajira – en el sector energético sí se utilizan en el sector de las telecomunicaciones.

Lo primero a entrar a determinar es a quien aplicarían las reglas diferenciales de comportamiento. Por definición de mercado e índices de concentración lo más sensato es pensar que Ecopetrol tiene poder de mercado pero también es importante determinar su capacidad de que su producción sea necesaria para abastecer el mercado. Un análisis similar tendría que realizarse para el caso de Chevron y algún otro asociado.

En el documento de diagnóstico también se mencionó la posibilidad que algunas circunstancias del mercado faciliten la colusión tácita.<sup>26</sup> La colusión tácita es más factible cuando:<sup>27</sup>

- El bien es homogéneo;
- El mercado es transparente (se conocen las cantidades transadas, producidas, la identidad de los compradores, etc.);
- El número de competidores es pequeño;
- Cuotas del mercado relevante (de producto y geográfico) son similares;
- Costos marginales son similares;
- Altas barreras a la entrada;
- Interacción frecuente en el mercado;
- Frecuencia alta o predeterminada de variación en los precios;
- Mercado estrecho o demanda constante;
- Mercados sin innovación;

---

<sup>26</sup> Colusión tácita es una situación en la cual las condiciones de mercado son diferentes a las de competencia perfecta no por acciones deliberadas sino porque las reglas de mercado o las condiciones del mismo facilitan la fijación de precios por encima del estándar competitivo. Colusión tácita no implica acuerdos deliberados y prohibidos por ley sino la necesidad de mejorar las reglas de mercado para que no se facilite

<sup>27</sup> Ver, por ejemplo, Marc Ivaldi, Bruno Jullien, Patrick Rey, Paul Seabright, Jean Tirole (2003), *The Economics of Tacit Collusion*, IDEI, Toulouse, marzo 2003, Final Report for DG Competition, European Commission.

- Simetrías en capacidad de producción;
- Contacto de las empresas en otros mercados;
- Existencia de acuerdos cooperativos (p. ej. Joint ventures).

En la medida en que la colusión tácita sea más probable más conveniente es fijar la conducta de varias empresas participantes o generar reglas que minimicen los efectos de las características que propician dicha colusión.

Una vez se defina las empresas afectadas por la forma de venta (hoy en día son todas las que quieren vender en firme), es necesario saber los productos en que es necesario introducir las reglas de comportamiento:

- Los productos a incluir son aquellos con menor elasticidad de demanda;
- En la manera en que haya alta sustituibilidad, de demanda y oferta, entre dos productos será necesario que los dos productos formen parte de las reglas de comportamiento.

Las reglas de comportamiento más naturales son las subastas porque son mecanismos de venta transparentes y donde se puede analizar el desarrollo competitivo de las mismas. En este sentido es importante determinar la cantidad a vender en subastas. De un lado la cantidad para las subastas puede ser limitada, dejando a las empresas participantes la posibilidad de transar de manera bilateral parte de su gas. La venta bilateral puede ser útil en la medida en que las transacciones entre vendedor y comprador sean muy específicas y requieran de contratos no estandarizados. Las ventas en subasta por el contrario requieran de cierta estandarización para fomentar la competencia, liquidez y asignación eficiente.

Al respecto pueden plantearse subastas de compra y subastas de venta. A las subastas de compra los vendedores acuden con las cantidades necesarias y la demanda es poco activa. En Colombia se han utilizado para la venta a mercado regulado aunque, últimamente, no ha sido posible su realización por falta de oferta y se han popularizado las subastas de venta.

Una subasta de compra es un mecanismo natural para mercado regulado porque permite al regulador determinar precios de gas a usuarios regulados a partir de los resultados de la subasta. Se olvida así el regulador de los incentivos que tienen los comercializadores de mercado regulado a comprar eficientemente y puede concentrarse en la realización de subastas bien organizadas. El MOR, actualmente en discusión, es un mecanismo típico de compra. En gas estas subastas se realizan en España para la fijación de las tarifas de último recurso.

El proceso de subastas de compra se aproxima a una visión del mercado similar al comprador único discutido en la Sección 2 de este informe.

Las subastas de venta se han utilizado en Europa en procesos de fusión o apertura del mercado y se denominan procesos de liberación de producción (*gas release programmes*). Son mecanismos impuestos a una ó mas empresas consideradas dominantes (ya sea por adquisición de una posición de dominio o por posición original de dominio) en los que se determinan las cantidades, productos, precios de reserva, etc. y las reglas de venta de estos productos. El vendedor no es activo en la subasta sino ayuda a diseñar el contrato de venta, la fijación del precio de reserva y otros detalles de la subasta pero observa las cantidades transadas y acepta el resultado de la subasta si el precio excede el precio de reserva y la subasta es realizada de manera competitiva.

### 3.3 Contratos incompletos

Los contratos incompletos en Colombia tienen dos características principales, falta de encaje entre contratos de suministro y contratos de transporte y flexibilidad baja en los contratos, por no corresponder su liquidación al ciclo hidrológico.

#### 3.3.1 Medidas adicionales a la confiabilidad

Parte del problema de coordinación transporte-producción se puede resolver con algunas de las medidas encaminadas a resolver el problema de la confiabilidad, como son:

- Planificación indicativa del transporte;
- Redundancia en el transporte;
- Reducción del riesgo de demanda del transportador;
- Posibilidad de mejora de la regulación de gasoducto dedicado;
- Adopción de una definición funcional del transporte que permita expansión;
- Adopción de protocolos de coordinación entre el transporte y el suministro como los que desarrolla el CNO de gas en la actualidad;

Pero otras medidas alternativas como la integración vertical que permite cierta gestión de la coordinación pueden ser factibles:

- Integración vertical entre generación y producción de gas (para permitir producción de gas por cable) analizada con los méritos de cada caso;
- Integración vertical entre distribución y transporte (analizada caso por caso);

Y, otras más taxativas respecto al acceso:

#### Mejora del modelo actual

- Libre acceso al transporte como decisión por defecto, la negativa de acceso debe ser documentada y justificada al regulador por la empresa que lo deniega;
- Regulador evalúa la denegación de acceso y conceptúa su viabilidad y conveniencia.

Pero aparte de estas medidas también sería necesario debatir el tema de punto de entrega del gas ya que permite que los productores y consumidores asuman parte del riesgo de demanda del transporte.

### 3.3.2 Punto de entrega del gas

En cuanto al punto de entrega del suministro existen varias alternativas:

- En boca de pozo;
- En punto de consumo;
- En un punto intermedio.

Entrega en boca de pozo, o en el punto de conexión a la red de transporte, es el modelo actual, pero el extremo puede ser entrega en punto de consumo en la red de transporte.

Así, si la falta de coordinación entre el transporte y el suministro puede obedecer a riesgo de demanda y si las fuentes de nueva oferta son fuente de este riesgo, lo más razonable es darle el riesgo de coordinación al productor de tal manera que el punto de entrega de los contratos de suministro sea el punto de conexión del consumidor a la red de transporte. Esto no es inusual en Colombia, siendo este el modelo anterior al año 1996, aunque sí constituye un cambio respecto a la situación actual en la que el riesgo de cambio de flujos lo incurre el comprador y no se reparte entre los dos agentes del mercado.

Otra solución es la de fijar un punto de entrega intermedio como punto virtual del sistema. Es lo que se hace en el mercado eléctrico colombiano en el cual el hub o nodo del mercado es todo el Sistema de Transmisión Nacional. En el mercado de gas, debido a su naturaleza bilateral y especial énfasis en entregas físicas hacer una abstracción del sistema de transporte puede generar ciertas ineficiencias y requiere cierta coordinación de la expansión del transporte (p. ej. moverse hacia un sistema common carriage”) porque los agentes participantes deberán hacer una abstracción del transporte y no internalizar el costo del transporte en sus decisiones.

La fijación de este punto puede obedecer a dos consideraciones:

Una física, en la cual el hub sea un punto de alto tránsito de gas;

Una económica, en la cual el hub reconozca el arbitraje espacial que se produce en precios de los campos;<sup>28</sup>

Hubs, o puntos de arbitraje de gas son comunes en los mercados de gas más desarrollados. Permiten mover el sistema en una dirección de mayor diversificación en cuanto a fuentes alternativas de suministro de gas, permiten distribuir el riesgo de demanda de mercado entre productores y compradores, y permiten homogeneizar productos lo cual redundará en mayor liquidez y puede ser la base de un mercado de ocasión de gas.

---

<sup>28</sup> Ver, por ejemplo, la forma en que se fija el punto de arbitraje en México y su generalización a sistemas más complejos en el artículo de Britto y Rosellón (2002) Pricing Natural Gas in Mexico: an Application of the Little-Mirrlees Rule, *The Energy Journal*.



Frontier Economics Limited in Europe is a member of the Frontier Economics network, which consists of separate companies based in Europe (Brussels, Cologne, London & Madrid) and Australia (Brisbane, Melbourne & Sydney). The companies are independently owned, and legal commitments entered into by any one company do not impose any obligations on other companies in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Limited.

FRONTIER ECONOMICS EUROPE

BRUSSELS | COLOGNE | LONDON | MADRID

Frontier Economics Ltd 71 High Holborn London WC1V 6DA

Tel. +44 (0)20 7031 7000 Fax. +44 (0)20 7031 7001 [www.frontier-economics.com](http://www.frontier-economics.com)