



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

DOCUMENTO CREG-040
12 DE JUNIO DE 2006

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	28
2. REGULACIÓN DE CONDICIONES CONTRACTUALES	28
3. DIAGNÓSTICO DE LA CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL..	29
3.1. Contratación en Colombia	30
4. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA	32
4.1. Análisis de Riesgo	32
4.2. Posición Dominante del Vendedor.....	38
5. ASPECTOS JURÍDICOS DE LA REGULACIÓN DE CONTRATOS	39
6. PROPUESTAS REGULATORIAS.....	40
6.1. Opción de Compra de Gas – OCG	41
6.2. Ofertas de Suministro de Gas Natural	43
6.3. Registro de Información Relacionada con Contratos de Suministro.....	43
LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS	¡Error! Marcador no definido.
RICARDO RAMÍREZ CARRERO.....	¡Error! Marcador no definido.

CONTENIDO DE FIGURAS

Figura 1. Duración de los Contratos de Suministro por Tipo de Comprador	31
Figura 2. Porcentaje de ToP utilizado en los Contratos Reportados	31
Figura 3. Contrato “Pague lo Contratado”	33
Figura 4. Generación Real durante el año 2005	34

CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

En este documento se presenta un análisis de las modalidades de contratación de suministro de gas natural que se encuentran vigentes en la regulación en Colombia, con base en el cual se presentan los fundamentos económicos y jurídicos sobre los cuales se soporta la propuesta regulatoria que aquí se incluye relacionada con la introducción de una nueva modalidad de contrato de suministro de gas natural.

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

En el año 2005, al cumplirse el plazo establecido para analizar las condiciones del mercado de gas natural al mayoreo y definir el régimen de regulación de los precios de gas natural en boca de pozo, la Comisión publicó para consulta por medio de la Resolución CREG 082 de 2005 las conclusiones de este análisis, en el que se encontró que el mercado colombiano de gas aún se encuentra en evolución, es superficial, se requiere mejorar el flujo de información para optimizar su operación y desarrollo, y tiene una participación de pocos agentes tanto en el lado de la oferta como de la demanda.

Como parte de este análisis, la Comisión encontró que el contrato “Pague lo Demandado” no estaba siendo utilizado. Así mismo, la información analizada en ese momento, permitió concluir que las obligaciones de pagos fijos del contrato “Pague lo Contratado” resultaban onerosas al no reflejar el promedio de utilización para algunos compradores, particularmente aquellos que tienen una demanda volátil. Adicionalmente, como se demostrará en este documento, la relación de equivalencia entre los diferentes tipos de contratos que consideró el regulador en la Resolución CREG 023 de 2000 no se está cumpliendo.

Por otra parte, se han recibido oficios de parte de algunos productores-comercializadores (Chevron radicado CREG E2004-007034) para la revisión de la regulación vigente de los contratos “Pague lo Demandado” en los que manifiestan deficiencias en la estructuración de este tipo de contrato y solicitan su revisión con el fin de promover su utilización. Así mismo, se han recibido numerosas comunicaciones de los compradores térmicos en los cuales se manifiesta que el contrato “Pague lo Demandado” no se está ofreciendo al mercado y que, a juicio de estos agentes, existe poder de mercado por parte de los productores comercializadores (en el Anexo 2 se incluye un resumen de estos oficios).

Teniendo en cuenta lo anterior, la Comisión considera necesario revisar las condiciones contractuales de suministro de gas vigentes, con el fin de hacer más flexibles las condiciones de contratación, reducir los costos de transacción implícitos y contribuir a la seguridad en el suministro para el mercado.

2. REGULACIÓN DE CONDICIONES CONTRACTUALES

La regulación de las condiciones contractuales de suministro de gas en los últimos años se inicia en 1996 con la expedición de la Resolución CREG 057, en la cual la Comisión definió, en términos generales que se podría ofrecer el suministro de gas natural,

mediante contratos en firme, en pico, interrumpibles, con o sin prima de disponibilidad o una combinación de uno o varios de ellos.

Posteriormente, con la expedición de la Resolución CREG 009 de 1999 se estableció que los productores-comercializadores debían ofrecer el suministro de gas con base en dos alternativas y de acuerdo a las características de cada comprador: i) una oferta con un precio tope igual al máximo regulado; y ii) una oferta que cumpliera con lo establecido en el Artículo 73 de la Resolución CREG 057 de 1996, descrito en el párrafo anterior. Además de hacer obligatorias estas dos ofertas, se mantuvo vigente la flexibilidad de establecer acuerdos libres entre las partes.

En el año 2000, a través de la Resolución CREG 023 se desarrolló con mayor detalle la regulación de las condiciones contractuales de estas dos alternativas existentes y su relación con los precios regulados. Así, se definieron dos tipos de contratos, “Pague lo Contratado” y “Pague lo Demandado” y se estableció que los productores-comercializadores debían realizar al menos tres ofertas de suministro por la misma cantidad de energía: i) “Pague lo Demandado” con el precio regulado como tope máximo; ii) “Pague lo Demandado” en el cual el precio promedio en un período de tiempo no fuera superior al máximo regulado; y iii) “Pague lo Contratado” en el cual se ofreciera un descuento de acuerdo con el porcentaje de pago fijo.

En particular, la intención del regulador era evitar que a través de las diferentes modalidades contractuales se superaran los precios máximos regulados (situación prevaleciente en la época de expedición de la Resolución CREG 23 de 2000). Así mismo, se desarrollaron en detalle las condiciones relacionadas con el precio, descuentos, derechos y obligaciones del comprador en relación con los pagos mínimos independientes del consumo y las obligaciones del vendedor en cuanto al tipo de suministro.

Adicionalmente, se hizo explícita la relación entre las dos modalidades contractuales. Por un lado a través del precio, en la medida que el “Pague lo Contratado” debía tener un precio inferior al “Pague lo Demandado”. Por otro lado, el regulador pretendió que se ofrecieran dos contratos que fueran indiferentes para el vendedor y que al mismo tiempo le ofrecieran mayor flexibilidad al comprador de acuerdo a sus características de consumo. Esta intención quedó contenida en el Documento CREG 078 de 1999 cuando al referirse a las propuestas de esquemas contractuales se establece que: “(...) *la diferencia entre ambas es la frecuencia de un flujo de caja (...)*”, es decir, se deduce la intención del regulador de obtener ingresos equivalentes al productor en ambas modalidades contractuales, a pesar de las diferencias temporales de los flujos de caja.

Como se presentará a continuación la modalidad de contratación “Pague lo Demandado” no se ha utilizado en el mercado, y entre las posibles explicaciones se ha identificado que la relación de indiferencia de ingresos al productor entre los dos tipos de contratos, en la práctica no se ha dado.

3. DIAGNÓSTICO DE LA CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

En esta sección se presenta un análisis de las condiciones de contratación de suministro que existen en el mercado colombiano, desde el punto de vista del tipo y modalidad del

servicio. El análisis se basa en la información de contratos reportada por los productores-comercializadores a la CREG¹. Posterior a este análisis y a manera de referencia, se hace una descripción de la contratación de suministro de gas en algunos países analizados para este documento.

3.1. Contratación en Colombia

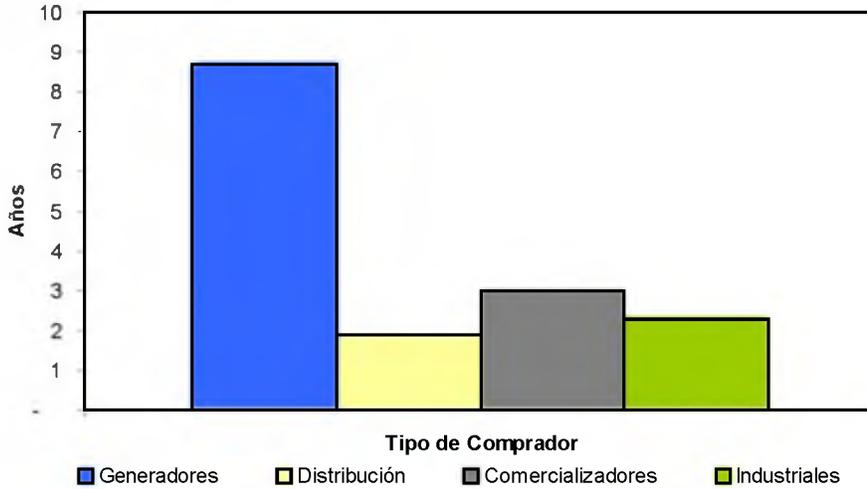
En cuanto a las características de la contratación de suministro que existe en Colombia, se cita el análisis contenido en el Documento CREG 057 de 2005 (documento soporte de la Resolución que sometió a consulta la propuesta de regulación de precios de suministro). Para los efectos de este documento, se presenta un resumen de las principales conclusiones que resultaron de dicho análisis.

- En primer lugar, el mercado de suministro de gas natural es un mercado bilateral (OTC, Over The Counter), que se caracteriza por la negociación directa entre las partes y el cierre de las transacciones de manera autónoma.
- Los compradores más activos en la contratación son las compañías de generación térmica y las de distribución de gas natural, aunque en los últimos años se ha registrado un incremento en la actividad contractual de los grandes consumidores o usuarios no-regulados.
- En cuanto a la modalidad contractual, la más utilizada sigue siendo el “Pague lo Contratado”, y de estos se encuentran servicios del tipo firme (55%), e interrumpible y ocasional (45%).
- Buena parte de los contratos de suministro en Colombia (39,7%) tiene un término menor o igual a 1 año o de corto plazo, sin embargo, esta característica no es el reflejo de un mercado líquido.
- Los contratos con mayores plazos corresponden a los que tienen las plantas de generación eléctrica, que en promedio tienen una duración cercana a los 9 años (Ver Figura 1).
- El porcentaje de “Take or Pay” o cláusula de pago mínimo ha sido muy superior al promedio de utilización histórica de los compradores térmicos, lo cual puede generar, para este tipo de consumidores, un riesgo sobre el porcentaje del volumen contratado por concepto de gas pagado y no tomado.
- La mayor parte de los contratos que existen en la actualidad corresponden a contratos “Pague lo Contratado”, mientras que los contratos “Pague lo Demandado” no están siendo utilizados.
- De otra parte, es importante mencionar que para la mayoría de usuarios existen disposiciones que hacen mandataria la contratación del suministro, lo cual incide en

¹ La información reportada por los productores-comercializadores a la CREG incluyó el análisis de 74 contratos de suministro de gas.

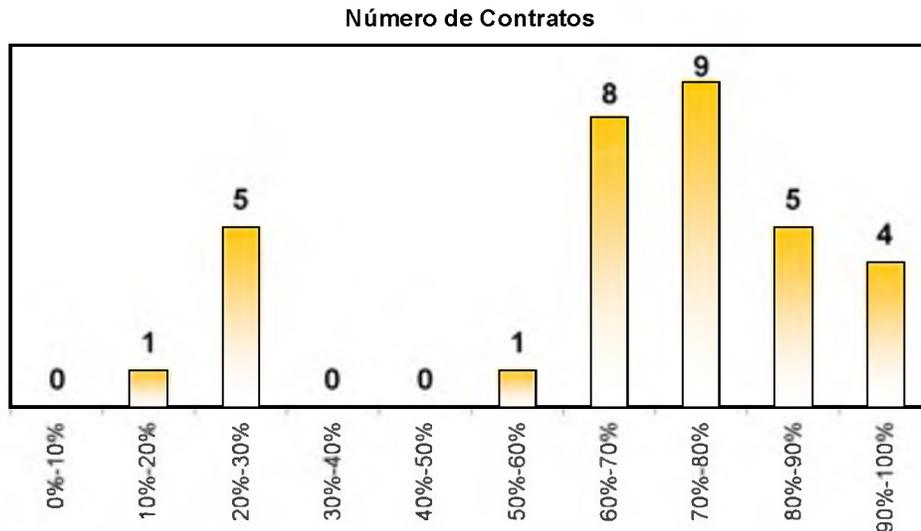
las posiciones de negociación de cada parte. Así, la regulación ha obligado la contratación de suministro a comercializadores que atienden al mercado regulado², y por su parte, el Artículo 27 de la Ley 143 de 1994 estableció la obligatoriedad para los generadores térmicos de disponer de contratos de suministro de combustible. Adicionalmente, la contratación de suministro será obligatoria para las plantas de generación eléctrica que ofrezcan energía firme al sistema (disposición regulatoria para el cargo por confiabilidad, Resolución CREG 125 de 2005).

Figura 1. Duración de los Contratos de Suministro por Tipo de Comprador



Fuente: CREG a partir de los contratos reportados por los agentes

Figura 2. Porcentaje de ToP utilizado en los Contratos Reportados



Fuente: CREG a partir de los contratos reportados por los agentes

² Los distribuidores-comercializadores deben contratar los volúmenes requeridos para atender sus mercados (Resolución CREG 011 de 2003)

- Como se presentó en el Documento CREG 057 de 2005, la oferta de gas natural tiene un alto nivel de concentración, lo cual sumado a las disposiciones regulatorias que obligan la contratación por parte de algunos agentes compradores, eventualmente propiciaría el ejercicio del poder de mercado por parte de los vendedores.

4. JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

En esta sección se presenta un análisis de la asignación de riesgos que está implícita en cada uno de los contratos en términos generales independientemente del tipo de consumo, con el fin de determinar los efectos que tiene tanto para el comprador como para el vendedor.

4.1. Análisis de Riesgo

Como se mencionó anteriormente, en la Resolución CREG 023 de 2000 se definieron dos alternativas de contratos que podrían ser utilizadas para las transacciones de suministro de gas natural. Estos contratos surgieron con el fin de darle mayor flexibilidad a las negociaciones de suministro en el mercado.

4.1.1. Contrato Pague lo Contratado

En un contrato “Pague lo Contratado” o ToP, el comprador se obliga a pagar mensualmente una cantidad mínima, independientemente de su consumo, a cambio del suministro de gas en firme. Según la concepción de este contrato, el porcentaje de pago mínimo debe ser tal que el ingreso promedio del contrato no sea superior al precio máximo regulado (CREG, 1999). Adicionalmente, se establece que el precio debe tener un descuento inversamente proporcional al porcentaje de cantidad mínima de pago.

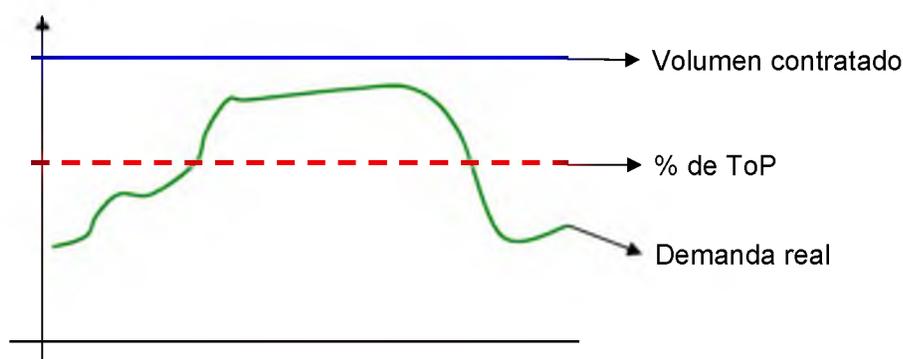
El pago mínimo mensual o porcentaje de ToP, desde el punto de vista del comprador, es un incentivo para determinar con exactitud la demanda que tendrá durante la vigencia del contrato. Por su parte, desde el punto de vista del vendedor, representa la contraprestación que paga el comprador por garantizar la disponibilidad del gas en firme en todo momento. En cuanto al contrato, este porcentaje es una herramienta para distribuir el riesgo de demanda entre las partes, es decir, para una misma expectativa de consumo, cuando el porcentaje de ToP es alto, la asignación del riesgo de demanda se inclina hacia el comprador y, cuando es bajo, se traslada al vendedor.

En un contrato ToP, el riesgo que afronta el comprador está relacionado con el comportamiento de su demanda y las diferencias que se generen con respecto al volumen mínimo definido contractualmente (% de ToP). Si bien el volumen pagado y no tomado se convierte en un derecho que puede ejercer dentro de los 12 meses siguientes al pago respectivo (período de “Make Up”), existe el riesgo de que este derecho expire. Si en dicho período no consume este volumen o no lo puede revender en el mercado secundario, el comprador tendría una pérdida.

Así las cosas, el nivel de riesgo que afronta un comprador en este contrato es proporcional al volumen mínimo que debe pagar mensualmente (Porcentaje de Take or

Pay-ToP). En este sentido, lo que puede suceder es que en un contrato ToP el pago mínimo mensual (que es independiente del consumo) se convierta en un costo fijo en la estructura de costos del comprador, en caso de que el consumo tenga un alto nivel de variabilidad y el ToP sea muy superior al promedio de consumo del comprador. Lo anterior puede tener un efecto en el mercado de electricidad cuando se trata de un comprador térmico, en la medida que los costos del combustible para generación se convertirían en costos fijos, con lo cual el costo marginal que percibiría el comprador tendería a cero. Si las ofertas de estos agentes en la bolsa, representan sus costos marginales de corto plazo, se estaría dando una señal ineficiente del uso de los recursos y en el mediano plazo los inversionistas podrían considerar poco rentable invertir en esta actividad.

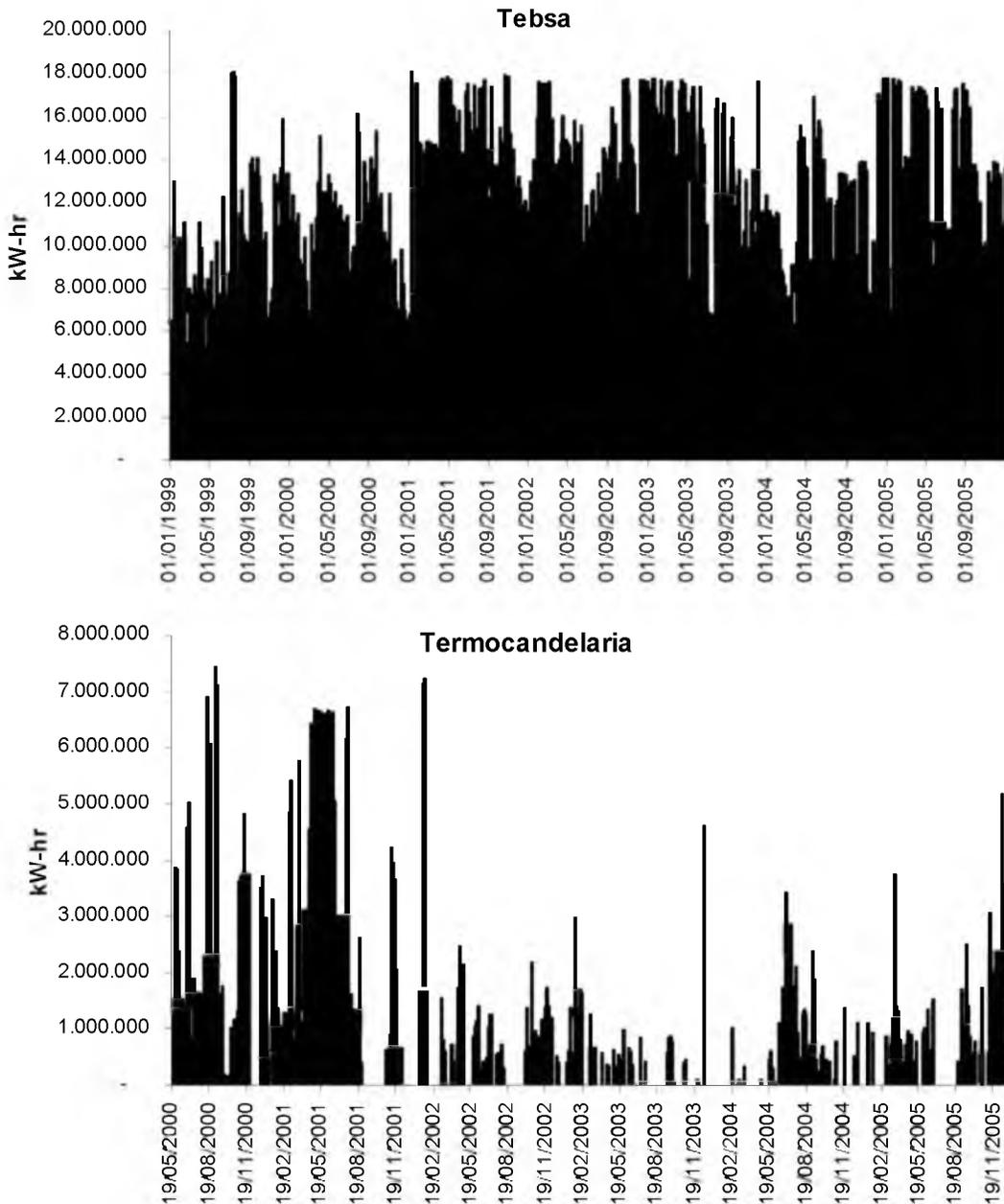
Figura 3. Contrato “Pague lo Contratado”



Por su parte, el riesgo al que se expone el vendedor es inverso al del comprador. En este tipo de contrato, el vendedor se compromete a entregar la capacidad máxima (definida en el contrato) y como contraprestación a este compromiso recibe un pago mínimo fijo cada mes. A un menor porcentaje de ToP, el vendedor tendrá un mayor volumen que no puede comprometer en otros contratos en firme (y que no sería remunerado por el comprador), y si el consumo del comprador es incierto podría recibir menores ingresos derivados de este contrato, por lo menos en el corto plazo, ya que dichas cantidades quedan almacenadas en el yacimiento y solo pueden ser vendidas un año después cuando se termine el período de compensación o “Make Up”.

En teoría, este tipo de contrato le permite al comprador asegurar el suministro en firme del gas requerido, y como contraparte asumir el compromiso de hacer pagos mínimos mensuales, que representan la remuneración al vendedor por el hecho de tener disponible una cantidad en firme para el comprador en todo momento. Una situación más equilibrada, dado que el comprador asume el riesgo de demanda y realiza pagos fijos mensuales, sería entonces que el vendedor ofreciera un precio conocido desde el inicio del contrato y durante su vigencia, lo cual permitiría repartir los riesgos, es decir, el riesgo de demanda sería asumido por el comprador y el riesgo de precio por el vendedor. Así mismo, el porcentaje de ToP que se acuerde en el contrato debería tender a ser coherente con el promedio de consumo del comprador (no obstante en los casos en que los porcentajes de utilización son bajos, por ejemplo menores al 10%, no es razonable definir un porcentaje de ToP que se asimile a la utilización).

Figura 4. Generación Real durante el año 2005



Fuente: Neón – Compañía de Expertos en Mercados S.A. ESP

La definición del porcentaje de ToP depende del tipo de consumidor. Los distribuidores, comercializadores y usuarios industriales no regulados tienen un perfil de consumo esencialmente estable en términos diarios, y por lo tanto pueden hacer una estimación precisa de lo que será su consumo hacia el futuro y, finalmente un porcentaje de ToP alto les permite acceder a un mayor descuento en el precio sin que el pago mínimo tenga efectos en su estructura de costos. En estos casos, el ToP se convierte en un seguro para el vendedor ante eventuales reducciones en los volúmenes consumidos, y lo ideal sería

que de presentarse estacionalidades en el consumo durante el año, éstas se reflejaran en el porcentaje de ToP acordado en el contrato.

Por otra parte, las plantas de generación eléctrica a base de gas natural tienen un perfil de consumo incierto. Como se puede observar en la Figura 4, donde se presenta el comportamiento histórico de la generación real de dos plantas termoeléctricas (Tebesa que tiene una utilización alta y Termocandelaria con un despacho menor), la utilización diaria tiene una alta dispersión y no responde a una tendencia estacional, lo que representa un consumo variable de gas natural cada día durante un año completo.

El cálculo de la utilización promedio de las plantas termoeléctricas que se presentan en la Figura 4, arroja un resultado de 57,36% para Tebsa y del 7,89% para Termocandelaria, lo que en cierta forma refleja la cantidad de días en que la planta no se utiliza o se utiliza durante poco tiempo. En los contratos del tipo ToP, es apenas lógico que se refleje por lo menos esta utilización promedio, así sea histórica, a través del porcentaje de pago mínimo mensual o porcentaje de ToP, no obstante lo anterior, el vendedor tiene un nivel mínimo de ToP con el que debe cubrir sus costos fijos y un porcentaje de ToP del 7,89% no parece cumplir este requisito.

En condiciones de competencia, donde existen suficientes jugadores tanto en el lado de la oferta como de la demanda, y no existe posición dominante de ninguna de las partes, el porcentaje de ToP acordado en el contrato seguramente sería tal que cumpliera los objetivos para los que fue diseñado, como se menciono antes, sin convertirse en una carga onerosa para ninguna de las partes, con lo cual sería un porcentaje similar al promedio de utilización esperado o en su defecto el nivel mínimo que puede aceptar el vendedor de tal forma que le permita recuperar sus costos fijos.

No obstante, los contratos ToP para las unidades de generación térmica que tienen bajas utilidades (menores al 10%), no se ajustan a su perfil de consumo, las cuales deberán estructurar esquemas de suministro diferentes.

4.1.2. Contrato Pague lo Demandado

En este tipo de contrato, tal y como esta diseñado en la regulación vigente, el comprador o quien recibe el suministro solamente paga por el gas consumido y, el vendedor o el proveedor, se compromete a garantizar la entrega de gas hasta por la Demanda Identificada contractualmente, asegurando firmeza en el abastecimiento de gas natural, siempre y cuando existan reservas suficientes y el suministro sea factible técnicamente.

Según lo establecido en la Resolución CREG 023 de 2000, el precio asociado a un servicio de suministro bajo las condiciones de un contrato Pague lo Demandado corresponde al precio máximo regulado, y por lo tanto superior al precio del servicio en un contrato Pague lo Contratado, en el cual se deberá fijar un precio relacionado de manera inversa con el porcentaje de ToP acordado. Con lo anterior, se creó un vínculo entre los precios que deberían tener estos dos contratos.

En principio, la diferencia de este contrato con respecto al "Pague lo Contratado" radicaba en la frecuencia del flujo de caja, no obstante, en la práctica la asignación de riesgos está en contra del vendedor. La diferencia de precios entre los dos contratos se puede

entender como una prima que se le reconoce al vendedor de un contrato “Pague lo Demandado” por garantizar la disponibilidad del suministro, no obstante, como está diseñado el contrato actualmente, esta prima únicamente se paga cuando el comprador toma el gas, y por lo tanto si no hay consumo, el vendedor no recibe la prima.

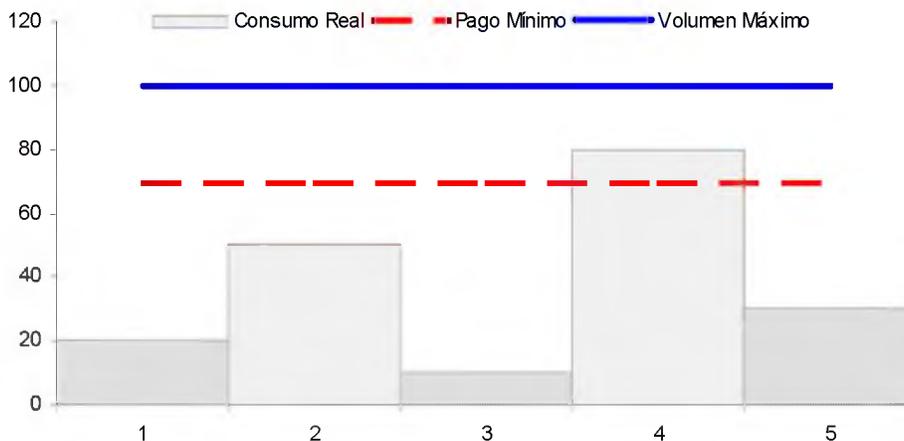
Efectivamente, no es posible que este concepto de “prima” como fue interpretado por la Resolución CREG 023 de 2000 permita que el flujo de caja de los dos contratos sea equivalente o que su diferencia únicamente radique en la frecuencia, como se muestra en el siguiente ejemplo.

Ejemplo

Suponiendo lo siguiente:

- Volumen contratado por período: 100 MBTU.
- Porcentaje de ToP: 70%.
- Descuento para el nivel de ToP: 10%.
- Precio del contrato: Precio máximo regulado.
- Costo del capital: 7,24% (Cost of Equity para la industria del petróleo en 2004, www.damodaran.com)
- Duración del contrato: 5 períodos.

Suponiendo que el perfil de consumo del comprador de este contrato es el siguiente:



El Valor Presente de la facturación del contrato bajo las dos modalidades (Take and Pay y Take or Pay) se presenta en la siguiente tabla. Se debe tener en cuenta que para el Take or Pay, si el consumo es inferior a la cantidad mínima, se factura el porcentaje de ToP, y si es mayor, se factura la cantidad consumida al mismo precio. En el Take or Pay el precio tiene un descuento proporcional al porcentaje de ToP y en el Take and Pay se factura con el precio máximo regulado.

TOP		Consumo Real	Pago Mínimo	Volumen Máximo	Precio Contrato	Facturacion	VP
Año	MBTU	MBTU	MBTU	US\$/MBTU	US\$	US\$	US\$
1		20	70	100	1,80	126	117
2		50	70	100	1,80	126	110
3		10	70	100	1,80	126	102
4		80	70	100	1,80	144	109
5		30	70	100	1,80	126	89
						VP	527

TAP		Consumo Real	Pago Mínimo	Volumen Máximo	Precio Contrato	Facturacion	VP
Año	MBTU	MBTU	MBTU	US\$/MBTU	US\$	US\$	US\$
1		20	70	100	2,00	40	37
2		50	70	100	2,00	100	87
3		10	70	100	2,00	20	16
4		80	70	100	2,00	160	121
5		30	70	100	2,00	60	42
						VP	304

Es posible hacer una analogía de este contrato con una opción de compra. Este tipo de contratos no solo se utilizan en los mercados financieros, sino que son aplicables a cualquier situación real³. En general, quien compra una opción (tenedor), adquiere el derecho de hacer algo en una fecha futura basado en los términos del contrato. En un contrato "Pague lo Demandado" el comprador tiene el derecho a consumir gas en el futuro, hasta la demanda identificada, al precio máximo regulado, sin embargo no paga al momento de adquirir el derecho.

Al respecto, el diseño de este tipo de contrato suponía la identificación de la demanda esperada por parte del comprador, de tal forma que se redujeran los riesgos de demanda para el vendedor y se evitara que el contrato se convirtiera en una opción de compra sin el pago de la prima correspondiente (CREG, 1999), no obstante, el solo hecho de la identificación de la demanda esperada por parte del comprador, no es un incentivo suficiente para motivar al vendedor a ofrecer este tipo de contrato.

Por un lado, los compradores que pueden tener una estimación precisa de su demanda esperada por tener un consumo estable, prefieren contratar el suministro a través del "Pague lo Contratado" ya que el porcentaje de ToP no les afecta y si pueden obtener un descuento en el precio. Por otro lado, los compradores que tienen un consumo incierto podrían tener preferencia por el contrato "Pague lo Demandado", ya que no les implica ninguna obligación mientras no exista consumo, lo cual elimina cualquier tipo de pago fijo.

En este último caso, el comprador no afronta ningún riesgo y por el contrario, tiene garantizado el suministro hasta la Demanda Identificada. En cuanto al vendedor, éste se enfrenta al riesgo de demanda similar a un contrato Pague lo Contratado con un porcentaje de pago mínimo del 0% (caso hipotético) y tiene los siguientes efectos: i) no

³ Es el caso de un seguro de vehículos o de vivienda. El comprador adquiere un derecho a ser cubierto ante la ocurrencia de un evento particular, y por este derecho paga una prima.

recibe pago mínimo mensual; ii) no puede comprometer el volumen en otros contratos en firme y iii) no recibe ninguna remuneración por garantizar la disponibilidad del suministro.

En suma, las preferencias de las partes no se cruzan dentro del espacio de los posibles contratos. En general, desde el punto de vista de la asignación de riesgos, se puede afirmar que como están diseñados los contratos de suministro en la actualidad, existe un desequilibrio en la forma como reparten los riesgos entre las partes, así el “Pague lo Contratado” parece más ventajoso para el vendedor y en contraste, el “Pague lo Demandado” parece más ventajoso para el comprador. Presumiblemente, esta deficiencia es la que no hace atractivo este tipo de contrato para el vendedor y por lo tanto no lo ofrece.

4.2. Posición Dominante del Vendedor

Considerando la concentración de la oferta de gas natural, en la Resolución CREG 023 de 2000 (Artículo 5) se estableció un procedimiento para la negociación del suministro de gas natural entre productores-comercializadores y usuarios no regulados y comercializadores. En términos generales, los productores-comercializadores deben hacer tres ofertas de venta de gas por una misma cantidad de energía, que consulten la regulación de precio de gas expedida por la CREG utilizando las alternativas contractuales definidas en la misma Resolución.

Además de este procedimiento, la Resolución CREG 023 de 2000 define algunas condiciones mínimas que deben tener los esquemas contractuales, específicamente el “Pague lo Contratado” y el “Pague lo Demandado”, tales como el precio, el período de compensación del gas pagado y no tomado y la obligación del comprador de identificar la demanda. No obstante, condiciones particulares como el nivel de pago mínimo independiente del consumo no se encuentran reguladas y dependen del acuerdo que logren las partes en la negociación.

Al respecto de las condiciones contractuales que están siendo pactadas, la CREG ha recibido comunicaciones de las compañías de generación termoeléctrica en las que manifiestan, la existencia de situaciones que pueden constituir abuso de la posición dominante que ostentan los productores-comercializadores en las negociaciones de contratos de suministro de gas natural. Copia de estos oficios fueron enviados a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para lo de su competencia. En el Anexo 2, se presenta un resumen de las comunicaciones recibidas.

Lo anterior permite concluir lo siguiente:

- Los productores-comercializadores ofrecen la alternativa contractual más ventajosa para ellos, y al parecer el poder de mercado que ostentan dirige las negociaciones.
- El mecanismo diseñado por la Resolución CREG 023 de 2000 para las ofertas de suministro por parte de los productores-comercializadores no está siendo utilizado.
- Los contratos de suministro no se han utilizado como herramientas para administrar el riesgo de precio.

- El contrato “Pague lo Contratado” resulta oneroso cuando el consumo del comprador es incierto y variable.
- En este contrato, si bien el porcentaje de pago mínimo independiente del consumo es una herramienta que permite distribuir los riesgos de demanda entre las partes, en la práctica estos porcentajes han sido superiores a los promedios de utilización de los compradores térmicos, con lo cual terminan asumiendo los riesgos de demanda y de precios.
- En los casos de consumidores térmicos que tienen utilidades menores al 10% resulta complejo utilizar contratos “Pague lo Contratado”.
- En un contrato “Pague lo Demandado” (como está diseñado actualmente), el vendedor debe asumir todos los riesgos sin ninguna contraprestación por parte del comprador.
- Se requiere una modificación del contrato “Pague lo Demandado” para promover su utilización de tal forma que los compradores tengan otras alternativas de contratación, y se mitigue la posición dominante que ostentan los vendedores.

5. ASPECTOS JURÍDICOS DE LA REGULACIÓN DE CONTRATOS

Es relevante revisar, desde el punto de vista jurídico, el concepto de la libertad contractual que tienen los agentes prestadores de los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias, con el fin de determinar el alcance de la competencia que tiene la CREG para diseñar regulaciones relacionadas con los esquemas contractuales. Al respecto se hace referencia al análisis jurídico contenido en el Anexo del Documento CREG 031 de 2005 (Sistema Electrónico de Contratos normalizados de Largo Plazo – SEC).

De este análisis se puede concluir que si bien en el ordenamiento legal colombiano se predica la libertad contractual, se debe tener presente que el alcance de dicha autonomía se limita a aquellos aspectos que no están definidos, para el caso de los servicios públicos domiciliarios y sus actividades complementarias en la regulación vigente, la cual como es conocido es de carácter público.

Así las cosas, un contrato regula las relaciones entre dos agentes en los términos que entre ellas acuerden, sin embargo, en todo caso debe enmarcarse dentro de lo que establece la regulación. Como se puede ver, la competencia de la CREG en cuanto a la actividad contractual comprende la definición de las condiciones mínimas que deben ser consideradas por los agentes al momento de diseñar sus contratos.

Lo anterior exclusivamente se refiere a las condiciones generales que determinan la relación entre dos agentes, y en ningún momento se refiere a la forma en que dichos agentes decidan materializar los acuerdos comerciales. Así mismo, en los demás aspectos que no sean considerados de manera explícita por la regulación, continúa vigente el principio de la libertad contractual.

En suma, las propuestas regulatorias que se desarrollan en este documento y en la resolución respectiva, comprenden la definición de las condiciones mínimas que deben

tener en cuenta los agentes para definir sus contratos con base en las competencias y funciones que la Ley le ha delegado a la CREG para el desarrollo de la regulación.

6. PROPUESTAS REGULATORIAS

A partir del análisis presentado anteriormente, en esta sección se desarrollan las propuestas de regulación de las condiciones contractuales mínimas que deben tener las negociaciones de suministro. Es importante aclarar que no se pretende con estas propuestas establecer los detalles que deben contener los contratos entre vendedores y compradores, y que las propuestas aquí presentadas pretenden definir algunas de las condiciones que regulan las relaciones entre las partes.

Desde el punto de vista económico, las características de la producción-comercialización permiten que sea reconocida como una actividad potencialmente competitiva, sin embargo, por los antecedentes de desarrollo de esta actividad en Colombia, aún persiste el poder de mercado y la concentración de la oferta⁴. No obstante lo anterior, al haberse construido la Planta de Tratamiento de Gas en Cusiana, los precios de venta en boca de pozo quedaron liberados excepto para el caso de los campos de la Guajira, con lo cual, las disposiciones de la Resolución CREG 023 de 2000 que pretenden que las condiciones contractuales no superen los precios regulados, ya no tendrían aplicación sino al gas producido en los campos de la Guajira puesto que los demás quedarán sin techo y no haría justificable que el regulador tratara de mantener un techo inexistente por la vía de los contratos.

De otra parte las facultades regulatorias de la CREG, se limitan a la regulación de precios y no de las cantidades que puede colocar un productor en el mercado, la regulación de las cantidades a colocar en el mercado están establecidas por: i) el Contrato de Asociación o de Concesión; ii) la Ley 812 de 2003, en cuanto a exportaciones; y iii) la Ley 401 de 1997 en cuanto a la asignación del gas en condiciones de racionamiento.

En este contexto, el fundamento de las propuestas que se presentan en este documento es permitir a los agentes la administración de sus riesgos dado que son los que tienen la información suficiente para realizar esta tarea de acuerdo a sus necesidades. Por lo tanto, aspectos puntuales como la duración de los contratos, la administración del riesgo de precio, cantidades contratadas, garantías y penalidades, son aspectos que no hacen parte de las propuestas que se incluyen en esta sección.

Uno de los objetivos es promover la utilización de las alternativas contractuales para el suministro de gas definidas en la Resolución CREG 023 de 2000, dado que en la actualidad, como se ha identificado en el análisis de este documento, el contrato "Pague lo Demandado" no es favorable para el vendedor y por su parte el "Pague lo Contratado" puede ser más ventajoso para el vendedor y menos conveniente para el comprador. Con las propuestas planteadas en esta sección se espera lograr un equilibrio entre las alternativas contractuales de tal forma que puedan ser utilizadas para asignar los riesgos entre las partes de acuerdo a sus características y necesidades. Adicionalmente, es importante reiterar que en todo caso permanece vigente la posibilidad de diseñar

⁴ Documentos CREG 057 y 107 de 2005

conjuntamente entre las partes, alternativas contractuales diferentes a las que contiene la regulación.

6.1. Opción de Compra de Gas – OCG

Como se explicó anteriormente, en la Resolución CREG 023 de 2000 se buscó diseñar dos contratos que fueran indiferentes en el nivel de ingresos para el vendedor. Con base en los análisis contenidos en los informes presentados por el Consultor contratado por la Comisión⁵, se presenta la propuesta de contrato que sustituiría al Pague lo Demandado o “Take and Pay”.

El punto de referencia para el análisis sería el contrato “Take or Pay”, teniendo en cuenta que es el esquema más adecuado para la administración del riesgo de demanda. A partir de este contrato se pretende diseñar una alternativa flexible que se ajuste a perfiles de consumo inciertos, y que sea indiferente para el vendedor al “Take or Pay” en términos de ingresos.

Como se presentó en la Figura 4 de este documento, los consumos inciertos corresponden a los de las plantas de generación térmica. Cuando este tipo de compradores entran en un contrato TOP se enfrentan al riesgo de perder cantidades de gas pagadas que no son tomadas (este análisis se presentó en detalle en la sección 4.1.1.), lo que para el vendedor representa la opción de ejercer la venta de dicha cantidad un año después del pago, es decir al final del período de “Make Up” (momento en el cual termina la obligación del vendedor de reservar dicha cantidad).

La posibilidad de recibir los ingresos por concepto de cantidades pagadas y no tomadas depende de la probabilidad de que el consumo real del comprador sea inferior al porcentaje de ToP. Históricamente (últimos 7 años), el consumo de las plantas térmicas ha estado un 15%⁶ por debajo de las cantidades mínimas contratadas o porcentaje de ToP, lo cual permite concluir que en general el comprador no puede recuperar una parte de las cantidades pagadas.

A título de ejemplo, dado que tanto la prima como el precio del contrato serían establecidos libremente, el nuevo contrato que le permitiría al comprador únicamente pagar el consumo (C), puede incluir el pago de una prima (P) al inicio del contrato (o periódicamente según el acuerdo entre las partes), de tal forma que el contrato estaría compuesto por $P + C$. El valor de la prima (P) puede tener por objeto nivelar los ingresos del vendedor con los que tiene en un contrato TOP, y el consumo (C) representaría las cantidades consumidas en cada período.

El precio que se puede utilizar para calcular el valor de la prima (P), puede estar asociado al que se ofrece para el respectivo porcentaje de ToP en el contrato Pague lo Contratado. La prima representa el derecho que adquiere el comprador a la firmeza del suministro y es un valor fijo expresado en los términos acordados entre las partes (anual, semestral, trimestral, mensual, etc).

⁵ Para el diseño de este contrato la Comisión contrató una Asesoría con Rafael Bautista, Consultor Financiero con experiencia en el diseño de contratos. Informe radicado CREG

⁶ Cálculos realizados por la Comisión con información del Neón

El segundo componente del contrato, el consumo (C), dependerá de las cantidades que consume el comprador durante cada mes y será facturado por el vendedor al precio acordado entre las partes contractualmente. Este precio es libre dado que representa el componente riesgoso de los ingresos del contrato (está sujeto al comportamiento del consumo) y por lo tanto es de esperarse que sea superior al precio con el que se calcula la prima (P), que equivale a la parte libre de riesgo de los ingresos del vendedor.

Con lo anterior, se propone sustituir el contrato Pague lo Demandado o "Take and Pay" por una Opción de Compra de Gas (OCG) que tiene las siguientes características:

- Pago de una prima al vendedor, que representa el derecho que adquiere el comprador a la firmeza del suministro. Esta prima es un valor fijo expresado en los términos acordados entre las partes (en el Anexo 3 se presenta un ejemplo de lo que podría ser el cálculo de la prima de este contrato para efectos ilustrativos).
- Pago de las cantidades consumidas al precio acordado entre las partes en el contrato. El precio de este contrato es libre.

El nuevo contrato se expresa de la siguiente forma, en valor esperado de los ingresos:

$$E[I_{\text{contrato}}] = P + C * P_1 * E_r \{x\}$$

Donde,

- P*: Prima que representa el valor del derecho a la firmeza del suministro hasta la cantidad contratada.
- C*: Cantidad contratada en MBTU.
- P₁*: Precio para las cantidades consumidas en cada período en US\$/MBTU
- x*: Consumo como porcentaje de la cantidad máxima contratada proyectado por el comprador.
- E_r*: Operador que resume las operaciones de descuento a valor presente a una tasa "r" y de valor esperado.

Para determinar la tasa de descuento a utilizar podría tomarse como referencia el costo de oportunidad del efectivo destinado para los pagos del contrato, esto es, la inversión más adecuada que balancea el retorno y el riesgo son los bonos de tesorería del Gobierno Nacional. Por lo tanto, la tasa de descuento (r) utilizada para determinar el valor presente será la de los TES cuyo plazo de vencimiento se asimile a la duración del contrato ofrecido. De no coincidir exactamente se utilizará el plazo de vencimiento más cercano.

Con este esquema, los dos contratos que serán ofrecidos por el vendedor (TOP y OCG) le deben permitir al comprador escoger la alternativa que mejor se ajuste a su perfil de consumo, de acuerdo a sus propias estimaciones de la demanda futura. El TOP implica pagos fijos mensuales independientes del consumo y por su parte la OCG impone el pago de la prima y los pagos periódicos asociados al consumo.

6.2. Ofertas de Suministro de Gas Natural

Con base en lo anterior, se requiere ajustar el Artículo 5 de la Resolución CREG 023 de 2000. La propuesta consiste en establecer la obligación para todos los productores-comercializadores de gas natural de responder las solicitudes de suministro de gas natural que le presenten los diferentes compradores, presentando una oferta como mínimo en las siguientes condiciones:

- i) Suministro de las cantidades solicitadas por el interesado bajo la modalidad Pague lo Contratado o "Take or Pay", con base en la regulación vigente de precios en boca de pozo.
- ii) Suministro de las cantidades solicitadas por el interesado bajo la modalidad Opción de Compra de Gas – OCG, indicando el valor de la prima y el precio al que se facturarán los consumos.

Los Comercializadores que atienden Usuarios No Regulados y los Usuarios No Regulados, podrán suscribir contratos de suministro con los Comercializadores, en términos diferentes a los establecidos anteriormente.

Como se mencionó anteriormente, los flujos de caja de los dos tipos de contratos (TOP y OCG) tenderían a ser indiferentes, y el vendedor podrá ajustar el valor de la prima y el precio del contrato OCG para estructurar el contrato.

Por otra parte, los comercializadores, Comercializadores a Usuarios Regulados y los Usuarios No Regulados que requieran del gas natural que comercialicen los Productores-Comercializadores, deberán dirigir una solicitud a los Productores-Comercializadores, indicando la estimación de las cantidades requeridas y las características propias del consumo esperado, de tal forma que el vendedor pueda estructurar las ofertas de suministro.

Finalmente, los contratos de suministro que se ofrezcan no podrán restringir la reventa del gas o establecer condiciones que generen barreras para el funcionamiento y desarrollo del mercado secundario. El objetivo es permitir el arbitraje entre el precio de la electricidad y el precio del gas en el mercado secundario, como una herramienta de flexibilidad para la gestión por parte del comprador, de los riesgos que implica un contrato de suministro de gas natural.

6.3. Registro de Información Relacionada con Contratos de Suministro

Para efectos de incrementar la información del sector que se encuentra disponible para consulta de los agentes del mercado, y para efectos de regulación, vigilancia y control, se propone implementar la obligación del reporte de la información agregada de la actividad contractual sin la identificación de los compradores.

Todos los productores-comercializadores de gas natural deberán registrar ante el Sistema Único de Información – SUI, la siguiente información concerniente a los términos contenidos en los contratos de suministro vigentes al momento del reporte. Para el efecto, se diseñará un formato particular en conjunto entre la CREG y el SUI.

REFERENCIAS

- [1] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (1999). “*Documento CREG 078 del 6 de Noviembre de 1999 – Precio Económico del Gas en Boca de Pozo*”.
- [2] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (1999). “*Documento CREG 029 de 1999 – Precios de Suministro de Gas Natural (Resolución Definitiva)*”.
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2005). “*Documento CREG 031 de 2005 – Sistema Electrónico de Contratos normalizados de Largo Plazo – SEC*”.
- [4] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2005). “*Documento CREG 057 de 2005 – Análisis del Mercado de Gas Natural y Régimen de Regulación de Precios de Suministro*”.
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (2005). “*Documento CREG 107 de 2005 – Comercialización Independiente de Gas Natural*”.
- [6] Hull, John C. (2002). *Introducción a los mercados de futuros y opciones*. (4a Ed.): Pearson Prentice Hall.
- [7] Pilipovic, Dragana (1997). *Energy Risk*. (1a Ed.). Mc Graw Hill.
- [8] Mercados Energéticos con Econometría y Consultoría Colombiana. (1998). “*Coordinación de la Operación de los Sectores de Gas y Electricidad en Colombia. Informe Tarea C: Desarrollo de Estrategias de Contratos*”. Proyecto PNUD/COL/94/016 – BIRF 3827-CO.
- [9] Neuhoff, Karsten. Hirschhausen, Christian von. (2005). “*Long term vs. Short Term Contracts: A European Perspective on Natural Gas*”. Paper.
- [10] International Energy Agency – IEA. (2004). “*Security of Gas Supply in Open Markets*”.
- [11] International Energy Agency – IEA. (2002). “*Flexibility in Natural Gas Supply and Demand*”.
- [12] National Energy Board. (1997). “*Natural Gas Market Assessment, Long-term Canadian Natural Gas Contracts: An Update*”.
- [13] US Department of Energy – Energy Information Administration. (2004). “*Fuel Oil and Kerosene Sales 2003*”.
- [14] Bautista, Rafael (2005). “*Diseño de Contrato de Venta de Gas como alternativa al TOP*”. Radicado CREG E2006-003933

Anexo 1. Revisión Bibliográfica del Ámbito Internacional

La contratación de suministro es un reflejo del estado de desarrollo de los mercados energéticos. En el caso particular de los mercados de gas natural, las características de la contratación en otros países, particularmente Estados Unidos, Canadá, Reino Unido y Europa, permiten entender la evolución que han tenido sus industrias. En esta sección se presenta un resumen del análisis realizado por la Comisión, de la contratación de suministro de gas en dichos países.

Desde el punto de vista teórico, los contratos de largo plazo han sido utilizados como un mecanismo para reducir los riesgos de comportamientos oportunistas en proyectos que implican altos costos hundidos de inversión y, una alta especificidad de los activos involucrados (Williamson, 1983). Particularmente, la industria de gas natural reúne estas condiciones, por lo que históricamente se han utilizado los contratos "Take or Pay" (ToP), como una relación de largo plazo (15 a 20 años) entre compradores y vendedores, donde los primeros se obligan a pagar por una cantidad mínima independientemente de su consumo y los segundos se obligan a entregar dicha cantidad.

En el caso del mercado de Estados Unidos, el esquema regulatorio obligaba la suscripción de contratos de largo plazo, por parte de distribuidores y transportadores, como una medida para garantizar el suministro. En los demás países, la contratación de largo plazo ha sido de especial interés para las compañías de generación térmica, dado el papel estratégico que desempeña el gas natural para sus negocios (Neuhoff, 2005).

En los primeros años de desarrollo de la industria del gas natural, los principales compradores eran las compañías de distribución que atendían básicamente mercados residenciales y comerciales (con destino a satisfacer el consumo para calefacción). El consumo de este tipo de usuarios era estable y predecible a lo largo del año. En el caso de Estados Unidos, las compañías propietarias de los gasoductos eran los compradores más representativos, dado que desempeñaban una función comercial (antes de la separación de actividades instaurada con el desarrollo regulatorio), con lo cual contrataban la totalidad del volumen que podían transportar para luego comercializarlo en el mercado.

Bajo este escenario, los contratos ToP permitían a los compradores asegurar el suministro de reservas a largo plazo con un panorama de precios definido y por su parte los vendedores garantizaban la comercialización de la producción de sus yacimientos reduciendo el riesgo de mercado y asegurando en cierta forma una rentabilidad sobre las inversiones ejecutadas. Típicamente, los contratos ToP permitían compartir los riesgos entre las partes así: el comprador asumía el riesgo de demanda y el vendedor el riesgo de precio (International Energy Agency, 2002).

El auge de la instalación de plantas de generación eléctrica a base de gas natural contribuyó al desarrollo acelerado de la industria de gas a nivel mundial, por el tamaño de sus consumos. No obstante, sus contratos de suministro y transporte se diseñaron con base en servicios interrumpibles aprovechando las capacidades ociosas existentes durante algunas épocas del año (estacionalidad climática), lo cual permitió darle mayor continuidad a la producción y mayor utilización a los sistemas de transporte (National Energy Board, 1997).

Con el crecimiento de los mercados, y en particular de la demanda, surge la necesidad de garantizar el suministro en el largo plazo, por lo que los gobiernos iniciaron un proceso de desregulación de los mercados como medida para generar las señales económicas suficientes para atraer la inversión en el sector. El primer país en iniciar este proceso fue Estados Unidos desde finales de los 70, posteriormente Canadá y finalmente algunos países de Europa.

Entre las medidas regulatorias más importantes que fueron implementadas como parte de estos procesos en los países estudiados, se encuentran en común las siguientes:

- Separación de actividades de la cadena.
- Libre acceso a las redes de transporte.
- Desarrollo de mercados secundarios.
- Liberación de los precios del gas natural en boca de pozo.

Estas modificaciones han facilitado el desarrollo de los niveles de competencia en los mercados y, en algunos casos, la reducción de los precios al presentarse excesos de oferta de gas natural. Adicionalmente, se han desarrollado mercados de corto plazo que se caracterizan por su liquidez (un alto número de transacciones) y han surgido mercados financieros relacionados con el gas natural.

Los efectos de este desarrollo en la contratación han sido los siguientes (ver Figuras al final del Anexo):

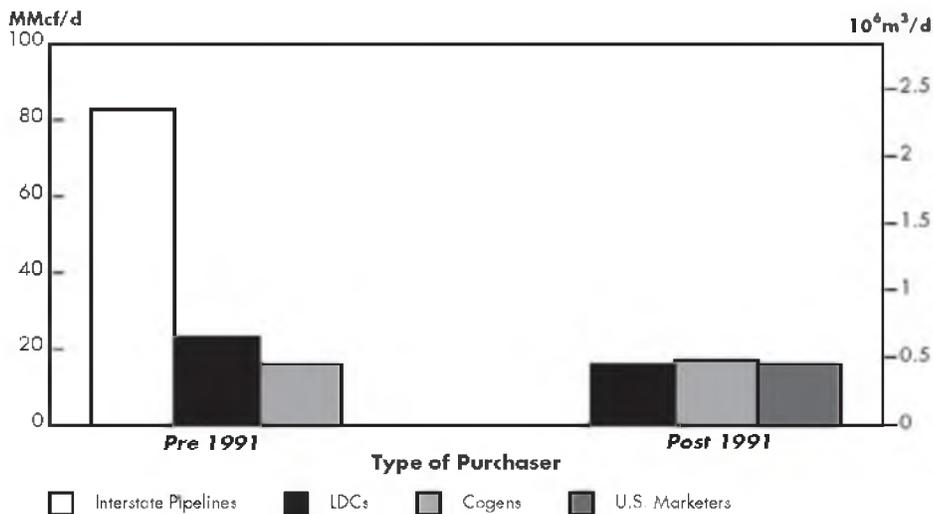
- Reducción de los volúmenes de cada contrato. Debido a la desregulación de la industria del gas, los grandes usuarios ahora tienen la posibilidad de participar directamente en los mercados. Adicionalmente, por la separación de actividades se ha incrementado el papel de los comercializadores puros y los contratos que antes tenían las compañías transportadoras en el caso de Estados Unidos ya no existen.
- La duración de los contratos se ha disminuido, pasando de 20-25 años a un promedio entre 10 y 15 años después de iniciado el proceso de desregulación del mercado.
- En general, el volumen de gas natural contratado a largo plazo se ha reducido, y por su parte se ha evidenciado un incremento de la contratación a corto plazo, lo cual contribuye a la liquidez de los mercados "spot".
- Las cláusulas de pago mínimo o porcentaje de ToP han dejado de ser utilizadas en mercados desarrollados. En la actualidad, se utilizan otros mecanismos para incentivar al comprador a solicitar una mayor cantidad de gas, dado que las cláusulas de pago mínimo representaban un alto riesgo para el comprador y agregaban rigidez a los contratos. Con el desarrollo de los mercados de corto plazo, se han diseñado mecanismos que pretenden compensar al vendedor (valor acordado previamente en el contrato) cuando no se toman las cantidades contratadas, a partir del costo de

oportunidad que implica no haber vendido esa cantidad a otro consumidor en el mercado, por tenerla reservada para el comprador del contrato (“deficiency charges”).

- El mecanismo para asegurar el cumplimiento de entrega por parte del vendedor, es un aspecto de especial interés para los compradores. Antes del proceso de desregulación, los contratos de suministro no involucraban garantías de este tipo. En los primeros años después de iniciado el proceso, dado que los mercados de corto plazo no se habían desarrollado lo suficiente, para respaldar el cumplimiento, los contratos se soportaron en reservas dedicadas para atender dicho contrato, que terminaron por crear fuertes restricciones a los vendedores. En la actualidad, este tipo de mecanismos han sido reemplazado por otros menos rígidos (garantías corporativas) pero que también le dan garantías al comprador sobre la entrega de las cantidades contratadas y nominadas.
- Considerando la desregulación de los mercados, su funcionamiento queda determinado por la interacción pura entre oferta y demanda, lo cual puede incrementar la volatilidad a la que se enfrentan los diferentes jugadores. En este sentido, y con el fin de administrar los riesgos a los que se encuentran expuestos, existe una tendencia hacia la estandarización de los contratos que permite implementar estrategias de cobertura.

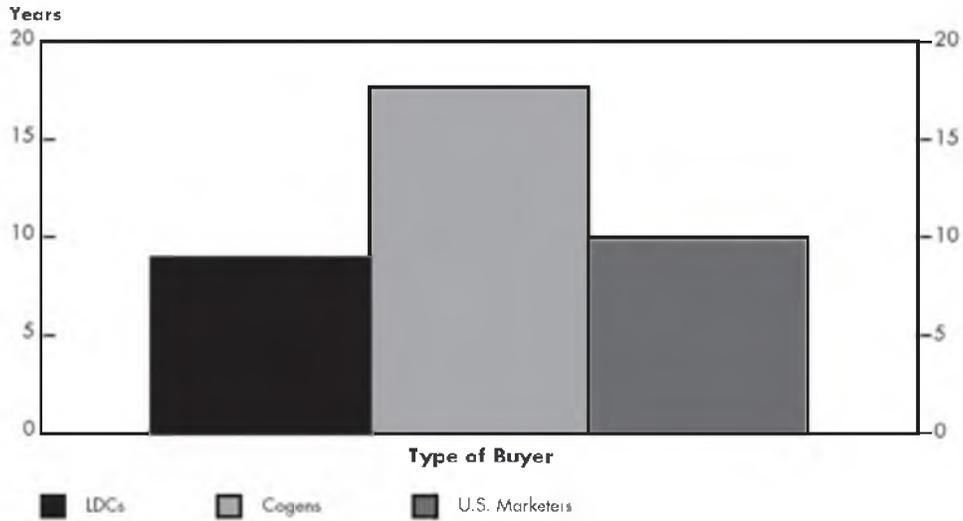
A manera de conclusión, el desarrollo de los mercados hacia un ambiente más competitivo se evidencia en las condiciones de contratación, en la medida que los contratos evolucionan para permitir una mayor liquidez en el mercado y reducir costos de transacción, se flexibilizan sus condiciones para equilibrar la distribución de los riesgos entre las partes, y finalmente se avanza en la estandarización para soportar el desarrollo de herramientas de administración de riesgos. Obviamente, estos desarrollos están soportados en mercados de un tamaño tal que facilita la evolución de la competencia en dichas actividades que tienen este potencial.

Figura A1. Tamaño Promedio de los Contratos de Suministro
Average Contract Size-Pre vs. Post 1991



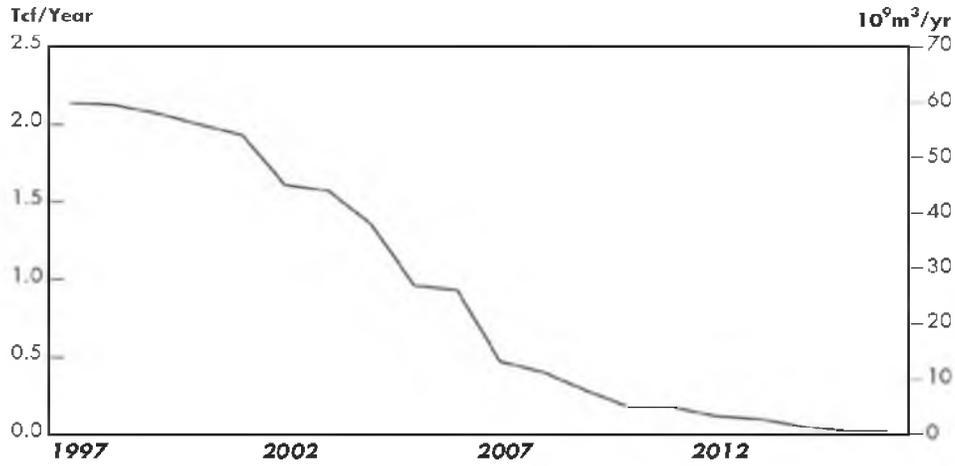
Fuente: National Energy Board, 1997

Figura A2. Duración de los Contratos de Largo plazo negociados desde 1991
Average Term of Long-term Contracts Negotiated Since 1991



Fuente: National Energy Board, 1997

Figura A3. Volumen Remanente Contratado a Largo Plazo
Volumes of Canadian Gas Remaining Under Long-term Contracts



Fuente: National Energy Board, 1997

Anexo 2. Comunicaciones Recibidas en relación con la Posición Dominante de los Productores-Comercializadores de Gas Natural

Radicado CREG E-2005-008077 presentado por Proeléctrica & CIA S.C.A. E.S.P.:

“4. i) acrecientan la posición dominante de los agentes económicos del sector gas...”

E-2005-008109 Corelca S.A. E.S.P. –Emcali S.A. E.S.P.-Termotasejo S.A. E.S.P.-Termocandelaria S.C.A. E.S.P. –Proeléctrica & CIA S.C.A. E.S.P. –Termoflores S.C.A. E.S.P.

“ ...

1) Reciprocidad en la aplicación de la regulación: *Se debe exigir a los productores de gas el cumplimiento de la Resolución CREG-023 de 2000 en concreto lo establecido en el artículo 5...”*

8) Concepto de firmeza: *Históricamente se ha confundido el concepto de “take or pay”, que corresponde a un concepto de asignación de riesgo de cantidad, con firmeza física, la que sólo puede ser asegurada por la existencia de suficientes reservas en el pozo de origen. De hecho, así lo reconoce la Resolución CREG-023 de 2000, que indica que “En tanto existan reservas y el suministro sea técnicamente factible, el Contrato Pague lo Demandado garantiza firmeza en el abastecimiento de gas natural, hasta por la Demanda Identificada de gas prevista en el contrato”. Se debe tener en cuenta que un contrato lo que otorga es un compromiso financiero en donde, o se entrega el producto, o se paga la penalidad pactada. En condiciones de competencia, el vendedor debería compensar adecuadamente al comprador los perjuicios causados por el incumplimiento. Sin embargo, la experiencia en la negociación con el monopolio de gas en Colombia, que no se somete a la regulación de la CREG, estas penalidades no son coherentes con las exigidas a los generadores térmicos ante indisponibilidad por falta de suministro de gas.”*

Radicado CREG E-2005-008133 presentado por el Consejo Nacional de Operación- CNO:

“El Consejo considera que para poder llegar a la exigencia de contratos de combustible deben desarrollarse pasos previos como son los de un análisis completo del sector gas en sus diferentes etapas de planeamiento y en sus fases de producción, transporte y comercialización. Estos pasos deberían incluir alternativas de contratación que concuerden con la estructura financiera de las plantas generadoras térmicas y generen señales claras para la inversión en nuevos proyectos de generación. La exigencia de contrato de compra de combustible debe ir acompañada de exigencia de venta a través de una regulación mas fuerte sobre el segmento de producción de gas. Deben darse las condiciones de simetría y equilibrio para que una negociación de combustible como el gas pueda llevarse en términos equilibrados y no bajo las condiciones desventajosas para los generadores térmicos que se tienen hoy en día”.

Radicado CREG E-2005-008137 presentado por Isagen S.A. E.S.P.:

“La propuesta de obligar a los generadores térmicos de tener contratos de suministro y transporte firme de combustible llevará a que varios generadores pierdan la posibilidad de tener una asignación de CRT para el próximo año, debido a la situación coyuntural de la industria del gas que no posee cantidades comercializables a corto plazo.

La señal regulatoria que está proponiendo la CREG deja a los generadores térmicos como los perdedores de un negocio que a todas luces solo traerá beneficios inmediatos a los proveedores y transportadores de gas natural.

Mientras el mercado de gas no presente más transparencia y eficiencia, difícilmente se podrán tener condiciones equitativas para los compradores del combustible. De otra forma, el pago por Cargo por Capacidad se volverá un pass-through hacia los productores y transportadores del gas.”

Radicado CREG E-2005-008145 presentado por Termocandelaria S.C.A. E.S.P.:

“Igualmente, quisiera aprovechar esta oportunidad para reiterarle que Termocandelaria no se opone a la exigencia de contratos de gas, en particular para el caso del transporte. Sin embargo, la adopción de este tipo de medidas, requiere de la existencia de ciertas condiciones mínimas como son, entre otras, (i) plazo de adaptación de los agentes y (ii) una regulación que impida el abuso de la posición dominante de los monopolios del mercado de gas...”

Radicado CREG E-2005-008156 presentado por EPM E.S.P.:

“2. Ahora bien, si la intención del proyecto de resolución es condicionar la asignación del cargo por capacidad a la existencia de contratos en firme de combustible, es importante resaltar que bajo las condiciones actuales resulta imposible que los agentes puedan responder a esta señal es un plazo tan corto, y menos aún, cuando el país atraviesa por una insuficiencia en materia de suministro de gas natural, cuando productores como ECOPETROL se encuentra sobre-vendidos e incumpliendo sistemáticamente sus contratos en firme pactados con los generadores térmicos y cuando los productores de gas utilizan su posición de dominio para imponer condiciones contractuales insostenibles para un generador térmico y en general, se niegan a cumplir la regulación expedida por la CREG en materia de contratación de gas.

En síntesis, la pretensión de condiciones la asignación y remuneración del cargo por capacidad a la existencia de contratos en firme de combustibles, requiere como condición indispensable que la Comisión controle el poder de mercado y ponga en cintura a los productores de gas en materia de contratación, pues de otra forma, la remuneración por cargo por capacidad se convertiría en un traslado de rentas del sector eléctrico a los productores de gas, que precisamente fue lo que la resolución CREG 047 de 1999 quiso evitar cuando flexibilizó la exigencia de contratos para el cargo por capacidad.”

Radicado CREG E-2005-008349 presentado por Termocandelaria S.C.A. E.S.P.:

Presenta copia de comunicaciones en la cuales Termocandelaria señala que se “...manifiesta la posición de los generadores de energía respecto a situaciones de asimetría en las negociaciones entre las plantas de gas, los productores-comercializadores y los transportistas de gas.”

Radicado CREG E-2005-008297 presentado por Termocandelaria S.C.A. E.S.P.:

“(f) dado que antes del 15 de febrero de 2006 los generadores térmicos deben reportar a la CREG la información relacionada con los contratos que garanticen la firmeza en el suministro de gas, qué medidas ha considerado adoptar la CREG con el fin de evitar que se presenten situaciones de abuso de posición dominante como las presentes en los años de 1999 y 2000 que dieron lugar, entre otros, a la expedición de la Resolución CREG 047 de 1999 y CREG 023 de 2000.”

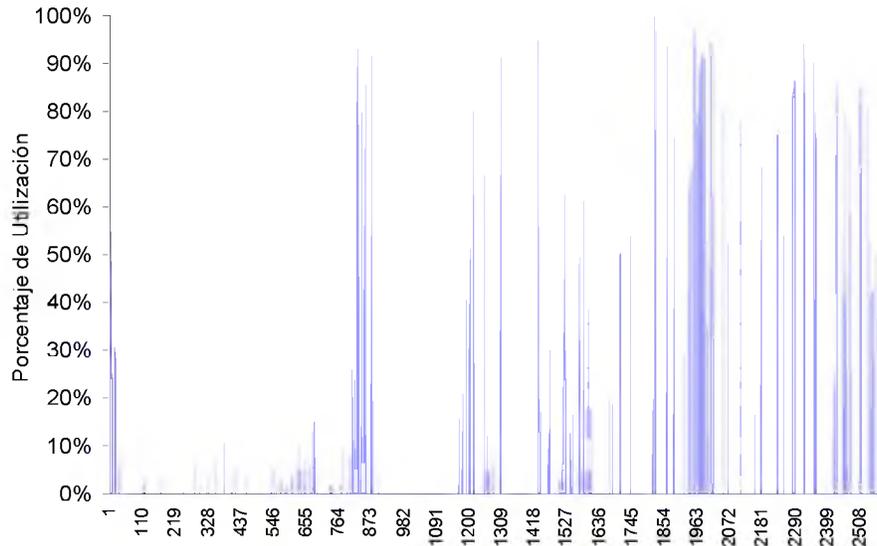
Anexo 3. Ejemplo del Cálculo de la Prima de un Contrato del tipo Opción de Compra de Gas – OCG

El ejercicio que se presenta a continuación pretende servir de referencia para los agentes, en la estructuración del contrato Opción de Compra de Gas – OCG. Para efectos del ejercicio se toman datos históricos de consumo de gas para generación térmica.

Suponiendo un contrato de suministro Pague lo Contratado o Take or Pay con las siguientes características:

- Cantidad máxima contratada: 70.000 MBTUD
- Porcentaje de Take or Pay: 25%

El comportamiento del consumo de gas, según el despacho histórico es el que se muestra a continuación (utilización como porcentaje de la cantidad máxima contratada es decir 70.000 MBTUD):

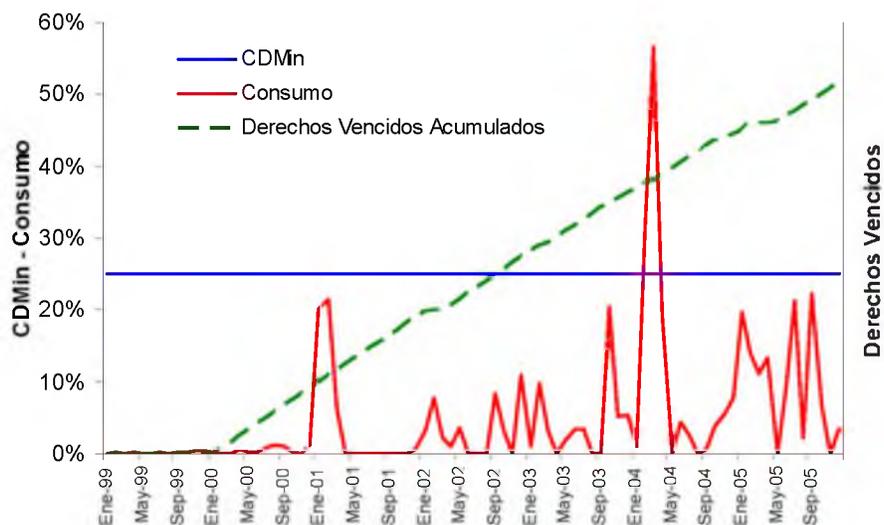


El contrato TOP establece el pago de una cantidad mínima independiente del consumo, en este caso el 25%. Cuando el consumo de un mes es superior al 25% el comprador paga la cantidad consumida, y cuando el consumo es inferior, paga el 25% y la diferencia es acumulada por el vendedor como un derecho durante 12 meses, que puede ser ejercido en este período siempre y cuando el consumo del mes en que se ejerza sea superior al 25%. Si después de transcurridos los 12 meses, esta cantidad no es consumida, el derecho se vence.

Con base en los datos presentados en la figura anterior, la mayoría de los meses el consumo mensual es inferior al porcentaje de Take or Pay (25%), y solo en algunos periodos ejerce el derecho de cantidades pagadas y no consumidas de meses anteriores, con lo cual el comprador no alcanza a utilizar todas las cantidades de gas pagadas.

Para determinar el valor de la prima en un contrato Opción de Compra de Gas – OCG, se calcula el valor presente de los ingresos correspondientes a los derechos vencidos de las cantidades de gas pagadas y no consumidas por el comprador, los cuales representan el valor del derecho a la firmeza en el suministro.

Con los datos del ejemplo, a continuación se presenta el comportamiento que tiene el contrato TOP. En la Figura se presenta la evolución que tienen 3 variables del contrato: i) las cantidades mínimas (CDMIN) que representan el 25% de la cantidad máxima contratada; ii) el consumo con base en los datos históricos; y iii) el acumulado de los derechos de gas pagado y no consumido que se vencen por superar el período de los 12 meses.



Para calcular la prima se debe determinar el valor presente de los ingresos por concepto de gas pagado y no tomado así:

$$P = E_r \{ \max [ToP - x, 0] \}$$

Donde la diferencia ToP – x representa los derechos de gas pagado y no consumido que se vencen, expresados como porcentaje de la cantidad máxima contratada. En el ejemplo, el valor presente de estas cantidades es el 13% de la cantidad total contratada (MBTUD x 365 x 7 años). El equivalente de este valor en términos anuales es 18,42%, lo que implica que en este contrato la prima anual sería el 18,42% de la cantidad máxima del contrato por año (MBTUD x 365).

La tasa de descuento utilizada para este cálculo es la de los bonos de tesorería del Gobierno Nacional con plazo de vencimiento 2014 (cotización tomada de Corfinsura para el 19 de mayo de 2006), teniendo en cuenta que el ejercicio se hizo para 7 años, el vencimiento más cercano es el año 2014. Para la valoración de la prima se utilizaría el precio (P₀) que el vendedor ofrece para un contrato TOP con cantidad mínima del 25%, de tal forma que el valor de la prima (anual en el caso de este ejemplo estaría dado por:

$$P = C * P_0 * E_r \{ \max [ToP - x, 0] \}$$

Suponiendo $P_0 = 2.0$ US/MBTU y $C = 25.550.000$ MBTU, la prima anual será $P =$ US9.404.062. Los ingresos del contrato están compuestos por la prima y por el pago de los consumos mensuales.

Es importante aclarar que los ingresos de este contrato se separan en dos: i) la prima que es un ingreso libre de riesgo, y ii) el consumo que está sujeto al riesgo propio de demanda. Para el cálculo de la prima se puede utilizar el precio del contrato TOP (P_0), y para facturar el consumo, el precio es libre (P_1). Lo anterior, le permite al vendedor mayor flexibilidad para diseñar diferentes alternativas de contratos modificando el valor de la prima (P) y el precio del consumo (P_1)