

La señal de precios en boca de pozo, la CREG Y LA DISPUTA DEL MINISTERIO DE MINAS

Angel Castañeda Manrique
Profesor de Regulación Económica

Tal vez el título debiera haber sido en sentido contrario, dado el orden en que se tratarán los temas, pero quise resaltar de alguna manera que lo verdaderamente importante de este artículo, es el análisis de la señal regulatoria en boca de pozo recientemente expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, y tomar como disculpa la actual disputa entre el Ministro de Minas y Energía, miembro de la CREG, y la CREG, para analizar el modelo regulatorio que se impone en Colombia.

Cuando estaba pensando en como empezar el artículo, me acorde de una de las enseñanzas más importantes que mi Padre siempre me ha inculcado; esa enseñanza se inicio desde cuando yo era un niño, y junto con mis hermanos nos inventábamos juegos con reglas propias al auspicio de su autoridad. Los juegos siempre implicaron ganadores y perdedores, y lo importante de cada una de las posiciones era el respaldo y la aceptación que el grupo tenía de aquel que, sometido a las mismas reglas que el resto de jugadores, había sobresalido y resultado ganador. Parte de los beneficios de aceptar tanto las reglas como los ganadores, era que en otras oportunidades cuando el ganador fuera otra persona, recibiría el mismo respeto de aquel que fue respetado en su momento, y en ese sentido, mi Padre nunca nos consintió ni una lágrima y mucho menos una pataleta por haber perdido un juego de acuerdo con las reglas a las cuales todos aceptamos regirnos.

Podría decirse que, guardadas las proporciones por supuesto, el Congreso esta consintiéndole al Ministro de Minas y Energía una pataleta por haber perdido una votación en el seno de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. En efecto, el Comité de Expertos de la CREG, puso a consideración de la plenaria de la Comisión, un proyecto de Resolución en el cual se regulaba los precios del gas entregados en troncal. El Ministro, después de arduas argumentaciones según tengo entendido, perdió en la votación final, siendo no sólo el único miembro de la CREG sino el único miembro del Gobierno Nacional en salvar su voto.

No contento con esto, el Ministro auspició un proyecto de ley en el Congreso de la República, para liberar los precios del gas de manera definitiva, a partir del año 2004, para de esta manera incentivar la producción y evitar un racionamiento de energía y en general de gas.

Por encima de cualquier consideración acerca de si la razón la tenía el Ministro o la CREG, es claro que las reglas del juego eran que la decisión se tomaba en la CREG por mayoría calificada, es decir, que no era suficiente tener la mayoría de los votos, sino que por lo menos uno de ellos debería ser de uno de los miembros del Gobierno Nacional. El diseño de este mecanismo de votación, para sorpresa de algunos Magistrados de la Corte Constitucional, se hizo con el propósito específico de evitar que las decisiones de la Comisión fueran en contra de las políticas generales del Gobierno Nacional, y de esta manera mantener la coherencia dentro del ejecutivo.

El hecho que el Ministro recurra al Congreso de la República, para buscar la aprobación de un proyecto de ley que claramente invade las competencias de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, es por decir lo menos, un desconocimiento de las bases del modelo regulatorio, y un precedente funesto para todos los agentes del mercado a quienes no les bastará debatir sus teorías frente a la Comisión de Regulación, sino además deberán tener cuidado de no hacer enojar al respectivo Ministro del ramo.

Una de las razones para implementar el modelo regulatorio, aquí y en el mundo entero, es su independencia reflejada en la posibilidad de tomar decisiones atendiendo los lineamientos del bien común, y no los intereses políticos de algunos actores de nuestro ordenamiento.

Privar al Estado de su capacidad de intervención en el precio del gas, a través de la expedición de una ley, significa desproteger a toda la cadena de gas y sin duda alguna a los consumidores, lo cual incluye todo el sector productivo del país que podría utilizar éste recurso natural y de esta manera, borrar del mapa el plan de masificación de este producto teóricamente abundante en nuestro país. Adicionalmente, una señal como ésta puede dar al traste con las intenciones de conversión a tecnologías de gas del sector productivo del país, las cuales son ambientalmente más favorables.

1. Stephen Breyer. *Regulation and its Reform*, Harvard University Press, Cambridge, Massachusetts and London, England, 1982, pp. 15 a 19.

2. Andrei Juris. "Development of competitive Natural Gas Markets in the United States", *Revista Private Sector*, note 141.

3. Richard Pierce. "Reconstituting the Natural Gas Industry from wellhead to Burnertip". *Energy Law Journal*. 9, enero de 1988.

4. Charles Philipps. *The Regulation of Public Utilities*, Public Utilities Report Inc., 1993, p. 697.

Pero ¿Cuál fue el origen de la disputa? ¿Qué originó que el Ministro de Minas prefiriera renunciar antes que aceptar la decisión de la CREG de la cual él es el Presidente?

I. El marco regulatorio del gas en boca de pozo

Para la doctrina internacional en materia de regulación de servicios públicos, es claro que una decisión del ente regulador puede dar al traste con el desarrollo del país en ese sector en particular y en todos los que dependen de él. Esto es así, ya que la regulación es una forma de intervención del Estado, que puede o no tener aciertos, pero que en cualquier caso sus efectos son reales¹.

En los Estados Unidos, por ejemplo, la regulación de gas ha sido objeto de regulaciones altamente intervencionistas, así como de regulaciones livianas que dejan el proceso de decisión y de definición de reglas al mercado mismo. Ambos esquemas tuvieron efectos en el sector de gas natural².

En efecto, durante la década de los 70, las agencias estatales de regulación intervenían todas las actividades relacionadas con el gas natural; intervenciones que llevaron a distorsiones graves dentro del mercado, no solamente en la oferta sino también en la demanda. Estas distorsiones llevaron a racionamientos de gas, que tuvieron graves consecuencias para la economía americana³. Esta situación sin embargo, tuvo cierta mejora para los años 80, con algunos correctivos introducidos tanto en la regulación como en el esquema regulatorio⁴.

Si bien la situación colombiana no puede ser comparada con la de los Estados Unidos, ya que la cantidad de campos de gas hace que la actividad de producción no sea considerada como monopólica, los efectos son exactamente los mismos.

La actividad de producción y comercialización de gas natural es particularmente compleja y de difícil manejo para las agencias de regulación en cualquier parte del mundo. Esta dificultad parte de la base que, al contrario de otras actividades, son los países los que compiten por atraer inversión privada para la explotación de los recursos naturales y no las compañías por entrar a tales mercados, del cual son sus principales agentes. Este aspecto implica que la señal de precio debe ser atractiva para un inversionista, no a nivel nacional, sino a nivel internacional, de manera que se den los suficientes incentivos para que

los agentes privados realicen la inversión, y de otro lado, el país se pueda beneficiar de la explotación de los recursos naturales.

La actividad regulatoria tiene que lidiar con el hecho que el gas no es un bien transable, lo cual, sumado a otros aspectos, implica que deba ser regulado partiendo del supuesto de que esta destinado principalmente para atacar mercados muy locales, que en el caso latinoamericano son adicionalmente pobres.

Además de lo anterior, en Colombia como en la gran mayoría de los países de América Latina, creemos firmemente que los inversionistas privados no cumplen en debida forma con su función social, razón por la cual requerimos de empresas estatales que tengan el monopolio de la administración de estos recursos naturales, lo cual, tiene como consecuencia que no cualquiera puede entrar a explotar en el país, y mucho menos escoger su socio. Este esquema no es necesariamente malo, pero desde el punto de vista regulatorio implica de un lado tener una empresa con una participación mayoritaria en todos los campos de producción, y de otro, una barrera de entrada a la actividad⁵.

Todo esto confluye en los contratos de asociación que actualmente suscribe la empresa estatal con las diferentes compañías, en los cuales se espera lograr una rentabilidad, la cual, a su vez no hace relación a las condiciones internas del país, sino al ambiente de competencia entre diferentes países con capacidad de producción.

5. Juan Benavides. *Precio del Gas Natural en Boca de Pozo*, Versión 1.1. Anexo B. Documento CREG 068 de 1999.

6. Sanford Berg. "Introduction to fundamentals of incentive Regulation", *Infrastructure Regulation and Market Reform: Principles and Practice*, Purc., mayo de 1998.

7. Artículo 2.º, Ley 142 de 1994.

8. Algunos doctrinantes han identificado que este tipo de contratos realizados por empresas de propiedad del Estado, tienen una serie de ineficiencias con graves efectos frente a la productividad de la actividad y del sector en general. Estas ineficiencias se asocian principalmente al hecho que el Estado no tiene el suficiente poder para diseñar incentivos que impulsen ya sea a buenas negociaciones o ejecuciones que sean saludables para la empresa estatal y por ende para el país. Ver Mary Shiley. "Why Performance Contracts for State Owned Enterprises haven't worked", *Revista Private Sector*, septiembre de 1998.

9. "Punto de Entrada: Punto en el cual el remitente entrega físicamente Gas Natural al Sistema Nacional de Transporte y el Transportador asume la custodia del Gas. El Punto de Entrada incluye la válvula de Conexión, y la 'T' u otro accesorio de derivación", Rut. Artículo 1.1. Definiciones.

Para resumir, la pregunta a resolver es la siguiente ¿Cómo se regula un sector cuyos agentes son en su mayoría multinacionales, los cuales para poder operar en el país deben suscribir un contrato con una empresa estatal, que además tiene participación en la mayoría de los campos activos, para un producto como el gas natural cuya naturaleza no es transable?

En este documento, se explicará con algún detalle la lógica detrás de la señal regulatoria, para que de esta manera el lector pueda tener un juicio propio de la posición de la CREG, y del desarrollo que el tema tendrá en el futuro. Dado que uno de los principales elementos del regulador es el análisis de la historia, se hará referencia a las señales regulatorias modificadas por la Resolución 023 de 2000, lo cual espero permita tener un mejor conocimiento de las verdaderas intenciones del regulador.

II. La señal de precio en boca de pozo

Desde el punto de vista cronológico, es posible identificar tres etapas de la regulación; la primera de ellas, se ubica en la vieja Comisión de Precios del Petróleo y Gas Natural; la segunda, a partir de la expedición de la Resolución 057 de 1996 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas; y la tercera, a partir de la expedición de la Resolución 023 de 2000, que fue el origen de la disputa entre el Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Aquí nos referiremos de manera específica a ésta última, pero haciendo uso de los modelos anteriores como mecanismo de comparación.

Es importante anotar que la ley establece claramente a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la función de regular los sectores del gas combustible y energía eléctrica. Es así mismo entendido que la función de regulación es la suma de elementos económicos, técnicos y jurídicos que conlleven al desarrollo de un sector, a través del diseño de incentivos y desincentivos, para lo cual el regulador puede definir responsabilidades, determinar mecanismos de fijación de precio, y diseñar comportamientos que colaboren con el desarrollo de un mercado transparente y equilibrado⁶.

El regulador entonces debe analizar la industria que va a regular, definir el estado del mercado, si es que existe, definir sus objetivos y entonces si implementar la regulación correspondiente, para asegurar la prestación, eficiente y continua del servicio público de gas combustible. Estas facultades se encuentran desarrolladas

legalmente de manera especial en los artículos 73 y 74.1 de la Ley 142 de 1994, y de manera general en todo el texto de la Ley 142 de 1994.

Resulta importante resaltar que la misma ley definió que los objetivos de la intervención de Estado, y por ende de la regulación, también se encuentran definidos por ley; estos objetivos son los de garantizar la calidad del bien objeto del servicio público, la ampliación de cobertura, la prestación eficiente, continua e ininterrumpida del servicio público, la libertad de competencia y la no utilización abusiva de la posición dominante y la obtención de economías de escala comprobables⁷.

Todos las características anteriores de la regulación, tratarán de ser identificadas dentro de la señal regulatoria de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, partiendo de un esquema de responsabilidades, pasando por la señal de precios propiamente dicha, y finalizando con las reglas de conducta en el mercado impuestas por el regulador.

III. Señal regulatoria de la Resolución 023 de 2000

A. Responsabilidad de los agentes

Un primer elemento que sin duda aclaró la Resolución 023 de 2000, que definió la señal de precios del gas hasta el año 2005, tiene que ver con los costos que el productor debe incluir dentro del precio del gas. Este aspecto aunque simple, nunca estuvo claro, y por el contrario con el tiempo se hizo más confuso. Si se dá una lectura a la Resolución 035 de la Comisión Nacional de Precios del Petróleo, no existe una asignación de responsabilidades claras frente al productor de gas.

La falta de claridad puede explicarse parcialmente en la medida que en la época, era el Estado a través del Ministerio de Minas y Petróleos, el que regulaba y controlaba todas las actividades a través de los contratos de concesión tanto en producción como en transporte, lo cual hacía que fuera un agente el que integrara el manejo de toda la operación. Este esquema sin embargo ha sido asociado a ciertas ineficiencias, que tienen un efecto importante tanto en el sector como en la economía de un país⁸.

Otro aspecto que explicaría la falta de claridad en materia de responsabilidad del productor, tenía que ver con la existencia misma de Ecopetrol, por lo cual nunca fue

necesario un nivel de especificidad como el que involucró la Resolución 023, quien adicionalmente era el único “comercializador” en boca de pozo de la época.

Sin embargo, la asignación de responsabilidades era absolutamente necesaria en la medida que se producía la desintegración vertical de la industria, es decir, en la medida que el productor no podía ejercer actividades de transporte, ni el transportador de producción ni distribución, todo lo cual tenía como consecuencia la existencia de diferentes empresas ejerciendo actividades distintas pero complementarias. Adicionalmente, con la expedición de la Ley 142 de 1994, y el esquema de regulación de tarifas aplicables a los prestadores de servicio público, se hizo necesario aclarar las inversiones que se remunerarían vía tarifa a cada uno de los agentes.

La claridad de la Resolución 023 de 2000 en este sentido fue total, ya que definió expresamente las actividades que involucraban la actividad de Producción Comercialización de la siguiente manera:

Los Precios Máximos Regulados señalados en el artículo 3.º de la presente Resolución, se establecen en los Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, e incluyen los costos de desarrollo y de producción del campo; los sistemas de recolección de gas, las instalaciones de tratamiento, deshidratación y compresión; los equipos de medición de calidad del gas y el costo de la conexión entre los sistemas de recolección, es decir entre un campo productor y un Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte.

La norma regulatoria aclaró adicionalmente, el tema de las conexiones de los productores al sistema de transporte, ya que incluyó dentro del precio, todas las inversiones necesarias para entregar el gas en el Punto de Entrada⁹, lo cual, significa que, para que un productor nuevo entre, debe tener en cuenta que no percibirá remuneración adicional por esas construcciones como se presentaba en el pasado, y al mismo tiempo, que tendrá que asumir el riesgo por pérdida o daño del gas hasta el punto efectivo de entrega al transportador.

En este punto sin embargo, surge una duda respecto de aquellos campos sobre los cuales la CREG había definido un cargo por conexión. La respuesta del regulador tal vez sea que en el momento en que la CREG, no prorrogue tales resoluciones, el productor comercializador respectivo, adicionará a su precio de gas, el costo que

estime conveniente para compensar las inversiones realizadas en la conexión respectiva, ya que la CREG fijó un régimen de libertad para estos campos.

Desde el punto de vista académico y teórico, resulta del mayor interés el punto en particular, no sólo por los aspectos propios de la responsabilidad en la prestación del servicio de cada uno de los agentes, sino además por la razón de ser detrás de la norma que obliga al productor a asumir tales actividades.

A este respecto, podríamos decir que en tanto un productor produzca gas y realice actividades distintas a inyectarlo en un sistema de transporte, la Resolución no solamente no le aplica, sino que además le resulta perfectamente inocua, en la medida que no comercializa su gas. Pero al momento de inyectarlo en el sistema de transporte, debe ponerlo en condiciones de venta, aptas para su transporte y distribución final al usuario, como en cualquier otra actividad, como cualquier producto terminado.

La lógica detrás de la norma entonces, es aclarar a través de la regulación, los elementos propios del producto que comercializa el productor-comercializador, los cuales no asumiría naturalmente, dada su posición dominante dentro del mercado.

Este ejercicio de las funciones regulatorias resulta plenamente concordante con el artículo 73 de la Ley 142 de 1994, y con la teoría de la regulación de los servicios públicos.

B. Regulación de precio

El segundo aspecto importante de la regulación, tiene que ver con la señal de precio. Si bien puede decirse que el precio es la conjunción de aquellas actividades de la cual el productor comercializador es responsable, con aquellas posiciones de mercado que debe asumir, este aspecto se analiza de manera independiente, teniendo como válido ese supuesto.

En lo que se refiere a la regulación de precio, la Comisión de Regulación de Energía y Gas introdujo una señal regulatoria que busca, en el sentir de la misma Comisión, incentivar la producción y por ende la competencia, mediante el mantenimiento de las reglas existentes con las que venían operando los agentes, evitando de esta manera el “oportunisto” del regulador.

En efecto, la CREG fundamentó su política regulatoria de precios del gas en la teoría según la cual, para que el regulador pueda ejercer su función, debe demostrar seriedad en las políticas que implementa, evitando cambiarlas cuando el inversionista logre eficiencias o beneficios respecto de la política impuesta. En términos de la misma CREG, esta teoría se denomina *time consistency of policies*, la cual la definen de la siguiente manera:

Este es un fenómeno muy conocido en macroeconomía en donde se denomina “time consistency of policies”. Lo que es óptimo ex ante puede dejar de serlo ex post. El ejemplo más visual es el de Kydland y Prescott que ilustran el caso de un gobierno que pide a los habitantes de la ribera de un río que no construyan sus casas en zonas sensibles a la inundación. La política óptima ex ante es no ofrecer ayuda, que es costosa, pero el gobierno y los habitantes saben que lo óptimo una vez haya inundación es ayudar a los damnificados. El resultado final es el peor de todos, un gobierno gastando en unos damnificados que podrían haberse mudado desde un principio.

La teoría tiene aplicación en la medida que al momento de tomar la decisión de los precios de gas en boca de pozo, el precio había subido 20 centavos de dólar aproximadamente, debido principalmente a la escalada del precio de petróleo a nivel internacional. Si la CREG hubiera impuesto un precio de 1 dólar como lo había anunciado con anterioridad (y de hecho como todo el mercado esperaba), hubiera sido un oportunismo del regulador

Pero, ¿cuál fue la señal de precios en boca de pozo que impuso la CREG?

Haciendo uso de las facultades establecidas en el literal “a” del artículo 74.1 de la Ley 142 de 1994, la CREG estableció señales de precio diferentes de acuerdo con la posición de las empresas en el mercado, procurando como se dijo con anterioridad, incentivar la competencia dentro del mismo.

Con este criterio definió una señal de precio para los campos de la Guajira, otra para los campos de Opón, otra para los campos de Cusiana y Cupiagua, otra para los demás campos existentes no incluidos en ninguna de las regiones anteriores y otra diferente para aquellos que descubiertos o que se descubran con posterioridad al año de 1996, todo lo cual procederemos a explicar.

IV. Señal de precio para los campos de la Guajira

Para los campos de la Guajira, la CREG convalidó la señal de precios que regía desde 1975, fijando como precio aquel que definió la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural del Ministerio de Minas y Petróleos en la Resolución 039 de 1975. Estos precios se actualizan de acuerdo con una fórmula prevista en el artículo 4 de la Resolución 023 de 2000, en la cual fundamentalmente el precio del gas se incrementa semestralmente en parte de acuerdo con el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América, y en parte con el movimiento del NYMEX, todo lo cual se actualiza semestralmente¹⁰.

La señal que en su momento el Gobierno Nacional introdujo en la Resolución 039 de 1975 de la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural del Ministerio de Minas y Petróleos, que convalidó la CREG, tuvo a su vez una razón de ser.

10. Resolución 023 de 2000 "Artículo 4.º Actualización de los Precios Máximos Regulados. Los Precios Máximos Regulados señalados en los numerales (1) y (2) y en el literal (a) del numeral (3) del artículo 3.º de esta Resolución, se actualizarán conforme a lo estipulado en la respectiva resolución que les aplique.

A partir del 1º de enero del año 2001 el Precio Máximo Regulado señalado en el literal (b) del numeral (3) del artículo 3º se actualizará cada 1º de enero y cada 1º de julio conforme a la siguiente fórmula:

$$P_s = PF_{s-1} \frac{-PPI_{s-1}}{PPI_{s-2}} + PV_{s-1} \frac{-NYMEX_{s-1}}{NYMEX_{s-2}}$$

dónde,

P_s es el Precio Máximo Regulado correspondiente al semestre s ,

PF_{s-1} es el componente fijo del Precio Máximo Regulado del semestre $s-1$ actualizado con el PPI; para el primero de enero del año 2001 el valor de PF_{s-1} es igual a 60 centavos de dólar,

PV_{s-1} es el componente variable del Precio Máximo Regulado del semestre $s-1$ actualizado con el índice del NYMEX; para el primero de enero del año 2001 el valor de PV_{s-1} es igual a 50 centavos de dólar,

PPI_s Índice semestral del semestre s de precios al productor de los Estados Unidos de América, correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSOP3200),

$NYMEX_s$ Promedio semestral para el semestre s del índice de precios diario para el crudo standard cotizado en el mercado de Nueva York (New York Mercantile Exchange)".

11. Propuesta sobre contratos de Suministro de Gas Natural para Plantas Térmicas, ACOGEN, agosto de 1999.

12. La Resolución 055 de 1999, fue el proyecto de Resolución que la CREG expidió con el propósito de recibir comentarios de los agentes y terceros interesados. Este requisito es de carácter legal y hoy en día es aplicado por todas las entidades del Estado.

13. Documento CREG 068 del 14 de octubre de 1999, p. 21.

En efecto, el precio que se fijó en 1975, para los campos de la Guajira era fundamentalmente un mecanismo para sustitución del *fuel oil* a precio FOB Cartagena, es decir, era mal que bien un *netback* que resultaba coherente desde el punto de vista de política energética; el *fuel oil* si era un bien transable, y ya fuera que el país lo produjera o que lo importara, este mecanismo de fijación de precio le permitía tener un valor de referencia que a su vez definía la eficiencia de su uso.

Si bien la señal funcionó por algunos años, con el desarrollo del mercado y especialmente con la entrada de las termoeléctricas al país, las críticas no se hicieron esperar. La primera de ellas se fundamentaba en que la indexación del precio al *fuel oil* o al NYMEX, no tenía lógica alguna, ya que estos precios se movían con los movimientos del mercado internacional, los cuales no tenían relación alguna con el colombiano, especialmente tratándose de un combustible no transable¹¹.

Otros fundamentaron sus críticas en el argumento según el cual, el *fuel oil* dejó de ser un sustituto con el cual compita el gas, y por ende la filosofía con la cual fue concebida, desapareció por el desarrollo normal del negocio.

La misma CREG, en el documento que justificó la Resolución 055 de 1999¹², manifestaba que las señales de precio no tenían un sustento técnico que permitiera inferir un estudio conceptual de la oferta o de la demanda¹³. De hecho, manifestó que los principales inconvenientes de la señal era que el precio no era suficiente para incrementar la oferta de gas, que las señales de precio máximo se convirtieron en mínimo y que los criterios de indexación como el *fuel oil* creaban una volatilidad innecesaria.

La decisión final de la CREG fue la de continuar con la señal de precio, como ya se dijo para mantener la credibilidad del regulador, y fundamentado en lo siguiente:

El mercado de la Costa Atlántica es un mercado considerado como maduro, donde la penetración del gas ha llegado a niveles no sólo en cuanto a número de usuarios sino también de volúmenes. La metodología para la fijación de precios en Ballenas es partir de la observación de que la Costa es un mercado cautivo del pozo de Ballenas, pero que a diferencia del Interior se ha logrado desarrollar con precios regulados desde 1975. En este sentido la regulación

ha sido eficaz y su indexación fue apropiada ya que regulaba cual debiera ser el sustituto que se buscaba desplazar.

Sin embargo, en lo que se refiere a la indexación, la CREG implementó una fórmula, que podría interpretarse como el justo medio entre la posición de los productores, quienes obviamente manifestaron su propósito de continuar con la indexación, y los consumidores que abogaban porque se tuviera en cuenta que el gas no era transable y que las referencias a precios de importación de sustitutos o a precios de mercados internacionales resultaban completamente inapropiadas. La fórmula finalmente adoptada por la CREG, indexa parte del precio de acuerdo con el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América, y otra parte de acuerdo con el movimiento del NYMEX. El resultado será que la volatilidad solamente se presentará en aquella proporción que se indexe con el NYMEX.

C. Regulación de precio para Opón

El caso de Opón resulta bien curioso desde el punto de vista regulatorio. En efecto, como es de público conocimiento el campo de Opón no se encuentra produciendo gas en la actualidad, aunque existen contratos de suministro que hacen referencia al precio del gas proveniente de ése campo en particular.

La CREG entonces resolvió al igual que en Ballenas, mantener la señal de precio que venía en la Resolución 061 de 1983, fundamentado además en la necesidad de mantener la señal regulatoria, con el mismo esquema de indexación.

D. Regulación de precio de Cusiana y Cupiagua

La regulación del precio del gas producido en Cusiana y Cupiagua, es de hecho la piedra angular de la discusión actual entre el Ministro de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

La regulación impuesta por la CREG, se basa fundamentalmente en la firme creencia que el sector de gas colombiano tiene dos mercados, claramente segmentados, los cuales, a pesar de estar interconectados (gasoducto Ballena-Barranca) en cada uno de ellos tiene un productor con una clara posición dominante, con suficiente poder para manipular los precios, todo lo cual fundamenta la intervención de la regulación para corregir la distorsión natural del mercado.

La CREG entonces introdujo una regulación de precios cuando los volúmenes de producción sean pequeños, y una regulación de cantidades cuando los volúmenes de producción sean altos, teniendo en consideración que en el caso de Cusiana y Cupiagua, la producción de gas se encuentra limitada por la capacidad de tratamiento.

En este sentido, si la producción se mantiene en los niveles actuales de 20 MPCD, el precio será aquel que se determine de acuerdo con la Resolución 061 de 1983; si la capacidad de tratamiento aumenta a niveles superiores a los 100 MPCD, el precio será de 1.10 dólares, el cual se calculó teniendo en consideración el perfil de pérdidas del crudo en un escenario pesimista, la recuperación de líquidos, el costo de las instalaciones para llevar el gas hasta la planta de tratamiento, la planta de tratamiento, y un nivel de gastos de administración, operación y mantenimiento¹⁴, con los cuales obviamente ninguno de los operadores del campo están de acuerdo.

En caso que la capacidad de tratamiento sea superior a 180 MPCD, el precio será libre.

La lógica detrás de la señal regulatoria es relativamente simple; cuando la producción es baja, es muy probable que la demanda por el producto sea superior, y en esa medida no existiría ningún incentivo para que el productor aumente su capacidad de producción por encima de los niveles de la demanda, ya que esto implicaría una baja en el precio. El regulador entonces, fija un precio máximo para asegurar que, dado ese nivel de producción, el precio no suba de un determinado tope, todo lo cual tiene como propósito proteger al consumidor.

De la misma manera, cuando el regulador fija un techo superior por una mayor cantidad de producción, esta incentivando al productor a aumentar su producción. La permanencia del techo sin embargo, refleja la creencia del regulador según la cual, aún en esas cantidades, el productor tendría la posibilidad de fijar un precio que en condiciones de competencia, lo sacaría del mercado, es decir, haría uso de su posición dominante en detrimento de los consumidores.

Finalmente, cuando el regulador libera el precio dado un nivel de producción mucho mayor, refleja la creencia del regulador que la demanda estará por debajo de la oferta, y por ende el productor tendrá todos los incentivos para bajar el precio de manera tal que pueda vender todo lo que produce.

Como puede verse, la CREG literalmente está “ejerciendo la función de regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos, cuando la competencia no sea de hecho posible... para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean de hecho eficientes, no impliquen abuso de posición dominante, y produzcan servicios de calidad”¹⁵.

De la misma manera, desde el punto de vista de la teoría regulatoria, la posición de la CREG resulta perfectamente coherente. Esta afirmación se sustenta en el hecho que precisamente las Comisiones de Regulación se crearon para que analizaran el mercado y determinaran cuando era necesario regular y cuando no¹⁶, de acuerdo con los lineamientos de la Ley 142 de 1994. Estos lineamientos legales obligan al regulador a intervenir una actividad cuando la competencia no sea posible o cuando no existan mas proveedores del mismo servicio.

De los documentos de la CREG, que resultan ser una evidencia confiable del pensamiento del regulador, se nota que después de un cuidadoso estudio de todas las alternativas y modelos regulatorios existentes en el mundo para tratar el precio del gas en boca de pozo, los miembros de la Comisión tenían el firme convencimiento, no sólo de la posición monopólica que tendría el productor de Cusiana y Cupiagua respecto del mercado del interior, sino además de la necesidad de intervención, todo lo cual forzaba a la Comisión a fijar un régimen tarifario que proteja a los consumidores.

Supongamos por un momento que la CREG llega a las mismas conclusiones que se fundamentan en los documentos de discusión, es decir, que de liberarse el precio, los monopolios de producción se apropiarían de una renta que en condiciones de competencia no tendrían, pero que a pesar de lo anterior, la CREG decide liberar el precio. Esta conducta esta en contra de los parámetros establecidos para la regulación en la Ley 142 de 1994, de un lado porque precisamente en estos eventos se requiere de la intervención de las Comisiones de Regulación, y de otro lado, porque el régimen de libertad de precios solamente es posible cuando exista competencia entre proveedores.

En este orden de ideas, uno puede o no estar de acuerdo con los análisis macro y microeconómico que haga la Comisión, pero desde el punto de vista jurídico y regulatorio, la decisión resulta perfectamente adecuada.

A pesar de lo anterior, los productores-comercializadores de este campo en particular, consideran que la señal de

precio es inadecuada y que no resulta suficiente para recuperar las inversiones necesarias para entregar el gas en Punto de Entrada.

La verdad de los números, entre la posición de la CREG y la posición de los productores tal vez nunca se sepa, y de hecho esa asimetría de información es la debilidad más fuerte del Regulador. Lo que resulta cierto es que tal vez este caso puede ser el antecedente para crear una nueva teoría de “credibilidad de los agentes regulados frente a las agencias de regulación”, según la cual, las empresas especialmente multinacionales, tienen que vender una imagen que les permita hacer amenazas, de manera que puedan forzar a los reguladores a tomar decisiones que favorezcan sus intereses particulares.

La credibilidad de las amenazas supone que las empresas están dispuestas a cumplir con las mismas; en este caso particular, a que el campo de Cusiana y Cupiagua no se desarrollaría por no tener una señal de precio adecuada, cuestión ésta que fue advertida públicamente por los productores comercializadores a la CREG¹⁷, y que la agencia de regulación decidió no creer, llegando a extremos tales como la de determinar lo que costaría una planta de tratamiento¹⁸.

Es claro que una de las opciones que tenía la CREG era la de no regular el precio de gas producido en Cusiana y Cupiagua, dado que ya había regulado el de la Guajira, lo cual se fundamentaba en que de esta manera, el productor de Cusiana tendría un techo natural en el precio del gas del norte colocado en cualquier punto de la red de transporte. Esta opción fue rechazada aparentemente por el poder de mercado de ambos productores en los diferentes mercados.

14. Documento CREG 029 de 2000, pp. 44 a 46.

15. Artículo 73 de la Ley 142 de 1994.

16. “Knowing When not to Regulate. One of the greatest challenges confronting regulation today is to know when not to regulate. As competitive forces become stronger, prices should be determined in the marketplace. But as just what point competitive forces are strong enough to permit the end of pervasive regulation is yet to be determined”. Charles Philipps. *The Regulation of Public Utilities*, Public Utilities Report Inc., 1993, p. 25.

17. “Visión del Sector Privado sobre los requerimientos para desarrollar nuevas reservas de gas natural”, en Conferencia Internacional. El Gas Natural en Colombia. Oportunidades y retos para el nuevo milenio, Cartagena de Indias, octubre de 1999.

18. En efecto, el precio de U\$1.10 incluye la construcción de una planta de tratamiento que la CREG valoró en 80 millones de dólares. Documento CREG 029 de 2000.

E. Regulación para campos distintos de los anteriores y aquellos donde se quema gas

La señal de precio del gas en boca de pozo para todos aquellos campos no incluidos en ninguno de los supuestos anteriores (Dina, Rio Ceiba, Tello, Guepaje, Ayombe, Payoa, Provincia, etc.) resulta bastante curiosa, por no decir contradictoria.

En efecto, hemos dicho con anterioridad que el regulador tiene una camisa de fuerza impuesta por la ley, que lo obliga a regular el precio de un producto de una actividad monopólica de prestación de un servicio público. En este sentido los artículos 88.2 y 88.3 de la Ley 142 de 1994 señalan lo siguiente:

88.2.- Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas cuando no tengan una posición dominante en su mercado, según análisis que hará la comisión respectiva, con base en los criterios y definiciones de esta ley.

88.3.- Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas, cuando exista competencia entre proveedores. Corresponde a las comisiones de regulación, periódicamente, determinar cuándo se dan estas condiciones, con base en los criterios y definiciones de esta ley.

A pesar del claro mandato legal, el cual incluso se utiliza para fundamentar legalmente la libertad tarifaria del año 2005, la CREG resolvió declarar la libertad de tarifa en todos los demás campos, es decir, que el Productor tenía plena libertad de fijar el precio que a bien tuviere.

Es posible encontrar alguna lógica de la señal de precios en campos donde los usuarios tienen la opción de recurrir a otras fuentes, pero no así en aquellos casos como los de Cúcuta o Bucaramanga, donde no existen otras opciones.

En cualquier caso, la producción en la mayoría de estos pozos está en etapa de declinación, y no alcanzan a atender la demanda ni desde el punto de vista de confiabilidad ni tampoco de volumen.

La CREG fundamentó la decisión de la siguiente manera:

- Existen condiciones de competencia con otros productores comercializadores en la mayoría de los

campos propuestos (Guepaje, Rio Ceibas, Montañuelo).

- El régimen de precios libre podría estimular el incremento en la producción de estos campos, que en la situación actual se encuentran en proceso de decaimiento.
- Gran parte de los campos en mención ya tienen en la práctica precios libres (Payoa, Provincia, El Centro, Cantagallo, Llanito, Dina y Apiay) y no se ha presentado inconvenientes con dicho régimen.

Finalmente, la CREG determinó que el precio del gas para aquellos campos donde se estuviera quemando, debía ser igual al costo de oportunidad económico del mismo. La justificación de esta señal de precio, radica en el convencimiento del regulador en que es preferible que los usuarios se beneficien del gas, a que el mismo sea quemado y consecuentemente el productor tenga que pagar una multa al Ministerio de Medio Ambiente.

F. Regulación de conductas o comportamientos dentro del mercado

La tercera parte de la señal regulatoria, la conforma el conjunto de normas de comportamiento impuestas por el regulador, para transparentar los procesos de venta en boca de pozo que realice el productor.

Además de fijar un precio del gas de la manera como se describió con anterioridad, la CREG reguló las conductas que deben observar tanto productores como consumidores de gas (comercializadores de mercados regulados y no regulados así como grandes consumidores), cerrando de esta manera el círculo de intervención que garantiza la protección de los usuarios.

En este sentido, la CREG definió que los precios que se fijaban en la misma resolución eran máximos para contratos tipo pague lo demandado, con lo cual se solucionaba uno de los principales problemas de la regulación anterior, donde el precio no hacía referencia a ningún nivel de contratación. Esto quiere decir, que el consumidor solamente pagará el precio definido en la regulación, cuando no tenga una obligación de consumo mínimo, así haga uso de ella o no. El esquema de “pague lo demandado” implica que el productor siempre tiene que tener disponible el gas, pero que el consumidor no tiene la obligación de consumirlo.

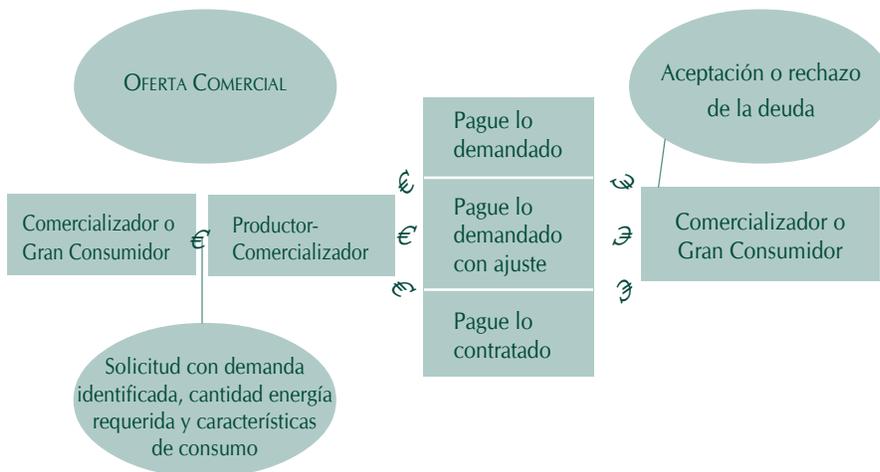
De la misma forma, esta norma implica que los productores deben determinar el precio del gas de acuerdo con el riesgo que asuman en los contratos, es decir, que entre mayor sea el nivel de gas que coloquen bajo contratos de *Take or Pay*, menor será el precio. El problema radica en que se conoce el piso del precio, es decir, cual sería el valor de un contrato *Take or Pay* en un 100%.

En este punto, es donde la regulación le otorgó al comprador de gas en boca de pozo otra herramienta, en mi sentir útil. Esta herramienta consiste en la facultad de solicitar al productor-comercializador, la elaboración de una oferta comercial, indicando claramente la demanda que se pretende atender (Demanda Identificada), y un estimativo de la cantidad de energía requerida con las características de consumo.

En respuesta, el Productor debe realizar una oferta que corresponda a un contrato "Pague lo Demandado", de acuerdo con la regla de precio que le corresponda, y una oferta por la misma cantidad de energía para un contrato *Take or Pay*.

Esta regla que se introdujo inicialmente con la Resolución 009 de 1999 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, resulta útil en la medida que el consumidor no se encuentra obligado a contratar, y en dado caso, podría escoger la opción del "Pague lo Demandado", y buscar oportunidades en el mercado secundario; en este caso el perjudicado sería el productor, si se tiene en cuenta que siempre debe tener disponible el gas para que sea consumido.

El procedimiento anterior podría resumirse en el cuadro de en frente:



El segundo aspecto de la regulación de conducta, tiene que ver con el diseño de los esquemas de subastas para el gas que comercialice Ecopetrol. Esta señal consiste en someter a Ecopetrol a un conjunto de reglas de subasta, que permita a los agentes adquirir el gas de una manera más transparente.

Si bien no se conoce la regulación particular de las subastas, ya que la CREG definió que lo haría para mediados del año 2000, es fácil conocer la motivación que tuvo para la implementación de tal medida.

En primer lugar, del texto del artículo 74.1 antes transcrito es clarísimo que la CREG tiene plenas facultades legales para la implementación de una medida de este tipo.

En segundo lugar, el hecho de tener a Ecopetrol presente en todos los campos de gas, le brinda una ventaja competitiva en el mercado, y al mismo tiempo genera un desincentivo para los demás comercializadores, quienes no podrían ofrecer las mismas condiciones de venta del gas que Ecopetrol.

Adicionalmente, la señal de precio del gas que se venda por subasta, podría convertirse en la señal objetiva que requiere el mercado y especialmente los consumidores potenciales para valorar sus procesos de conversión a tecnologías de gas.

Conclusiones

Del texto del presente artículo, lo único que resulta claro es que la CREG fundamentó muy bien su posición, lo cual no quiere decir que los demás agentes la compartan.

Sin embargo, sin importar cual sea la posición de cualquiera de los agentes que participan en el mercado, ya sea público o privado, lo cierto es que las reglas están para cumplirse, para desarrollarse dentro de ellas, no para cambiarlas cada vez que no convienen a uno de los agentes particulares, y en ese sentido mi respaldo está con la CREG.