



Regulación del mercado del gas natural en España y Colombia

Autores

Mauricio Holz
Email: mholz@bcn.cl

Nº SUP: 132.904

Resumen

El Mercado del Gas Natural se compone de una serie de empresas que participan en distintas etapas de la cadena de producción. En términos generales se identifica a los productores, a los transportistas, a los distribuidores y a los comercializadores de gas natural. Las empresas productoras son los que explotan los yacimientos naturales de donde se extrae el gas; los transportistas son los que desarrollan la infraestructura para conectar la producción con consumidores finales de alto consumo o con las redes de distribución; los distribuidores son los que invierten en la infraestructura que conecta las redes de transporte con los usuarios residenciales; mientras que los comercializadores son los que compran y venden gas en los mercados mayoristas y minoristas.

El caso de España es el de un país importador neto de gas natural vía transporte marítimo o gasoducto internacional. El mercado del gas en España se basa en tres principios generales: la separación funcional, jurídica y contable de las empresas que operan en más de una etapa de la cadena de producción; la liberalización de precios para las actividades de comercialización de gas; y la regulación de tarifas para las actividades de transporte y distribución.

En este marco la ley española obliga a los dueños de la infraestructura de transporte y distribución de gas natural, a dar libre acceso a gasoductos a los comercializadores a cambio del pago de un peaje o tarifa regulada por metro cúbico de gas transportado o distribuido. El peaje remunera los costos de la inversión y de la operación de los dueños de los gasoductos. El comercializador, por su parte, es un tomador de precios de mercado tanto en la compra de gas a productores como en su venta al usuario final.

Colombia es un productor neto de gas natural. El mercado está dividido en dos: el mercado regulado y el no regulado. El no regulado es para los grandes consumidores industriales, los cuales se conectan directamente al gasoducto de transporte sin la necesidad de ocupar la red de distribución de gas. El consumidor industrial negocia contratos con un comercializador que toma precios de mercado, pero que debe remunerar al transportista de gas según tarifa establecida por el regulador.

Por su parte, el mercado regulado corresponde a los consumidores residenciales y pequeños negocios, los que si deben utilizar la red de distribución de gas para su suministro. En este segmento del mercado el precio del gas está regulado por un máximo que se forma a partir de remuneraciones máximas establecidas por el regulador para toda la cadena de producción de gas natural: producción, transporte, distribución y comercialización.

Introducción

El siguiente documento, preparado para la “Comisión Investigadora encargada de reunir antecedentes relativos al eventual sobreprecio cobrado por la distribuidora Metrogas”, tiene como finalidad describir la regulación del mercado del gas en los países de España y Colombia. La estructura del documento se divide en dos capítulos, uno para cada país, y en cada capítulo se da cuenta de los antecedentes generales del mercado y de la regulación específica, poniendo particular énfasis en los métodos de remuneración de las distintas partes de la cadena de producción del gas

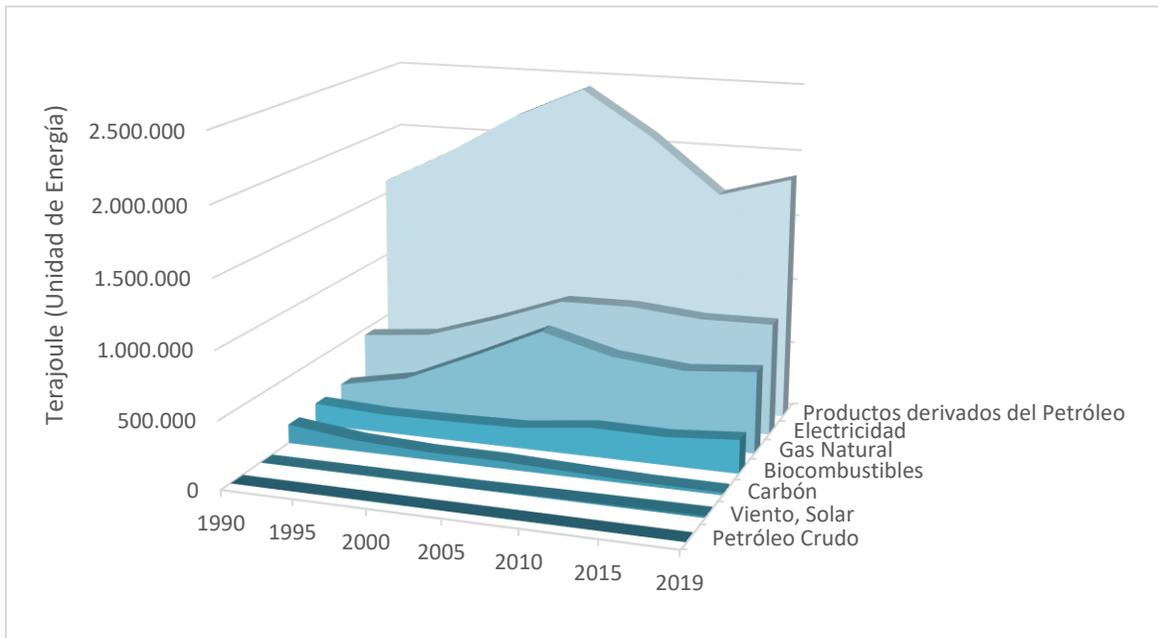
I. España

a. Antecedentes generales

El gas natural es la tercera fuente de consumo de energía en España, como muestra el gráfico n°1, siendo su abastecimiento casi un 100% vía importación marítima. Según datos de la International Energy Agency (IEA) la producción interna de gas natural en España es tan pequeña que el 2020 fue equivalente a un 0,174% del monto importado.

El abastecimiento de gas natural en España es por dos vías: la importación de Gas Natural Líquido (GNL) transportado en barcos desde sus puntos de producción y que es regasificado en los centros de regasificación españoles, y vía el flujo de gas natural a través de gasoductos internacionales que conectan España con países productores.

Gráfico N°1. Consumo de Energía de distintas fuentes en España
1990-2019



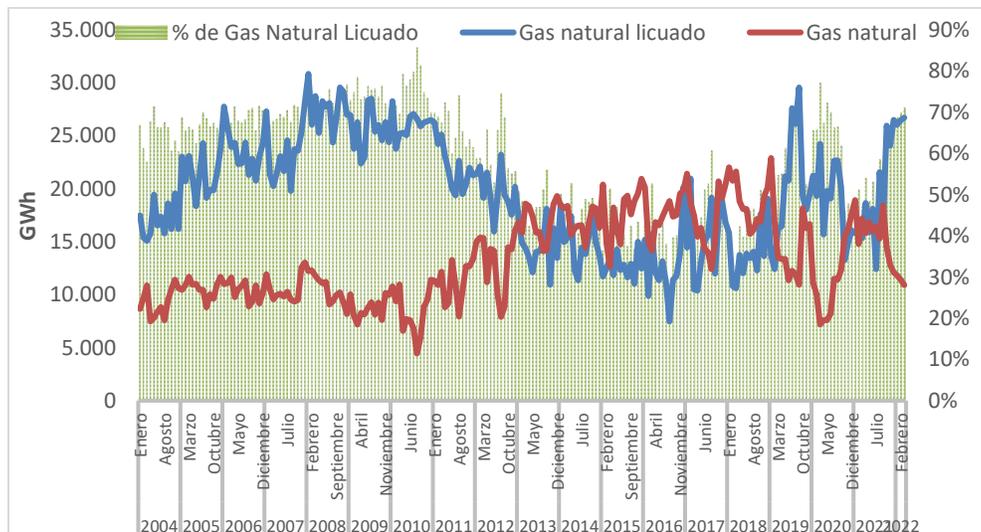
Fuente: International Energy Agency

En la primera década de los 2000 la importación de gas natural líquido vía marítima fue la principal vía de abastecimiento de gas natural, como se observa en el gráfico n°2. No obstante, a partir del 2010 el abastecimiento de gas natural vía gasoducto aumenta su participación, a medida que la importación vía marítima pierde importancia y por la construcción de gasoductos que unen España con África, específicamente con Argelia.

A partir del 2019 vuelve a ser preponderante la importación de gas natural líquido vía marítima para su regasificación. El año 2021 el 54,5% del gas que se importó en España se hizo a través de Gas Natural Licuado (GNL). A lo largo del primer trimestre de 2022 la importación de GNL ha vuelto a superar al Gas Natural vía gasoducto, llegando a participaciones sobre el total importado de 70%, como muestra el gráfico n°2. Lo anterior es probablemente explicado por las restricciones a la importación vía gasoducto que generan la guerra entre Rusia y Ucrania, en un marco de fuerte integración energética en Europa (IEA, 2022).

Históricamente, el principal proveedor de gas a España ha sido Argelia, vía importación marítima de gas licuado y luego vía el gasoducto de Medgaz construido el año 2012, que conecta ambos países. No obstante lo anterior, el primer trimestre del 2022 Estados Unidos, vía importación de gas natural licuado, superó a Argelia como principal proveedor de gas natural a España (IEA, 2022).

Gráfico N°2. Importaciones de gas natural por tipo: GNL y Gas Natural
2004-2022



Fuente: International Energy Agency (IEA)

La infraestructura de abastecimiento de gas natural en España (Figura n°1) está compuesta por siete plantas de regasificación para la transformación del gas licuado en gas natural, y seis conexiones internacionales vía gasoductos. De los seis gasoductos dos conectan Argelia con España; dos conectan Portugal con España; y dos conectan Francia con España.

Figura n°1. Infraestructura Gasista en España



Fuente: Enagás

A su vez la infraestructura gasista se conforma de cuatro almacenamientos subterráneos de gas natural que permiten ajustar la oferta a la demanda y hacer frente a las puntas de consumo (Enagás, 2022).

Las redes de transporte y distribución abarcan 94.300 Km, llevando el gas y gas natural desde los tanques de regasificación o los gasoductos internacionales, hacia el consumidor final. Cabe señalar que la red está compuesta por 14.000 km de red de transporte compuesta por gasoductos que se conectan con la red distribución y 79.300 km de tuberías de baja presión que distribuyen el gas al consumidor final.

La propiedad de la infraestructura gasista y su capacidad es la que se muestra en la tabla n°1. Como se puede observar la empresa Enagás es dueña de la mayor parte de la infraestructura de regasificación, almacenamiento subterráneo y de red de transporte de gas; mientras que la empresa Nedgia es la mayor propietaria de las redes de distribución de gas. Como se puede observar los operadores de la red de transporte, son distintos a los operadores de la red distribución (Fundación Renovables, 2021).

Tabla n°1. Propiedad de la infraestructura y capacidad gasista en España
Circa 2019

	Nombre	Capacidad	Propiedad/Gestión
Centros de regasificación	Barcelona; Huelva; Mussel	101.268 Gwh	100% de ENAGAS
	Bilbao	32.531 Gwh	70% de ENAGAS y 30% EVE
	Sagunto	1.493 Gwh	72,5% de ENAGAS; 20% Osaka Gas; 7,5% Oman Oil Company
	Mugardos	10.980 Gwh	50,4% Grupo Tojeiro, 24,6% Gobierno de Galicia; 15% First State Regasificadora, 10% Sonatrach.
Almacenamiento Subterráneo	Serrablo, Gaviota y Yela	29.669 GwH	100% ENAGAS
	Marismas	1.000 GwH	100% Naturgy
Red de Transporte Primario y Secundario	Todo el territorio	14.000 Km de gasoducto	75% ENAGAS; 10% Naturgy; 10% grupo Nubia; 5% otros
Red de Distribución	Todo el territorio	79.300 Km de tuberías	68% Nedgia; 12% Nortegas; 11% Madrileña Red de Gas; 8% Redexis Gas; 1% Gas Extremadura

Fuente: Enagás; Sedigas; CNMC

b. Regulación del mercado del gas natural en España

La regulación del mercado del gas natural en España se rige por los siguientes principios generales:

- La separación de actividades reguladas y actividades en libre competencia,
- El libre acceso de terceros a las infraestructuras gasistas,
- El establecimiento de tarifas reguladas de acceso a la infraestructura,
- La liberalización total del comercio mayorista y del sector minorista

i. Separación de actividades reguladas y actividades en libre competencia

La regulación Española distingue aquellas actividades que por las economías de escala que genera se constituyen en monopolios naturales y por lo tanto deben ser reguladas, de las actividades que pueden desarrollarse en un marco de libre competencia.

Las actividades reguladas son aquellas que requieren grandes inversiones en capital fijo para su desarrollo. Estas son las de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución de gas; mientras que las actividades de abastecimiento y comercialización se dan en un marco de fijación de precios vía la libre competencia. No obstante existe una tarifa de último recurso en la etapa de comercialización, que es fijada por el Estado, y a la que **pueden optar** los pequeños consumidores de gas natural en España¹.

Dicho lo anterior, la ley define a los actores que desarrollan las actividades señaladas, de la siguiente manera:

- Los **transportistas** son sociedades autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural,
- Los **distribuidores** construyen, operan y mantienen instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo, pudiendo construir, mantener y operar, además, instalaciones de la red de transporte secundario,
- Los **comercializadores** son sociedades que, accediendo a las instalaciones de terceros, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales

La Ley Española obliga una separación contable, jurídica y funcional de las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas, de tal manera que no se genere integración vertical en la cadena de valor entre empresas con poder monopólico (transportistas y distribución), y empresas comercializadores (Energía y Sociedad,S/F).Lo anterior obliga a que las empresas con activos de red funcionen de manera independiente del resto de empresas del grupo empresarial en el que estén integradas.

¹ Es una tarifa dirigida a clientes con un consumo menor de 50.000 kWh de gas natural al año y tiene tres tarifas de acceso distintas.

TUR 1: consumos de hasta 5.000 kWh/año. Para hogares que solo utilizan gas natural para cocinar o calentar agua.

TUR 2: consumos de hasta 15.000 kWh/año. Para aquellos consumidores que, además de usar el gas natural para cocinar o calentar agua, tienen también calefacción.

TUR 3: consumos de hasta 50.000 kWh/año. Para hogares con gran consumo o negocios.

ii. Libre acceso a infraestructura gasista con establecimiento de tarifas reguladas

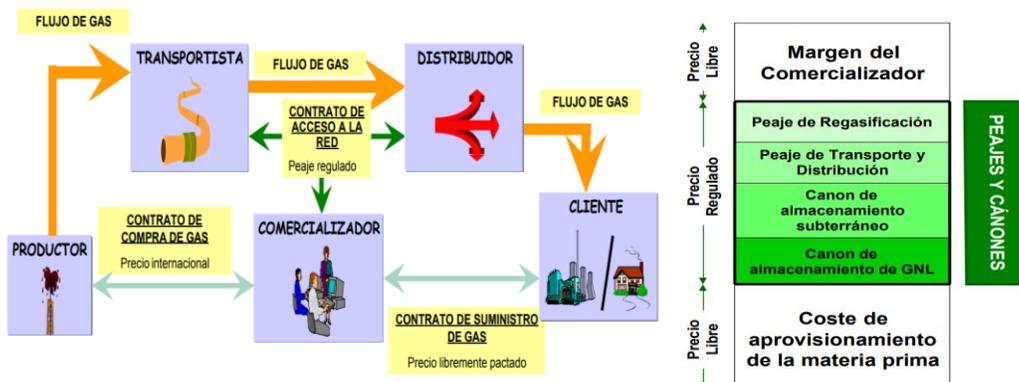
Para favorecer la competencia en las actividades de abastecimiento y comercialización de gas natural, el marco normativo vigente español garantiza el libre acceso de empresas comercializadoras a las redes e infraestructura de gas.

La Ley española establece que tanto los transportistas como los distribuidores tienen el deber de permitir el acceso transparente, objetivo y no discriminatorio de terceros a sus instalaciones a cambio de una contraprestación económica por el uso de dichas instalaciones, determinada por peajes. Lo anterior incluye acceso a gasoductos y tubería de transporte y distribución, a las plantas de regasificación y a los almacenamientos subterráneos de gas.

Como se observa en la figura n°2.a las comercializadoras establecen contratos con países productores de gas, con empresas propietarias de las redes de transporte y distribución de gas, y con los consumidores finales de gas. Los contratos con los productores de gas natural y con los consumidores se establecen en condiciones de libre competencia, es decir el precio se determina por las condiciones de oferta y demanda.

En cambio los contratos con las empresas propietarias de las redes de transporte están regulados. La ley establece que el comercializador debe pagar al dueño de la infraestructura una tarifa por m3 de gas transportado o distribuido. La tarifa es fijada por la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC).

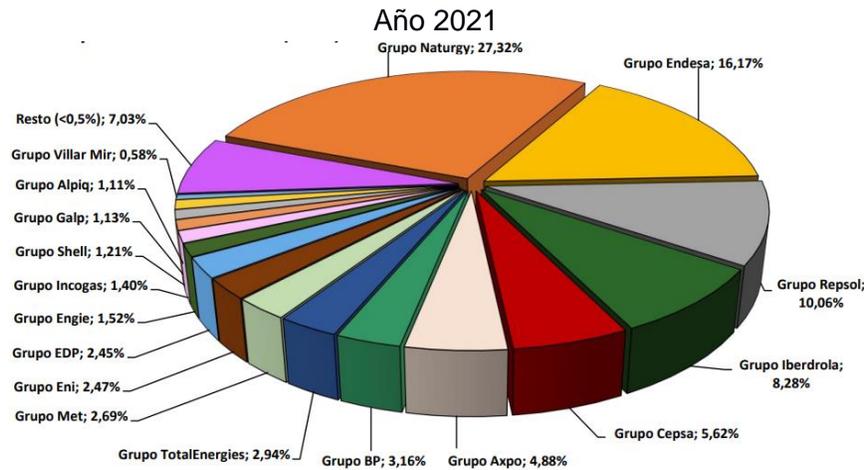
Figura n°2.a Interacción entre actores del mercado del gas en España
 Figura n°2.b Estructura de precios en el mercado del gas en España



Fuente: CNMC

Cabe señalar que en el mercado de comercialización de gas a industria y a domicilio, participan más de 50 grupos empresariales. El grupo Naturgy tiene la mayor cuota del mercado (27,32%), medido por número de clientes, seguido por el grupo Endesa con 16,17% de los clientes que consumen gas natural.

Figura n°3. Cuota de mercado de comercializadores minoristas
(Empresas suministradoras de gas a clientes)



Fuente: Comisión Nacional de Mercados y Competencia

iii. Cálculo de la tarifa de acceso a la infraestructura gasista.

En términos simplificados la remuneración que debe pagar el comercializador x de gas al propietario y de la red de transporte y distribución es equivalente a:

$$(1) \quad tm3 * Q_{m3}$$

Siendo $tm3$ la tarifa regulada por metro cúbico y Q_{m3} los metros cúbicos de gas a contratados para transportar o distribuir.

La tarifa que debe pagar el comercializador por metro cúbico de gas es calculada por el regulador de tal manera que el dueño de la infraestructura, que opera en condiciones de monopolio natural, recupere la inversión más una rentabilidad asegurada, equivalente a las condiciones que obtendría en el mercado, y pueda costear la operación y el mantenimiento de la infraestructura. En términos simplificados la tarifa se calcula utilizando los siguientes parámetros:

$$(2) \quad tm3 = \frac{A_i + [V_{In} * R_{wacc}] + CE_{om} + EyP}{Q_{m3}}$$

Siendo A_i la amortización anual del capital, que en simple es el valor de la inversión dividido por su vida útil; $V_{In} * R_{wacc}$ es la rentabilidad anual de la inversión, que se obtiene multiplicando el valor neto de la inversión, que es equivalente al valor de la inversión menos la amortización anual, por R_{wacc} que es la tasa de rentabilidad calculada por el regulador para el inversionista; CE_{om} son los costos efectivos y auditados de operación y mantenimiento; EyP es una retribución por aumentos en eficiencia y productividad, que se

basa en el aumento de la vida útil de las instalaciones, en la mejora en la productividad de los costos e incentivos por desarrollo sostenible; $Qm3'$ es la capacidad total de gas que puede transportar la infraestructura en un año.

Para calcular la tasa de rentabilidad $Rwacc$ el regulador utiliza el método costo promedio ponderado del capital después de impuestos o $WACC$, que utiliza como parámetros el costo de la deuda (primer término de la ecuación 3), y el costo alternativo del capital (segundo término de la ecuación 3). Para calcular el costo de la deuda se utiliza el grado de apalancamiento de la inversión (deuda sobre patrimonio) y una tasa de interés de colocación representativa del mercado. Para calcular el costo alternativo del capital propio se utiliza el peso del capital propio sobre el patrimonio por la rentabilidad del capital en el mercado. La rentabilidad del capital en el mercado se basa en la tasa libre de riesgo, y en la prima por riesgo propia del mercado de transporte de gas. Lo anterior queda plasmado en la ecuación número 3.

$$(3) WACC = \frac{D}{D+K} * T_{ic} + \frac{K}{D+K} [T_{i_{lr}} * \beta(PPR)]$$

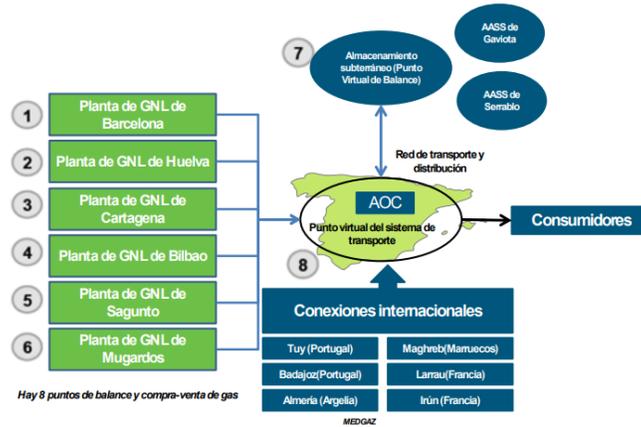
Siendo D el nivel de deuda del sector, K el nivel de capital propio T_{ic} la tasa de interés de colocación, $T_{i_{lr}}$ la tasa libre de riesgo y β (PPR) la prima por riesgo de la inversión en el sector de transporte de gas.

iv. Liberalización y competencia del comercio mayorista de gas (Hubb de gas en España MIBGAS)

Con la intención de introducir mayores niveles de competencia en el abastecimiento de gas, es decir en la compra de la materia prima, es que a partir de 2015 se crea el Mercado Iberoamericano de Gas (MIBGAS). El MIBGAS entra en el concepto de Hubb virtual, que se define como “mercados que permiten un punto virtual de balance. Esto quiere decir que permiten a los agentes compradores y vendedores realizar contratos sobre el gas físico, en condiciones estandarizadas, y que facilita la creación de señales de precios claras que permitan operar a los agentes e interesados en el corto y medio plazo, así como la toma de decisiones para inversiones en el medio y largo plazo” (Energía y Sociedad, S/F).

El MIBGAS es la zona de negociación única en el que se establecen los contratos entre los comercializadores primarios que importan gas de países productores, y los comercializadores secundarios, que introducen el gas en el sistema de transporte y distribución, para suministro al consumidor final. Así en el sistema gasista español todas las operaciones de compraventa se concentran en un solo punto de entrega virtual o PVB (punto virtual de balance, definido como el punto de intercambio virtual de la red de transporte donde los usuarios pueden transferir la titularidad del gas como entrada o salida del mismo. Esta “virtualización” es fundamental para crear un verdadero mercado y una señal de precios robusta basada en múltiples transacciones. En la siguiente figura se muestra el rol del punto virtual en la cadena de producción del gas.

Figura n°4. Rol del punto virtual de sistema de transporte MIBGAS



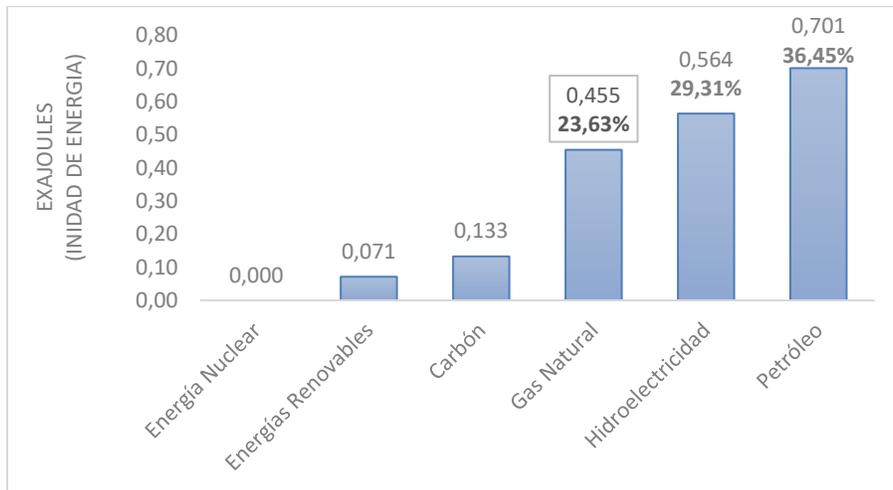
Fuente: Sedigas

II. Colombia

a. Antecedentes generales

La tercera fuente de consumo energético en Colombia es el gas natural. Al año 2021 representó el 23,63% del consumo total de energía, residencial e industrial. Las dos primeras fuentes de energía en Colombia son la energía hidroeléctrica (29,31%) y la energía derivada del petróleo (36,45%).

Gráfico n°3. Consumo energético en Colombia por fuente Año 2021



Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2021

La principal fuente de abastecimiento de gas natural es vía yacimientos propios conectados a gasoductos que transportan y distribuyen el gas a los consumidores. En Colombia el 78%

de los yacimientos de gas natural se concentran en dos zonas geográficas: la Guajira (35%) y el Piedemonte Llanos (43%) (ANH, 2019).

En la actualidad existen dos grandes operadores de gasoductos para el transporte de gas desde los yacimientos hacia las industrias, y hacia las tuberías y gasoductos para distribución al consumidor residencial y pequeñas empresas: estos son PROMIGAS y Transporte Internacional de Gas (TGI).

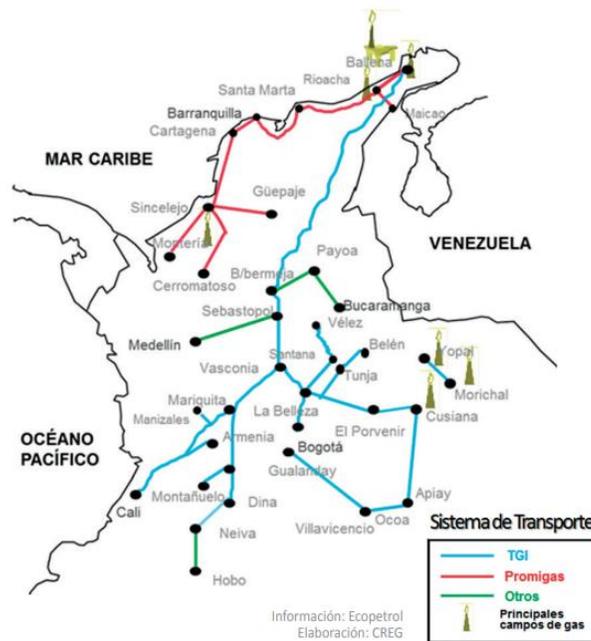
PROMIGAS es el operador del gasoducto que conecta los yacimientos ubicados en la zona de la Guajira con la zona de la costa atlántica y caribe de Colombia, vía dos ejes: el eje Ballena-Cartagena y el eje Cartagena-Jobo (Línea Roja en la figura 5). Por su parte TGI transporta gas natural desde los yacimientos de la Guajira y desde los ubicados en la zona de Piedemontes Llanos, vía tres ejes principales: el eje Ballena a Barrancabermeja; el eje Barrancabermeja-Bogotá; y el eje Mariquita a Cali (línea azul en la figura 5). La extensión en kilómetros de los gasoductos de transporte de gas se pueden observar en la tabla n°2. Como se puede ver TGI opera una extensión de gasoductos significativamente mayor que Promigas.

Tabla n°2. Kilómetros de extensión de los gasoductos

Operador	Tramos	Kilómetros
Promigas	Ballena-Cartagena	745
	Cartagena-Hobo	447
Transporte Internacional de Gas (TGI)	Ballena-Barrancabermeja	771
	Barrancabermeja-Bogotá	1.143
	Mariquita-Cali	797

Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Figura n°5. Infraestructura Gasista en Colombia



Fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

En cuanto a las actividades de distribución a usuario final, hay que distinguir dos mercados en Colombia: el industrial, y el residencial y pequeña empresa. El mercado industrial se conecta directamente al Sistema de Transporte por lo que no necesitan de la red de distribución. Estos usuarios son atendidos por comercializadores puros. Este segmento del mercado se le denomina no regulado, dado que los precios se forman en procesos de negociación que involucran grandes cantidades de compra de gas.

Por su parte los usuarios residenciales y comerciales denominado el sector regulado, se conectan a la red de tuberías de distribución, la cual es operada por empresas que comercializan el gas natural. Es decir en este segmento del mercado no existe separación entre distribuidores y comercializadores, aunque si la ley exige separación contable de las actividades (CREG, 2003). Cabe señalar también que el mercado se encuentra organizado por Áreas de Servicio Exclusivo, que son adjudicadas a un distribuidor específico para su explotación (). Asimismo en este mercado de usuarios residenciales y de pequeña empresa, el precio se encuentra regulado, como se muestra en el siguiente punto

La oferta de distribución y comercialización en el segmento regulado se encuentra concentrada en 4 grupos empresariales: Gas Natural con el 39% de los clientes; Invercolsa con el 29%; Promigas con el 29%; EPM con el 10%; mientras que el restante 2% se lo llevan otras empresas pequeñas.

b. Regulación del mercado del gas en Colombia

El mercado del gas natural en Colombia está conformado por los productores de gas natural, los transportadores, los distribuidores y comercializadores de gas natural. La definición de cada uno según el organismo regulador es (CREG, 2022):

- **Productores:** Es la actividad de obtención de gas natural extraído de los yacimientos. Se puede encontrar en dos formas combinado con petróleo, como en los campos de Cusiana (gas asociado), y sólo gas, como en los campos de Guajira (gas libre).
- **Transporte:** Es la actividad de conducir el gas natural a través de tuberías de acero y a alta presión, desde los campos de generación hasta la entrada de las ciudades y grandes consumidores. Al conjunto de tuberías se les llama Sistema Nacional de Transporte.
- **Distribución:** Es la conducción de gas natural a través de tuberías de baja presión, desde la salida del Sistema de Transporte de Gas, hasta el usuario final.
- **Comercialización:** Es la actividad de comprar grandes cantidades de gas natural a productores para venderlas a los usuarios residenciales o a las industrias.

Como se señaló más arriba no existe una separación jurídica entre las actividades de distribución y comercialización, no obstante se obliga a una separación de las contabilidades.

El mercado del gas funciona en un marco de libertad de precios, no obstante el precio final que paga el consumidor residencial y de pequeñas empresas se encuentra regulada por precios máximos. El precio máximo se construye en función de remuneraciones máximas fijadas por el ente regulador para toda la cadena de producción del gas natural es decir la producción, el transporte, la distribución y la comercialización minorista del gas natural. Es decir el comercializador final puede fijar el precio, en la medida que no supere los máximos establecidos por el regulador.

En el mercado mayorista, es decir de abastecimiento al sector industrial no existe una regulación de precios máximos, no obstante si se regula la tarifa máximo de la actividad de transporte de gas dada la condición de monopolio natural de esta etapa de la cadena de producción.

A continuación se presenta la metodología de cálculo de precio máximo para el sector regulado, es decir el residencial y de pequeños negocios.

c. Polinomio para el cálculo del precio máximo final del gas de tubería residencial y de pequeños negocios

El precio de gas residencial y para pequeños negocios se determina en función de remuneraciones máximas que se pueden cobrar a lo largo de toda la cadena de producción de gas natural, es decir desde su producción hasta su distribución y comercialización. El

precio máximo tiene una componente de cargo variable y una componente de cargo fija, que se describen a continuación:

$$\text{Cargo variable: } Mv_{jm} = \frac{G_m + T_m}{1 - p} + Dv_{jm}$$

$$\text{Cargo fijo: } Mf_{jm} = Df_{jm} + C_m$$

La remuneración variable, es decir por m³ de gas, se compone del costo medio máximo (por metro cúbico) de producción (G_m) para abastecimiento de usuarios regulados, el costo medio máximo (por metro cúbico) de transporte (T_m), ambos factores corregidos por una tasa de pérdida o de eficiencia de la actividad (1-p), y el costo medio máximo (por metro cúbico) de distribución de gas a usuario final (D_{vjm}).

Sumado a lo anterior se incorpora un cargo fijo de distribución (MF_{jm}), que se compone de una remuneración máxima fija por distribución (Df_{jm}) y una remuneración máxima fija por comercialización (C_m).

A continuación se explican cada uno de los componentes de la fórmula.

i. Costos de Producción máximo (G_m)

El cargo máximo para remunerar el costo de producción del gas natural por m³ de gas (G_m) se calcula como el costo total de compras de gas en el periodo anterior en USD, dividido por volumen de gas medido a la entrada del sistema de transporte de gas.

$$G_m = \frac{CTG_{m-1}}{E_{m-1}} * TRM_{m-1}$$

Siendo CTG_{m-1} el costo de la compra del gas natural comercializado en el mercado mayorista de gas en el periodo anterior en USD, E_{m-1} el volumen de gas ingresado al sistema de transporte de gas, lo anterior ajustado por la variación del tipo de cambio, TRM_{m-1}

ii. Costos de transporte y distribución máximo (T_m; D_{vjm})

La remuneración máxima por unidad de gas transportada y distribuida de gas se basa, de manera simplificada, en la remuneración costo medio de la inversión y la remuneración del costo medio de gastos de administración y finanzas.

$$T_m; D_{vjm} = \frac{IE_{m-1} + INvp_{m-1}(r) + GAFvp_{m-1}(r)}{E_{m-1}}$$

En las fórmulas IE es la inversión existente, INvp es el valor presente de la inversión nueva descontada a la tasa de costos de capital r . Por su parte GAF son los gastos de administración y finanzas por operar la red de transporte, y QEspm3 es la cantidad esperada de gas a transportar durante un periodo.

La tasa de costo de capital es calculada por el método de costo promedio ponderado del capital (WACC), es decir el costo de endeudamiento de la inversión, y el costo alternativo del capital propio.

iii. Costo fijo de distribución (Dfjm)

El costo fijo de distribución es equivalente al costo variable total, es decir, Dvjm multiplicada por el monto facturado en el mes anterior, dividido por el número de facturas del mes anterior.

iv. Cargo máximo de comercialización (Cm)

El cargo máximo base de comercialización se determina como el resultado de dividir la suma de los gastos anuales de administración y de los ingresos de comercialización por un margen de comercialización de 1,67%, sobre el número de facturas del año para el cual se tomaron los parámetros de cálculo de dichos componentes.

$$C_m = \frac{GA_{m-1} + (IC_{m-1} * 1,67\%)}{F_{m-1}}$$

Donde Cm es el costo máximo de comercialización, GA son los gastos de administración, IC son los ingresos por comercialización, y F son el número de facturas. El margen de rentabilidad que se aplica como ya se dijo es de 1,67%.

Referencias

ANH, 2019. Balance de Reserva de Petróleo y Gas. ANH-GDO-FR-05 Versión No. 1. Disponible en

https://www.anh.gov.co/documents/13472/BALANCE_DE_RESERVAS_DE_PETROLEO_Y_GAS_NATURAL_PAIS_2019.pdf

Boletín Oficial del Estado, 2022. Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, metodología para retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado. Disponible en <https://boe.es/buscar/pdf/2019/BOE-A-2019-18398-consolidado.pdf>

CREG, 2022. Antecedentes regulatorios sobre el Mercado del gas natural en Colombia <https://www.creg.gov.co/sectores-que-regulamos/gas-natural>

CREG, 2003. Resolución 011 de 2003. Se establecen criterios generales para remunerar las actividades de distribución y comercialización de gas combustible. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2003-CREG011-2003>

Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2022. Información regulatoria sobre el Mercado del Gas en España. Información disponible en <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-gas>

Fundación Renovables, 2021. El papel del gas fósil en España. Documento solicitado por GreenPeace. Dipsonible en <https://fundacionrenovables.org/documento/el-papel-del-gas-fosil-en-espana/>

Enagás, 2022. Datos sobre la infraestructura gasista en España. Información disponible en <https://www.enagas.es/es/transicion-energetica/red-gasista/infraestructuras-energeticas/>

Energía y Sociedad (S/F). Manual de Energía: Gas Natural. <https://www.energiaysociedad.es/pdf/documentos/manuales-energia/manual-de-gas.pdf>

International Energy Agency (IEA), 2022. Datos del Mercado de Gas Natural en España. Información disponible en <https://www.iea.org/countries/spain>

Sedigas, 2022. Estadísticas del Mercado de Gas Natural en España. Información disponible en <https://www.sedigas.es/estadisticas.php?cod=13>

Nota aclaratoria

Asesoría Técnica Parlamentaria está enfocada en apoyar preferentemente el trabajo de las Comisiones Legislativas de ambas Cámaras, con especial atención al seguimiento de los proyectos de ley. Con lo cual se pretende contribuir a la certeza legislativa y a disminuir la brecha de disponibilidad de información y análisis entre Legislativo y Ejecutivo.



Creative Commons Atribución 3.0
(CC BY 3.0 CL)