

## **ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE AGREGAR TRAMOS REGULADOS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE NACIONAL (SNT)**

Sergio Cabrales, Juan F. Pérez, Carlos Valencia y Carlos Ramírez

13 de septiembre de 2023

## INTRODUCCIÓN

VANTI S.A. ESP, como agente interesado, podrá solicitar establecer cargos regulados de transporte agregando dos o más tramos regulados (Artículo 29, CREG 175 de 2021). Para tal propósito, los tramos regulados deben cumplir las siguientes condiciones: i) deben estar determinados los tramos involucrados; ii) debe haber un análisis de beneficio costo y de las implicaciones que tendrá para el mercado a cargo de VANTI S.A. ESP; y iii) todos los tramos incluidos deben ser parte activa en el transporte de gas asociado al nuevo tramo.

El objetivo de este estudio es realizar un análisis de beneficio-costos de agregar diferentes grupos de tramos regulados del Sistema Nacional de Transporte (SNT) acorde a la resolución 175 de 2021 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Se busca evaluar si la agregación de tramos permite aumentar la oferta de gas en el mercado y, en consecuencia, garantizar la prestación del servicio público domiciliario de gas natural de manera continua y en condiciones de eficiencia.

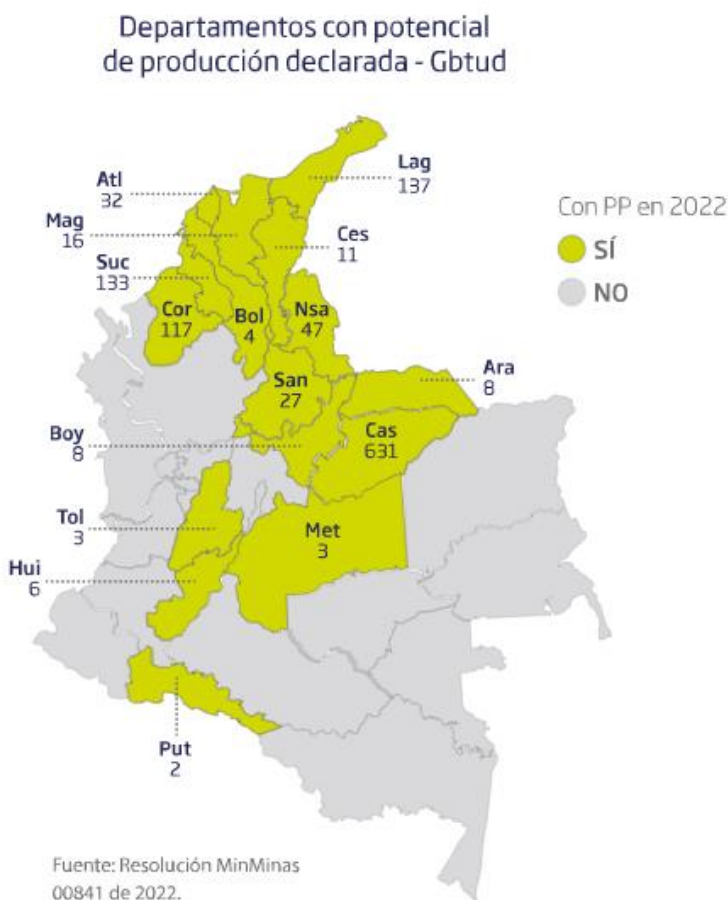
Para realizar el estudio del análisis de beneficio-costos de la agregación de subsistemas del Sistema Nacional de Transporte (SNT) se plantean las siguientes etapas: i) estimar los costos del transporte de cada subsistema incurridos en un periodo de tiempo determinado, incluyendo los cargos fijos de los contratos que remuneran los gastos de AOM, así como los cargos fijos y variables de los contratos que remuneran la inversión; ii) basados en los costos de transporte y los volúmenes transportados se calcula el valor de las tarifas de la agregación de tramos de los subsistemas (subsistema interior, subsistema costa y sistema nacional de transporte); y iii) finalmente, se calculan los beneficios y costos de agregar diferentes grupos de tramos regulados para cada subsistema.

El estudio se desarrolla de la siguiente manera. El capítulo 1 presenta el diagnóstico del mercado de gas natural en Colombia. El capítulo 2 muestra el modelo y la estimación de las tarifas de la agregación de tramos de cada uno de los subsistemas. El capítulo 3 presenta el análisis beneficio costo de implementar la agregación de tramos del Sistema Nacional de Transporte (SNT). Finalmente, en el capítulo 4 se presentan los comandatarios finales de los beneficios y costos de la propuesta de agregación de tramos.

## 1. GAS NATURAL EN COLOMBIA

La producción de gas en Colombia se remonta a la concesión de Mares en inmediaciones de Barrancabermeja durante la primera mitad del siglo XX. Sin embargo, su producción era escasa al igual que sus usos. No sería hasta el descubrimiento de los yacimientos de Chuchupa y Ballena al norte del país en los años 70s y del campo Cusiana en los 90s al oriente (Figura 1), cuando la industria del gas crecería considerablemente y su uso se masificaría en los sectores industrial, residencial, e incluso vehicular (GNV) (Ecopetrol, 2011).

**Figura 1. Potencial de producción declarada (Gbtud)**



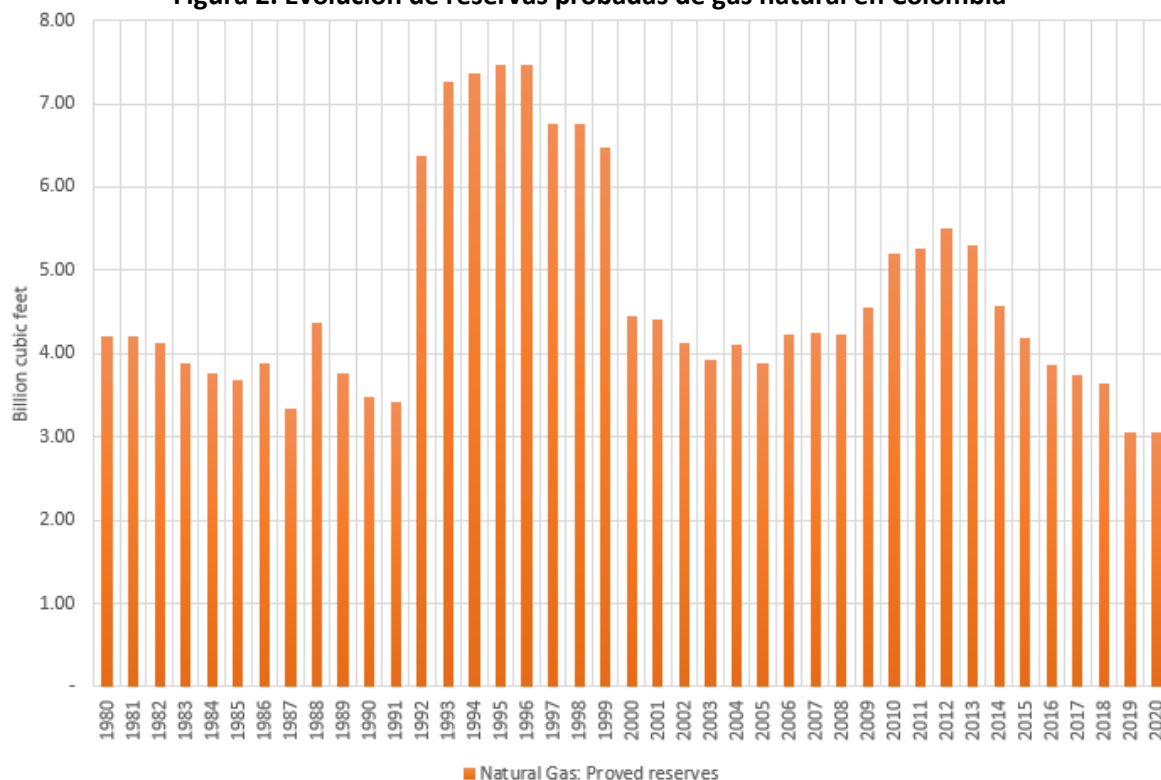
Fuente de los datos: ANH (2022)

Durante los años 1994 y 1995, se tomaron las decisiones para estructurar el mercado de gas natural y sus bases regulatorios en Colombia, bajo circunstancias de una empresa estatal (Ecopetrol) preponderante en todos los segmentos de la cadena de valor. La Ley 142 de 1994 estableció el régimen de los servicios públicos domiciliarios entre ellos el gas combustible que incluye las

actividades de distribución de gas desde un sitio de acopio hasta la instalación de un consumidor final, incluyendo su conexión y medición.

Actualmente, Colombia tiene una producción promedio de gas natural igual a 1,260 millones de pies cúbicos promedio por día (0.31% del mundo en 2021) y reservas de gas natural iguales a 3,044 miles de millones de pies cúbicos (0.05% del mundo en 2020), lo que alcanza para 8.0 años de consumo con el nivel actual de producción (BP, 2022). Estas reservas se han reducido hasta llegar a mínimos desde el año 1980 (Figura 2).

**Figura 2. Evolución de reservas probadas de gas natural en Colombia**



Fuente de los datos: BP (2022)

Hasta 2003, el negocio de los hidrocarburos en Colombia fue un monopolio público con jurisdicción sobre la gestión de los recursos. Otro hito relevante fue la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) con el fin de administrar los recursos hidrocarburíferos propiedad de la nación (Decreto 1760 de 2003, 2003) por medio de contratos de concesión basados en regalías e impuestos. Esta decisión le permitió a Ecopetrol enfocarse en su actividad comercial, incluida la exploración, producción, transporte y refinamiento de hidrocarburos.

El Sistema de Transporte Nacional (SNT) de gas natural tiene una estructura radial de transporte de 7,762 kilómetros de gasoductos, donde los dos campos más grandes están en los extremos de la red (Tabla 1). El transporte del interior del país está dominado por Transportadora de Gas Internacional (TGI) con el 80% de los gasoductos de ese submercado (Figura 12). El transporte de la Costa Caribe está dominado por Promigas con el 100% de los gasoductos de esa región.

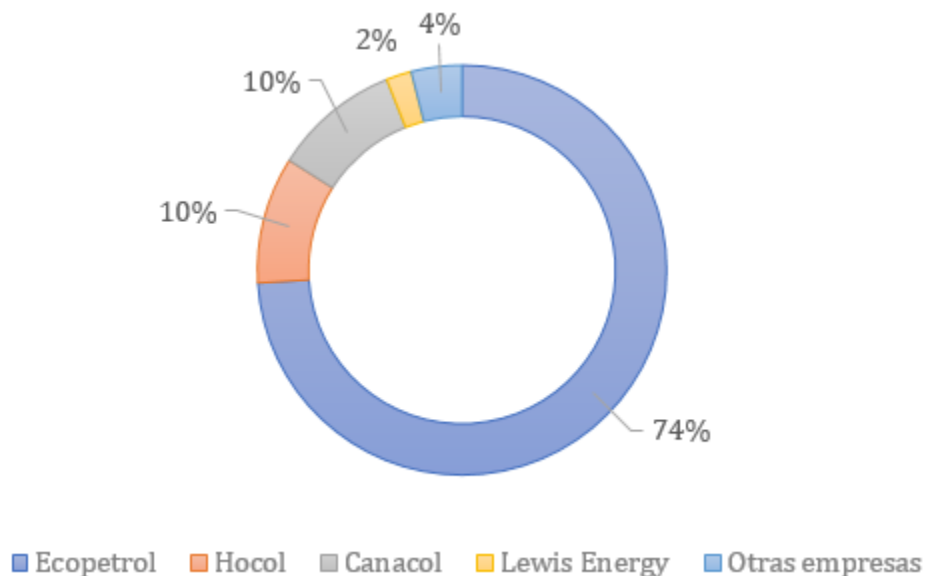
**Tabla 1. Red de gasoductos**

Empresa	Red de gasoductos (km)	Porcentaje (%)	Sistema
Coinogas	49	0.6%	Interior
Prograsur	392	5.1%	Interior
Promigas	2,752	35.5%	Costa
Promioriente	335	4.3%	Interior
TGI	4,033	52.0%	Interior
Transmetano	190	2.4%	Interior
Transoccidente	11	0.1%	Interior
<b>Total</b>	<b>7,762</b>		

Fuente de los datos: Promigas (2021)

En los años noventa, el precio en boca de pozo estuvo definido por el net-back frente a los combustibles sustitutos en el caso de pozos desregulados, o limitado por un techo de precios (fuel oil) en el caso de los pozos regulados. En 2003, se liberó el precio de gas natural en boca de pozo en un contexto de dominación del lado de la oferta por un solo productor (Ecopetrol). Recientemente, con la adquisición de la participación de Chevron en los campos de La Guajira por parte de Hocol, que hace parte del Grupo Ecopetrol, y la restitución de los campos Pauto y Floreña de Equión a Ecopetrol a finales de la década anterior, el Grupo Ecopetrol obtuvo una concentración del 84% de la producción fiscalizada de gas natural en el país (Figura 3).

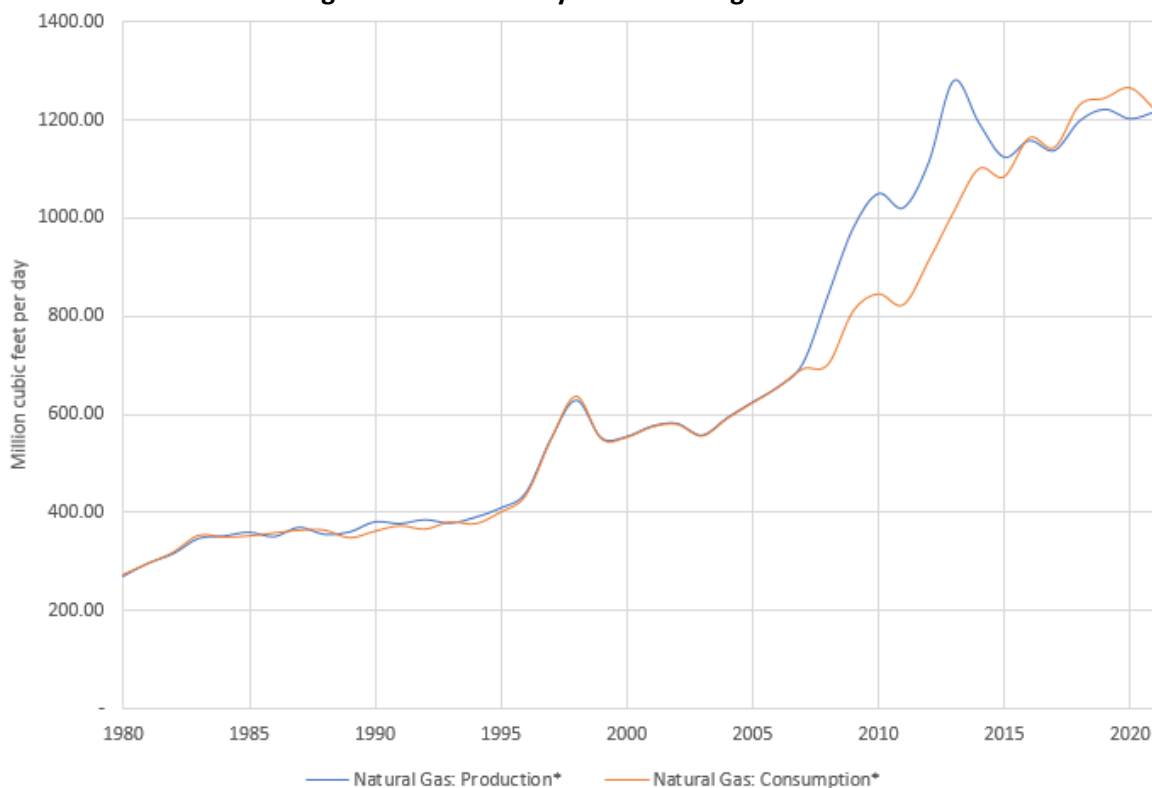
**Figura 3. Producción fiscalizada de gas natural por operadora (2021)**



Fuente de los datos: ANH (2022)

Antes de la construcción del gasoducto transcaribeño “Antonio Ricaurte” entre Bajo Grande, Venezuela y Ballena, Colombia, en 2008, el mercado de gas natural de Colombia era totalmente cerrado, lo que implicaba que la demanda se suplía por gas extraído en el territorio nacional (Figura 4). Aunque el proyecto contemplaba la exportación de gas colombiano a Venezuela por un periodo de 4 años y un periodo de importación de gas desde Venezuela por 16 años, éste último compromiso por parte del gobierno venezolano nunca se cumplió.

**Figura 4. Producción y consumo de gas natural**

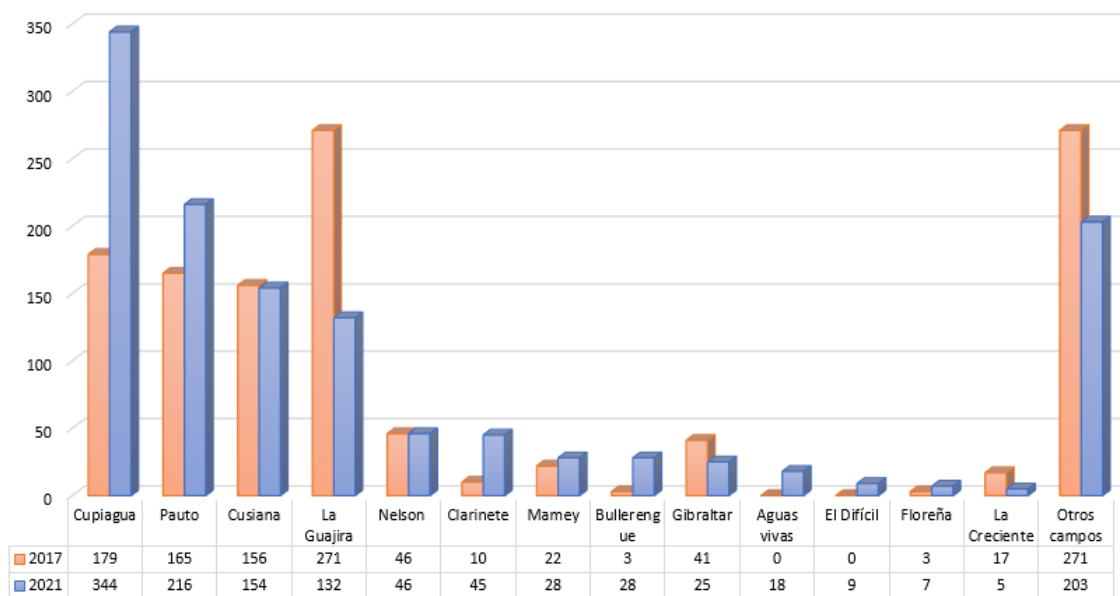


Fuente de datos: BP (2022)

Para aumentar la seguridad del abastecimiento y la confiabilidad del sistema, Colombia se conectó en 2016 al mercado internacional de gas natural licuado (Liquefied Natural Gas - LNG) con la entrada de una terminal de importación y regasificación de gas natural licuado SPEC LNG en Cartagena.

En los últimos 5 años, solo ha aumentado la producción de gas natural en los campos Cupiagua y Pauto en los Llanos Orientales, junto a cuencas menores en el Valle Medio e Inferior del Magdalena (Figura 5). Se destaca el incremento del volumen de gas natural del campo de Cupiagua que pasó de 179 Mpcd en 2017 a 344 Mpcd en 2021, lo que implicó un aumento del 92%, y la contracción del campo La Guajira (Ballena y Chuchupa) que pasó de 271 Mpcd a 132 Mpcd, lo que significó una reducción del 51%.

Figura 5. Suministro de gas natural 2017 versus 2021 (Mpcd)



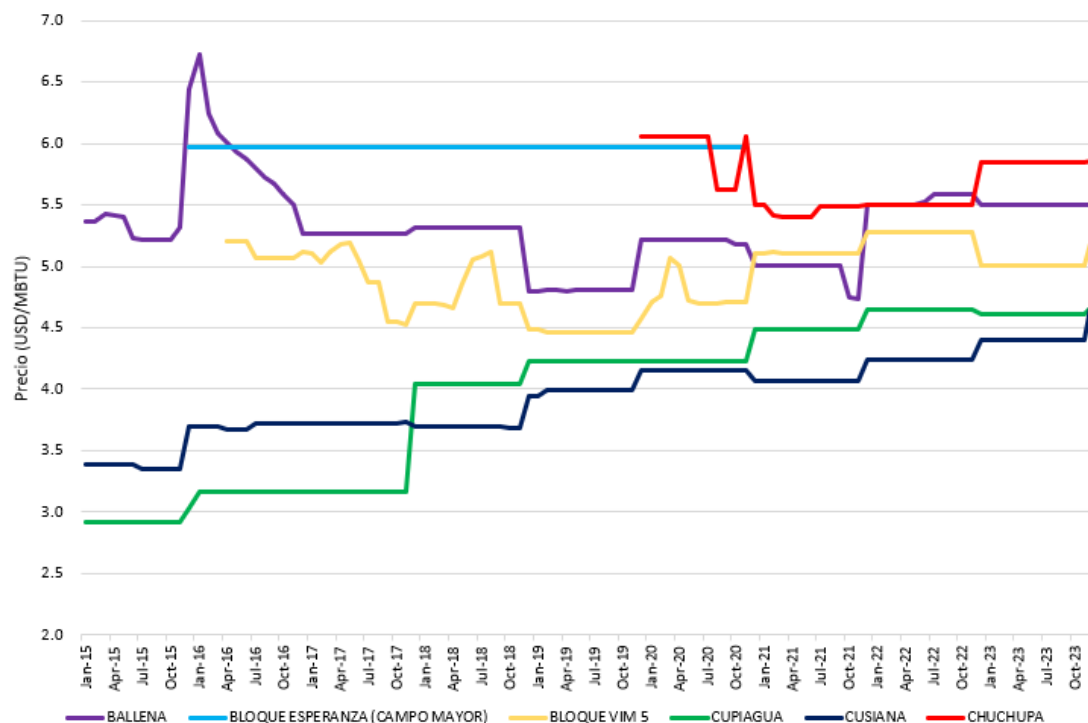
Fuente de los datos: ANH (2022)

Durante los últimos años, se observa que los precios de los contratos que garantizan firmeza de gas en los campos de Cusiana y Cupiagua muestran una tendencia al alza muy similar entre ellos aumento como se aprecia en la



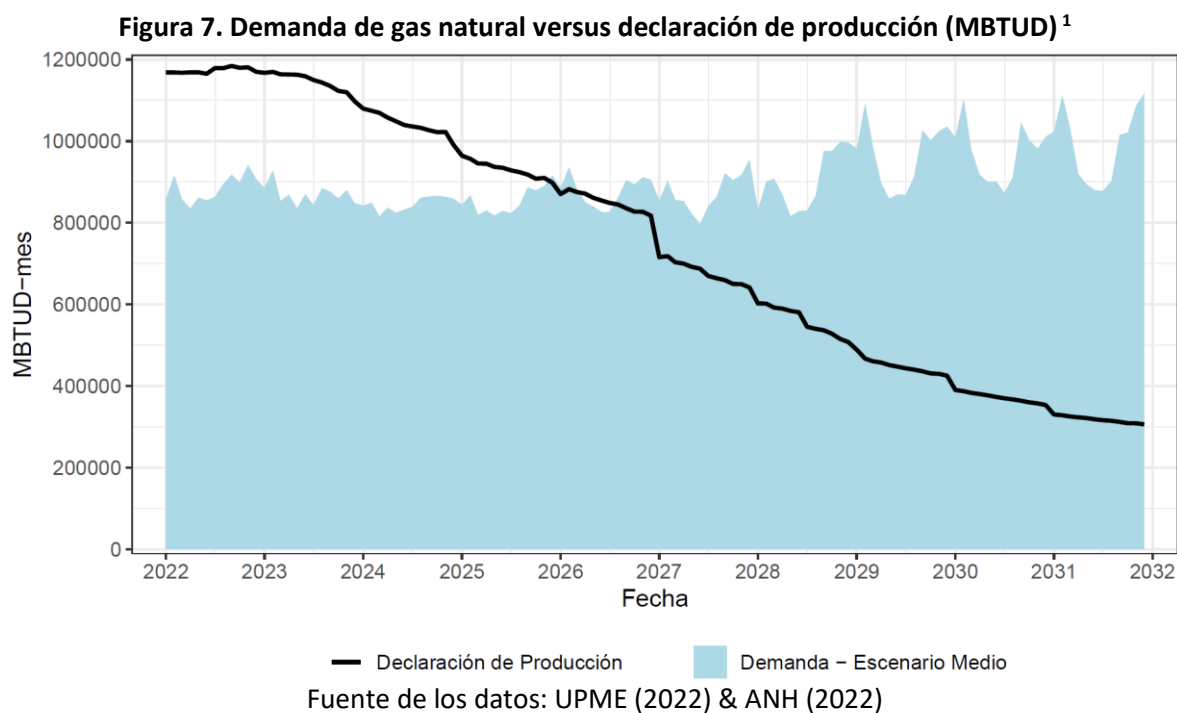
**Figura 6**, pero difieren de la tendencia de los precios de los campos de La Guajira (Ballena y Chuchupa) y los campos del bloque Esperanza y VIM 5.

**Figura 6. Precio promedio de los contratos vigentes que garantizan firmeza por fuente de suministro - Mercado Primario (2015-2023)**



Fuente de los datos: Bolsa Mercantil Colombiana

Por último, Colombia enfrenta un potencial déficit de abastecimiento de gas natural a partir de 2025-2026 (Figura 7), que el gobierno ha pensado enfrentarlo con varias alternativas, cada una con sus ventajas, desventajas y factibilidad de estar lista en pocos años: i) acelerando la exploración y el desarrollo de gas natural en plataformas costa afuera (*offshore*); ii) usando la planta de regasificación por SPEC LNG en su planta de Cartagena como suministro permanente de gas importado y no solamente para el consumo de las termoeléctricas; iii) revirtiendo el flujo de exportaciones de gas natural a Venezuela mediante el gasoducto transcaribeño “Antonio Ricaurte”; iv) construyendo otra planta de regasificación en la Costa Pacífica; o v) agregando diferentes grupos de tramos regulados del Sistema Nacional de Transporte (SNT) acorde a la resolución la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) 175 de 2021 permitiendo aumentar la oferta de gas en el mercado nacional en condiciones de eficiencia.



## 2. METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE LAS TARIFAS DE LA AGREGACIÓN DE CADA SUBSISTEMA

### 2.1. ASPECTOS REGULATORIOS Y MARCO CONCEPTUAL DE LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE AGREGACIÓN DE TRAMOS

Con el objetivo de plantear una metodología de estimación de las tarifas de la agregación de tramos para un sistema/subsistema de transporte de gas natural, es importante revisar los instrumentos regulatorios que deben ser incluidos según la regulación 175 de 2021 de la CREG. En primer lugar, hay que resaltar que el Artículo 29 considera la posibilidad de agregación y seccionamiento de tramos existentes por parte de la Comisión cuando ésta evidencie que tal procedimiento permita *“aumentar la oferta de gas en el mercado y, en consecuencia, garantizar la prestación del servicio público domiciliario de gas natural de manera continua y en condiciones de eficiencia”*. La CREG

<sup>1</sup> El escenario medio de la UPME de diciembre del 2022 incluye la proyección demanda de gas natural sector residencial, sector terciario, sector industrial, sector petroquímico, sector petrolero, gas natural vehicular (GNVC), y demanda de las termoeléctricas.

puede iniciar un proceso de agregación y seccionamiento de tramos por solicitud de un agente o un tercero interesado, en cuyo caso se tiene como condiciones:

- i. Deben estar determinados los tramos involucrados.
- ii. Debe haber un análisis de beneficio-costos y de las implicaciones que tendrá para el mercado a cargo de quien solicite.
- iii. Todos los tramos incluidos deben ser parte activa en el transporte de gas asociado al nuevo tramo.

Adicional a esto, la propuesta de un procedimiento de agregación y seccionamiento de tramos regulatorios debe tener en cuenta al Artículo 30, el cual establece que: *“cuando la decisión sea agregar dos o más tramos regulatorios, los valores de las inversiones y los gastos de AOM existentes en la base tarifaria, más las inversiones que se aprueben para el nuevo tramo se agregarán”*. Así mismo, se especifica que *“en el caso de los valores de las demandas, éstas corresponderán a las del tramo nuevo”*. Esto incluye al trámite de la agregación de tramos, que debe cumplir con todos los pasos para la determinación de cargos previstos en la resolución o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

## 2.2. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA CÁLCULO DE LAS TARIFAS DE AGREGACIÓN DE TRAMOS

La metodología de remuneración de la actividad de transporte, descrita en la Resolución número 175 de 2021, artículo 43, se basa en un esquema de cargos de paso entre el punto de entrada del gas al SNT y el punto de salida del gas, donde las variables más importantes son las inversiones, los gastos de AOM, la proyección de la demanda a 20 años y la tasa de descuento.

La resolución No. 175 de 2021 define  $Ct_k$  como el costo por el tramo o grupo de gasoductos  $k$ , expresado en pesos colombianos de la fecha base:

$$Ct_k = Cc \times (CFI_{t,\lambda_f} + CFAOM_x) \times \frac{d}{D} + CVI_x \times V_t + GEC + ICPT$$

Donde:

$Cc$ : capacidad contratada, expresada en kpcd.

$CFI_x$ : cargo fijo de inversión  $(CFI_{t,\lambda_f})_x$  aplicable en el año  $x$ .



$CFAOM_x$ : cargo fijo de AOM aplicable en el año  $x$ .

$d$ : número de días de prestación del servicio de transporte durante el mes  $m$

$D$ : número de días del año  $x$ .

$CVI_x$ : cargo variable de inversión  $(CVI_{t,\lambda_f})_x$  aplicable en el año  $x$ .

$V_t$ : volumen transportado al remitente durante el período de prestación del servicio de transporte de gas natural, expresado en kpc.

$GEC$ : gastos en combustible o energía para estaciones de compresión.

$ICPT$ : ingresos de corto plazo para el transportador.

Así mismo, los cargos fijos de inversión  $(CFI_{t,\lambda_f})$  regulados están definidos en el artículo 22.1 como sigue:

$$CFI_{IE\_PNI\_IAC,t,\lambda_f} = \frac{(IE_t + I_t + PNI_{v,t}^a + PNI_{II,t}^a + IAC_t^a) \times \lambda_f}{VP(DEC_t^a + DEC_t^{PNI\_II} + DEC_t^{IAC}, Tkc)}$$

Donde

$IE_t$  : valor de la inversión existente en el período base

$I_t$  : valor presente de las inversiones descontadas a la tasa  $Tkc$

$PNI_{v,t}^a$  : valor presente de la inversión en variantes descontada a la tasa  $Tkc$

$PNI_{II,t}^a$ : valor presente de la inversión en redes tipo II descontada a la tasa  $Tkc$

$IAC_t^a$  : valor presente de la inversión en aumento de capacidad descontada a la tasa  $Tkc$

$DEC_t^a$ : demanda esperada de capacidad asociada a la inversión existente, expresada en kpcd-año

$DEC_t^{PNI\_II}$ : demanda anual esperada de capacidad asociada a la inversión tipo II

$DEC_t^{IAC}$ : demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC

$Tkc$ : tasa promedio de costo de capital remunerado por servicios de capacidad

$\lambda_f$  : Corresponde a uno de los siguientes valores: 0; 0,10; 0,20; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,80; 0,85; 0,90; 0,92; 0,94; 0,96; 0,98 y 1.

Los cálculos de los cargos variables de inversión  $(CVI_{t,\lambda_v})$  regulados están definidos en el artículo 22.2 como sigue:

$$CVI_{IE\_PNI\_IAC,t,\lambda_v} = \frac{(IE_t + I_t + PNI_{v,t}^a + PNI_{II,t}^a + IAC_t^a) \times \lambda_v}{VP(DEV_t^a + DEV_t^{PNI\_II} + DEV_t^{IAC}, Tkv)}$$

Donde

$IE_t$  : valor de la inversión existente en el período base

$I_t$  : valor presente de las inversiones descontadas a la tasa  $Tkc$

$PNI_{v,t}^a$  : valor presente de la inversión en variantes descontada a la tasa  $Tkc$

$PNI_{II,t}^a$  : valor presente de la inversión en redes tipo II descontada a la tasa  $Tkc$

$IAC_t^a$  : valor presente de la inversión en aumento de capacidad descontada a la tasa  $Tkc$

$DEV_t^a$  : demanda esperada de volumen asociada a la inversión existente, expresada en kpcd-año

$DEV_t^{PNI-II}$  : demanda anual esperada de volumen asociada a la inversión tipo II

$DEV_t^{IAC}$  : demanda esperada de volumen asociada a proyectos IAC

$Tkc$  : tasa promedio de costo de capital remunerado por servicios de capacidad

$\lambda_v$  : Corresponde a uno de los siguientes valores: 0; 0,10; 0,20; 0,40; 0,50; 0,60; 0,70; 0,80; 0,85; 0,90; 0,92; 0,94; 0,96; 0,98 y 1.

Además, los cálculos de los cargos fijos de AOM ( $CFIAOM_t$ ) están definidos en el artículo 22.4 como sigue:

$$CFAOM_t^{IE-PNI-IAC} = \frac{VP(AOM_t^{IE} + AOM_{II,t}^{PNI} + AOM_t^{IAC}, Tkc)}{VP(DEC_t^a + DEC_t^{PNI-II} + DEC_t^{IAC}, Tkc)}$$

Donde:

$AOM_t^{IE}$  : gastos anuales de AOM de inversiones existentes

$AOM_{II,t}^{PNI}$  : gastos anuales de AOM del programa de nuevas inversiones

$AOM_t^{IAC}$  : gastos anuales de AOM de inversiones de aumento de capacidad

$DEC_t^a$  : demanda esperada de capacidad asociada a la inversión existente, expresada en kpcd-año

$DEC_t^{PNI-II}$  : demanda anual esperada de capacidad asociada a la inversión tipo II

$DEC_t^{IAC}$  : demanda esperada de capacidad asociada a proyectos IAC

$Tkc$  : tasa promedio de costo de capital remunerado por servicios de capacidad

Con el propósito de realizar el análisis de beneficio costo de la agregación de dos o más tramos regulados, se propone cuantificar la tarifa bajo la pareja 0-100 ( $\lambda_f = 0$  y  $\lambda_v = 1$ ) del subsistema de los tramos agregados del Sistema Nacional de Transporte (SNT). Se usan los siguientes supuestos:

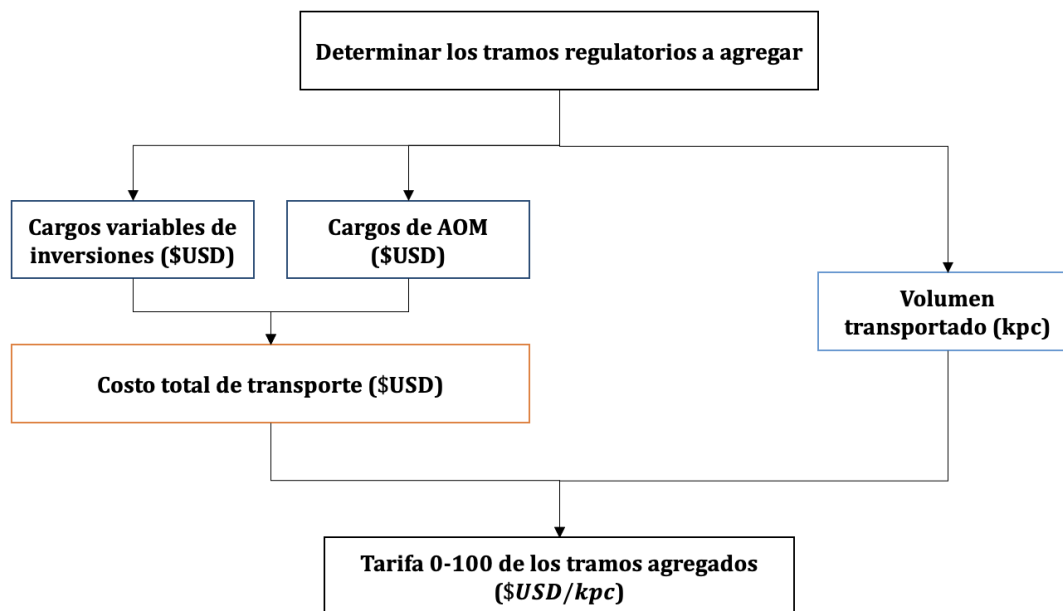
- Las tarifas de transporte están basadas en las resoluciones reportadas en los boletines electrónicos de operación (BEOs) de cada transportador (2021 y 2022).
- El volumen histórico transportado (diario) por gasoducto se obtiene de los reportes disponibles en los BEOs de cada transportador.
- El volumen histórico ingresado (diario) a cada gasoducto desde los puntos de entrada se obtiene de los reportes disponibles en los BEOs de cada transportador. Se sugiere que la CREG debe poner a disposición de los agentes no solo la demanda de cada tramo sino también la información completa de los flujos de gas que llevaron a dichas demandas.
- Las capacidades contratadas mensuales son iguales a los contratos vigentes en el periodo Jul 2021 – Jun 2022.
- Se usa la TRM promedio mensual para el cálculo de los AOM de COP a USD
- El gas demandado en cada nodo del modelo del sistema de transporte se calcula basado en los reportes de gas transportado por tramo y gas producido disponibles en los BEOs a partir la siguiente expresión:

$$\delta_i = q_i^O + \sum_{j=1}^n q_{ji}^T - \sum_{j=1}^n q_{ij}^T, \forall i$$

En esta ecuación que garantiza el balance de gas de los nodos, la demanda en el nodo  $i$  ( $\delta_i$ ) es igual al gas extraído en ese nodo ( $q_i^O$ ) más los flujos que provienen de otros nodos  $j$  ( $q_{ji}^T$ ) menos los que salen del nodo  $i$  hacia otros nodos  $j$  ( $q_{ij}^T$ ).

Considerando el marco regulatorio y las restricciones impuestas en él, se propone el uso de una metodología cuantitativa que se muestra en la Figura 8 con base en los tramos indicados a las resoluciones de tarifas de transporte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Se espera que el valor de la tarifa de la agregación de tramos bajo la paraje 0-100 multiplicado por el volumen transportado al remitente sea igual al ingreso que tienen los transportadores con tarifas por distancias.

**Figura 8. Metodología para la estimación de la tarifa de agregación de tramos de un subsistema**



Fuente: elaboración propia.

La tarifa 0-100 de los tramos agregados (subsistema) por cada mil pies cúbicos de gas es el monto que deben cancelar los agentes del mercado a los transportadores cuando se hace uso de algún tramo o todos los tramos de dicho subsistema..

### 2.3. RESULTADOS DE LA ESTIMACIÓN DEL VALOR DE LAS TARIFAS DE AGREGACIÓN DE TRAMOS

Se presentan los resultados numéricos de la estimación de la tarifa de la agregación de tramos por subsistemas y en el agregado del sistema nacional de transporte.

#### 2.3.1. SUBSISTEMA COSTA

El subsistema Costa contempla los tramos que se muestran en la Figura 9 propiedad de Promigas:

**Figura 9. Mapa del modelo nodal del subsistema de la costa de transporte de gas.**





Fuente: elaboración propia

Utilizando como insumo esencial los boletines electrónicos de operación (BEOs) de cada transportador para definir las tarifas de transporte, las capacidades contratadas, volúmenes históricos transportados y asumiendo  $\lambda_v$  igual a 1, se estima el costo total de transporte del subsistema costa en dólares:

$$USD \$ 183,688,029$$

Así mismo se calcula el volumen total transportado (histórico) para el subsistema Costa:

$$155,549,182 \text{ kpc}$$

Por último, se computa el precio de la tarifa de la agregación del subsistema costa ( $\$USD/kpc$ ):

$$Estampilla^{Costa} = \frac{USD \$ 183,688,029.39}{155,549,182 \text{ kpc}} = \$1.18/kpc$$

### 2.3.2. SUBSISTEMA INTERIOR

El subsistema del interior contempla los tramos que se muestran en la Figura 10.

**Figura 10. Mapa del modelo nodal del subsistema dl interior de transporte de gas.**



Fuente: elaboración propia

Utilizando como insumo esencial los boletines electrónicos de operación (BEOs) de cada transportador para definir las tarifas de transporte, las capacidades contratadas, volúmenes históricos transportados y asumiendo  $\lambda_v$  igual a 1, se estima el costo total de transporte del subsistema interior en dólares:

$$USD \$ 533,585,331$$

Así mismo se calcula el volumen total transportado (histórico) para el subsistema Interior:

$$197,880,708 \text{ kpc}$$

Por último, se computa el precio de la tarifa de la agregación de tramos del subsistema interior (\$USD/kpc):

$$Estampilla^{Interior} = \frac{USD \$ 533,585,331.14}{197,880,708 \text{ kpc}} = \$ 2.70/kpc$$

### 2.3.3. SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE (SNT)

Este integra los tramos de los dos subsistemas anteriores, como se muestran en la Figura 11.

**Figura 11. Mapa del modelo nodal del sistema nacional de transporte de gas.**



Fuente: elaboración propia

Al igual que el subsistema Costa e Interior, se calcula el costo total de transporte (histórico) estimado del sistema nacional de transporte en dólares:

*USD \$ 717,273,360.*

Así mismo se calcula el volumen total transportado (histórico) para el sistema nacional de transporte:

*342,586,502 kpc*

Por último, se computa el precio de la tarifa bajo la agregación de sistema nacional de transporte (\$USD/kpc):

$$Estampilla^{SNT} = \frac{USD \$ 717,273,360}{342,586,502 \text{ kpc}} = \$ 2.09/kpc$$

### **3. METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE LA RELACIÓN BENEFICIOS Y COSTOS**



- Las tarifas de transporte están basadas en las resoluciones reportadas en los boletines electrónicos de operación (BEOs) de cada transportador (2021 y 2022).
- El volumen histórico transportado (diario) por gasoducto se obtiene de los reportes disponibles en los BEOs de cada transportador.
- El volumen histórico ingresado (diario) a cada gasoducto desde los puntos de entrada se obtiene de los reportes disponibles en los BEOs de cada transportador.
- Las capacidades contratadas mensuales son iguales a los contratos vigentes en el periodo julio 2021 – junio 2022.
- Las series de ofertas de gas natural de cada nodo son las declaraciones de producción correspondientes al período de análisis.
- Se usa el poder calorífico de cada pozo (disponible en la declaración de producción) para hallar el equivalente de gas producido de MBTU a kPC.
- Se usa la TRM promedio mensual para el cálculo de los AOM de COP a USD
- El costo de precio de gas importado es la suma del precio en *Henry Hub* y costos de licuefacción, transporte marítimo, regasificación y comercialización (UPME, 2019).
- Para calcular el gas demandado en el sistema es importante tener en cuenta los flujos de gas que no se inyectan al SNT debido a que se realizan comparaciones con las ofertas totales provenientes de declaraciones de producción. Con este objetivo, se tendrán en cuenta los flujos entregados a través de gasoductos dedicados y GNC, información disponible en la Bolsa Mercantil de Gas Natural<sup>2</sup>. Una vez se filtra esta información, se calculan las demandas de gas en cada nodo/punto de salida a partir de los reportes de gas transportado por tramo y gas producido disponibles en los BEOs, usando la siguiente ecuación (ya explicada en la sección 2.2):

$$\delta_i = q_i^O + \sum_{j=1}^n q_{ji}^T - \sum_{j=1}^n q_{ij}^T, \forall i$$

**Beneficio:** El posible beneficio de agregar un grupo de tramos agregados regulados proviene de la diferencia entre el costo total del gas natural en boca de pozo del sistema actual ( $\Pi^{\text{Actual}}$ ) con costo de transporte por distancia y el costo total del gas en boca de pozo bajo la agregación de tramos del sistema ( $\Pi^{\text{Agregados}}$ ):

<sup>2</sup> Dado que no se incluyen campos aislados en el modelo, los flujos de gas de estos campos no llegan al SNT y no necesitan ser tenidos en cuenta.

$$\text{Beneficio} = B = \Pi^{\text{Actual}} - \Pi^{\text{Agregados}}$$

**Costo:** se espera que los costos de transporte de la alternativa de tarifa por distancia y la alternativa de agregar un grupo de tramos regulados bajo la agregación de tramos sea exactamente igual por definición como se planteó en la Sección 2 del presente documento. Por tanto, se asume que las inversiones (CAPEX) del plan de abastecimiento de gas que logran que el sistema nacional sea operativo, incluyendo todas las obras de infraestructura requeridas que pueden ser equipos de compresión, tuberías, derechos de vía, entre otros, y los costos operativos (OPEX) que están asociados a la energía consumida por el sistema de inyección, el sistema de los mantenimientos de gasoductos y al pago de personal sea independiente del sistema de cobro.

$$\text{Costo} = C = 0$$

**Relación entre beneficio y costo:** finalmente, la relación entre beneficio y costo de la alternativa de agregar un grupo de tramos regulados para aumentar el suministro de gas al mercado bajo eficiencia no se puede calcular directamente como una razón por tener un costo igual a cero, pero se puede utilizar el beneficio neto de la agregación de los tramos:

$$B = \text{Beneficio}$$

El criterio básico utilizado para evaluar las alternativas de agregar tramos regulados es:

$$B > 0$$

### 3.2. MODELO NODAL DE OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE

El modelo nodal del sistema de transporte de gas natural minimiza el costo total de gas natural en boca de pozo ( $\Pi$ ), conformado por el costo del suministro de gas en boca de pozo:

$$\min_{q_i^o, q_{ij}^t} \Pi = \sum_{i=1}^n p_i^o q_i^o$$

Sujeto a:

$$\sum_{j=1}^n q_{ji}^T + q_i^O = \delta_i + \sum_{j=1}^n q_{ij}^T, \forall i$$

$$0 \leq q_i^O \leq k_i^O, \forall i$$

$$0 \leq q_{ij}^T \leq k_{ij}^T, \forall i \forall j$$

Donde:

$p_i^O$  = precio en boca de pozo en el nodo  $i$

$q_i^O$  = cantidad de gas producido en el nodo  $i$

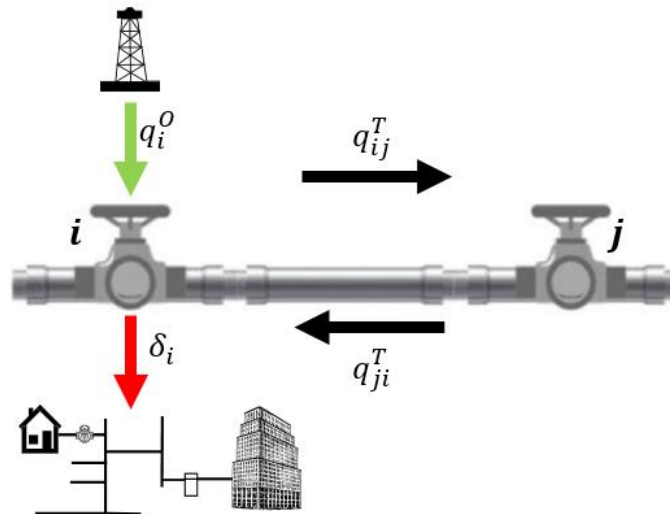
$q_{ij}^T$  = Volumen transportado desde el nodo  $i$  hasta el nodo  $j$

$k_i^O$  = Capacidad máxima de producción del nodo  $i$

$k_{ij}^T$  = Capacidad máxima de transporte entre el nodo  $i$  hasta el nodo  $j$

La primera restricción es una ecuación de balance (Figura 13), donde el flujo de gas que llega al nodo  $i$  proveniente de cualquier nodo  $j$  ( $\sum_{j=1}^n q_{ji}^T$ ) más lo que produce el nodo  $i$  ( $q_i^O$ ) debe ser igual a la demanda suministrada al nodo  $i$  ( $\delta_i$ ) y lo que sale del nodo  $i$  para cualquiera otro nodo  $j$  de la red de gas ( $\sum_{j=1}^n q_{ij}^T$ ).

**Figura 13. Ecuación de balance de la red nodal de gas natural.**



Fuente: elaboración propia

Finalmente, la segunda y tercera restricción del modelo de optimización son los límites superior e inferior para la producción de un nodo ( $k_i^O$ ) y la capacidad de transporte ( $k_{ij}^T$ ), respectivamente.

### 3.3. ANÁLISIS BENEFICIOS Y COSTOS

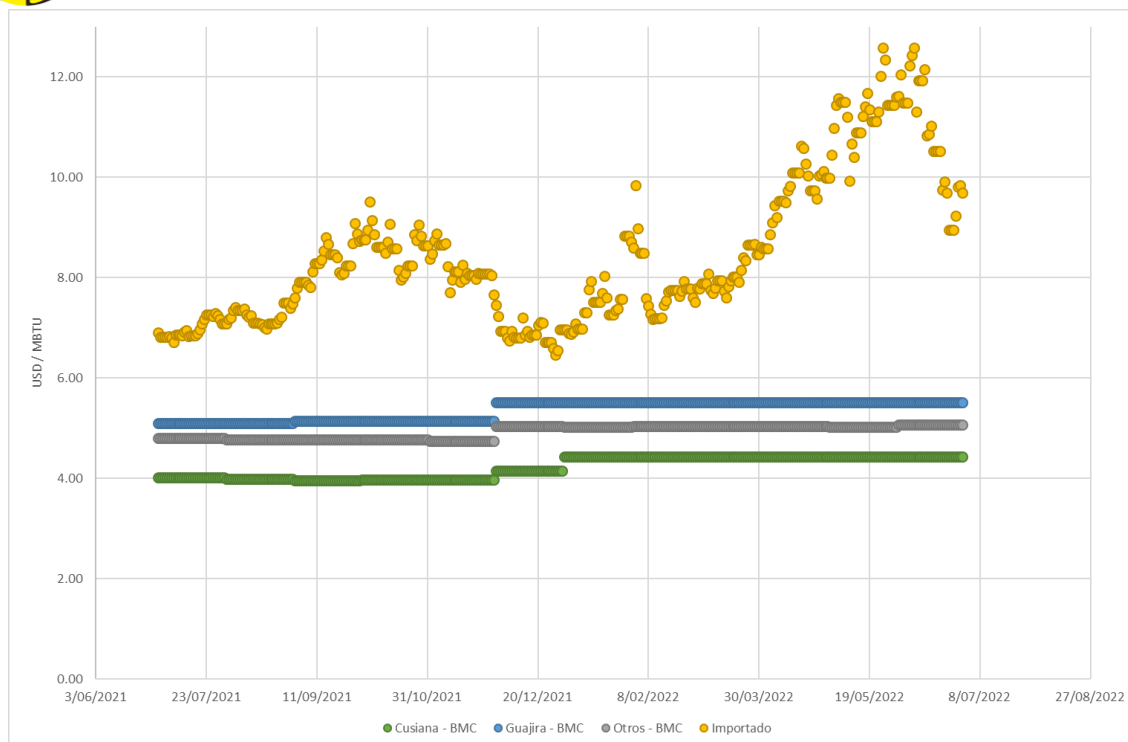
Para el análisis de los beneficios y costos, se consideran dos escenarios de análisis basados en diferentes comportamientos de los agentes productores que suministran gas al sistema de transporte nacional:

**Escenario 1:** Los agentes productores de gas de sistema de transporte nacional se comportan igual que en el periodo de análisis (julio 2021 – junio 2022), lo que implica que los precios en boca de pozo iguales a los históricos.

La aproximación que utilizamos como un precio del gas natural en boca de pozo es el precio promedio ponderado de los contratos vigentes Firmes, CF 95, *Take or Pay* y Firme condicionada. Esta información es calculada a partir de informes mensuales de la Bolsa Mercantil Colombiana (BMC) (Figura 14).

**Figura 14. Serie histórica de los precios promedios del mercado primario de Cusiana, Guajira, Otros campos e importado desde Estados Unidos (julio 2021 - junio 2022)**





Fuente de los datos: Bolsa Mercantil Colombiana (BMC), CME (2022) y UPME (2021).<sup>3</sup>

En la Tabla 2 se resumen las diferencias en los costos del subsistema costa sin agregación de tramos y bajo la agregación de tramos. El beneficio generado por la agregación de dicho subsistema es igual a 14 millones de dólares por año, lo que representa una reducción de 1.8% en los costos del gas en boca de pozo.

**Tabla 2. Escenario 1 - Subsistema Costa (\$USD / año)**

	Sin agregación de tramos	Bajo la agregación de tramos	Diferencia
Costo molécula	\$ 777,716,253	\$ 767,223,440	-1.3%
Costo de transporte	\$ 183,688,029	\$ 183,688,029	
Costo total	\$ 961,404,282	\$947,349,583	

<sup>3</sup> Se toma el promedio pondera de los contratos vigentes en el mercado primario por campo y modalidad de contratación para cada mes. Las modalidades de contratación incluidas son Firme, CF 95, *Take or Pay*, y Firme Condicional. Los campos asociados a cada referencia son: Guajira (Ballena y Chuchupa), Cusiana (Cusiana, Cupiagua, Cupiagua Sur) y Otros (Gibraltar, Bloque VIM 5, Bonga Mamey, Esperanza, Campo la Belleza, Caramelo, Corrales, El Difícil, Loma larga, Recetor West, San Roque, Tisquirama, Arrecife, Bloque VIM 21, Bullerengue, Guama, La Creciente, Merecumbe y Toronja).

En el subsistema interior del país, el beneficios de agregar sus tramos es iguales a 10.9 millones de dólares, lo que presenta una reducción del costo en boca de pozo de 1.1% (Tabla 3).

**Tabla 3. Escenario 1 - Subsistema Interior (\$USD / año)**

	<b>Sin agregación de tramos</b>	<b>Bajo la agregación de tramos</b>	<b>Diferencia</b>
Costo molécula	\$ 952,468,775	\$ 938,057,702	-1.5%
Costo de transporte	\$ 533,585,331	\$ 533,585,331	
Costo total	\$ 1,486,054,106	\$ 1,475,188,630	

Por último, se calcula el beneficio de agregar todo el sistema nacional de transporte que representa un beneficio de 24.9 millones de dólares, lo que presenta una reducción de 1.4% en el costo del gas en boca de pozo (Tabla 4). El beneficio se explica por el cambio de fuente de suministro al contemplar una agregación de tramo en cada sistema que reemplaza el cargo por distancia. Aunque es muy poco probable que los agentes se comporten igual en un sistema con agregación de tramos que sin agregación de tramos que es lo que analizara en los siguientes escenarios.

**Tabla 4. Escenario 1 - Sistema Nacional (\$USD/ año)**

	<b>Sin agregación de tramos</b>	<b>Bajo la agregación de tramos</b>	<b>Diferencia</b>
Costo molécula	\$ 1,730,185,028	\$ 1,705,281,142	-1.4%
Costo de transporte	\$ 717,273,360	\$ 717,273,360	
Costo total	\$ 2,447,458,388	\$ 2,422,538,213	

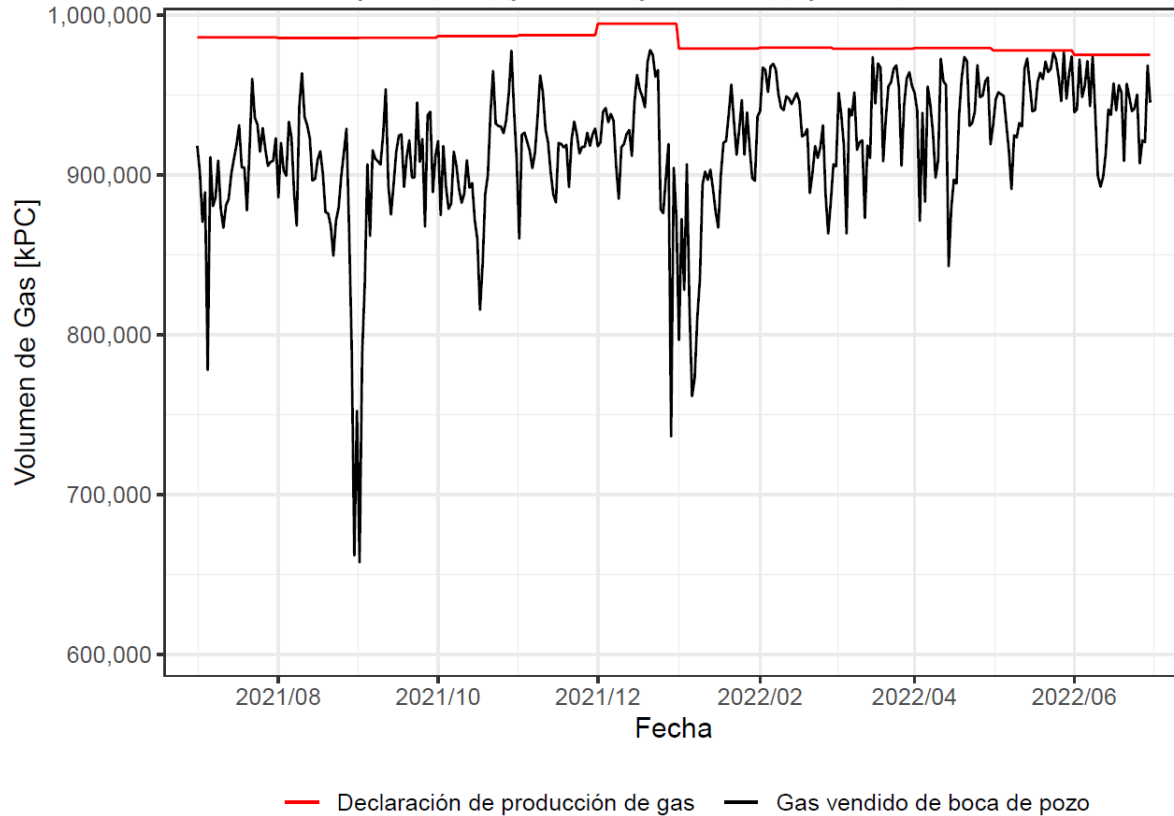
**Escenario 2:** La agregación de varios o todos los tramos regulados del sistema de transporte implica una competencia directa entre todos los agentes que extraen gas en Colombia, por lo cual, no se espera que los agentes se comporten igual que en el mercado actual (Escenario 1).

Como se ilustró en la Figura 3, el mercado de extracción de gas natural en Colombia tiene una empresa incumbente (Grupo Ecopetrol) que controla el 84% del mercado del gas fiscalizado. Una forma para modelar el posible comportamiento de los agentes productores donde se tiene un incumbente y un grupo de agentes seguidores es mediante un modelo de duopolio de Stackelberg.

Ecopetrol juega primero su estrategia de precio y producción como incumbente y las otros agentes (seguidor) juegan sus estrategias dado la estrategia del incúmbete. Todos los agentes de producción

buscan maximizar sus utilidades, aunque la demanda es inferior a la sumatoria declaración de producción (Figura 15).

**Figura 15. Declaración de producción versus demanda de gas natural del Sistema Nacional de Transporte (SNT) (julio 2021-junio 2022) (kpc/días)**



Primero, la elasticidad de la demanda al precio del representa el cambio porcentual de la cantidad demandada al cambio porcentual en el precio del bien (Besanko y Braeutigam, 2002):

$$\varepsilon_{Q,P} = \frac{\Delta \ln(Q)}{\Delta \ln(P)} = \frac{\% \Delta \text{Quantity Demanded}}{\% \Delta \text{Price}}$$

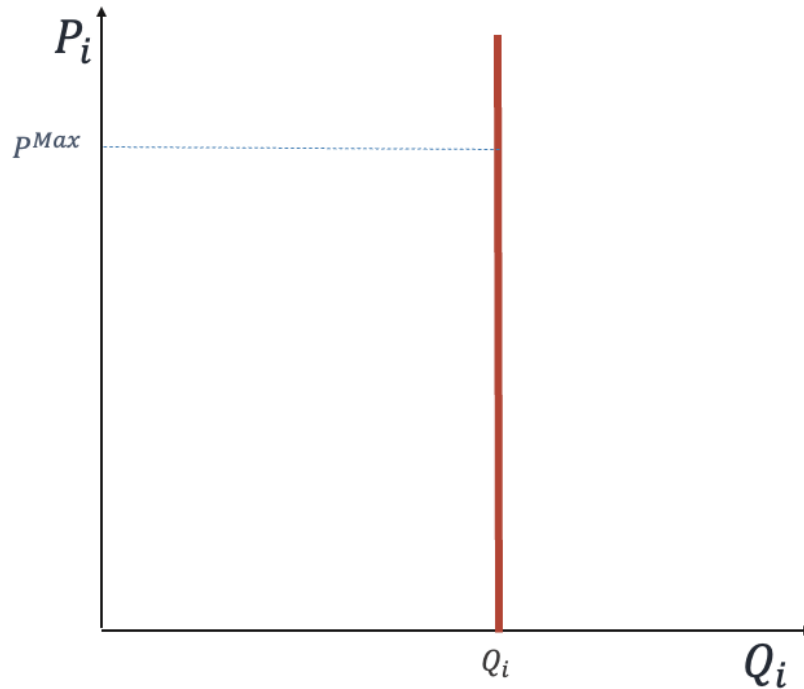
Si  $\varepsilon_{Q,P} < -1$  la demanda es elástica y si  $-1 < \varepsilon_{Q,P} < 0$  la demanda es inelástica.

Como la elasticidad de la demanda de gas es inelástica, la función de demanda se puede modelar es como completamente inelástica en el corto plazo de la siguiente forma:

$$p = \min(p_i, p^{Max})$$

Donde  $p^{Max}$  es el precio de reserva donde se deja de consumir gas colombiano, lo que equivale al precio del gas importado (Figura 16).

Figura 16. Función de demanda del gas natural



Fuente: elaboración propia.

Segundo, Ecopetrol, como incumbente del mercado, jugará primero con un precio del gas en boca de pozo ( $p_E$ ) y un volumen ( $q_E$ ) que maximiza su utilidad ( $\Omega_E$ ):

$$\max_{p_E, q_E} \Omega_E = (p_E - c_E)q_E$$

Sujeto a:

$$c_E \leq p_E \leq p^{Max}$$

$$0 \leq q_E \leq q_E^{Max}$$

Donde

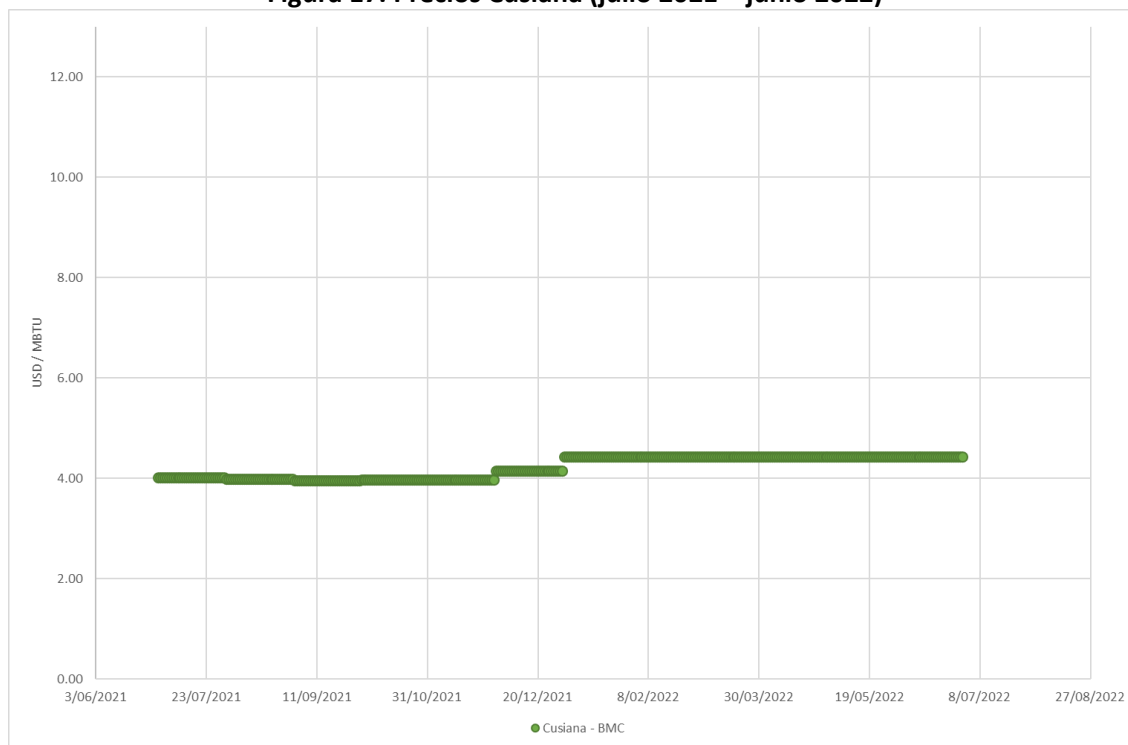
$p_E$  = Precio del gas en boca de pozo para Ecopetrol

$c_E$  = Costo de producción del gas para Ecopetrol

$q_E^{Max}$  = Máxima capacidad de producción de Ecopetrol (declaración de producción)

Los precios en boca de pozo del incúmbete (Ecopetrol) en los campos de Cusiana para cada uno de los días analizadas (julio 2021 – junio 2022) se muestran en la Figura 17.

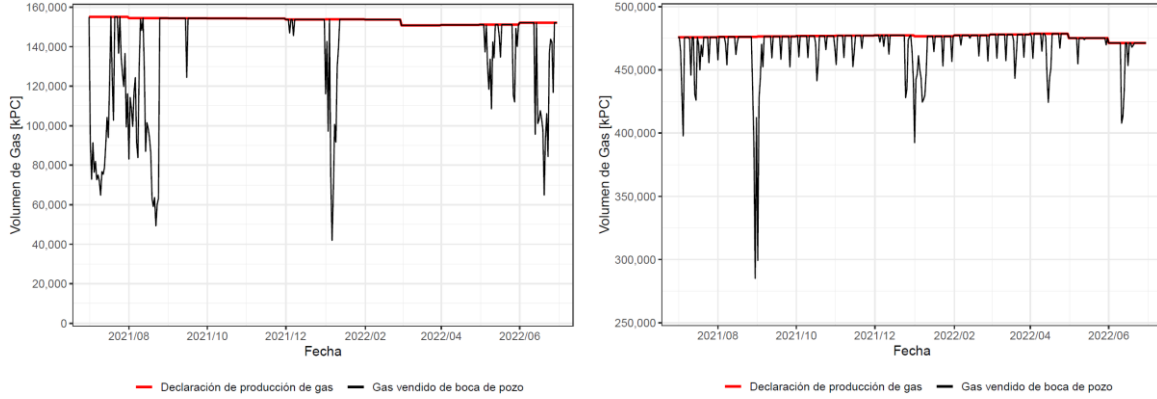
**Figura 17. Precios Cusiana (julio 2021 – junio 2022)**



Fuente de los datos: Bolsa Mercantil Colombiana (BMC), CME (2022) y UPME (2021)

Por otro lado, la producción del incumbente ( $q_E$ ) es aproximadamente igual a la declaración de producción en sus dos campos principales: Cusiana (Cusiana, Cupiagua y Cupiagua Sur) y Ballena (Chuchupa y Ballena) como se observa en la Figura 18. Aunque Ecopetrol puede aumentar su oferta de producción en Cusiana donde destina parte de su gas a la inyección de pozos productores de petróleo para aumentar su presión en yacimiento, generando los excedentes que se pueden comercializar en el mercado del interior del país y/o la costa cuando sea necesario.

**Figura 18. Declaraciones de producción versus gas vendido (Ecopetrol)**  
Ballena Cusiana



Fuente de los datos: ANH y datos propios.

Finalmente, los otros agentes del mercado que son seguidores del incumbente buscan maximizar su utilidad ( $\Omega_O$ ) basado en la estrategia óptima de Ecopetrol ( $p_E, q_E$ ):

$$\max_{p_O, q_O} \Omega_{EO} = (p_O - c_O)q_O$$

Sujeto a:

$$c_O \leq p_O \leq p^{Max}$$

$$0 \leq q_O \leq q_O^{Max}$$

Donde

$p_O$  = Precio del gas en boca de pozo para los otros productores que son seguidores del incumbente

$c_O$  = Costo de producción del gas para los otros agentes

$q_O^{Max}$  = Máxima capacidad de producción de los otros agentes (declaración de producción)

Entonces, la estrategia óptima de los seguidores es ofrecer un precio un poco ( $\Delta$ ) inferior al precio del incumbente para poder vender todo el gas que tiene disponible ( $q_O^{Max}$ ) dado que es un mercado superavitario ( $q_E^{Max} + q_O^{Max} > D$ ) como se muestra en la Figura 15:

$$p_O^* = p_E^* - \Delta$$

Por tal razón, el precio óptimo de los otros agentes es aproximadamente igual al precio del incumbente (Ecopetrol). Aunque, la solución podría cambiar si Ecopetrol optimiza su estrategia basada en la función de reacción del seguidor.

Si el mercado de gas en Colombia deja de ser superavitario ( $q_E^{Max} + q_O^{Max} > D$ ) y se convierta en deficitario ( $q_E^{Max} + q_O^{Max} < D$ ), la estrategia optima del incumbente y seguidor sería vender un poco menos del precio del gas importado:

$$p_O^* = p_E^* = p^{Max} - \Delta$$

En la Tabla 5 se resumen las diferencias en los costos del subsistema costa sin agregación de tramos y bajo la agregación de tramos. El beneficio generado por la agregación de dicho subsistema y el cambio del comportamiento de los agentes productores es igual a 343.1 millones de dólares por año, lo que representa una reducción de 44% en los costos del gas en boca de pozo.

**Tabla 5. Escenario 2 - Subsistema Costa (\$USD / año)**

	Sin agregación de tramos	Bajo agregación de tramos	Diferencia
Costo molécula	\$ 777,716,253	\$ 434,612,520	-44%
Costo de transporte	\$ 183,688,029	\$ 183,688,029	
Costo total	\$ 961,404,282	\$ 671,482,452	

En el subsistema interior del país, el benéficos de agregar sus tramos es iguales a 48.3 millones de dólares, lo que presenta una reducción del costo en boca de pozo de 5% (Tabla 6). La reducción en el subsistema interior es relativamente baja frente al subsistema de la costa porque la principal fuente de suministro es Cusiana que tiene el precio más bajo del mercado.

**Tabla 6. Escenario 2 - Subsistema Interior (\$USD / año)**

	Sin agregación de tramos	Bajo agregación de tramos	Diferencia
Costo molécula	\$ 952,468,775	\$ 904,090,882	-5%
Costo de transporte	\$ 533,585,331	\$ 533,585,331	
Costo total	\$ 1,486,054,106	\$ 1,463,651,354	

Por tanto, la agregación de los tramos regulados del sistema de transporte incentiva la competencia directa entre los agentes productores que genera una reducción esperada de 391.5 millones de dólares, lo que implica que la sociedad tendría una reducción del 23% en el costo de la molécula de gas en boca de pozo (Tabla 7).

**Tabla 7. Escenario 2 – Sistema Nacional (\$USD / año)**

	<b>Sin agregación de tramos</b>	<b>Bajo agregación de tramos</b>	<b>Diferencia</b>
Costo molécula	\$ 1,730,185,028	\$ 1,338,703,403	-23%
Costo de transporte	\$ 717,273,360	\$ 717,273,360	
Costo total	\$ 2,447,458,388	\$ 2,055,976,763	



#### 4. SISTEMA DE REMUNERACIÓN

Para el sistema de remuneración a los operadores de los tramos agregados se propone adoptar un mecanismo que sea de fácil cálculo y siga los lineamientos de la Resolución 175 de 2021 de la CREG para remunerar todos los cargos fijos de inversión, cargos variables de inversión y AOM, facilitando así su adopción. Se propone entonces que los cargos fijos de inversión y cargos variables de inversión se fijen *sumando* los cargos correspondientes de todos los tramos involucrados en la agregación. Además, la distribución de los cargos entre los operadores de transporte se hace de manera *proporcional* a los cargos de los tramos gestionados por cada operador.

A continuación, se describe en detalle cómo se calcula cada uno de los cargos parte de la tarifa.

##### 4.1. CARGOS FIJOS DE INVERSIÓN

El cargo fijo por inversión del grupo de tramos agregados se determina sumando las inversiones de los  $N$  tramos que hacen parte del subsistema, y dividiendo por la suma de la demanda de capacidad de todos los tramos agregados (en valor presente neto):

$$CFI_{IE\_PNI\_IAC_{t,\lambda_f}} = \frac{[\sum_{i=1}^N IE_t(i) + I_t(i) + PNI_{v,t}^a(i) + PNI_{ll,t}^a(i) + IAC_t^a(i)] \times \lambda_f}{VP(\sum_{i=1}^N DEC_t^a(i) + DEC_t^{PNI-II}(i) + DEC_t^{IAC}(i), Tkc)}$$

La remuneración de las inversiones por capacidad del tramo  $i$  parte del conjunto agregado se hace de manera proporcional a las inversiones previstas para este tramo con relación a las inversiones totales previstas para todos los tramos parte del conjunto agregado. Así, por cada unidad de capacidad del tramo agregado vendida, al operador del tramo  $i$  le corresponde

$$CFI_{IE\_PNI\_IAC_{t,\lambda_f}} \times \frac{IE_t(i) + I_t(i) + PNI_{v,t}^a(i) + PNI_{ll,t}^a(i) + IAC_t^a(i)}{\sum_{i=1}^N IE_t(i) + I_t(i) + PNI_{v,t}^a(i) + PNI_{ll,t}^a(i) + IAC_t^a(i)}$$

Al recibir esta fracción por cada unidad de capacidad vendida del tramo agregado, el operador del tramo  $i$  recibe toda la compensación necesaria para cubrir las inversiones previstas.

#### 4.2. CARGOS FIJOS DE AOM

El cargo fijo de AOM del tramo agregado se determina sumando los AOMs de los  $N$  tramos agregados, y dividiendo por la suma de la demanda de capacidad del nuevo subsistema (en valor presente neto):

$$CFAOM_t^{IE\_PNI\_IAC} = \frac{VP(\sum_{i=1}^N AOM_t^{IE}(i) + AOM_{II,t}^{PNI}(i) + AOM_t^{IAC}(i), Tk_c)}{VP(\sum_{i=1}^N DEC_t^a(i) + DEC_t^{PNI-II}(i) + DEC_t^{IAC}(i), Tk_c)}$$

La remuneración de los AOMs del tramo  $i$  del conjunto agregado se hace de manera proporcional a los AOMs previstos para este tramo con relación a los AOMs totales previstos para todos los tramos parte del conjunto agregado. Así, por cada unidad de capacidad del tramo agregado vendida, al operador del tramo  $i$  le corresponde

$$CFAOM_t^{IE\_PNI\_IAC} \times \frac{AOM_t^{IE}(i) + AOM_{II,t}^{PNI}(i) + AOM_t^{IAC}(i)}{\sum_{i=1}^N AOM_t^{IE}(i) + AOM_{II,t}^{PNI}(i) + AOM_t^{IAC}(i)}$$

Al recibir esta fracción por cada unidad de capacidad vendida del tramo agregado, el operador del tramo  $i$  recibe toda la compensación necesaria para cubrir los AOMs previstos.

#### 4.3. CARGOS VARIABLES DE INVERSIÓN

El cargo variable de inversión del grupo de tramos agregados se determina sumando las inversiones de los  $N$  tramos agregados, y dividiendo por la suma de la demanda de volumen de todos los tramos agregados (en valor presente neto):

$$CVI_{IE\_PNI\_IAC}_{t,\lambda_v} = \frac{[\sum_{i=1}^N IE_t(i) + I_t(i) + PNI_{v,t}^a(i) + PNI_{II,t}^a(i) + IAC_t^a(i)] \times \lambda_v}{VP(\sum_{i=1}^N DEV_t^a(i) + DEV_t^{PNI-II}(i) + DEV_t^{IAC}(i), Tk_v)}$$

La remuneración de la inversión por cargo variable del tramo  $i$  del conjunto agregado se hace de manera proporcional a los cargos variable de inversión previstos para este tramo con relación a los cargos variable totales previstos para todos los tramos parte del conjunto agregado. Así, por cada unidad de volumen del tramo agregado vendida, al operador del tramo  $i$  le corresponde

$$CVI\_IE\_PNI\_IAC_{t,\lambda_v} \times \frac{IE_t(i) + I_t(i) + PNI_{v,t}^a(i) + PNI_{ll,t}^a(i) + IAC_t^a(i)}{\sum_{i=1}^N IE_t(i) + I_t(i) + PNI_{v,t}^a(i) + PNI_{ll,t}^a(i) + IAC_t^a(i)}$$

Al recibir esta fracción por cada unidad de volumen vendido del tramo agregado, el operador del tramo  $i$  recibe toda la compensación necesaria para cubrir las inversiones previstas (por concepto de volumen).

## Referencias

ANH. (01 de 12 de 2019). ANH. Obtenido de <http://www.anh.gov.co/>

BP. (08 de 04 de 2019). BP. Obtenido de BP:

<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>

Chahín, C. et al. 2020. Foco 2. El rol del gas en la Transformación Energética. Obtenido en:

<https://energiaevoluciona.org/transformacion>

CREG. Resolución 175 de 2021. Obtenido de [https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion\\_creg\\_0175\\_2021.htm](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0175_2021.htm)

Concentra. (22 de 11 de 2019). Concentra. Obtenido de <https://concentra.co/>

EIA. (14 de 11 de 2019). U.S. Energy Information Administration (EIA). Obtenido de <https://www.eia.gov/>

Ecopetrol. (2011). 60 años de Ecopetrol. Bogotá: Ecopetrol, Universidad de los Andes.

ENEX. (2019, 03 28). Pontevedra Energy Exchange S.A.S. Retrieved from <http://enex.co/>

FRED. (12 de 11 de 2019). Federal Reserve Economic Data (FRED). Obtenido de <https://fred.stlouisfed.org/>

ISACOL. (2019, 04 01). ISACOL. Retrieved from <http://www.isacol.com>

Promigas. (01 de 12 de 2019). Promigas. Obtenido de <http://www.promigas.com/Es/Noticias/Paginas/Informes.aspx>

TGI. (28 de 11 de 2019). TGI. Obtenido de <https://www.tgi.com.co/>

UPME. (13 de 01 de 2020). Proyección de Demanda de Gas Natural. Obtenido de [http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/Proyeccion\\_Demanda\\_GN\\_Dic\\_2019.pdf](http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/Proyeccion_Demanda_GN_Dic_2019.pdf)

UPME. (01 de 12 de 2018). Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Obtenido de <https://bdigital.upme.gov.co/bitstream/001/1340/4/v.4.pdf>

UPME. (02 de 03 de 2019). UPME. Obtenido de UPME: <http://www1.upme.gov.co>

UPME. (2021, 03 02). UPME. Retrieved from UPME: <http://www1.upme.gov.co>

XM. (01 de 12 de 2019). XM. Obtenido de <https://www.xm.com.co/Paginas/Home.aspx>