



Bogotá D.C., 19 de octubre de 2022

Doctor

JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN

Director Ejecutivo

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS - CREG

Av. Calle 116 No. 7-15 Edificio Cusezar Int. 2 Oficina 901

Ciudad

Asunto: Solicitud Agregamiento Sistema Nacional de transporte de TGI. Art 29 Res CREG 175 de 2021

Respetado doctor Valencia,

En el marco del artículo 29 de la Resolución CREG 175 de 2021, solicitamos la agregación de todos los tramos de TGI con excepción de los gasoductos ramales aislados, ver archivo tramos.xlsx, tal y como se puede ver en el informe de beneficio/costo y las implicaciones para el mercado, que realizó la firma Económica Consultores y que se encuentra anexo a esta comunicación. También es importante mencionar que el estudio determina que todos los tramos incluidos son parte activa en el transporte de gas asociado al nuevo tramo.

Esta solicitud tiene implicaciones adicionales en otras actividades del transporte de gas natural, las cuales mencionaremos a continuación:

- **Asignación de capacidad:** Aunque existe una única tarifa para un único tramo consideramos importante mantener el control de la asignación de capacidad usando los tramos regulatorios definidos en la Resolución CREG 110 de 2011. Lo anterior considerando que el nuevo tramo tendrá diferentes capacidades dependiendo de las secciones del gasoducto. Las subastas del sector deben ser actualizadas a la nueva realidad de un solo tramo con diferentes capacidades por secciones.
- **Tramos intermedios:** Hoy existen remitentes que tienen contratos con rutas que finalizan en puntos intermedios, estos contratos pueden seguirse manejando, sin embargo, el transportador ya no podrá cobrar por los tramos adicionales.
- **CMMMP:** el cálculo de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo proponemos se siga manejando por los tramos originales o secciones de nuevo tramo.



- **Desvío:** Cuando un remitente requiera un desvío estos ya no generaran un costo adicional para el remitente y solo será necesario cumplir con la condición técnica y la existencia de capacidad disponible en las secciones nueva que utilizará para el desvío.
- **Estampilla Ramales:** Es necesario mantenerla solo para las inversiones y Gastos de AOM de los gasoductos aislados. De lo contrario estos gasoductos aislados recibirían una tarifa más elevada.
- **Demanda:** Se debe considerar la proyección que entregó TGI para el tramo estampilla ramales.

Agradecemos su atención y esperamos las indicaciones para continuar con el proceso.

Cordialmente,

DocuSigned by:

Mónica Contreras
DF6629C7394C488...

Mónica Contreras Esper
Presidenta

C.C. Ministra Irene Vélez
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No. 57 - 31 CAN – Bogotá D.C.

Elaboró: GRE/ Guillermo González / Alejandro Orozco
Revisó: GRE/ Luis Alfredo Serrato
VJA/ Dalila Hernández / Piedad Fuentes
VGD/ Laura Villa
VDC/ Juan Pablo Henao
Aprobó: PRE/ Monica Contreras Esper

Anexos: Estudio de costo Beneficio/Económica consultores
Tramos Regulatorios. xlsx

Listado de distribución: Gerencia de Regulación y Políticas Energéticas.

Solicitud de agregación de gasoductos de TGI en el marco de la Resolución CREG 175 de 2021

Presentado a TGI
Económica Consultores
Octubre 2022

Contenido

1. Antecedentes y aproximación al problema	5
2. Bases Metodológicas	9
2.1. Demanda	9
2.2. Oferta	12
2.3. Balances	14
2.4. Precios de suministro	15
2.5. Red y Tarifas de Transporte	18
2.6. Asignación de flujos de gas y criterio de optimización	20
3. Resultados 2024	23
3.1. Escenario base	23
3.2. Estampilla de la red de TGI	24
3.3. Comparación escenarios	25
4. Resultados 2028	30
4.1. Escenario base	30
4.2. Escenario TGI	31
4.3. Comparación escenarios	32
5. Conclusiones	35
6. Solicitud de agregación	37

Tablas

Tabla 1: Precio de suministro en Cusiana y precio del gas en una muestra de estaciones de puerta de ciudad (G+T) bajo distintos escenarios de agregación de tramos en 2024. \$/MBTU	26
Tabla 2: Incremento en la demanda inducido por la modificación tarifaria (Caso base: incremento cero) para 2024. (GBTUD)	26
Tabla 3: Factor de utilización de la capacidad en las fuentes de suministro. 2024	27

Tabla 4. Criterios selección alternativas año 2024.....	29
Tabla 5: Precio de suministro en Cusiana y precio del gas en una muestra de estaciones de puerta de ciudad (G+T) bajo distintos escenarios de agregación de tramos en 2028 \$/MBTU.	33
Tabla 6: Incremento en la demanda inducido por la modificación tarifaria (Caso base: incremento cero) para 2028. (GBTUD).....	33
Tabla 7: Factor de utilización de la capacidad en las fuentes de suministro. 2028.....	34
Tabla 8. Criterios selección alternativas año 2028.....	34
Tabla 9. Tramos agregados.....	37
Tabla 10 Ramales del Sur de Bolívar y Santander (gasoductos aislados)	47

Gráficos

Gráfico 1: Evolución de la demanda agregada de gas natural en Colombia entre enero de 2016 y febrero de 2021.....	10
Gráfico 2: Proyección de la demanda de gas natural para el período 2021 – 2030. (GBTUD).....	11
Gráfico 3: Balance de oferta y demanda en el horizonte de modelación.....	15
Gráfico 4: Estructura y proyección del precio del gas importado en la costa atlántica colombiana..	16
Gráfico 5: Ejemplo de la función de ingresos del productor en Cusiana ante cambios en el precio de suministro.....	18
Gráfico 6. Resultados escenario base para 2024. Asignación de flujos (izquierda) y función de ingresos de Cusiana (derecha)	24
Gráfico 9. Resultados escenario Estampilla TGI para 2024. Asignación de flujos (izquierda) y función de ingresos de Cusiana (derecha)	25
Gráfico 11. Resultados escenario base para 2028. Asignación de flujos (izquierda) y función de ingresos de Cusiana (derecha).....	31
Gráfico 14. Resultados escenario Estampilla TGI para 2028. Asignación de flujos (izquierda) y función de ingresos de Cusiana (derecha)	32

Mapas

Mapa 1: Distribución espacial de la demanda de gas natural por sectores de consumo	12
--	----

Mapa 2: Capacidad de producción e importación de gas natural esperada en el horizonte de análisis	12
Mapa 3: Distribución espacial de las fuentes de suministro de gas natural en los horizontes modelados	14
Mapa 4: Simulación de la partición del mercado entre fuentes de suministro ante variaciones en el precio fijado por Cusiana. $P_{cusiana} = 6.7$ USD/MMBTU (izquierda); $P_{cusiana} = 8.7$ USD/MMBTU (centro); $P_{cusiana} = 9.7$ USD/MMBTU (derecha).	17
Mapa 5: Estructura de cargos de transporte en el escenario base.....	19

1. Antecedentes y aproximación al problema

El artículo 29 de la resolución 175 de 2021 abre la posibilidad de agrupar, desde una perspectiva tarifaria, uno o más gasoductos. La agregación se permite cuando la configuración de los tramos propuesta induce un aumento en la oferta de gas natural y/o incrementa la eficiencia en el servicio de transporte de gas natural. El proceso de agregación se puede iniciar por solicitud de un agente interesado que demuestre que los beneficios económicos de la propuesta de modificación del fraccionamiento de la red superan los costos.

En este contexto, el siguiente documento pone a consideración de la CREG una propuesta para agrupar en un solo tramo toda la red de TGI para efectos tarifarios¹. El documento reporta los resultados de la aplicación de un modelo desarrollado específicamente para este fin a distintos escenarios de agrupación de gasoductos que permite llevar a cabo el análisis de eficiencia económica de cada alternativa.

En esencia el modelo registra, en una red geográfica, los escenarios de oferta, demanda y las características de la red de transporte. El modelo asigna los flujos de gas natural entre los puntos de suministro y los nodos de consumo, con un algoritmo de optimización que minimiza el costo generalizado del gas natural en los “city gates” sujeto a que toda la demanda quede abastecida y a que en ningún punto de suministro la oferta exceda su capacidad de producción.

El modelo cuenta, además, con un mecanismo de formación de precios. Los precios de importación se forman exógenamente siguiendo una metodología similar a la que aplica la UMPE en el plan de abastecimiento. En el mercado interno, los precios se forman endógenamente, bajo un modelo de competencia oligopólica en el que el productor

¹ Se exceptúan de la agregación los gasoductos ramales aislados.

dominante fija el precio en el “*piedemonte*” para maximizar sus ingresos y los otros campos se acogen a este precio (*Stackelberg*).

Los resultados del modelo ofrecen la información necesaria para calcular directamente indicadores de la eficiencia del servicio tal y como lo solicita la resolución 175 de 2021. En particular el modelo contiene parámetros de elasticidad precio de la demanda que permiten simular la reacción del consumo en cada nodo para los sectores industrial y vehicular. De esta forma, las variaciones de los precios en “*city gate*” de cada escenario se traducen en incrementos diferenciales de la demanda en cada nodo. Un primer indicador del beneficio económico está relacionado, entonces, con la capacidad de la medida regulatoria de incentivar la demanda agregada de gas natural.

El segundo criterio de eficiencia económica es la capacidad de la estructura de las tarifas de transporte de disciplinar el poder de mercado de los productores. Se reportan, en cada escenario, los precios de suministro que maximizan la función de ingresos en Cusiana. Cuando se altera la señal tarifaria de distancia, la competitividad geográfica del gas del interior varía y, por lo tanto, el productor modifica el precio de suministro de acuerdo con su estrategia de optimización de ingresos, como reacción a cada configuración de las tarifas en la red de transporte. De esta forma los escenarios con menores precios de suministro son los más eficientes desde el punto de vista económico porque mitigan la generación de rentas en el mercado (eficiencia asignativa).

El tercer criterio, se basa directamente en la maximización del excedente del consumidor. En efecto, el modelo reporta el costo generalizado de la canasta de gas en el año modelado considerando el gasto de los usuarios tanto en suministro como en transporte hasta la puerta de ciudad. El mejor escenario, desde esta perspectiva, es el que represente el menor gasto agregado de los consumidores.

Finalmente, se construye un indicador que refleja la dificultad de implementación de la nueva estructura de cargos por distancia. El esquema más fácil consiste en mantener el statu quo, que conserva el fraccionamiento actual de la red de gasoductos para efectos tarifarios. En el otro extremo, la alternativa de menor puntaje en este aspecto es la de propuestas que involucren la agrupación de tramos de más de un propietario. Este tipo de alternativas imponen una serie de dificultades de acción colectiva que pueden bloquear o atrasar la modificación regulatoria. En un punto intermedio se encuentran las propuestas de agregar tramos de un mismo transportador.

Con la metodología propuesta se cubre el requerimiento de la resolución 175 de 2021 con respecto a la eficiencia en la prestación del servicio. Efectivamente el modelo permite inferir cual es la alternativa con mayor impacto en la eficiencia económica. La capacidad de generar más oferta, por otra parte, dependerá críticamente de los supuestos que plantee el modelador para la localización de las nuevas fuentes de suministro en el horizonte de análisis. Ante la incertidumbre sobre esta variable, es correcto afirmar que una propuesta que plantea un cargo estampillado sobre toda la red de TGI, favorece la competencia de eventuales entrantes al mercado porque iguala las posibilidades de acceso de la fuente con respecto a todos los mercados y a todas las fuentes. De esta forma se considera que la propuesta satisface esta condición impuesta por la regulación, sin necesidad de especular acerca de donde estarán localizados los nuevos puntos de inyección de gas al sistema.

Finalmente es conveniente aclarar que la confiabilidad del suministro depende de las inversiones en redundancia en la red de transporte mediante la construcción de nuevas rutas, loops en las existentes o capacidad de almacenamiento. En este sentido se considera que la señal de distancia de las tarifas de transporte de gas no es un parámetro central para evaluar la confiabilidad del suministro.

En este documento se reportan los resultados del modelo para los siguientes esquemas de fraccionamiento:

- Escenario base: Corresponde a la partición por tramos vigente
- Escenario estampilla red de TGI: Establece un cargo único por utilizar la red de TGI independiente del origen y destino del gas natural transportado.

En cada escenario se consideraron dos cortes de análisis: 2024 y 2028. En este último año se supone la ampliación de la capacidad de suministro en Ballena con 400 MPCD adicionales de gas importado o de producción off-shore.

2. Bases Metodológicas

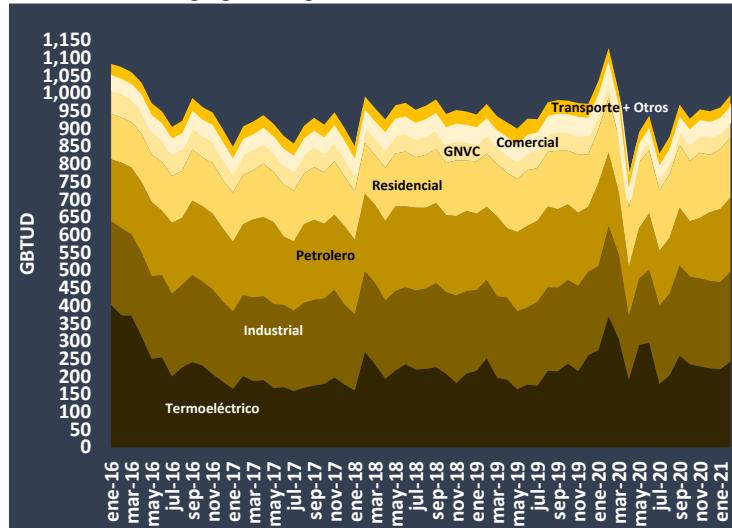
En este capítulo se plantean los supuestos de modelación en términos de demanda, oferta, red de transporte, precios de suministro, tarifas de transporte y metodología de asignación.

2.1. Demanda

Se tomó la información mensual de demanda a nivel municipio y por sectores de consumo proporcionada por Concentra para el período enero de 2016 - febrero de 2021. El crecimiento de la demanda hasta antes de la pandemia sin incluir el sector termoeléctrico fue del 1% promedio anual, con crecimientos relativamente elevados en el sector comercial, 4,8% anual, y residencial, 4% anual. En este último segmento el incremento se explica en buena medida por regiones recientemente cubiertas como Cauca y Nariño. En los grandes centros de consumo, en contraste, se han alcanzado ya los topes de cobertura y los consumos medios vienen decreciendo.

La pandemia, por su parte, generó una contracción de la demanda en los sectores comercial, petroquímico y de GNVC, con caídas superiores al 20% entre 2019 y 2020. La caída en estos sectores fue atenuada por el incremento en el consumo residencial y termoeléctrico, con un crecimiento del consumo del 11% y 22% respectivamente para el mismo período

Gráfico 1: Evolución de la demanda agregada de gas natural en Colombia entre enero de 2016 y febrero de 2021



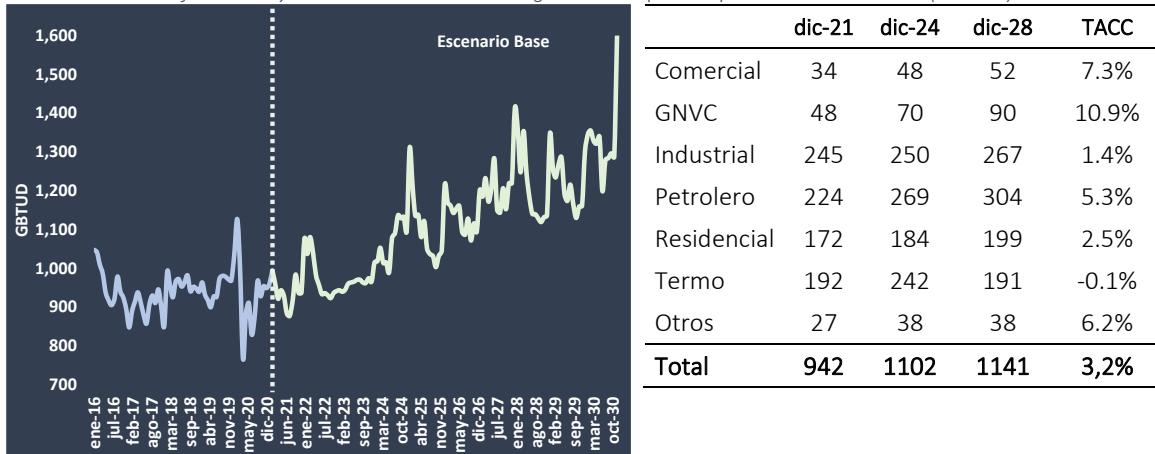
Para proyectar la demanda se tomaron los crecimientos esperados por la UPME para el período 2021 – 2035 a nivel sector de consumo. Las tasas de crecimiento se asignan a cada sector en cada uno de los nodos geográficos dispuestos en el modelo de transporte, con el fin de capturar las especificidades de cada región. En otras palabras, el crecimiento de la demanda en determinado nodo está dado por la composición sectorial de su consumo y las tasas de crecimiento esperadas para cada sector. No se emplearon tasas diferenciales para el consumo residencial entre regiones, debido a que la mayoría de las zonas de altos consumo se encuentran en una etapa madura en sus coberturas y consumos medios por hogar, por lo que su crecimiento de largo plazo corresponde al crecimiento vegetativo de los hogares.

Por otra parte, se realizó un ajuste en los sectores que experimentaron una caída abrupta como resultado de la pandemia. Se busca suavizar el efecto “catch up” hasta el 2023 de tal forma que la serie recupere su tendencia de largo plazo. Para los consumos termoeléctricos se considera el escenario medio según las proyecciones de la UPME.

En el escenario medio, el consumo de gas a nivel nacional pasa de 942 GBTUD en diciembre de 2021 a 1.141 GBTUD en diciembre de 2028, con una tasa anual promedio de crecimiento

de 3.2%. Como se observa se pronostican crecimientos moderados en los sectores residencial e industrial y más dinámicos en el térmico y el GNV, impulsados por el efecto de “*catching up*”.

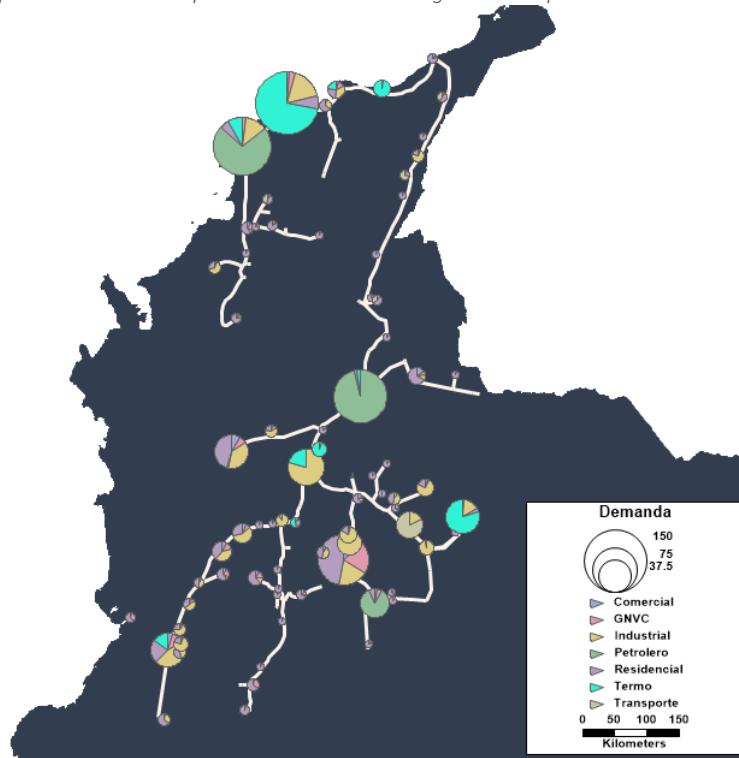
Gráfico 2: Proyección de la demanda de gas natural para el período 2021 – 2030. (GBTUD)



Fuente: Concentra, UPME y cálculos de los consultores

El siguiente mapa ilustra la distribución espacial de la demanda de gas natural para los distintos nodos y sectores de consumo con que se alimenta el modelo de simulación. Los nodos con mayor elasticidad de la demanda a los precios corresponden a aquellos con una alta participación de consumo industrial y de gas natural vehicular.

Mapa 1: Distribución espacial de la demanda de gas natural por sectores de consumo



2.2. Oferta

La oferta doméstica se tomó directamente de las declaraciones de los productores ante el Ministerio de Minas y Energía en 2022. Se considera, por su parte, un aumento en la capacidad de suministro de Ballena en el corte 2028 equivalente a 400 MPCD que puede provenir de una futura planta de regasificación o la entrada de gas “off shore” en este nodo. La modelación no considera nuevas fuentes ni puntos de importación diferentes al de Mamonal (SPEC) y el mencionado en Guajira.

Mapa 2: Capacidad de producción e importación de gas natural esperada en el horizonte de análisis

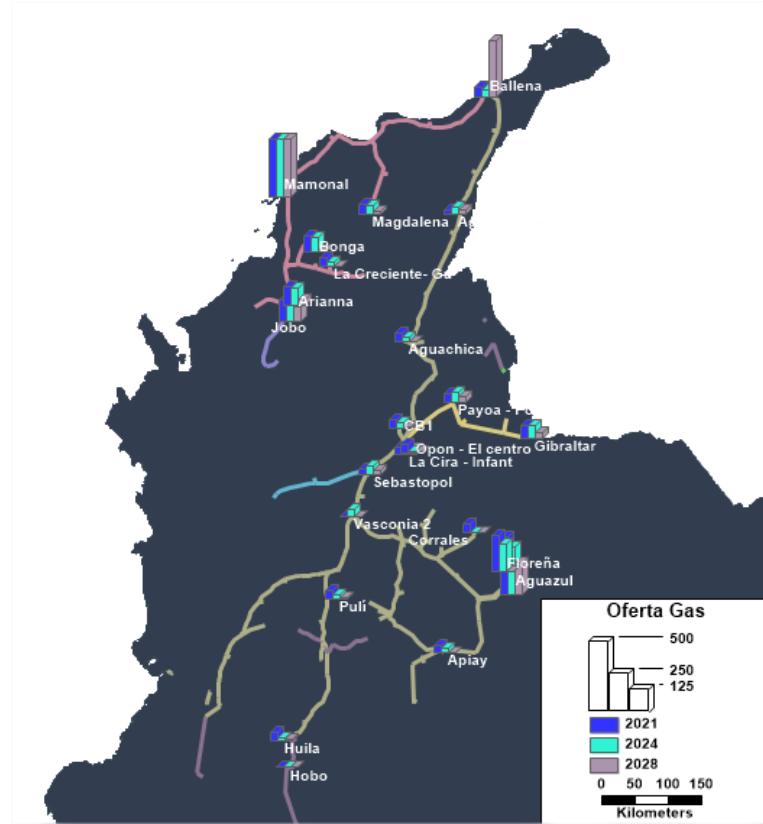
Pozo	2022	2024	2028
Cusiana	633	514	232
Mamonal	400	400	400
Jobo	140	136	86
Ballena	114	92	662
Arianna	87	87	35

Pozo	2022	2024	2028
Bonga	63	59	10
Gibraltar	41	41	22
Payoa	20	19	12
Magdalena	14	14	5
CB1	7	5	2
La Creciente- Gu	7	3	0
Apiay	6	5	0
Aguachica	6	3	0
Opon - El centro	5	2	1
Corrales	4	0	0
DINA	3	2	1
Sebastopol	3	3	2
Puli	3	2	1
Vasconia 2	2	2	0
Agustin Codazzi	1	2	1
La Cira - Infant	0	0	2
Total	1558	1391	1473

Fuente: MinMinas y supuestos consultores

El siguiente mapa reporta la distribución espacial de las fuentes de suministro

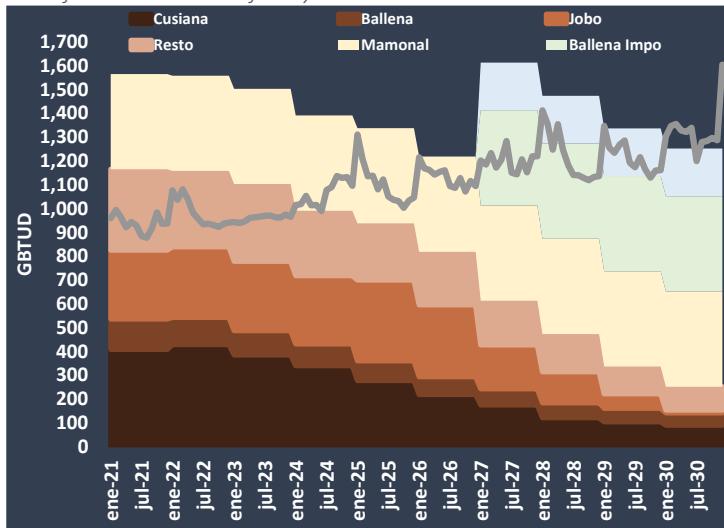
Mapa 3: Distribución espacial de las fuentes de suministro de gas natural en los horizontes modelados



2.3. Balances

Bajo los escenarios contemplados de oferta y demanda se observa un mercado estresado en el corte 2024 y con algo de holgura en 2028 cuando entre la expansión de capacidad de importación y/o producción “offshore” en Ballena. La estrechez de oferta en 2024 se traduce en una relativa inflexibilidad de las asignaciones de gas ante variaciones en los cargos de transporte.

Gráfico 3: Balance de oferta y demanda en el horizonte de modelación.



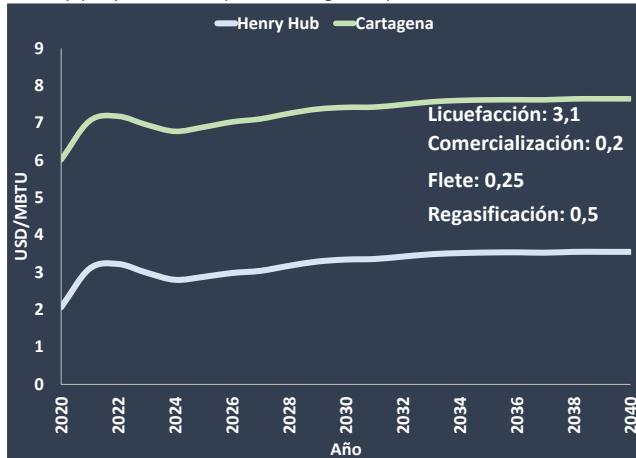
2.4. Precios de suministro

Se proyectaron los precios de importación para las plantas de regasificación en Mamonal y Ballenas siguiendo la metodología planteada por la UPME en el plan de abastecimiento de gas. En particular, se toman los precios del gas natural en Henry Hub proyectados por la AIE².

A estos precios se suma 3.1 USD/MBTU correspondiente al costo de licuefacción; 0.25 USD/MBTU del flete marítimo entre el puerto del Golfo y la costa caribe colombiana; 0.5 USD/MBTU por los costos de regasificación y; 0.2 USD/MBTU asociado con márgenes de comercialización. Con estos supuestos se estimó un precio para el gas importado en Cartagena y en la Guajira de 6.77 USD/MBTU en 2024 y 7.25 USD/MBTU en 2028.

² La carga de información en el modelo se realizó con anterioridad a la invasión de Rusia a Ucrania y la disparada del precio internacional del gas natural que desató. Por ello, las proyecciones internacionales utilizadas mantienen la tendencia histórica sin considerar la coyuntura actual. En este contexto parece adecuado mantener el escenario de precios en la medida en que, si se toman los referentes actuales, las proyecciones pierden vigencia cuando el panorama geopolítico se estabilice y los precios retornen a sus fundamentales. Por otra parte, los resultados del modelo y la comparación entre escenarios dependen de los precios relativos en las distintas localizaciones y no de los precios absolutos. De esta forma, escalar los precios del gas, no tiene efectos en los resultados del modelo ni en las conclusiones que se derivan de este análisis.

Gráfico 4: Estructura y proyección del precio del gas importado en la costa atlántica colombiana.



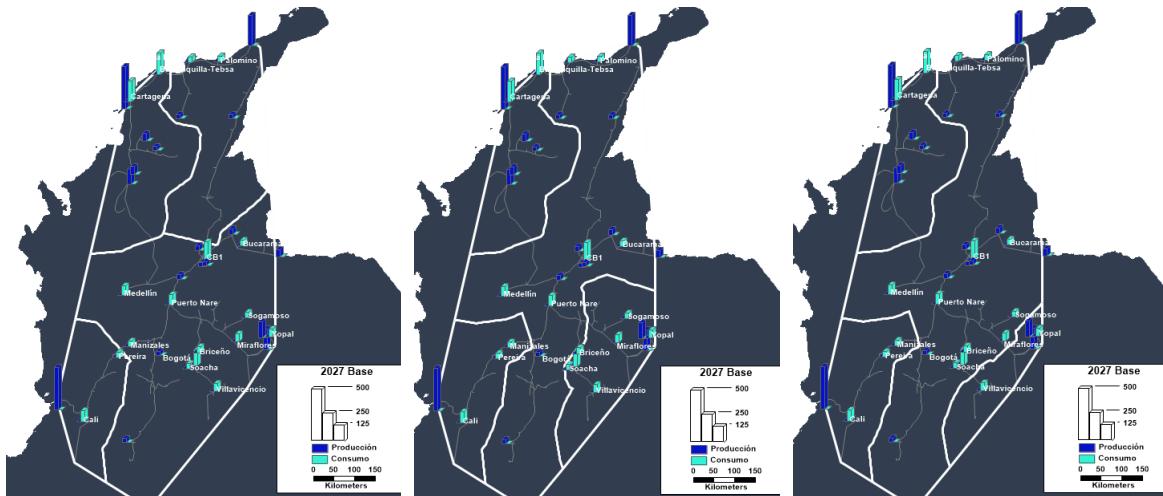
El precio boca de pozo en el Piedemonte, como se mencionó, se determina en un modelo de competencia oligopolista de firma líder. Para ello, se construyó una función de ingresos de Cusiana referenciada a cada uno de los escenarios modelados. La siguiente gráfica explica, mediante un ejemplo, la respuesta en cobertura geográfica de cada fuente ante cambios en el precio fijado para el gas de Cusiana. Las líneas blancas en el mapa delimitan el mercado geográfico de cada fuente. Estas líneas constituyen la frontera de competitividad de cada fuente. Para un usuario al interior de estas fronteras es más conveniente utilizar la fuente de su “zona” que cualquier fuente alternativa.

Con un precio de 6.7 USD/MBTU, en una configuración que supone la planta de regasificación en Buenaventura³ y las condiciones de demanda previstas para 2024, Medellín, Bucaramanga, Manizales, Barrancabermeja y Bogotá serían abastecidos por Cusiana (gráfica de la izquierda); si el productor del piedemonte eleva el precio a 8.7 USD/MBTU, el gas del interior pierde todos estos mercados, excepto Bogotá (gráfica del centro); con un precio de 9.6 USD/MBTU el mercado de Bogotá y los municipios vecinos lo captura el gas de Ballena

³ En este ejemplo, se incluye la planta de Buenaventura para contar con un mayor número de localizaciones con oferta disponible y facilitar la explicación de cómo se comporta la demanda en el Piedemonte ante cambios en los precios de suministro. No obstante, el escenario definitivo de modelación, como se explicó, no considera las instalaciones para importar GNL por Buenaventura.

(gráfica de la derecha). Estas fronteras las determina el modelo de optimización y varían en función de la localización de las fuentes y la estructura de tarifas de transporte.

Mapa 4: Simulación de la partición del mercado entre fuentes de suministro ante variaciones en el precio fijado por Cusiana. $P_{cusiana} = 6.7$ USD/MBTU (izquierda); $P_{cusiana} = 8.7$ USD/MBTU (centro); $P_{cusiana} = 9.7$ USD/MBTU (derecha).

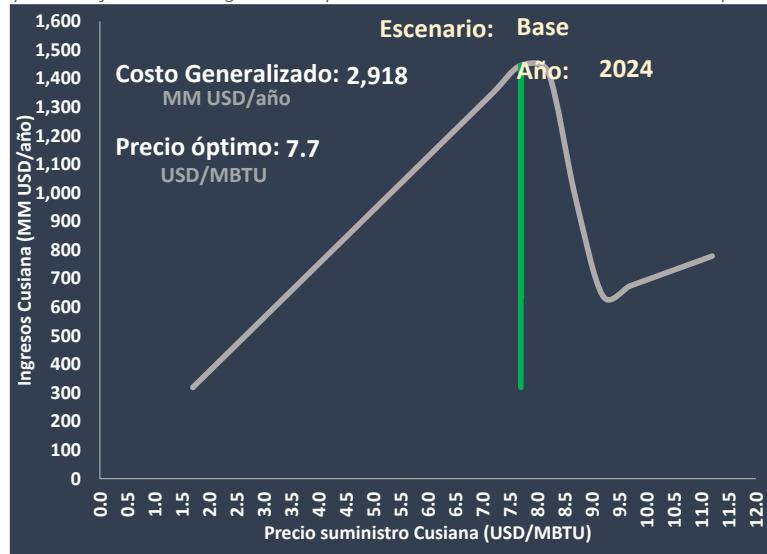


Para obtener la función de ingresos se realizaron simulaciones en el modelo de transporte con incrementos y decrementos en el precio de suministro de Cusiana de 5% en un intervalo definido entre +/- 60% con referencia al precio estimado por la UPME (4.2 USD/MBTU). De esta forma, para cada precio simulado, el modelo que resuelve el problema del transporte y determina las ventas en el mercado; el producto de las ventas por el precio simulado genera el ingreso asociado a determinado incremento.

Una vez construida la función de ingresos sobre todo el intervalo se identifica el precio que maximiza los ingresos del productor del piedemonte en el respectivo escenario. La siguiente gráfica ilustra la función de ingresos del productor en Cusiana, obtenida en un escenario particular. Como se observa, si el productor decide elevar el precio por encima de 7.7 USD/MBTU, la caída en las ventas es más que proporcional que el aumento en los precios y el ingreso se reduce; cualquier precio por debajo de 7.7 USD/MBTU, conlleva a un aumento en la demanda inferior a la reducción del precio con lo cual también se reduce el ingreso del productor con relación al obtenido en el óptimo. De esta forma, cada estrategia para tarificar

el transporte se traduce en una nueva función de ingresos y un nuevo precio para el gas doméstico en Cusiana.

Gráfico 5: Ejemplo de la función de ingresos del productor en Cusiana ante cambios en el precio de suministro



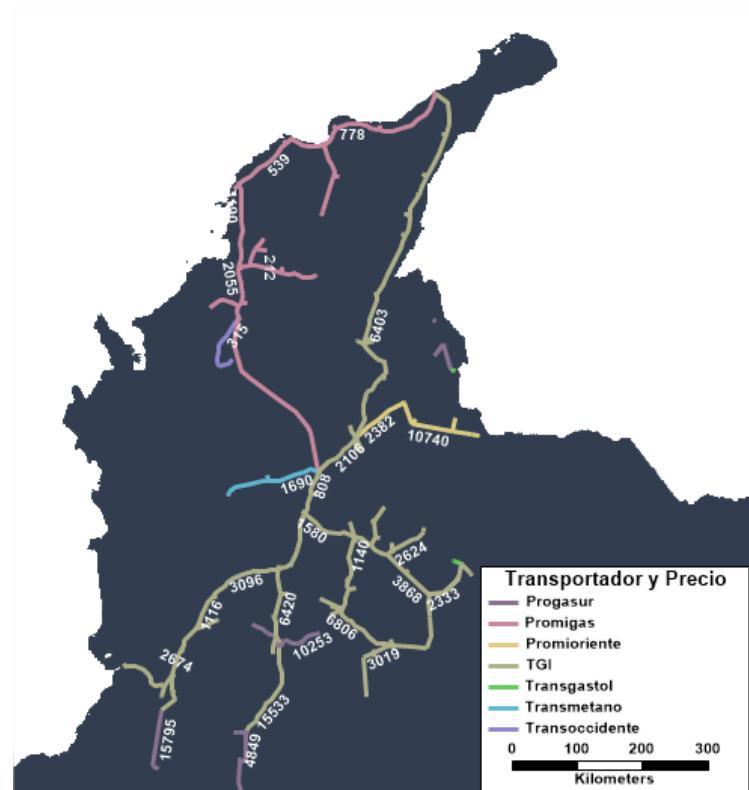
El modelo económico asume que los demás productores se acogen a la estrategia de precios trazada por la firma líder (Cusiana), en un equilibrio oligopólico del tipo Stackelberg. Para cada escenario, entonces, el modelo determina los precios domésticos en función de los precios de importación y la estructura de las tarifas de transporte (señal de distancia).

2.5. Red y Tarifas de Transporte

Las simulaciones se llevan a cabo considerando la red existente de gasoductos. Al final del horizonte de análisis se considera la entrada del gasoducto El Jobo – Transmetano, tomando como referencia los parámetros de distancia, capacidad y tarifa publicados por PROMIGAS en el proceso de “*Open Season*”. En el escenario BASE, el modelo incluye las tarifas de transporte estimadas a partir de las normas establecidas por la resolución CREG 175/2021, considerando una pareja de cargos 90% fijo – 10% variable. La impedancia del modelo está

definida por el equivalente al cargo de transporte expresado en términos completamente variables.

Mapa 5: Estructura de cargos de transporte en el escenario base.



En los escenarios que tienen implícita la agregación de dos o más tramos, la tarifa se calcula de tal forma que se mantengan constantes los ingresos generados por los tramos involucrados antes de la reforma. Es decir, se estiman los ingresos que generaban los tramos antes de la agrupación sumando el producto de la tarifa en cada tramo por los volúmenes movilizados. La nueva tarifa se estima como el ingreso así calculado dividido por la demanda del tramo estampillado. Cuando el flujo que transita en el tramo se modifica a raíz del cambio en la estructura por distancia del cargo de transporte, es necesario hacer algunas iteraciones variando la tarifa hasta asegurarse que el nuevo ingreso converja al que se generaba cuando los tramos se tarificaban individualmente.

El modelo optimiza la asignación de flujos de gas entre orígenes y destinos sin considerar eventuales restricciones en la capacidad de transporte. Con lo anterior es posible que la asignación a determinado gasoducto exceda su capacidad actual. El supuesto implícito en esta metodología es que el costo incremental de la red existente es igual o menor que su costo medio con el que se fija la tarifa. En estas circunstancias, el transportador encontrará rentable expandir la capacidad, porque la mayor demanda, contratada a la tarifa vigente, le permitirá remunerar en forma adecuada las inversiones.

El modelo tampoco considera restricciones contractuales en el suministro de gas. Se asume que existe la flexibilidad contractual suficiente de forma tal que los arreglos contractuales entre productores y consumidores replican el óptimo de asignación despejado en el modelo.

2.6. Asignación de flujos de gas y criterio de optimización

En cada escenario, y para cada uno de los cortes temporales analizados, es necesario determinar cómo se abastece la demanda en los 79 nodos del modelo, considerando los precios boca de pozo (o de gas importado), la estructura de las tarifas de transporte y la disponibilidad de oferta de cada fuente⁴.

La asignación óptima de gas, que determina simultáneamente la matriz de pares orígenes – destino, la utilización de cada fuente y la utilización de cada ducto, se obtiene resolviendo “*el problema del transporte*”. Como se expresa en las siguientes ecuaciones, se trata de resolver un problema de programación lineal en el cual la función objetivo es minimizar el costo total del gas que pagan los consumidores (en puerta de ciudad⁵). La ecuación 1 plantea

⁴ Es importante tener presente que la evaluación no se puede estructurar a partir de la distribución observada de los flujos entre los orígenes y destinos porque los cambios en el esquema de agregación de tramos influyen en la forma en que se abastece el mercado. Los flujos también sufrirán modificaciones inducidas por el agotamiento de algunas fuentes y la puesta en operación de otras. Por estas razones, para estimar la eficiencia económica de cada alternativa de agregación es necesario contar con un modelo que determine los flujos entre fuentes y nodos de consumo ante cada escenario de tarifario y acorde con los supuestos de localización de la oferta y la demanda en los cohortes analizados.

⁵ Los cargos de distribución y comercialización no se afectan por la asignación del gas en determinado mercado.

la función objetivo y las ecuaciones 2 y 3 las restricciones. La asignación para cada par origen destino que soluciona este problema minimiza el costo global del combustible sujeto a que no se exceda la capacidad de oferta de cada fuente (restricción 1) y se abastezca la totalidad de la demanda en cada nodo (restricción 2).

Ecuación 1: Función objetivo del Problema de Transporte

$$\text{Min} \sum_{i=1}^P \sum_{j=1}^N q_{i,j} \times (p_i + t_{i,j})$$

Ecuación 2: Restricción 1: El gas asignado no puede exceder la oferta

$$\sum_{j=1}^N q_{i,j} \leq CP_i$$

Ecuación 3: Restricción 2: La cantidad asignada a cada mercado debe igualar la demanda del nodo

$$\sum_{i=1}^P q_{i,j} = DD_j$$

Donde:

$q_{i,j}$ corresponde a la demanda del mercado j atendida con GN del oferente i

p_i es el precio del GN de la fuente i

$t_{i,j}$ es la tarifa de transporte entre la fuente i el punto de consumo j.

CP_i es la capacidad de producción del campo i

DD_j es la demanda en el centro de consumo j

P es el número de fuentes de oferta (22)

N es el número de nodos de demanda (79)

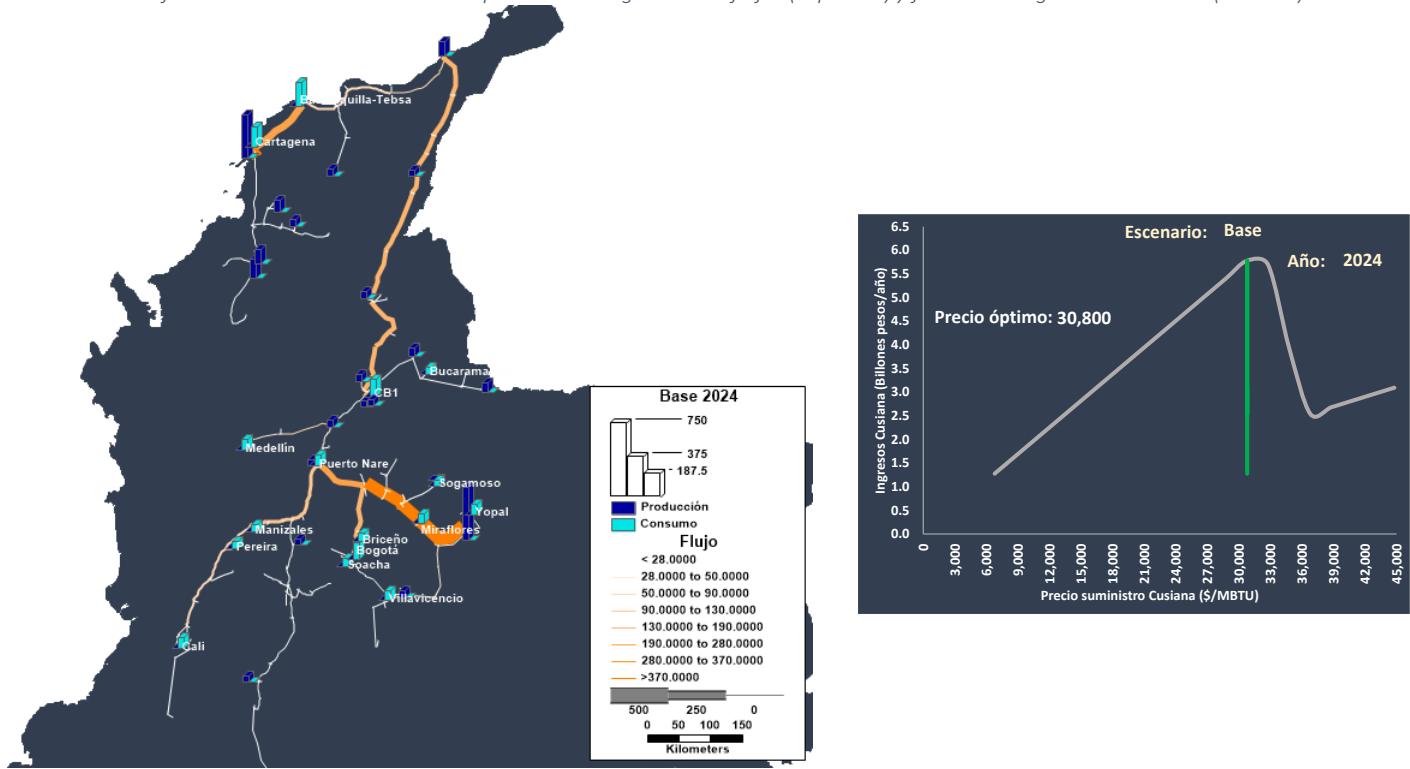
3. Resultados 2024

En este capítulo se reportan los resultados de la modelación de escenarios de agregación de tramos para el corte 2024.

3.1. Escenario base

En este escenario se analiza el desempeño del sistema bajo la partición por tramos del sistema de transporte que rige actualmente. Bajo las condiciones de oferta y demanda esperadas para el 2024, el productor en Cusiana fijaría el precio de suministro en 30.800 \$/MBTU para maximizar sus ingresos. Con este precio y la estructura tarifaria vigente, se estima que el costo agregado del gas en los 79 “city gates” modelados se elevaría a 13.33 billones \$/año. Como se observa en el mapa, el mercado estaría claramente segmentado en dos regiones; el centro y sur del país se abastecería de los campos del piedemonte; la refinería de Barranca del gas de Ballena y el norte del país, acudirían al gas de Mamonal y los campos en el Valle inferior del Magdalena.

Gráfico 6. Resultados escenario base para 2024. Asignación de flujos (izquierda) y función de ingresos de Cusiana (derecha)

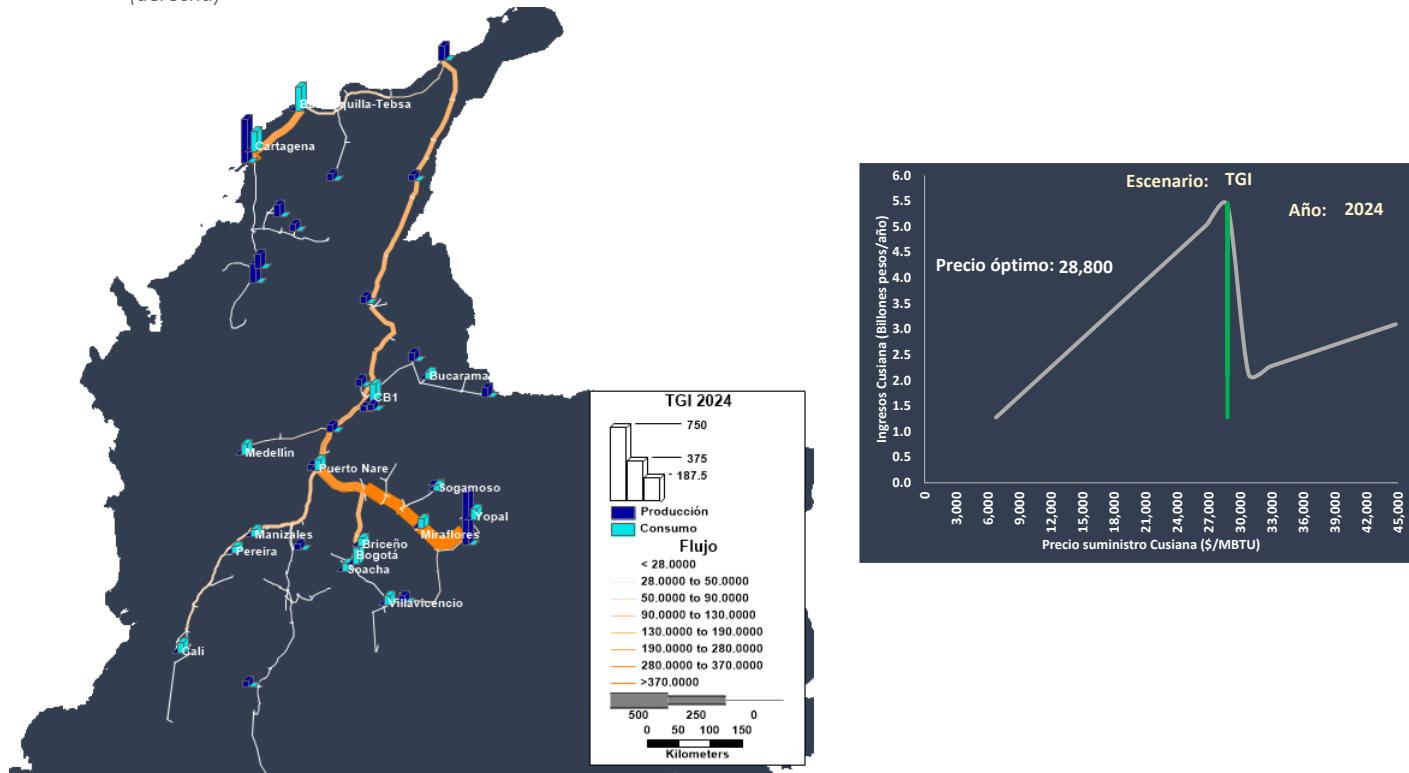


3.2. Estampilla de la red de TGI

El escenario contempla el establecimiento de un cargo estampilla⁶ para movilizar el gas entre cualquier par origen – destino de la red de gasoductos de TGI. Se estima que con esta estrategia tarifaria el productor fijaría su precio de suministro en el piedemonte en 28.800 \$/MBTU, dos mil pesos por debajo del escenario base. El costo generalizado del gas en este escenario se estima en 12.6 billones \$/año, con un aumento en el excedente del consumidor de más de setecientos mil millones de pesos por año con relación al caso base. Como se observa en el mapa, en este escenario se debilita la separación de mercados norte – sur, con una mayor utilización del gasoducto Ballena – Barranca y Barranca - Vasconia.

⁶ Para efectos de la modelación, el valor de la estampilla se estima de tal forma que se mantienen los ingresos del transportador en el mismo nivel, independientemente de la partición por tramos para efectos tarifarios. Para ello se estima el ingreso del transportador en la situación base en cada tramo y se establece la estampilla para mantener ese objetivo de ingreso.

Gráfico 7. Resultados escenario Estampilla TGI para 2024. Asignación de flujos (izquierda) y función de ingresos de Cusiana (derecha)



3.3. Comparación escenarios

En esta sección se compara el desempeño de la estampilla con relación al escenario base. La siguiente tabla reporta el precio de suministro en Cusiana en cada escenario y el precio en "city gate" para una muestra de ciudades⁷. Como se observa en la primera columna, el "estampillamiento" de la red de gasoductos de TGI ejerce un control al poder de mercado del productor que se traduce en un precio de suministro inferior al estimado en el escenario base. Con esta propuesta tarifaria, se espera la reducción del costo del gas en City Gate en todos los mercados del interior, reportados en la tabla. La reducción del costo del gas responde a un menor precio del gas doméstico y al cambio en la señal tarifaria de transporte.

⁷ El modelo calcula este precio para cada uno de los 79 nodos. En la tabla se reportan los resultados para 9 ciudades.

Este efecto es particularmente significativo en ciudades ubicadas en el extremo del sistema del interior, como Cali o las ciudades del eje cafetero (Manizales).

Tabla 1: Precio de suministro en Cusiana y precio del gas en una muestra de estaciones de puerta de ciudad (G+T) bajo distintos escenarios de agregación de tramos en 2024. \$/MBTU.

Precios City Gate (\$/MBTU)	Precio suministro	Barranca	B/quilla	Bogotá	B/manga	Cali	Cartagena	Manizales	Medellín	Neiva
Base	32,800	37,067	29,345	39,462	35,186	47,360	28,804	43,523	40,731	32,807
TGI	30,800	36,791	29,345	37,900	33,186	37,961	28,804	37,916	39,165	30,807

Como se mencionó, el modelo contiene un parámetro de elasticidad (-1.97 industria y -1.2 GNVC)⁸ que permite inferir la reacción del consumo de gas ante variaciones en el precio del gas en puerta de ciudad. La siguiente tabla presenta las estimaciones de los incrementos (decrementos) de la demanda inducidos por la modificación en la señal de distancia implícita en las tarifas de transporte de cada escenario⁹. La estampilla TGI aumenta la demanda en 38.1 GBTUD.

Tabla 2: Incremento en la demanda inducido por la modificación tarifaria (Caso base: incremento cero) para 2024. (GBTUD).

Delta Demanda (GBTUD)	Nacional	Barranca	B/quilla	Bogotá	B/manga	Cali	Cartagena	Manizales	Medellín	Neiva
TGI	38.1	0.02	0.0	7.7	0.3	16.26	0.0	2.2	3.1	0.3

En el proceso de optimización de la asignación del gas entre fuentes y nodos de consumo se determina el grado de utilización de la capacidad de suministro en cada una de las fuentes. Puesto que en 2024 se espera un balance tan estrecho entre oferta y demanda, en todos los escenarios el modelo exige a cada punto de inyección agotar su capacidad de suministro al

⁸ Estos parámetros fueron estimados para el mercado colombiano en el estudio de Naturgas (2012)

⁹ El dato de Bogotá incluye los consumos de los municipios de la Sabana; el de Cali los consumos en los principales nodos del Valle del Cauca.

100%. Como se observa en la siguiente tabla, los únicos puntos donde se otorga alguna flexibilidad en la utilización de capacidad son Gibraltar, Jobo y Mamonal. Ballena y Cusiana producen al 100% en todos los escenarios.

Tabla 3: Factor de utilización de la capacidad en las fuentes de suministro. 2024.

Pozo	Base	TGI
Ballena	100%	100%
Cusiana	100%	100%
Gibraltar	1%	1%
Jobo	1%	4%
Mamonal	100%	100%

La siguiente tabla reporta los resultados de un ejercicio multicriterio de selección de alternativas. Las variables de ponderación del puntaje están estrechamente relacionadas con la eficiencia económica de cada una de las alternativas de agregación de tramo: nivel de competencia en el eslabón de producción, estímulo a la demanda de gas natural y maximización del excedente al consumidor (menor costo del gas en City gate). Estas tres variables se derivan directamente, como se ha discutido, del modelo de optimización desarrollado por la consultoría.

Se incluye, adicionalmente, una variable de corte institucional que refleja la facilidad o dificultad de implementar la medida. En particular, el caso base obtiene el total de los 100 puntos porque no es necesario llevar a cabo ninguna reforma tarifaria en términos de señal de distancia. En el otro extremo, a las propuestas que involucran a más de un transportador se les asigna cero puntos por las dificultades de implementación que implica la acción colectiva entre varios agentes cuyos intereses pueden no estar alineados o entrar en conflicto. En este orden de ideas se asignan 95 puntos a la estampilla única de TGI porque depende de un solo transportador y no involucra eventuales tensiones entre los sectores amparados o no por la medida puesto que cubre toda la red. Las propuestas de

estampillamiento parcial al interior de la red de TGI obtienen 60 puntos por los eventuales conflictos entre los sectores cubiertos y no cubiertos por la modificación regulatoria.

El sistema multicriterio establece el puntaje de cada alternativa como la suma de los puntos obtenidos en cada variable. Para efectos de comparación entre variables, en cada dimensión del análisis se lleva a cabo un procedimiento de “estandarización” que asigna puntos entre 0 y 100 a cada alternativa, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$P_{i,v} = 100 \times \frac{x_{i,v} - x_{min,v}}{x_{max,v} - x_{min,v}}$$

Donde:

- $P_{i,v}$ Puntaje obtenido por la alternativa i , en la variable v
- $x_{i,v}$ Valor del indicador de eficiencia económica (alternativa i en la variable v)
- $x_{min,v}$ Valor mínimo del indicador de eficiencia económica entre las alternativas evaluadas
- $x_{max,v}$ Valor máximo del indicador de eficiencia económica entre las alternativas evaluadas

El puntaje total de una alternativa, $P_{i,tot}$, está dado por la suma de los puntajes de cada variable

$$P_{i,tot} = \sum_{v=1}^{v=4} P_{i,v}$$

En 2024, de acuerdo con el análisis multicriterio empleado, el “estampillamiento” de todo el sistema de TGI, supera, en términos de eficiencia económica, a la alternativa de mantener el esquema vigente de partición por tramos. De cualquier forma, para decidir sobre la

estructura tarifaria es conveniente analizar los resultados del modelo en el futuro, de tal forma que la modificación regulatoria sea estable en el mediano y largo plazo.

Tabla 4. Criterios selección alternativas año 2024

Alternativas	Intensidad de la competencia en el eslabón de suministro (precio Cusiana)	Desarrollo de la demanda	Excedente del consumidor (Menor costo del gas a nivel nacional)	Facilidad de implementación	Total
Base	0.0		0.00	100	100
TGI	33.3	0.00	32.82	95	161

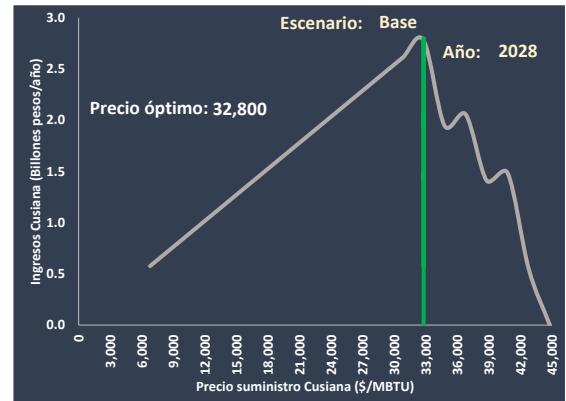
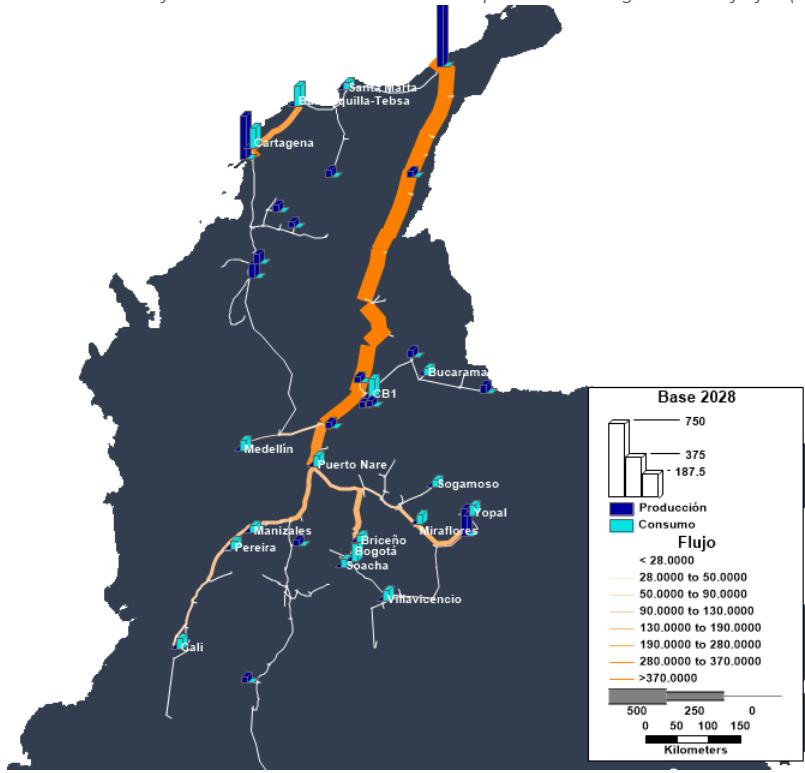
4. Resultados 2028

En este capítulo se presentan los resultados de la modelación de alternativas de agregación de tramos bajo las condiciones de oferta y demanda de gas natural previstas para 2028. Como se mencionó, se espera que, en este año, el país cuente con una capacidad adicional de suministro en la costa atlántica (“offshore” o GNL importado) que permita contrarrestar el decaimiento de la producción en el piedemonte. También se contempla, en las simulaciones, que el sistema cuenta con una conexión entre el Jobo y Transmetano, que permite transportar el gas del Valle Inferior del Magdalena hacia los mercados del interior.

4.1. Escenario base

El decaimiento de la oferta en los campos de los llanos orientales y el crecimiento de la demanda a nivel nacional, se traducen en un mayor precio de equilibrio oligopólico para el gas de Cusiana, que se estima en 32.800 \$/MBTU. En el escenario base el costo generalizado del gas (G+T) asciende a 15.77 billones \$/año para el 2028. En este escenario el gas del norte fluye hacia el interior tanto por la nueva conexión Jobo – Transmetano como por el gasoducto Ballena – Barranca.

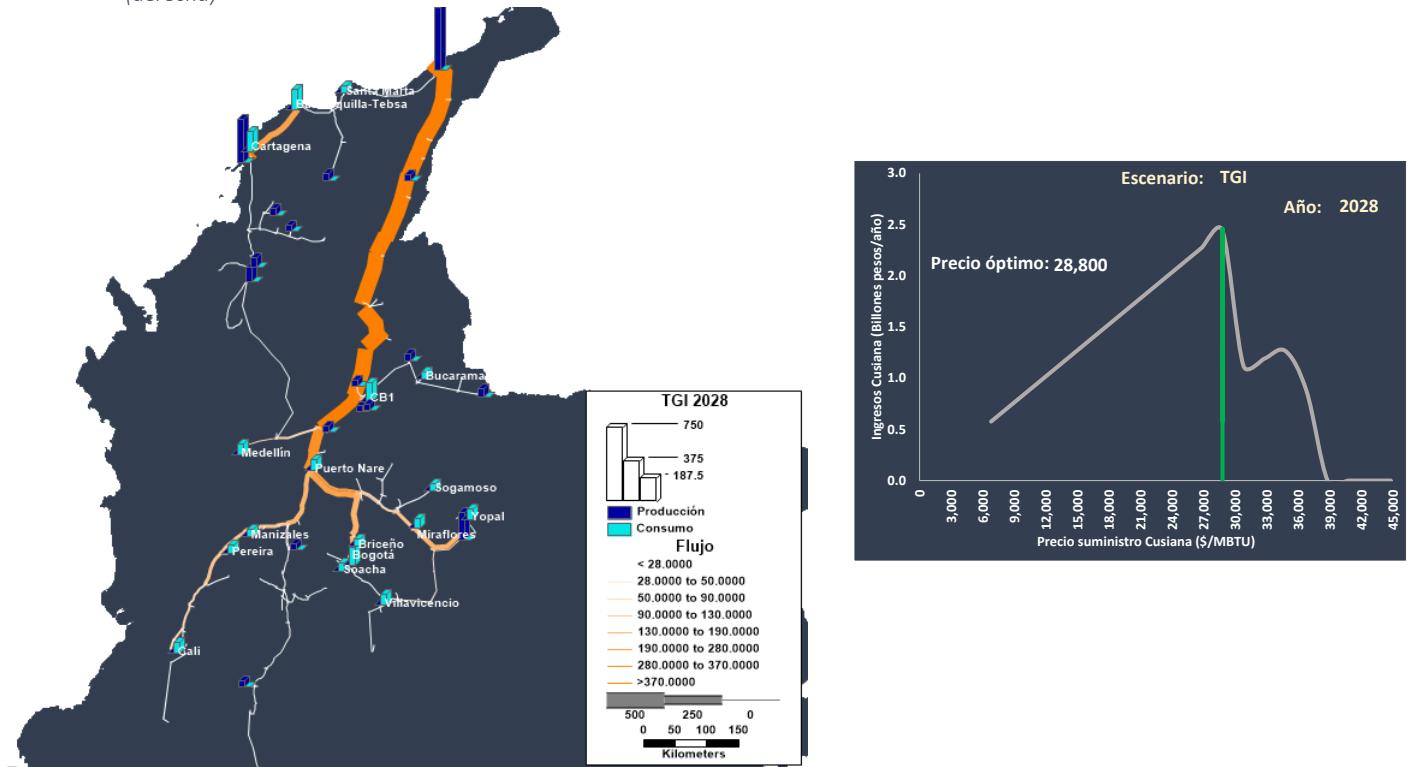
Gráfico 8. Resultados escenario base para 2028. Asignación de flujos (izquierda) y función de ingresos de Cusiana (derecha)



4.2. Escenario TGI

El “estampillamiento” de toda la red de TGI genera un efecto en la competencia en el “upstream” considerable, presionando a la baja el precio de suministro en Cusiana hasta 28.800 \$/MBTU, cuatro mil pesos por debajo del equilibrio estimado para el caso base. En este escenario se hace un uso intensivo de la capacidad instalada de todo el sistema de TGI. El costo del gas agregado en puerta de ciudad asciende a 15.09 billones \$/año, lo que representa un aumento en el excedente del consumidor de 680.000 millones de pesos al año, con relación al escenario base en 2028.

Gráfico 9. Resultados escenario Estampilla TGI para 2028. Asignación de flujos (izquierda) y función de ingresos de Cusiana (derecha)



4.3. Comparación escenarios

Como se mencionó, desde el punto de vista de la intensidad de la competencia en el “upstream” para 2028, la estampilla de la red de TGI genera efectos muy positivos en términos de eficiencia económica. Esta alternativa tarifaria permite mitigar rentas y redundancia en eficiencia asignativa.

Se observa, que la estampilla de TGI genera una mejor opción para las ciudades del interior, con un costo muy inferior al del escenario base, y mantiene inalterado el costo para las ciudades de la costa.

Tabla 5: Precio de suministro en Cusiana y precio del gas en una muestra de estaciones de puerta de ciudad (G+T) bajo distintos escenarios de agregación de tramos en 2028 \$/MBTU.

Precios City Gate (\$/MBTU)	Precio suministro	Barranca	B/quilla	Bogotá	B/manga	Cali	Cartagena	Manizales	Medellín	Neiva
Base	30,800	36.211	27,726	37,037	33,186	45,323	27,185	41,485	39,420	38.918
TGI	28,800	34.799	27,726	35,185	31,186	35,248	27,185	35,202	36,456	31.231

Con la estampilla de la red de gasoductos de TGI se obtiene un crecimiento en la demanda a nivel nacional de 38.8 GBTUD, sin generar perdedores, lo que facilita la implementación de la reforma. El impacto sobre la demanda de la estampilla TGI es particularmente elevado en Bogotá y los municipios vecinos y en Cali.

Tabla 6: Incremento en la demanda inducido por la modificación tarifaria (Caso base: incremento cero) para 2028. (GBTUD).

Delta Demanda (GBTUD)	Nacional	Barranca	B/quilla	Bogotá	B/manga	Cali	Cartagena	Manizales	Medellín	Neiva
TGI	38.8	-0.03	0.0	15.6	0.4	13.04	0.0	1.7	-0.6	0.7

Con esta reforma regulatoria se estima una generación de beneficios económicos de cerca de 700 mil millones \$/año, que equivale a la diferencia entre el costo generalizado del gas (G+T) en el escenario base y en la estampilla TGI. En valor presente, considerando un horizonte de 20 años y una tasa de descuento del 9% (Piraquive, Matamoros, Cespedes, & Rodríguez, 2018), el beneficio económico de la medida asciende a 6.21 billones de pesos. Se trata, entonces de una reforma regulatoria con un gran impacto desde el punto de vista social y económico.

La siguiente tabla reporta el grado de utilización de la capacidad en las distintas fuentes de suministro para 2028. De acuerdo con el modelo, Cusiana se utiliza a capacidad plena en los dos escenarios. Ballena, ampliada en 400 MPCD, se utiliza a tres cuartas partes de su capacidad. La utilización de las instalaciones de importación en Cartagena se eleva a más del 90% de su capacidad.

Tabla 7: Factor de utilización de la capacidad en las fuentes de suministro. 2028.

Pozo	Base	TGI
Ballena	76%	74%
Cusiana	100%	100%
Gibraltar	1%	1%
Jobo	1%	5%
Mamonal	96%	93%

Para establecer un orden de mérito de las alternativas de agregación de tramos modeladas, se aplicó el mismo procedimiento multicriterio descrito en el capítulo anterior. Bajo las condiciones de oferta y demanda esperadas para 2028, la estrategia de mejor desempeño en términos de eficiencia económica es el establecimiento de un cargo único de transporte para toda la red de TGI. En efecto, la estampilla de TGI arroja un puntaje agregado de 373 puntos, muy por encima del referente de 100 puntos de escenario base.

Tabla 8. Criterios selección alternativas año 2028

Alternativas	Intensidad de la competencia en el eslabón de suministro (precio)		Excedente del Desarrollo de la demanda consumidor (Menor costo del gas a nivel nacional)		Facilidad de implementación	Total
	Cusiana)					
Base	0.0		0.0		100.0	100.0
TGI	100.0		81.4	96.6	95.0	373.0

5. Conclusiones

El presente estudio reporta los resultados de la simulación en un modelo de asignación de flujos de distintas alternativas de agregación de tramos en el marco de la resolución CREG 175 de 2021. La estructura de tramos incide en forma determinante en el comportamiento de la demanda, la formación de precios en boca de pozo y el costo del gas que enfrentan los consumidores.

De acuerdo con los resultados del modelo, la alternativa de mejor desempeño en términos económicos y sociales es la agregación de toda la red de TGI. La relación beneficio – costo del “estampillamiento” es muy positiva:

- Ahorros a los usuarios finales de cerca de 700 mil millones/año: aumento en el excedente del consumidor equivalente a 6.2 billones en valor presente con una tasa de descuento del 9% y un horizonte de 20 años.
- Reducción estimada del 14% en el precio de suministro del gas doméstico. La estampilla ejerce control al poder de mercado de los productores y con ello reduce la generación de rentas. Eficiencia asignativa.
- Estímulo a la demanda en cerca de 38.8 MPCD. La mayor demanda permite diluir costos fijos en los sistemas de transporte y distribución: Eficiencia productiva.
- Se logran reducciones importantes en el costo de transporte para las ciudades de los extremos de la red sin incrementos significativos en otros nodos dentro de la cobertura de TGI.
- Se trata de un esquema de agregación de fácil implementación, porque no exige coordinación con otros transportadores y los problemas de acción colectiva que esto implica.

En la resolución 175 se solicita evaluar el impacto de la propuesta de agregación sobre la oferta de gas. Aun cuando el incremento de la oferta doméstica de gas depende del ritmo

de exploración y los hallazgos asociados, el mayor estampillamiento de la red de transporte facilita la futura competitividad de la nueva oferta independientemente de su localización. Hallazgos que podrían ser no viables con cargos por distancia por el costo de acceder a los mercados se pueden volver comercialmente atractivos con un sistema estampillado. En ese sentido la estampilla en la red de TGI equilibra las posibilidades de acceso al mercado de nuevos campos con diferentes localizaciones geográficas, lo que constituye un estímulo a la oferta y por lo tanto cumple con el requisito establecido en la resolución CREG 175 de 2021.

La modelación de las cohortes 2024 y 2028 muestra como la utilización de los gasoductos varía considerablemente en función de la localización geográfica de los puntos de suministro y de la estructura de las tarifas por distancia¹⁰. Dada la incertidumbre sobre la eventual localización de las nuevas fuentes de suministro, el “estampillamiento” genera un beneficio adicional y es la estabilidad tanto en las tarifas que perciben los usuarios en los diferentes mercados como en los ingresos de los transportadores, ante diferentes configuraciones de los puntos de inyección en la red.

Aunque trasciende el alcance de este estudio, la propuesta de agregación de tramos puede impactar positivamente en el nivel de despacho de las plantas termoeléctricas del interior y, con ello, facilitar su función como plantas de reserva para respaldar el parque hidro en períodos secos y la creciente capacidad de generación proveniente de fuentes renovables de carácter intermitente (energía solar y eólica).

¹⁰ En desarrollo del estudio se realizó un conjunto de simulaciones asumiendo que el aumento en la capacidad de importación se localizaba en Buenaventura y no en Ballena.

6. Solicitud de agregación

Con base en los resultados de la evaluación económica y amparados en el artículo 29 de la resolución 175 de 2021, TGI solicita a la CREG agregar los siguientes tramos en un tramo único para efectos tarifarios:

Tabla 9. Tramos agregados

ID_Tramo	Nombre del tramo	Tipo de tramo	Tramo principal asociado	Tipo de red	BOMT / NO BOMT
1	Ballena - Barrancabermeja	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	BOMT
2	Barrancabermeja - Sebastopol	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	NO BOMT
3	Sebastopol - Vasconia	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	NO BOMT
4	Vasconia - Mariquita	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	NO BOMT
5	Mariquita - Pereira	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	BOMT
6	Pereira - Armenia	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	BOMT
7	Armenia - Cali	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	BOMT
8	La Belleza - Vasconia	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	NO BOMT
9	Cusiana - El Porvenir	PRINCIPAL - SIN RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	NO BOMT
10	El Porvenir - La Belleza	PRINCIPAL - SIN RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	NO BOMT

11	La Belleza - Cogua	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	NO BOMT
12	Cusiana - Apiay	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	NO BOMT
13	Apiay - Usme	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	NO BOMT
14	Apiay - Villavicencio - Ocoa	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	NO BOMT
15	Mariquita - Gualanday	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	NO BOMT
16	Gualanday - Neiva	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	NO BOMT
17	Montañuelo - Gualanday	PRINCIPAL - CON RAMALES DERIVADOS		RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
18	Gasoducto Ramales Boyacá - Santander	PRINCIPAL - SIN RAMALES DERIVADOS		RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
19	Morichal - Yopal	PRINCIPAL - SIN RAMALES DERIVADOS		RED TIPO I DE TRANSPORTE	NO BOMT
20	Gasoducto de La Sabana	PRINCIPAL - SIN RAMALES DERIVADOS		RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Grupo de gasoductos ramales				
21	San Diego	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Agustín Codazzi	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Casacará	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Becerril	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	La Jagua de Ibirico	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT

21	Palmita	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Rincón Hondo	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Chiriguaná	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	San Roque	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Curumaní	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Sabanagrande	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Pailitas	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	El Burro	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Tamalameque/El Banco	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Tamalameque/El Banco	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Pelaya	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	La Mata	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT

21	La Gloria	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Gamarra	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Aguachica	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	San Alberto	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Hato Nuevo	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Papayal	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Barrancas	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Fonseca	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	San Juan del Cesar	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	El Molino	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Villanueva	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Urumita	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT

21	La Paz	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Valledupar	RAMAL - DERIVADO	Ramales Ballena - Barrancabermeja	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Puerto Parra	RAMAL - DERIVADO	Ramales Barrancabermeja - Sebastopol	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Puerto Serviez	RAMAL - DERIVADO	Ramales Sebastopol - Vasconia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Puerto Boyacá	RAMAL - DERIVADO	Ramales Vasconia - Mariquita	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Puerto Salgar	RAMAL - DERIVADO	Ramales Vasconia - Mariquita	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	La Dorada	RAMAL - DERIVADO	Ramales Vasconia - Mariquita	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Termodorada	RAMAL - DERIVADO	Ramales Vasconia - Mariquita	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Victoria	RAMAL - DERIVADO	Ramales Vasconia - Mariquita	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Fresno	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Pereira	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Manzanares	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Pereira	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Herveo	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Pereira	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Manizales	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Pereira	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Neira	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Pereira	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Villamaría	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Pereira	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT

21	Chinchiná, Sta. Rosa de Cabal	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Pereira	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Santa Rosa de Cabal	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Pereira	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Dos Quebradas	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Pereira	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Palestina	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Pereira	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Marsella	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Pereira	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Pereira	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Pereira	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Ansermanuevo	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	La Celia	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Balboa	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	La Virginia	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Cartago	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Obando	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	La Victoria	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	La Unión	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Roldanillo	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Armenia	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT

21	Sevilla	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Caicedonia	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	La Tebaida	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Montenegro	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Quimbaya	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Filandia	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Circasia	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Salento	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Calarcá	RAMAL - DERIVADO	Ramales Pereira - Armenia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Zarzal	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	La Paila	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Bugalagrande	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Andalucía	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Tuluá	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	San Pedro	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Buga	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Guacarí	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	El Cerrito	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Palmira	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Pradera	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT

21	Jamundí	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Candelaria	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Florida	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Ginebra	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	Yumbo	RAMAL - DERIVADO	Ramales Armenia - Cali	RED TIPO II DE TRANSPORTE	BOMT
21	La Belleza	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Vasconia	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Honda	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Gualanday	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Guayabal	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Gualanday	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Lérida	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Gualanday	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Líbano	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Gualanday	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Tierradentro	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Gualanday	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	La Sierra	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Gualanday	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Ambalema	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Gualanday	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Venadillo	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Gualanday	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Alvarado	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Gualanday	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Piedras	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Gualanday	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Doima	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Gualanday	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Ibagué	RAMAL - DERIVADO	Ramales Mariquita - Gualanday	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT

21	Guamo	RAMAL - DERIVADO	Ramales Gualanday - Neiva	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Saldaña	RAMAL - DERIVADO	Ramales Gualanday - Neiva	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Natagaima	RAMAL - DERIVADO	Ramales Gualanday - Neiva	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Aipe	RAMAL - DERIVADO	Ramales Gualanday - Neiva	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Girardot	RAMAL - DERIVADO	Ramales Gualanday - Neiva	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Purificación	RAMAL - DERIVADO	Ramales Gualanday - Neiva	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Florián	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Albania	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Tununguá	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Briceño	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Chiquinquirá	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Caldas	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Simijaca	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Susa	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Fúquene	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Capellanía	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT

21	Guatancuy	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Ubaté	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Sutatausa	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Cucunubá	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Tausa	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Nemocón	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Tramo La Belleza - Sucre Oriental	RAMAL - DERIVADO	Ramales La Belleza - Cogua	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Aguazul	RAMAL - DERIVADO	Ramales Cusiana - Apiay	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Tauramena	RAMAL - DERIVADO	Ramales Cusiana - Apiay	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Monterrey	RAMAL - DERIVADO	Ramales Cusiana - Apiay	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Otros Ramales en Casanare y Piedemonte (Paratebueno y Villanueva)	RAMAL - DERIVADO	Ramales Cusiana - Apiay	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Cumaral	RAMAL - DERIVADO	Ramales Cusiana - Apiay	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Restrepo	RAMAL - DERIVADO	Ramales Cusiana - Apiay	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Guayabetal	RAMAL - DERIVADO	Ramales Apiay - Usme	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Quetame - Puente Quetame	RAMAL - DERIVADO	Ramales Apiay - Usme	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Fosca	RAMAL - DERIVADO	Ramales Apiay - Usme	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Cáqueza	RAMAL - DERIVADO	Ramales Apiay - Usme	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT

21	Une	RAMAL - DERIVADO	Ramales Apiay - Usme	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Chipaque	RAMAL - DERIVADO	Ramales Apiay - Usme	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Villavicencio	RAMAL - DERIVADO	Ramales Apiay - Villavicencio - Ocoa	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Acacías	RAMAL - DERIVADO	Ramales Apiay - Villavicencio - Ocoa	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Pompeya	RAMAL - DERIVADO	Ramales Apiay - Villavicencio - Ocoa	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	Otros Ramales en Casanare y Piedemonte	RAMAL - DERIVADO	Ramales Apiay - Villavicencio - Ocoa	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
21	San Luis	RAMAL - DERIVADO	Ramales Montañuelo - Gualanday	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT

Los siguientes ramales de gasoductos aislados no se incluyen en la agregación de tramos:

Tabla 10 Ramales del Sur de Bolívar y Santander (gasoductos aislados)

ID_Tramo	Nombre del tramo	Tipo de tramo	Tramo principal asociado	Tipo de red	BOMT / NO BOMT
22	Galán - Termobarranca	RAMAL - AISLADO	Ramales Sur de Bolívar y Santander (Gasoductos aislados)	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
22	Yariguíes - Puente Sogamoso	RAMAL - AISLADO	Ramales Sur de Bolívar y Santander (Gasoductos aislados)	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
22	Yariguíes - Puerto Wilches	RAMAL - AISLADO	Ramales Sur de Bolívar y Santander (Gasoductos aislados)	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
22	Zona Industrial Cantagallo - Cantagallo	RAMAL - AISLADO	Ramales Sur de Bolívar y Santander (Gasoductos aislados)	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
22	Zona Industrial Cantagallo - San Pablo	RAMAL - AISLADO	Ramales Sur de Bolívar y Santander (Gasoductos aislados)	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT

22	Galán - Casabe - Yondó	RAMAL - AISLADO	Ramales Sur de Bolívar y Santander (Gasoductos aislados)	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
22	Corregimiento Brisas de Bolívar	RAMAL - AISLADO	Ramales Sur de Bolívar y Santander (Gasoductos aislados)	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT
22	San Vicente de Chucurí	RAMAL - AISLADO	Ramales Sur de Bolívar y Santander (Gasoductos aislados)	RED TIPO II DE TRANSPORTE	NO BOMT