



UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Evaluación del abastecimiento de Gas Natural en Colombia al largo plazo considerando incertidumbre

Juan Carlos Marulanda Blandón

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2018

Evaluación del abastecimiento de Gas Natural en Colombia al largo plazo considerando incertidumbre

Juan Carlos Marulanda Blandón

Tesis presentada como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería de Sistemas Energéticos

Director (a):

Ph.D., Yris Olaya

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas

Medellín, Colombia

2018

Contenido

	Pág.
Lista de figuras.....	VII
Lista de tablas	VIII
Lista de Símbolos y abreviaturas.....	IX
Introducción	1
Objetivos.....	3
Alcance y aportes.....	3
Métodos y Materiales	4
Métodos:	5
1. Antecedentes.....	7
1.1 Mercado de Gas Colombiano	7
1.1.1 Reservas.....	7
1.1.2 Producción.....	10
1.1.3 Importación / Exportación.....	11
1.1.4 Demanda.....	12
1.1.5 Transporte.....	14
1.1.6 Estructura del Mercado de Gas Colombiano.....	17
2. Marco Teórico.....	25
2.1 Modelos de oferta de mercados de Gas Natural.....	25
2.1.1 Explotación de recurso agotable.....	¡Error! Marcador no definido.
2.2.1 Producción y exploración en competencia perfecta.....	¡Error! Marcador no definido.
2.2.2 Mercados monopólicos.....	¡Error! Marcador no definido.
2.2.3 Mercados tipo Oligopolio.....	¡Error! Marcador no definido.
2.2 Mercados Espaciales.....	¡Error! Marcador no definido.
2.3.1 Modelos clásicos de equilibrio de precios en mercado espacial.....	¡Error! Marcador no d
2.3.2 Modelo tipo monopolio en un mercado espacial.....	¡Error! Marcador no definido.
2.3.3 Modelo de Oligopolio Cournot – Nash....	¡Error! Marcador no definido.
2.3 Modelos para el mercado Colombiano.....	¡Error! Marcador no definido.
Seguridad de suministro energético en Colombia, y la necesidad de terminales de regasificación.....	¡Error! Marcador no definido.
Estudio de Factibilidad Energética en el Caribe.....	¡Error! Marcador no definido.
Análisis de la Seguridad de Abastecimiento de Gas Natural en Colombia a Corto Plazo.....	¡Error! Marcador no definido.

3. Modelo para evaluar la seguridad de abastecimiento de Gas Natural en Colombia al largo plazo.....	39
3.1 Supuestos	40
3.2 Demanda.....	40
Escenario demanda base	41
Escenario de demanda alto	46
3.3 Escenarios de producción por campo y nodo.	50
3.4 Transporte.....	53
3.5 Modelo de equilibrio espacial.	57
3.2.1	
4. Resultados y discusión	62
4.1 Suministro ideal.....	62
Escenario demanda media.	62
Escenario demanda alta.	68
4.2 Costos.....	73
4.1.1 Costos de Suministro.....	73
4.1.2 Costos de Transporte.	76
4.3 Curvas de oferta.....	81
4.2.1	
4.2.2 Flujo ideal en Sistema nacional de transporte.	85
5. Conclusión.....	96
Bibliografía	99

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1-1 Agentes cadena del gas natural en Colombia.....	18
Figura 1-2 Agentes cadena de importación de GNL en Colombia.....	18
Figura 1-3. Esquema de suministro de Gas Colombiano, Mercado Mayorista	19
Figura 1-4. Estructura de importación y funcionamiento del mercado de gas natural licuado Colombia.....	20
Figura 1-5. Generalidades resolución CREG 114 del 2017.....	21
Figura 1-6. Comercialización en el mercado primario	21
Figura 2-1. Resumen estudios de mercado.	28
Figura 2-2, Trayectoria de precios para costos de extracción constantes. (Pindyck, 1978)	34
Figura 4-1. Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2019 (escenario base).....	86
Figura 4-2 Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2030 - 1 (escenario base).....	87
Figura 4-3. Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2030, comportamiento de flujo con aumento en capacidad de la planta de regasificación de Cartagena a 800 Mbtu.....	88
Figura 4-4. Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2030, comportamiento de flujo con aumento en capacidad de la planta de regasificación del Pacífico a 800 Mbtu.....	89
Figura 4-5. Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2030 caso – 2.....	90
Figura 4-6. Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2019 (escenario demanda alta).....	91
Figura 4-7. Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2019 (escenario pico fenómeno del niño).....	93

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 3-1: Demanda de gas natural diaria promedio para el sector termoeléctrico escenario base (GBTU/día). (SIPG, 2017)	41
Tabla 3-2. Demanda de gas natural diaria promedio para el sector residencial, comercial, GNVC, industrial y petroquímico en el escenario base (GBTU/día).....	43
Tabla 3-3. Demanda de gas Natural para la industria petrolera y demanda total nacional en escenario base (GBTU/día).....	45
Tabla 3-4: Demanda de gas natural diaria promedio para el sector termoeléctrico escenario alto (GBTU/día).....	46
Tabla 3-5 Demanda de gas natural diaria promedio para los sectores Residencial, Comercial Industrial, Petroquímico, GNVC escenario alto (GBTU/día).	47
Tabla 3-6. Demanda de gas natural para la industria petrolera y total demanda nacional en el escenario alto (GBTU/día).	49
Tabla 3-7: Nodos de suministro de gas usados en el modelo.	50
Tabla 3-8: Cantidad de gas suministrado (GBTU/día) disponible para los periodos en estudio (Ministerio de Minas y Energía, 2017).	51
Tabla 3-9: Parejas de carga 50-50 usadas en el modelo aplicables para el año 2017.	55
Tabla 3-10, Coeficientes para estimación de costo de producción.	61
Tabla 4-1. Campos agrupados por región.....	62
Tabla 4-2. Suministro ideal por nodo de oferta para el escenario de demanda media (GBTU/d).	66
Tabla 4-3. Cantidad de Gas Natural entregada por nodo para el escenario de demanda alta (Gbtu/d).	71
Tabla 4-4. Costo de suministro de gas natural por sector (en miles de dólares) escenario alta demanda.	75
Tabla 4-5. Costos de transporte de Gas Natural por tramo estudiado en escenario base (unidades en miles de dólares).	77
Tabla 4-6. Costos de transporte de Gas Natural por tramo estudiado en escenario demanda alta (unidades en miles de dólares).	79
Tabla 4-7. Cantidad promedio de gas natural transportado por día para cada escenario.	94
Tabla 4-8. Cantidad promedio de gas natural transportado por día para cada escenario.	94
Tabla 4-9 Costo promedio de gas natural transportado por día para cada escenario.	94

Lista de Símbolos y abreviaturas

ANLA: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

BECO: Balance Energético Colombiano

BID: Banco Interamericano de Desarrollo

CIURE: Comisión Intersectorial para el Uso Racional y Eficiente de la Energía y Fuentes No Convencionales de Energía

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas

DNP: Departamento Nacional de Planeación

DT: Distrito Térmico

EE: Eficiencia Energética

EIA: Energy Information Administration

FRSU: Unidad Flotante de almacenamiento y regasificación (inglés)

GBTU: Millones de BTU.

GLP: Gas licuado del petróleo.

GN: Gas natural

GNL: Gas Natural Licuado

GNCV: Gas natural comprimido vehicular

IEA: International Energy Agency

KPCD: Miles de Pies Cúbicos por Día.

MBTU: Miles de BTU.

PIB: Producto Interno Bruto

PND: Plan Nacional de Desarrollo.

SIPG: Sistema de información de Petróleo y Gas (Colombia).

UPME: Unidad de Planeación Minero Energética

ZNI: Zonas no interconectadas

X

Introducción

La evaluación de la seguridad de suministro de Gas Natural en Colombia al largo plazo es un tema trascendental para el sector energético. Países como Estados Unidos, Noruega, Canadá, Finlandia y China han sido pioneros en trabajos de investigación en seguridad de suministro energético (Mazyan, Ahmadi, Ahmed, & Hoorfar, 2016) (Lise, Hobbs, & van Oostvoorn, 2008).

El crecimiento de consumo global de gas natural, en conjunto con las problemáticas geológicas, climáticas y políticas, exigen un alto nivel de detalle en los estudios de planeación a mediano y largo plazo para identificar posibles adecuaciones rentables (sin descuidar las ya existentes), determinar estrategias de desarrollo escalonado (Hubner & Haubrich, 2008) para una correcta expansión de la infraestructura, y formular nuevas políticas que permitan acceder a diferentes alternativas tecnológicas de energía y hacer frente a ocasiones de alto riesgo de falla del sistema de abastecimiento.

En Colombia autores como (Cafaro & Grossmann, 2014; Saldarriaga-C. & Salazar, 2016; Villada & Olaya, 2013) han abordado la problemática del riesgo de desabastecimiento de Gas Natural, mostrando que el interés prioritario de los estudios en el país ha sido determinar las consecuencias en la seguridad de suministro del gas Natural que generan el crecimiento de consumo energético y la variación de los precios. En general, las investigaciones desarrolladas en Colombia se han guiado a trabajar la seguridad de suministro simulando y optimizando el uso de las redes de transporte de Gas Natural (Villada & Olaya, 2013), o modelos de planeación integrada de Gas Natural y Energía eléctrica (Saldarriaga-C. & Salazar, 2016) pero ninguno se ha centrado en un análisis de la entrada de fuentes de oferta de gas.

Cafaro & Grossmann en el año 2014 presenta un trabajo detallado de planeación a corto plazo de la cadena de suministro para Shale Gas en Argentina mediante un modelo

binario no lineal y usa un algoritmo de ramificación y refinación para acercarse a los valores óptimos de un modelo de gran tamaño con términos no cóncavos (Cafaro & Grossmann, 2014).

Entre los estudios reportados en la literatura para la seguridad de suministro a largo plazo se encuentra Padberg & Haubrich en 2008, , desarrolló un modelo de programación entera cuadrática y lo aplicó en Alemania para maximizar beneficios de un portafolio de gas natural a largo plazo considerando incertidumbre en la planeación (Padberg & Haubrich, 2008). Luego, en el año 2015 Zhang, Li, Wang, & Li realizó un análisis de escenarios detallado para el mercado Chino de Gas Natural. Estos autores construyeron un modelo de optimización de la cadena de suministro a largo plazo teniendo en cuenta el impacto de los costos de importación de gas Natural, tanto GNL como por gasoductos, y los costos domésticos asociados al desarrollo de infraestructura (Zhang, Li, Wang, & Li, 2015). Más recientemente, en el año 2016 Androulaki & Psarras realizó un modelo de toma de decisiones multi-criterio usando una metodología de regresión ordinal robusta para evaluar alternativas de abastecimiento de Gas Natural para Grecia, basado en la economía de la oferta, la seguridad de la oferta y la cooperación entre países (Androulaki & Psarras, 2016).

En Colombia, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) considera escenarios de oferta y demanda futura en donde es seguro que existirá desabastecimiento de gas natural (UPME, 2015) y genera unos planes de abastecimiento que muestra posibles opciones de expansión tanto en suministro como en transporte de gas natural, presentando alternativas como como la regasificación de Gas Natural Licuado, desarrollo de Yacimientos no Convencionales, o de explotación Offshore.

Este trabajo parte de estudios de oferta y demanda realizados por diferentes agentes (UPME, ANH, SIPG) y aporta alternativas de oferta considerando limitaciones de transporte. Para esto, se (Harker, 1986) utiliza una metodología de optimización que se ha aplicado en países como Alemania (Growitsch, Hecking, & Panke, 2014), China (Lu, Su, Fath, Zhang, & Hao, 2016) (Zhang et al., 2015), (He, Xu, Yang, & Yuan, 2011), Estados Unidos (Gabriel, Zhuang, & Kiet, 2005) e India (Von Heusinger & Kanzow, 2009).

Este trabajo de investigación busca analizar el desequilibrio entre oferta y demanda de gas natural previsto por la UPME (2015) usando técnicas de optimización para crear escenarios de oferta y costos de suministro que representen la incertidumbre en la disponibilidad futura de gas natural en Colombia. La estimación de curvas de oferta a largo plazo de gas natural para Colombia contribuye al análisis de la seguridad energética, entendida como la capacidad de garantizar la disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio asequible (IEA, 2001, p. 76) y es un aspecto que, al momento, no se aborda en la literatura.

Objetivos.

General

- Evaluar la seguridad del suministro de largo plazo (20 años) de Gas Natural en Colombia.

Específicos

- Determinar escenarios de demanda de Gas Natural en Colombia para el largo plazo.
- Definir capacidad total de suministro tanto del sistema de producción como el de importación de Gas Natural de Colombia.
- Construir escenarios de oferta de Gas Natural en Colombia para el largo plazo que tengan en cuenta las principales incertidumbres.
- Estimar la satisfacción de la demanda bajo los distintos escenarios de oferta.

Alcance y aportes

Se busca construir un modelo que permita determinar la oferta de gas natural en el largo plazo en Colombia bajo distintos escenarios de oferta y demanda, y considerando restricciones de transporte y la posibilidad de inversiones en nuevos proyectos de

suministro y transporte. El alcance es limitado a la disponibilidad y los costos de suministro, por lo cual no se tienen en cuenta aspectos comerciales como contratos.

Métodos y Materiales

El trabajo se apoya en fuentes de información secundaria oficiales como la UPME, el ministerio de Minas, la ANH, así como de revisión de literatura. Entre la información obtenida está:

Declaración mes a mes de la siguiente información (Decreto 2100 de 2011) por parte de las empresas productoras publicado por el Ministerio de Minas.

- Consumo propio.
- Producción comprometida.
- Producción disponible para la venta.
- Potencial de producción por campo.
- Contratos de exportación.
- Reservas de gas probado, probable y posible por campo y zona, publicado por ANH.
- Plan de abastecimiento de Gas Natural con proyecciones de demanda y expansiones publicado por UPME.
- Información de Capacidad de producción y ubicación de productores de GNL brindada por la EIA, BP, IEA y otras fuentes reconocidas.
- Información de tecnologías y costos, IEA, EIA y otras fuentes reconocidas.
- Información de costos de producción de no recursos no convencionales en diferentes regiones del mundo brindados por las compañías.
- Información de costos de producción de recursos convencionales en Colombia.
- Proyección de precios internacionales del Gas Natural y GNL por parte de la EIA a mediano y Largo plazo.

Para la estimación de costos se consultan noticias, fuentes gremiales e industriales.

Métodos:

Para tener en cuenta la incertidumbre en el suministro de gas natural en Colombia, se construirán escenarios de costos y volúmenes mediante un modelo de optimización. En la construcción del modelo se tendrán en cuenta las condiciones actuales de la oferta de Gas Natural y se usará la declaración de producción Nacional y costos de producción, principalmente de los campos de Guajira y Cusiana- Cupiagua, los cuales representan aproximadamente el 85 % de toda la producción nacional. Así, con una proyección de demanda ya determinada, se encontrarán diferentes escenarios de oferta tal que se minimicen los costos de satisfacer demanda.

Para estimar el comportamiento de largo plazo de los costos de suministro del gas natural, se emplearán estimaciones de demanda y precios publicadas por entidades como UPME, así como estimaciones de P10, P50 Y P90 de hidrocarburos no convencionales publicadas por la ANH. Con esta información se podrán construir curvas de disponibilidad acumulada de recursos - costos (Aguilera, 2014) y costos nivelados.

1. Antecedentes

En los últimos años el sector de gas en Colombia ha pasado por un alto grado de presión y vulnerabilidad debido a que la oferta se concentra espacialmente en dos grandes productores y a que el sistema de transporte es radial, lo que causa que cualquier interrupción en el suministro o transporte de gas genere afecte a los consumidores. En este capítulo se dará un recorrido sobre la situación actual del mercado de gas colombiano y sus proyecciones.

1.1 Mercado de Gas Colombiano

1.1.1

Reservas

Esta sección se basa en la declaración de producción total disponible para la venta más reciente (2017), la cual es reportada por las empresas operadoras de los campos de gas al Ministerio de Minas y Energía (SIPG, 2017). Además, se analizan el estado actual y la evolución de las reservas totales de gas natural y los escenarios de oferta e incorporación de reservas.

Desde 2017 la oferta de gas natural en Colombia atiende principalmente al mercado interno pues la capacidad máxima de suministro de gas y las reservas probadas han tenido tasas de crecimiento negativas.

Para llevar a cabo proyectos de inversión sostenibles en infraestructura petrolera, transporte de hidrocarburos, generación térmica, exportación o importación es vital el

conocimiento mayor del estado de las reservas con que contarán estos proyectos, y aún más importante, los pronósticos de incorporación en cuencas maduras, crudos pesados, offshore, desarrollos tecnológicos en yacimientos no convencionales, incremento en el factor de recobro de yacimientos en producción.

Las reservas de hidrocarburos se clasifican de la siguiente manera, según el grado de certeza que tenga su proyección de recobro (ANH, 2018a, 2018b, 2018c):

Reservas probadas en producción: Campos existentes de fuentes convencionales de crudo y gas. (ANH, 2008)

Reservas probadas: tienen una probabilidad de 90 % de encontrarse en sitio. Como se muestra en el Gráfico 1-1, en 2016 se estimaron 4.023,67 GPC de reservas probadas, ubicadas en los llanos orientales (59%), Guajira (22%) Valle inferior (11%), Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental. (UPME, 2017).

Reservas por adicionar por recuperación mejorada: corresponden a la adición de reservas y producción por recuperación mejorada, o producción incremental derivada de mejoras en el factor de recobro a partir de aplicación de nuevas tecnologías.

Reservas no desarrolladas: corresponden a descubrimientos existentes y reestimaciones en campos específicos y producción de reservas probables en el resto de los campos

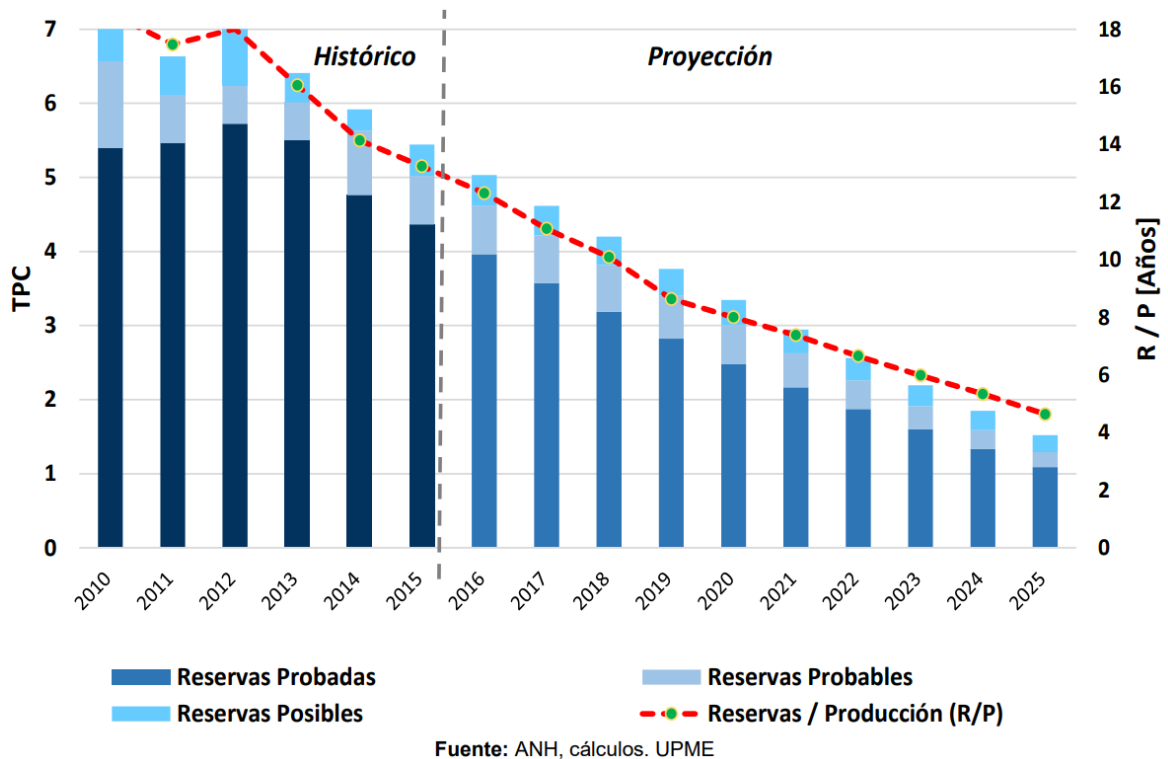
Reservas probables: tienen una probabilidad de 50% de que se encuentren en sitio. Se estiman en 2016 774.87 GPC, ubicados en Llanos Orientales (40%), Valle Inferior (30%) y Valle Medio del Magdalena (15%). (UPME, 2017)

Reservas posibles: tienen un 10% de probabilidad de que se encuentren en sitio. Se estiman en 522.23 GPC (UPME, 2017)

Recursos por descubrir: incorporación de otros recursos potenciales convencionales, incluyendo gas offshore, y de crudos pesados no descubiertos (YTF o “yet-to-find”)

Recursos no convencionales: incorporación de recursos no convencionales (shales, CBM y arenas bituminosas) y viabilizarían de su desarrollo.

Gráfico 1-1, Proyección de las reservas de gas natural. (UPME, 2016a)



Con respecto a la incorporación de estas nuevas reservas probables y posibles, la UPME consideró estudios de potencial geológico realizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH- (2011) (2007) (2008) para presentar tres escenarios: de escasez, base y abundancia.

En el escenario de escasez se incorporarían 1.85 TPC de reservas gas en los próximos 18 años, mientras que en los escenarios base y abundancia se añadirían aproximadamente 6.04 TPC y 16.2 TPC de gas respectivamente (Leyva & Herrera, 2014).

En el escenario base se consideró un incremento de la producción que alcanzaba volúmenes de hasta 1.810 MMPCD. El incremento de la producción estimada corresponde principalmente a la adición de recursos nuevos (Yet to Find) en el offshore colombiano y al desarrollo de las reservas de CBM y shale gas. (Leyva & Herrera, 2014)

El escenario de abundancia estima una incorporación sostenida de los recursos no convencionales y de volúmenes más importantes de recursos “*Yet to Find*”. En términos de gas natural, la oferta se triplica sobrepasando los 3,000 MMPCD desde 2025 (Leyva & Herrera, 2014).

De acuerdo con estas proyecciones de oferta, se estiman inversiones potenciales para cada uno de los escenarios en cada segmento de la cadena del petróleo: exploración, producción, refinación y/o mejoramiento de crudos pesados y comercialización. El escenario de escasez contempla inversiones anuales del orden de 4,600 millones de dólares en los próximos 18 años, dedicados principalmente al desarrollo de reservas. En el escenario base la inversión debería ser de 6,098 millones de dólares y en el de abundancia de 8,000 millones de dólares. (UPME, 2017).

Producción.

1.1.2

Más del 80% de la oferta de gas nacional se encuentra concentrada en los campos de la Guajira, Cusiana y Cupiagua. La oferta de los campos menores del Valle inferior del Magdalena Medio, operados por Canacol, se encuentra limitada por la capacidad de transporte de los tramos Jobo - Sincelejo (9,800 KPC/d) y Sincelejo - Cartagena (18,100 KPC/d). Según el Boletín Electrónico de Operaciones de Promigas, esta capacidad aumentará a 155,000 KPC/d y 72,994 KPC/d en el mediano plazo según. Además, el país cuenta con infraestructura para importar 450,000 KPC/d desde Venezuela por medio del gasoducto Transcaribeño y de una unidad flotante de almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado ubicada en Cartagena con capacidad de 400,000 KPC/d (UPME, 2016a).

La producción de gas natural de los campos Chuchupa y Ballena en la Guajira ha caído desde 2013 por la declinación de dichos campos. El pico de producción se presentó en el 2013 con una producción promedio de 1.199 GTUD, disminuyendo 3,8%, 6,5% y 4.7% en los siguientes años. (UPME, 2017). La declinación de Chuchupa y Ballena se ha mitigado con la inclusión de reservas de los campos menores del Valle Inferior del Magdalena. Sin embargo, la UPME estima que la tasa de exploración exitosa y por lo tanto, la adición de

reservas probadas nuevas, va a caer a una tasa mayor que la relación Reservas/Producción como se puede ver en el **Gráfico 1-1**.

Importación / Exportación.

1.1.3 Colombia cuenta con una unidad flotante de regasificación y almacenamiento de GNL (FRSU) ubicada en Cartagena y operada por la Sociedad Portuaria el Cayao. Esta terminal fue construida con el objetivo inicial de garantizar la seguridad de gas para la generación térmica en momentos de picos de consumo (Castalia Strategic advisors, 2015). La importación de GNL es un proyecto regulado por la CREG, en el que se permite a los generadores térmicos hacer contratos de suministro de GNL para respaldar el cargo por confiabilidad y la generación por seguridad.

La decisión de que esta planta sea solo para uso de generadores térmicos se dio ante la dificultad de estos agentes para hacerse con contratos firmes de gas; además, los contratos firmados en la época finalizaban en el 2016 y los generadores térmicos respaldaban su generación con combustibles líquidos que al final hacían el proceso más costoso y menos amigable con el medio ambiente.

Los generadores térmicos firmaron un contrato de 10 años y la planta de regasificación entró en operación en Marzo del año 2017. La terminal de regasificación cuenta con una capacidad de almacenamiento de 170.000 metros cúbicos de GNL equivalentes a 3.854 Gbtu de gas regasificado, sin contar pérdidas por “Boil off” o evaporación y asumiendo un poder calorífico de 1.0461 Mbtu/Kpc. Esta cantidad puede entregarse al SNT a una tasa de 400,000 MBTU/d; es decir, la planta de regasificación en Cartagena puede mantener una entrega constante a máxima capacidad de entrega durante aproximadamente 9.5 días, lo que sería una cuarta parte de la demanda total de gas natural del país en un evento de fenómeno del niño (SPEC, 2018).

Respecto a los costos de la regasificación de GNL, la información reportada por SPEC (Sociedad Portuaria El Cayao) es coherente con la literatura. El costo de construcción de una unidad FRSU (Floating regasificación storage unit) se encuentra entre 250 y 300 MMUSD, la cual es un buque que puede transportarse hasta cualquier lugar que requiera importación de gas y presta sus servicios de regasificación; el costo de su alquiler tiene

un promedio de 140 MUSD por día dependiendo de su capacidad. Los costos operativos son de 30 MUSD por día, representando así un costo adicional al del gas de 0,4 USD/Mbtu cuando la producción es máxima o de 0,7 USD/Mbtu cuando su factor de uso es del 50%, usualmente el tiempo de recuperación de la inversión se encuentra entre 10 y 15 años (Songhurst, 2017).

Costos estimados para terminales de regasificación.(Castalia Strategic advisors, 2015).

- Costo de capital para construcción = \$900 USD por metro cúbico de capacidad de almacenamiento.
- Costos de operación y mantenimiento: \$0.20 USD/MBTU.
- Costos Fijos de capital \$ 0,46 USD/MBTU
- Costos por combustibles: dependen de la tecnología de la planta, evolución de precios y la región donde se ubica la planta.

según NERA 2012, los costos totales de regasificar en el caribe serían de \$ 0,76 USD/MBTU y podrían ser mayores al considerar los costos de almacenamiento. Según la CREG (CREG, 2016) se esperaba que los costos totales de regasificación en Cartagena fueran mayores que los publicados por Castalia y Nera, y estarían alrededor de \$ 1.50 – 2.00 USD/MBTU debido a la poca liquidez del mercado del Caribe.

1.1.4

Demanda.

Desde 1996 el país ha tenido un gran aumento de consumo de gas natural marcado principalmente por el desarrollo económico del sector industrial que empezó a cambiar el combustible primario usado para sus procesos de líquido y gas, y además el crecimiento del GNVC a partir de año 2005 (SIPG, 2015). Para el 2014, el Gas Natural representaba el 22% del consumo de energético primario en Colombia, mientras que en el 1995 solo era 7% (UPME, 2013), eso demuestra que el Gas Natural actualmente es el energético con mayor tasa de crecimiento de consumo (0.8 % por año). Este crecimiento se ilustra en los Gráficos 1-1 y 1-2.

Gráfico 1-2. Consumo anual de Gas Natural en Colombia por sectores (SIPG, 2015)

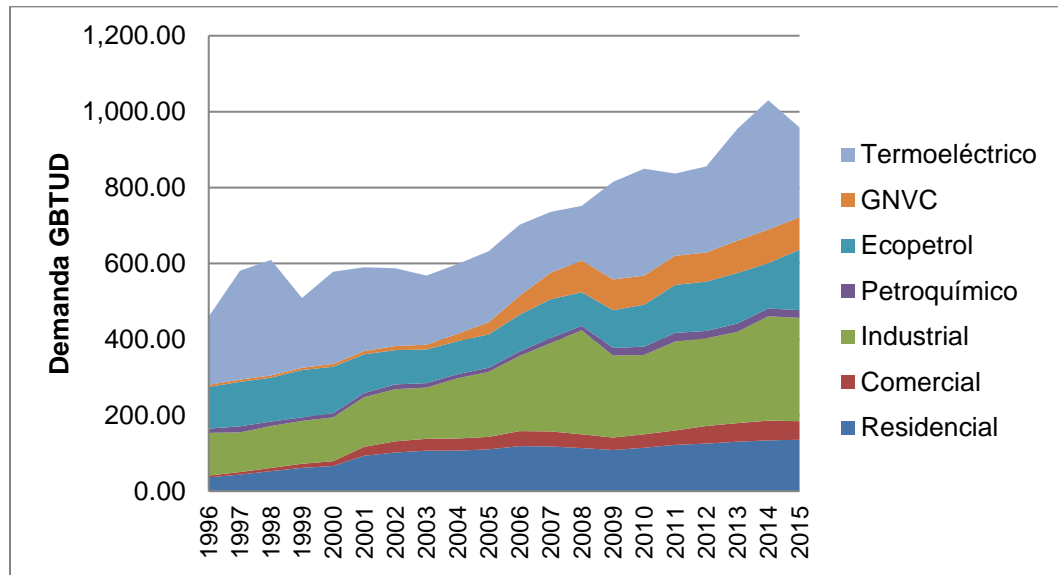
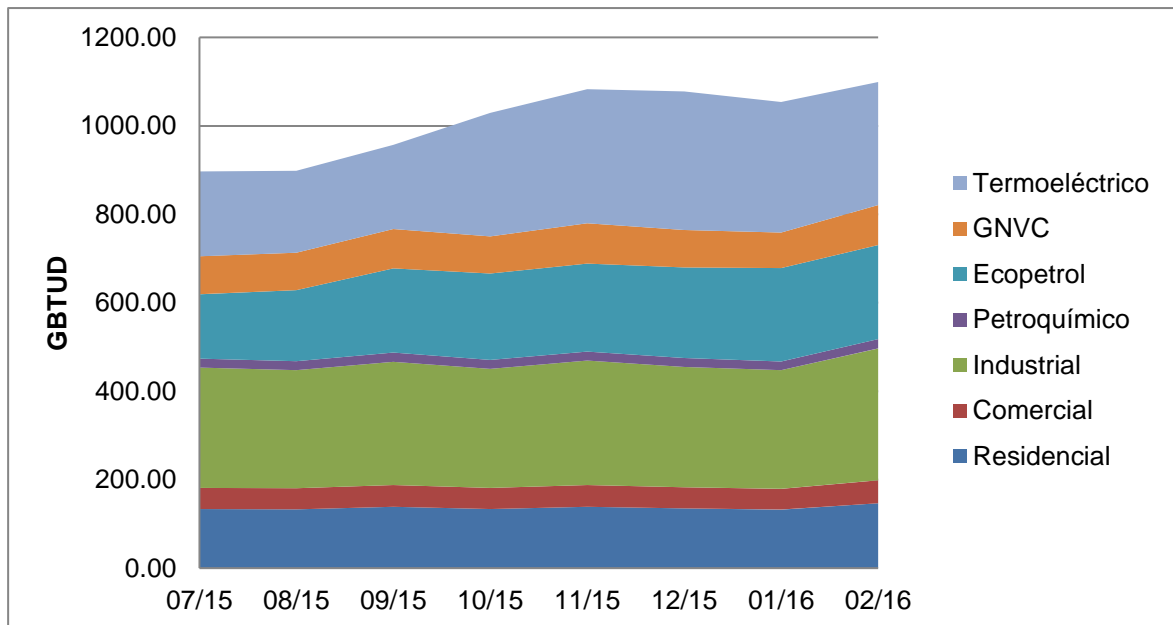


Gráfico 1-3. Consumo mensual de Gas Natural por sectores (SIPG, 2015)



El consumo interno del Gas natural se encuentra distribuido principalmente en consumo residencial, industrial y en generación de energía mediante centrales térmicas. Este último puede presentar incrementos considerables en la demanda cuando se presentan

fenómenos meteorológicos que pueden afectar la capacidad efectiva de los embalses para generación hidroeléctrica. Históricamente el país se ha visto afectado por estas fluctuaciones climáticas que han generado periodos de escasez energética en donde las centrales térmicas han tenido que soportar el mercado, llegando a haber racionamientos de electricidad y de suministro de gas (CONCENTRA, 2016). En el año 2016 la demanda general tuvo una disminución del 2,4 % (UPME, 2017a), sin embargo, es de especial atención que la demanda en el sector petrolero presentó un crecimiento del 44.5 % debido a la entrada de Reficar.

El 25% del sector industrial en el país usa gas natural como su combustible primario para sus procesos de producción (UPME, 2017b), así las cosas, su demanda depende principalmente del nivel de su actividad económica en el corto plazo, en el largo plazo estos usuarios tienen las alternativas de cambiarse de fuente de energía (Hulshof et al., 2016). De acuerdo con la UPME el sector industrial representa el 22,3 % del consumo de gas natural en condiciones hidrológicas estables (SIPG, 2017) siendo el segundo sector con mayor consumo.

La demanda de gas natural para usuarios residenciales es inelástica en el corto plazo debido a que los combustibles sustitutos para estos usuarios son limitados (Hulshof, van der Maat, & Mulder, 2016). Adicionalmente. En países en donde se presentan estaciones climatológicas, la elasticidad depende de la temperatura (Wang, Jiang, Zhou, Wu, & Qin, 2016).

1.1.5

Transporte

Según la ley 142 y 143 de 1994, la industria del gas Natural en Colombia se encuentra regulada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG. La estructura de mercado diseñada para este sector busca garantizar la libre competencia en la producción, comercialización del gas y el libre acceso a la infraestructura del transporte y distribución.

En Colombia el gas natural es transportado desde las zonas de suministro hasta las zonas de consumo mediante el Sistema Nacional de Transporte (SNT), el cual se definió por el decreto CREG 1493 de 2003 como “el conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las Puertas de Ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales o Sistemas de Almacenamiento”. Actualmente son ocho los agentes que transportan el gas: Progasur, Promigas, TGI, Transcogas, Transmetano, Transoccidente Transoriente. Existen dos subsistemas principales, la troncal de la Costa atlántica que está construida desde el Campo Ballena en la Guajira hasta Cerromatoso y es operada por Promigas, y las líneas del interior Ballena – Barrancabermeja – Vasconia – Cali, Cusiana – Apiay – Bogotá y Cusiana – La Belleza – Vasconia Cali, construidas y operadas por TGI.

El SNT es un sistema radial con relativa poca confiabilidad (UPME, 2016b) debido a sus limitaciones operativas en condiciones de alta demanda, a que tiene pocos nodos sólo tiene acceso al océano Atlántico y está a 130 km de distancia del Océano Pacífico, lo que limita las opciones de importación.

Por esta razón, se requiere que los agentes transportadores ofrezcan la máxima capacidad de transporte disponible a los demás agentes del mercado. Actualmente el Reglamento único de transporte de Gas Natural (RUT) (CREG, 1999) asegura el acceso abierto y sin discriminación al Sistema Nacional de Transporte permitiendo a los transportadores ofrecer contratos a largo y corto plazo de capacidad de transporte por tramo en un mercado primario. Sin embargo, para que el sistema sea eficiente, las cantidades que los agentes tengan contratadas en firme que no sean nominadas pasarán a ser ofrecidas a un mercado secundario.

Tarifas de transporte.

Las tarifas de transporte son un conjunto de cargos regulados por la CREG que les permiten a los agentes transportadores recibir una remuneración por el servicio del

transporte de gas natural y así poder recuperar su inversión existente en infraestructura mediante un cargo fijo y un cargo variable. La resolución CREG 126 de 2010 establece la metodología para aplicación de este así:

- Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento:
- Programa Nuevas Inversiones y aumento de capacidad: La CREG establece un valor eficiente de las inversiones que el transportador proyecta realiza a partir de costos de activos comparables.
- Gastos en compresión, consumo de combustibles, lubricantes, corridas de raspa tubos.
- Gastos asociados a Gas de Empaquetamiento

Cargos Regulados de Transporte:

Los cargos regulados de transporte se determinan de acuerdo a la Resolución CREG 126 de 2010 tiene en cuenta dos tasas de costo de capital: una referente a la capacidad de transporte (15.02 %) y otra al volumen transportado (17.7%) y reconoce la inversión en activos y los gastos de AOM. La CREG fija las parejas de cargos para cada transportador. Se reconocen: _

- Cargo Fijo: Valor que remunera los costos de inversión en el periodo tarifario anual, expresado en Kpc/d/año
- Cargo Variable: Valor que remunera los costos de inversión expresado en USD/KPC.
- Cargo fijo AOM: Valor fijo que refleja los gastos en administración, operación y mantenimiento.

La contratación en firme de capacidad de transporte se somete al régimen de libertad regulada. Luego, los cargos fijos y variables determinados por la CREG son máximos y cada agente puede negociar con el transportador el porcentaje fijo y variable de su contrato. El costo del transporte se calcula de acuerdo con:

$$CT = \sum_k Ct_k \sum_l Cgg_l$$

Con:

CT: Costo para el remitente.

C_{t_k} : Cargo para el tramo k.

C_{gg_l} : Cargo para el grupo de gasoductos l.

l: Número de grupo de gasoductos entre el punto de entrada del gas al SNT y el punto de salida a cada remitente.

k: Número de tramos entre el punto de entrada del gas al SNT y el punto de salida a cada remitente.

Estructura del Mercado de Gas Colombiano.

1.1.6

Aunque Desde 1994 se contempló la creación de un mercado de gas natural con precios liberados al productor, tal liberación ha sido gradual y requirió, entre otras, las siguientes resoluciones y decretos.

Decreto 2100 de 2011 del Ministerio de Minas y Energía: estableció los mecanismos necesarios para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural en Colombia, promover la competencia, propiciar la formación de precios eficientes y la libertad de exportación de gas natural como incentivo al desarrollo de este mercado.

Resolución CREG (R062 de 2013) estableció incentivos para que generadores térmicos contrataran la prestación del servicio de gas natural importado y desarrollaran la infraestructura necesaria para dicha importación.

Resolución CREG 088 de 2013 liberó el precio del gas natural del campo Guajira.

Resolución CREG 089 de 2013 reglamentó los Mercados Primario y Secundario de gas.

A continuación se presenta el esquema de funcionamiento del mercado Colombiano. Como se observa en la **Figura 1-1** hay cinco tipos de agentes participantes: productores (Chevron, Ecopetrol, Canacol, etc.), transportadores (TGI, Promigas), comercializadores (Surtigas, EPM, e2, Gas Caribe, Gas Natural Fenosa), distribuidores (Surtigas, EPM, e2, Gas Caribe, Gas Natural Fenosa) y usuarios finales que pueden ser no regulados y regulados. Los productores y los comercializadores de Gas importado pueden vender suministro de gas en el Mercado Primario a comercializadores y directamente a Usuarios no Regulados, los cuales a su vez pueden comercializar en el mercado secundario como se observa en la **Figura 1-3**.

Figura 1-1 Agentes cadena del gas natural en Colombia.

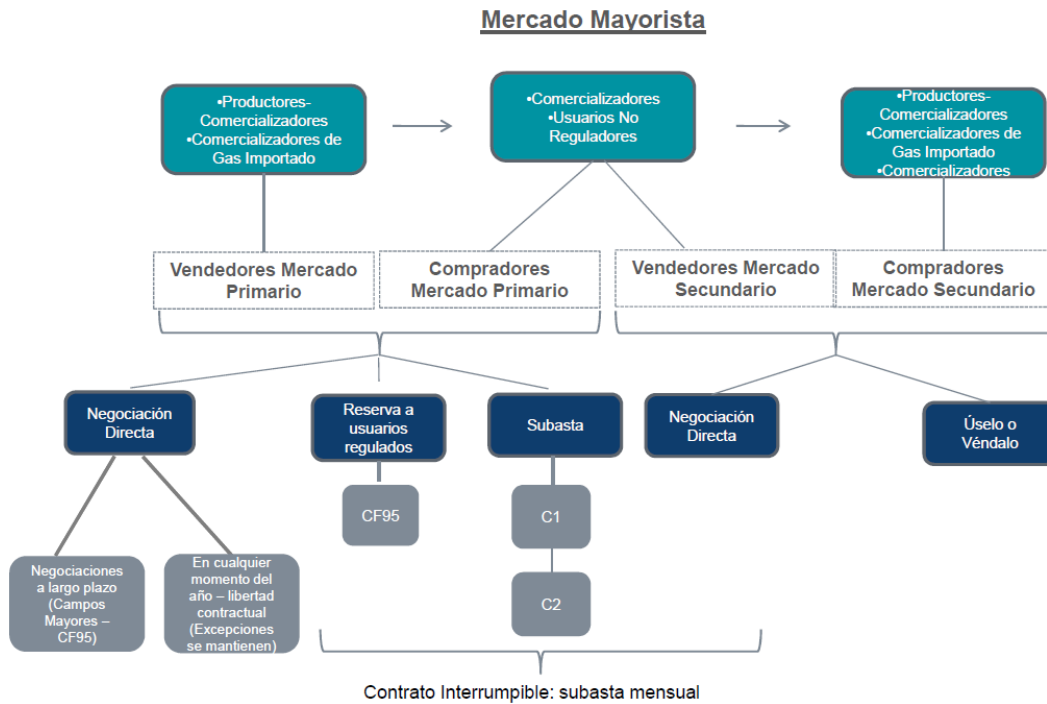


Figura 1-2 Agentes cadena de importación de GNL en Colombia



El mercado mayorista de gas natural comprende el conjunto de transacciones de compraventa de gas natural y/o de capacidad de transporte en el mercado primario y en el mercado secundario. También comprende las transacciones de intermediación comercial de la compra, transporte y distribución de gas natural y su venta a usuarios finales. (CREG 114 de 2017),

Figura 1-3. Esquema de suministro de Gas Colombiano, Mercado Mayorista

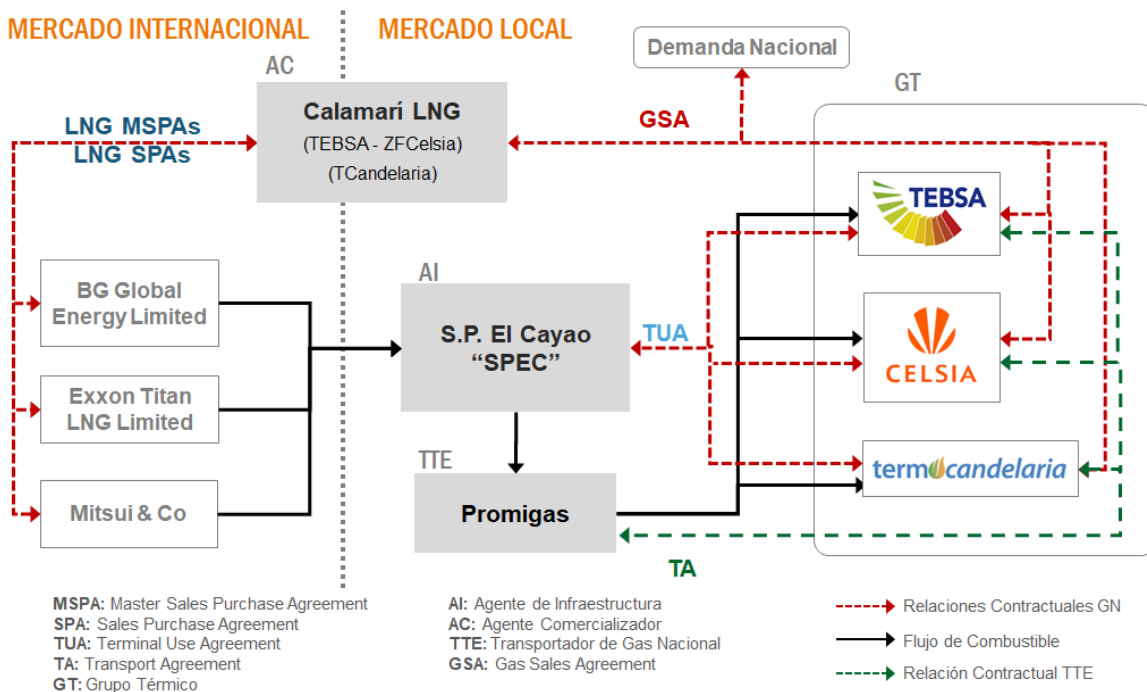


La **Figura 1-3**, muestra en términos generales la estructura actual de negociación en el Mercado Mayorista de suministro de Gas natural colombiano (sin importaciones). Este Mercado se contrata por separado del transporte. Los agentes transportadores tienen como función garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema. Específicamente, el transportador tiene contratación en firme con la industria de generación térmica ya que, para la remuneración del cargo por confiabilidad, dicha industria debe demostrar una contratación de transporte de gas en firme que garantice la generación también en firme cuando el precio de escasez se active.

Por otro lado, la entrada de GNL a Colombia se dio bajo la estructura que muestra la figura 1-4,, en donde se accede al mercado internacional del GNL mediante el agente comercializador Calamarí LNG, entidad cuyos accionistas mayoritarios son los agentes térmicos Termo Barranquilla, Termo Candelaria y Celsia, Calamarí realiza acuerdos de

compra de GNL y este es entregado físicamente a SPEC, agente dueño de la infraestructura de regasificación el cual tiene acuerdos de uso de la terminal con los 3 agentes térmicos.

Figura 1-4. Estructura de importación y funcionamiento del mercado de gas natural licuado Colombia.

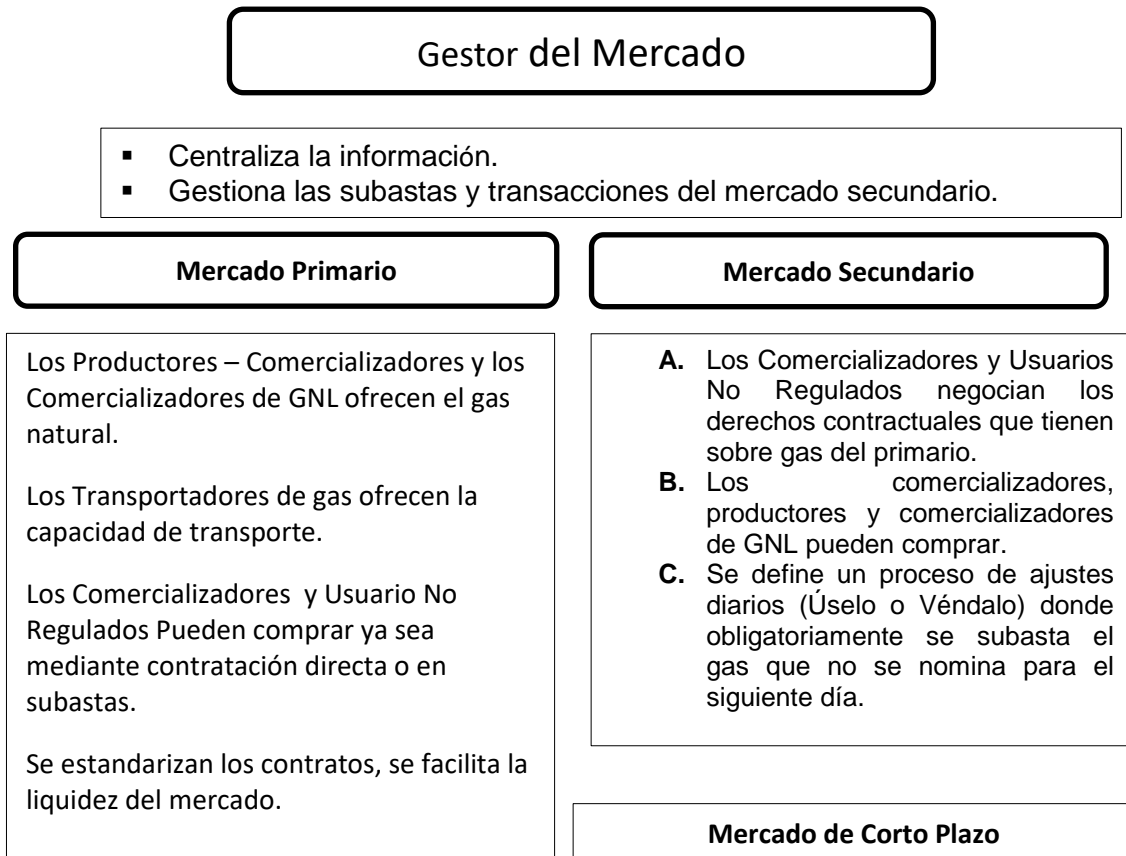


Esquema de comercialización en Colombia.

Antes de la entrada en vigencia de la resolución CREG 114 del 2017, los contratos de gas en firme exigían al comprador pagar el 100% de la capacidad contratada independiente del consumo con un alto riesgo por las fluctuaciones de demanda de las plantas de generación térmica. Por este motivo se crearon nuevas modalidades contractuales que se pueden observar en la **Figura 1-5**. Estas modalidades permiten mayor flexibilidad entre las cantidades contratadas, consumidas y pagadas, al existir un componente correspondiente a una cantidad máxima con compromiso de pago y consumo y otro componente que es un derecho del comprador a ejercer el consumo, estas modalidades son los contratos de suministro en firme al 95%, el C1 y el C2. A su vez se eliminó la contratación en firme, firmeza condicionada y las opciones de compra de gas. Por otro lado, también se eliminó el mecanismo de negociación según balance de

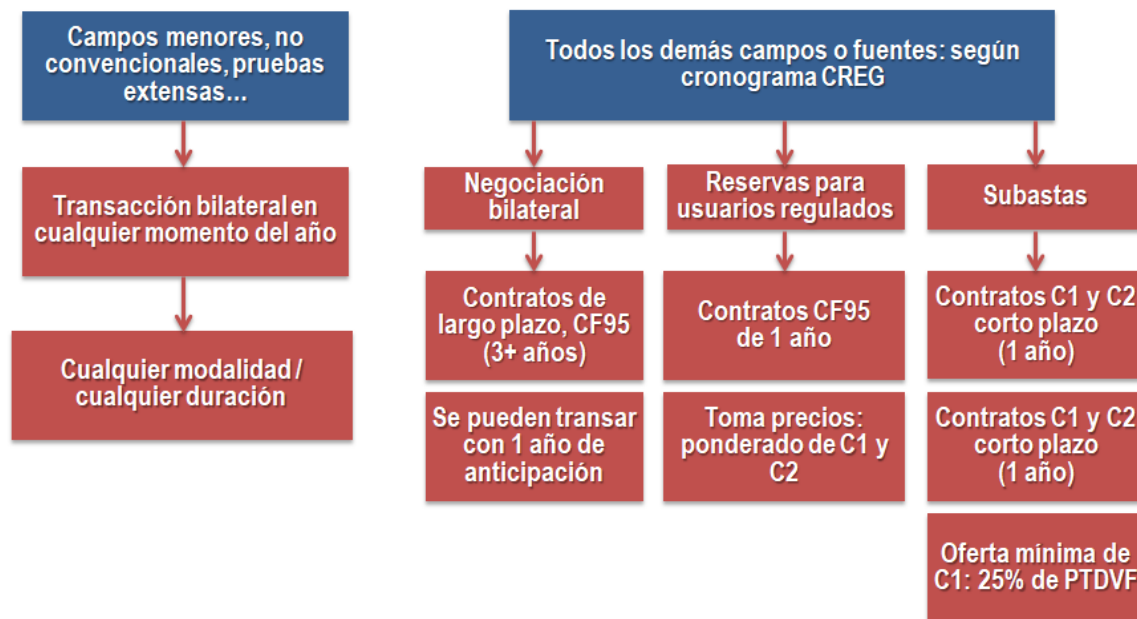
la UPME y la negociación directa durante tiempo indefinido, la **Figura 1-5** explica la resolución.

Figura 1-5. Generalidades resolución CREG 114 del 2017



La nueva resolución plantea algunos cambios considerables en la estructura de mercado. Principalmente, se permite el acceso directo de los Usuarios No Regulados al mercado primario, los Generadores Térmicos pueden actuar como comercializadores y comprar en el mercado primario, así como participar en el mercado secundario y no se definen restricciones ni prioridades respecto de la demanda “Esencial” para la participación en las subastas; es decir, no se restringe la generación térmica.

Figura 1-6. Comercialización en el mercado primario



En el año 2015 entró en operación el Gestor del Mercado de Gas Natural de Colombia, sus funciones son recopilar, centralizar y hacer pública la información transaccional y operativa del sector, optimizar el uso de infraestructura de suministro y transporte con el objetivo de darle mayor competitividad y competencia al mercado, y gestionar los mercados Primario y Secundario participando como intermediario.

Mercado Primario: Es el mercado donde los productores-comercializadores de gas natural y los comercializadores de gas importado pueden ofrecer gas natural. También es el mercado donde los transportadores de gas natural pueden ofrecer su capacidad de transporte (CREG 114 de 2017). En este mercado se permite la negociación bilateral directa entre vendedores y compradores si la demanda de gas no excede la oferta en un horizonte de 3 años; de lo contrario, solo se puede comercializar mediante subastas gestionadas centralizadamente por el Gestor del Mercado.

Mercado Secundario: Podrán participar como compradores en este mercado los agentes que tengan derecho de suministro de gas natural o capacidad de transporte en firme y que tengan cantidad disponible para cederlas a otros agentes, es decir, los productores-

comercializadores, los comercializadores de gas importado y los transportadores con contratos en firme (CREG 114 de 2017). Los contratos del mercado secundario son de entrega física y pueden ser intradiario, diario, semanal, mensual, anual o multianual.

Proceso Úselo o Véndalo: De largo plazo para capacidad de transporte, donde se obliga a ofertar la capacidad cuando el suministro contratado es inferior. El de corto plazo obliga a ofertar diariamente el gas contratado en el primario y que no se nominará para el siguiente día. Pueden contratar directamente sin restricción: los campos menores, yacimientos no convencionales, campos en pruebas, campos aislados. El Comercializador de GNI para la demanda del sector térmico de acuerdo a la Resolución 062/13 (Generaciones de seguridad, Respaldo OEF del grupo térmico) y cuando venda gas bajo la modalidad de contingencia. Los Productores-Comercializadores podrán contratar directamente a través de contratos de suministro con fecha de entrega hasta el 1 de enero de 2014.

Fallas del mercado

A pesar de que se expidió regulación para promover la competencia, en mercado de gas natural en Colombia tiene fallas como concentración de la oferta y falta de sustitutos:

La oferta presenta pocos puntos de conexión al STN. Estos puntos son operados solo por Ecopetrol, Chevron y Equion y el índice de concentración del mercado (HHI) muestra que el mercado mayorista se comporta como si solo lo manejaran tres empresas. Esto crea la obligación de que el gobierno vigile y regule el suministro para mitigar el riesgo de falta de competencia o abuso del poder del mercado (UPME, 2014).

Por otro lado, los sustitutos energéticos (combustibles líquidos) a los cuales los usuarios tienen acceso son costosos y además su oferta también está concentrada en una empresa estatal.

El SNT colombiano no cuenta con almacenamiento y este, a su vez, es costoso. Además, los dos subsistemas de gasoductos (Costa e Interior) no cuentan con flujo bidireccional y por lo tanto, no se comunican entre sí completamente. Como consecuencia de la falta de

infraestructura, disminuyen las posibilidades de arbitraje y de atender picos de demanda, lo cual causa fluctuaciones en los precios.

2. Marco Teórico.

2.1 Tipos de Modelos aplicados a Mercados de Gas Natural.

Los estudios de sistemas que involucran mercados de gas natural se pueden clasificar en tres tipos: econométricos, de equilibrio de mercado y de equilibrio espacial de mercado. Estos tipos de modelos tienen distintos objetivos pero también se pueden complementar entre sí.

Los modelos econométricos aplicados a los mercados de gas natural buscan predecir el comportamiento de las variables que puedan afectar su oferta o demanda. Las variables normalmente usadas en los estudios son tasas de cambio, indicadores de precios de sustitutos en mercados spot Internacionales, comportamiento de oferta y demanda de otros bienes, etc.

Un mercado está en equilibrio cuando el precio y la cantidad deseada por oferta y demanda se pueden igualar.

Los modelos de equilibrio usualmente utilizados en los estudios de mercado de gas natural, se dividen entre equilibrio espacial y no espacial. Los modelos no espaciales encuentran el balance entre oferta y demanda de un punto o mercado específico sin considerar restricciones de transporte. Por otro lado, en los modelos de mercados espaciales cada mercado es independiente y se relaciona con otros sistemas formándose una red con un conjunto de nodos (consumo, suministro, transacción) y un

conjunto de arcos que conectan estos nodos (sistema de transporte). En estos modelos, cada nodo se ve afectado por diferentes factores y puede tener su propia curva de demanda.

El enfoque más común en los estudios de gas natural es el de encontrar un el equilibrio espacial de precios (Harker 1986, Enke 1951, Samuelson, 1951) estudian mercados con competencia perfecta. Sin embargo, la mayoría de los mercados de gas natural no se comportan así y pueden tener monopolios locales o estar conformados como oligopolios.

En los mercados oligopólicos unos pocos agentes controlan la mayoría del mercado y cada agente toma sus decisiones intuyendo estratégicamente las acciones de la competencia para así obtener los mejores resultados posibles.

Luego, en la literatura se han desarrollado modelos de equilibrio espacial con comportamiento competitivo y no competitivo (monopólico, oligopólico), entre los que se destacan los siguientes:

Modelos de Equilibrio espacial

- Enke (1951) propuso un modelo de equilibrio de precios en mercados espaciales - Samuelson 1952 – presentó un modelo de equilibrio de precios.
- Takayama (1964) reformuló el modelo de equilibrio de precios de Samuelson asumiendo relaciones lineales entre demanda y oferta regional
- Harker (Harker, 1986) introdujo modelos de mercado alternativos para la competencia espacial
- Dafermos Stella (1987) presentó un modelo de comportamiento oligopolístico y competitivo en mercados espaciales y lo formuló usando desigualdades variacionales
- Friesz, Miller, & Tobin, (1988), realizó un estudio que usa programación jerárquica con un análisis de sensibilidad para una empresa en posición dominante que compite en una red discreta de competencia oligopólica.

- En China (Jing - Yuan, 1999), también partió del modelo de Harker para presentar un modelo de un oligopolio dispersado espacialmente entre generadores de energía y consumidores de un mercado de electricidad de largo plazo
- (Labys & Yang, 2005). Utilizan el principio de termodinámica de Le Chatelier para demostrar que los modelos de Harker podrían ser usados como anfitriones de otros modelos
- Gabriel (2005) desarrolló un modelo de equilibrio de mercados de gas natural en donde determinan diferentes tipo de competencia para cada sector de la cadena de abastecimiento de gas. El modelo se formuló como un programa complementario no lineal, con condiciones de Karush-Kuhn-Tuchker, para un modelo de nueve participantes en el mercado, tres temporadas y cuatro escenarios de oferta y demanda.
- Gabriel, Zhuang, & Kiet (2005) presentó un modelo a gran escala del mercado de gas natural de Estados Unidos – usando teoría de juegos Nash- Cournot.
- Egging (2008) desarrolló un modelo del mercado de gas natural Europeo, ique incluye operadores, comercializadores, plantas de licuefacción y regasificación, almacenamiento, y tres sectores de consumo. El modelo es un modelo complementario espacial.
- Egging(2010) presentó un modelo complementario del mercado de gas natural mundial. El modelo incluye 80 países y cubre el 98% del consumo y producción de gas natural además de transporte y rutas de GNL en el mundo. Además el modelo determina la producción en cada nodo y tiene entre sus entradas funciones de costos, tipos de comercializadores y almacenamiento.

El siguiente cuadro muestra un resumen de los principales estudios realizados en mercados de gas natural, detallando el tipo de competencia y la existencia o no de restricciones de transporte.

	Monopolio	Oligopolio	Competencia
Espacial	Harker, 1986 Enke 1951 Samuelson 1952 –	Harke , 1986 Jing - Yuan, 1999 Friesz, Miller, & Tobin, 1988 Growitsch,2014, Gabriel, et al, 2005 Egging et al (2010) Von Heusinger, A., & Kanzow, C. (2009).	Harker, 1986 Golombek, et al, 1995 Labys & Yang, 2005). Gabriel 2005 Egging et al, 2010)
No Espacial	Thompson, 2009 Wong, 1968 Chebouba, 2009 Pindyck, 1978	Thompson, 2009 Wong, 1968 Chebouba, 2009 Balestra, 1966	Thompson, 2009 Wong, 1968 Chebouba, 2009

Figura 2-1. Resumen estudios de mercado.

2.2 Formulación de modelos clásicos de equilibrio de precios en mercado espacial.

Con el objetivo de encontrar el punto de equilibrio de un mercado espacial en competencia se debe buscar maximizar la utilidad de los consumidores y los productores, Harker propone lo siguiente (Harker, 1986):

Se considera una red $G[L, W]$ compuesta por nodos L y arcos W , cada nodo L representa una región y cada arco W representa un conector entre un origen y un destino dado por un par de nodos. Se define para cada región $l \in L$ la variable S_l como la cantidad de oferta en esta región y D_l la cantidad de demanda, T_{ij} denota el flujo entre el origen y el destino de la pareja $ij \in W$.

Ecuación de conservación de flujo para cada región:

$$S_l - D_l + \sum_{i \in L} \sum_{(lj) \in W} T_{(il)} - \sum_{j \in L} \sum_{(lj) \in W} T_{(lj)} = 0 \text{ Para todo } l \in L \quad 2-1$$

Ecuación de compensación de mercado:

$$\sum_{l \in L} D_l - \sum_{l \in L} S_l = 0 \quad 2-2$$

Costo promedio de transporte entre origen y destino por unidad:

$$C_{(ij)}(T_{(ij)}), (i, j) \in W \quad 2-3$$

Función inversa de oferta (precio de venta al transportador):

$$\psi_l(S_l), l \in L \quad 2-4$$

Función inversa de demanda (precio de venta al consumidor):

$$\theta_l(D_l), l \in L \quad 2-5$$

Condiciones de equilibrio espacial de precios: establecen que existirá competencia perfecta.

$$\text{Si } T_{(ij)} > 0, \text{ entonces } \psi_l(S_l) + C_{(ij)}(T_{(ij)}) = \theta_l(D_l) \text{ para todo } (i, j) \in W \quad 2-6$$

$$\text{Si } \psi_l(S_l) + C_{(ij)}(T_{(ij)}) > \theta_l(D_l), \text{ entonces para todo } (i, j) \in W \quad 2-7$$

En muchos modelos la función de oferta no está declarada explícitamente pero se deriva de la solución de un problema de minimización de costos con la condición de que el precio es igual al costo marginal de producción en la región, así:

$\psi_l =$ función de costo marginal suponiendo competencia perfecta

$$C_l(S_l) = \int_0^{S_l} \psi_l(s) ds + C = \text{Costo mínimo de producir } (S_l) \text{ unidades} \quad 2-8$$

Monopolio espacial

Una sola empresa produce un bien homogéneo, tiene información completa acerca del comportamiento de la demanda en cada región y controla totalmente el sistema de transporte. En un monopolio en el mercado de gas, el productor no tiene competencia, tiene muchos compradores y puede afectar el precio para maximizar sus ganancias. Se supone que el monopolista tiene información perfecta acerca de la curva de demanda y que no existe una curva de oferta ya que no hay una relación entre el precio y el ingreso marginal.

Cuando existe un solo productor que a su vez controla el transporte, este también puede elegir q y w y usarlos como en la Ecuación 2-9 para maximizar sus utilidades, toda la oferta satisface la demanda y se presenta una eficiencia de mercado que permite la maximización del excedente del consumidor y del productor. La formulación del problema de acuerdo con (Harker, 1986) es:

Problema:

Maximizar beneficios=

$$\sum_{l \in L} \theta_l(D_l)D_l - \sum_{l \in L} C_l(S_l) - \sum_{l \in L} C_{(ij)}(T_{(ij)})T_{(ij)} \quad 2-10$$

Sujeto a:

$$S_l - D_l + \sum_{i \in L} \sum_{(il) \in W} T_{(il)} - \sum_{j \in L} \sum_{(lj) \in W} T_{(lj)} = 0 \quad 2-11$$

$$S_l, D_l \geq 0 \quad 2-12$$

$$T_{(ij)} \geq 0 \quad 2-13$$

donde:

$C_l(S_l)$ = Costo de suministro

Modelo de Oligopolio Cournot – Nash.

2.1.2 En el modelo de oligopolio de Cournot existe un número limitado de compañías se disputan el mercado y las empresas ejercen su poder de mercado escogiendo estratégicamente la cantidad a producir. En el modelo espacial (Harker, 1986) con competencia a la Cournot participan algunas empresas que operan en mercados espacialmente separados en donde:

Q = Conjunto de empresas que operan en el mercado.

I_q = Conjunto de regiones bajo el control de la empresa $q \in Q$.

D_{lq} = Cantidad de gas suministrado por la empresa $q \in Q$ a la región $l \in L$.

\tilde{D}_{lq} = Cantidad de gas suministrado por las otras empresas a la región $l \in L$. = $\tilde{D}_{lq} =$

$$\sum_{\substack{j \in Q \\ j \neq q}} D_{lj}$$

D_l = Cantidad total de gas que demanda la región $l \in L$. = $D_l = \sum_{j \in Q} D_{lj}$

Cada empresa tiene conocimiento del comportamiento de la demanda en cada región y ninguna controla el sistema de transporte. Se asume que cada empresa toma las decisiones de producción de la competencia como fijas cuando decide acerca de su propia estrategia de producción. El problema se formula como (Harker, 1986):

Restricciones de la empresa $q \in Q$

Vector de estrategia óptima $x_q^t = [(S_l | l \in I_q), (D_{lq} | l \in L), (T_{ij} | i \in I_q, j \in L, (ij) \in W)]$

$$\Omega_q = \left\{ \begin{array}{l} x_q \mid S_l - D_{lq} + \sum_{i \in I_q} \sum_{(il) \in W} T_{(il)} - \sum_{j \in L} \sum_{(lj) \in W} T_{(lj)} = 0 \text{ para todo } l \in I_q, \\ -D_{lq} + \sum_{i \in I_q} \sum_{(il) \in W} T_{(il)} = 0 \text{ para todo } l \in L, l \notin I_q, \\ M_l^S \leq S_l \leq U_l^S \text{ para todo } l \in I_q, \\ M_{lq}^D \leq D_{lq} \leq U_{lq}^S \text{ para todo } l \in L, \\ M_{ij}^T \leq T_{ij} \leq U_{ij}^T \text{ para todo } i \in I_q, (ij) \in W \end{array} \right\} \quad 2-14$$

Las dos primeras restricciones de Ω_q hacen referencia a la conservación de flujo en aquellas regiones en las que la empresa produce y no produce respectivamente, las otras 3 restricciones son fronteras de oferta, demanda y transporte.

Problema de maximización de ingresos:

$$\sum_{l \in L} \theta_l (D_{lq} + \tilde{D}_{lq}) D_{lq} - \sum_{l \in I_q} C_l(S_l) - \sum_{l \in I_q} \sum_{(lj) \in W} C_{(lj)}(T_{(lj)}) T_{(lj)} \quad 2-15$$

Sujeto a $x_q \in \Omega_q$

$C_{(lj)}$ y \tilde{D}_{lq} Son tomados como fijos por la empresa q.

Se asume que $\theta_l(D_l) D_{lq}$ es una función estrictamente cóncava, $\theta_l(D_l)$ estrictamente decreciente, $C_l(S_l)$ es estrictamente convexa y Ω_q no es vacío, entonces la función objetivo tiene única solución. Para una formulación como desigualdad variable, ver (Kinderlehrer y Stampacchia 1980, pp. 15-16),

2.2 Explotación de recursos agotables .

En un mercado en competencia perfecta ninguno de los agentes participantes pueda afectar el precio del bien. Cada agente elige un precio P y una cantidad Q a vender también escoge su producción y su nivel de inversión en exploración para maximizar sus ingresos. En la explotación de un recurso agotable, como el gas natural, es de interés determinar la manera óptima como un agente debe de producir su recurso para maximizar sus utilidades y el impacto del agotamiento en los costos de producción.

2.2.1 trayectoria de los costos y precios cuando hay exploración.

Un mercado es eficiente cuando se maximiza la utilidad de los productores y consumidores, o bien, cuando se minimizan los costos de toda cadena de suministro (Pindyck, 1978).

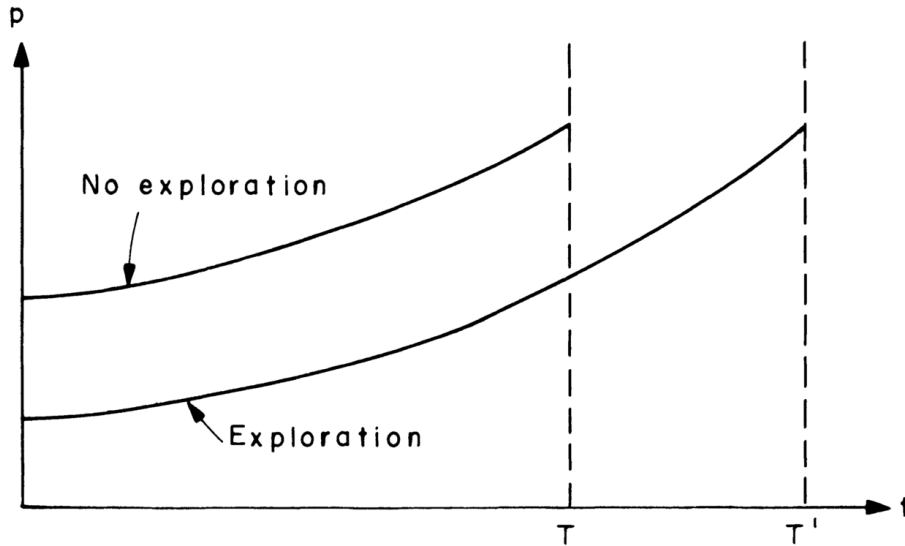
Cada agente otorga un precio p a su producción q , que surge de unas reservas R . El costo promedio de producción $C1(R)$ incrementa a medida que las reservas se acaban, el grado de exploración w agrega reservas a la canasta energética y el costo de exploración $C2(R)$ aumenta con w , se enfrenta a una función de demanda $p(q)$ generando el siguiente problema para el productor al querer optimizar sus ganancias:

$$\text{Max}_{q,w} W = \int_0^{\infty} [qp - C1(R)q - C2(w)] e^{-dt} dt \quad 2-2-16$$

Sujeto a:

$$R = x - q \quad 2-17$$

$$x = f(w, x) \quad 2-18$$

Figura 2-2, Trayectoria de precios para costos de extracción constantes. (Pindyck, 1978)

La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra que en el caso en que no hay exploración, los costos de extracción aumentan cuando las reservas caen y los precios aumentan más lentamente en el caso de producción con exploración.

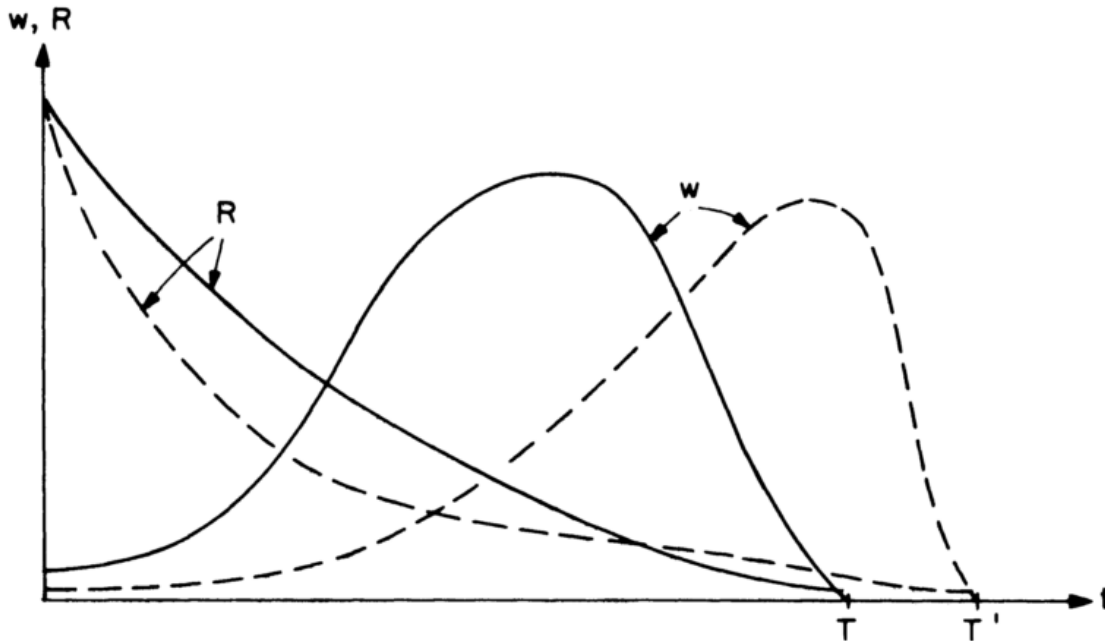
Además, si el costo de producción es cero; es decir, si este costo no depende de las reservas, la tasa de cambio de la trayectoria de precios no se ve afectada por la exploración (Pindyck, 1987).

Comportamiento óptimo de producción y exploración.

Pindyck propone tres tipos de comportamiento del precio de acuerdo a las reservas y el comportamiento de costos de producción para monopolios:

Grandes reservas iniciales: Cuando los costos de extracción dependen de las reservas, el precio incrementa continuamente y lentamente hasta que la demanda empieza a disminuir haciendo que la utilidad por unidad sea cero (Pindyck, 1978). Si las reservas iniciales son lo suficientemente grandes para que el costo de extracción sea pequeño con respecto al costo de exploración y el precio, no habrá valor en tener una gran cantidad de reservas y la actividad de exploración puede ser pospuesta hasta el final del horizonte de planeación como se observa en el Gráfico 2-1 (Pindyck, 1978). Esta estrategia de producción puede aplicarse a los campos como Chuchupa y Ballena.

Gráfico 2-2: actividad de exploración y reservas probadas cuando las reservas iniciales son grandes (Pindyck, 1978).



Reservas iniciales pequeñas: Esta condición obliga al agente a invertir en exploración para no acabar su recurso, inicialmente las reservas aumentarán, sin embargo al largo plazo estas disminuirán debido a que el porcentaje éxito de la exploración disminuye (Pindyck, 1978), esta estrategia de operación se aplica en los campos menores del valle superior del Magdalena medio.

2.3 Modelos para el mercado colombiano.

La falta de descubrimientos de campos de gas que permitan aumentar la canasta energética en Colombia ha generado que se realicen diferentes trabajos para evaluar la capacidad del sistema de gas y energético a responder ante diferentes problemáticas. A continuación, se presentan algunos trabajos de interés que se han realizado el país.

Seguridad de suministro energético en Colombia, y la necesidad de terminales de regasificación.

2.3.1 Saldarriaga y Salazar en el 2016 realizaron un estudio que investiga el impacto de la inclusión de una terminal de regasificación en Colombia en los mercados de electricidad y gas natural mediante un modelo de optimización integrado que tiene en cuenta las limitaciones físicas de ambos sistemas. Los autores presentan una metodología maestro – esclavo para resolver el problema. Primero proponen un modelo de programación binaria lineal para minimizar el costo de producción de gas y energía y el costo de racionamiento y segundo, un modelo esclavo que valora la factibilidad del resultado del problema maestro teniendo en cuenta las pérdidas de energía, las desviaciones de la generación programada y las nominaciones de gas (Saldarriaga-C. & Salazar, 2016). Este estudio recomienda una modificación regulatoria con respecto a la priorización de suministro, la cual no será necesaria con la entrada de las plantas de regasificación y sus resultados muestran que la ausencia de estas plantas representaría en el corto plazo que el 31.5% de la generación térmica en el país tendrá que usar combustibles líquidos en condiciones de alta hidrología.

2.3.2

Estudio de Factibilidad Energética en el Caribe

Este estudio fue contratado por el Banco Interamericano de Desarrollo en el año 2015, este estudio buscó determinar la viabilidad de establecer una cadena de abastecimiento comercialmente competitiva en la región Caribe. Este estudio encuentra que el GNL es la mejor tecnología para el desarrollo del mercado y que la principal demanda para el GNL sería la generación de electricidad y los precios estarían determinados principalmente por la sustitución del combustible. Entre las posibles configuraciones propuestas para el esquema de suministro de GNL en 2023 están (Castalia Strategic advisors, 2015):

Hub y Spoke:

En este escenario una sola compañía sirve de base para la compra de grandes cantidades de GNL y lo distribuye a cada país en pequeñas cargas. Así, se mitigaría el riesgo de monopolio porque las contrataciones se hacen por procesos de venta que consisten en el lanzamiento al público de un requerimiento de una cantidad de GNL bajo

unas condiciones técnicas deseadas, las empresas vendedoras ofrecen su producto y la oferta mas competitiva es la que es escogida, aunque se presentarían dificultades de acceso al mercado por estar en un solo sitio. Los precios estimados están entre 9 y 11 USD/Mbtu

Hub Virtual:

Todo el Caribe contrata el GNL directamente de una sola compañía, la cual garantiza a todos los países interesados tener el mismo arreglo y obtener el gas a precios accesibles (entre 10 y 11 USD/Mbtu).

Contratos individuales: Cada país en el Caribe contrata el GNL por sí solo a precios estimados entre 10 y 16 USD/Mbtu

Este estudio concluye que todos los escenarios presentan un beneficio superior al que actualmente existe en el Caribe (Castalia Strategic advisors, 2015):

2.3.3 **Análisis de la Seguridad de Abastecimiento de Gas Natural en Colombia a Corto Plazo.**

En este trabajo (Villada & Olaya, 2013) se buscó proponer una manera de asegurar la seguridad de suministro de Gas Natural mediante la diversificación de las fuentes de gas, teniendo las condiciones de transporte, producción y capacidad de almacenamiento suficientes para poder manejar los picos de demanda y las interrupciones de suministro por mantenimientos o sucesos no programados. El modelo ofrece incrementar la flexibilidad del mercado y expandir la capacidad de transporte suponiendo siete grandes productores que agrupan el 99% de la producción de gas nacional, partiendo de una función de utilidad para estos productores, así:

$$\pi = \sum_{i,j} (q_{ij} p_{ij} - k q_{ij})$$

Donde i es el productor, j el cliente, q_{ij} es el suministro de gas desde i hasta j , p_{ij} es el costo de suministro del gas de i a j y k representa el costo mínimo de producción del agente i .

A continuación, presentan la función objetivo para minimizar el costo de suministro para la demanda local teniendo en cuenta el costo de transporte CT_{ij} , esta función presenta restricciones de equilibrio de flujo en cada nodo y de capacidad máxima de flujo por tramo.

$$\text{Min } \sum_i (q_{ij} p_{ij} + q_{ij} CT_{ij}) \quad 2-20$$

Donde i es el productor, j el consumidor y q_{ij} es el gas transportado entre ellos, el cual obedece a restricciones físicas de capacidad y de balance de flujo en cada nodo.

Villada & Olaya tuvieron en cuenta las restricciones regulatorias y contractuales en los mercados primario y secundario de transporte y con el modelo, simularon el esquema colombiano para optimizar la competencia operativa, encontrando que la planta de regasificación de Buenaventura puede alivianar las restricciones de transporte del sistema Colombiano..

3. Modelo para evaluar la seguridad de abastecimiento de Gas Natural en Colombia al largo plazo.

Objetivo del modelo

Este modelo se construye con el objetivo de encontrar escenarios de suministro de gas natural en el largo plazo para Colombia, de forma que se pueda evaluar la oferta bajo distintas condiciones de demanda y oferta. El modelo encuentra los costos de suministro de gas incluyendo transporte, y permite ver el uso de capacidad de transporte, identificar puntos críticos de suministro y evaluar alternativas de oferta.

Delimitación del modelo:

Horizonte de tiempo: año 2030

Nodos de producción: (54) principales nodos: Campos Apiay, Ballena, Bullerengue, Chuchupa, Clarinete, Floreña, Cusiana, Cupiagua, Nelson.
Plantas de regasificación Cartagena

Nodos de consumo: (88) principales nodos: (Demanda residencial, industrial, comercial, GNV, petroquímica) Bogotá, Medellín, Cali, Caldas, Yopal, Montería, Barranquilla, Cartagena. Centrales térmicas, industria petrolera.

Alternativas de oferta: (4) Planta de regasificación Pacífico, Descubrimientos costa afuera Atlántico, descubrimientos Valle inferior magdalena Medio, Descubrimientos zona central.

3.1 Supuestos

Generales.

1. Cada nodo de oferta es independiente.
2. En la oferta se consideran reservas probadas y las cantidades adicionales se tomaron en cuenta de acuerdo a proyecciones de la UPME y a suposiciones aleatorias.
3. En el suministro de gas nacional no se tienen la capacidad máxima disponible para contratación en firme de los campos productores.
4. Precio del gas: se asume que este precio no tiene techos regulatorios y que sólo está determinado por los costos de producción más una utilidad (Hotelling, 1931).
5. El costo de suministro del GNL tiene un factor adicional llamado Costo Variable de Regasificación que responde a la eficiencia de una FRSU al manejar mayores cantidades en el “send out”.
6. Los costos de transporte tuvieron en cuenta el cargo 50% Costo Variable + 50% Costo fijo + AOM aplicables para el 2017.
7. No se consideran los contratos en firme tanto de suministro como de transporte, resultando en que los cargos fijos se mantendrán constantes en el periodo de estudio.

3.2 Demanda.

En este trabajo la demanda se considera una variable exógena. Para esta se tuvo en cuenta la proyección de demanda del SIPG (UPME, 2017) (SIPG, 2017), la cual cada dos años realiza una revisión y actualización de la información de demanda para diferentes sectores de consumo (Residencial, Terciario, Industrial, Petroquímico, transporte, Petrolero y Termoeléctrico). Con los datos obtenidos, se realizó un ajuste de las variaciones con respecto a los nodos planteados en el modelo para así poder seleccionar escenarios de demanda alto, medio, bajo y dos casos especiales en donde la demanda podría tener una variación significativa en poco tiempo.

Para crear los escenarios de demanda se tuvo en cuenta diferentes bases de datos públicas del ministerio de Minas, Concentra, ANH, SIPG, Gestor del Mercado, y se seleccionaron 88 nodos considerados relevantes para el mercado de gas y se subdividieron en tres grupos.

Grupo 1: Incluye la demanda residencial, comercial, industrial y GNVC de ciudades y municipios del país (61 nodos). Para la selección de los nodos usados en este grupo, se realizó un análisis espacial teniendo en cuenta su ubicación con respecto a la red nacional de transporte de gas y a sus particularidades socioeconómicas teniendo como base la proyección de demanda publicada por el (SIPG, 2017) en los sectores Centro: Bogotá D.C., Boyacá, Casanare, Cundinamarca, Guaviare (virtual) y Meta o Costa: Atlántico, Bolívar, Córdoba, La Guajira, Magdalena y Sucre. CQR: Caldas, Quindío y Risaralda. Noreste: Cesar, Norte de Santander y Santander. o Noroeste: Antioquia. Suroeste: Cauca, Nariño, Putumayo y Valle del Cauca. Tolima Grande: Caquetá, Huila y Tolima. Para la estimación de demanda individual para cada nodo, se realizó a partir de la proyección por sector para una ponderación de los distintos sectores de consumo estudiados

Grupo 2: Termoeléctricas (24 nodos) Incluye 24 centrales de generación térmica.

Grupo 3: Grandes consumidores industriales (3 nodos). Cerromatoso, Reficar y Refinería Barrancabermeja.

3.2.1

Escenario demanda base

Tabla 3-1: Demanda de gas natural diaria promedio para el sector termoeléctrico escenario base (GBTU/día). (SIPG, 2017)

Centrales Térmicas	2017	2019	2020	2025	2030
Termosierrab	52.6	0.0	0.0	0.0	0.0
Flores1	13.0	9.6	8.9	6.6	9.2

Centrales Térmicas	2017	2019	2020	2025	2030
Autogunibol	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1
Tebsab	64.3	47.5	43.8	32.5	45.4
Flores4B	36.6	27.0	24.9	18.5	25.8
Termocandelaria1	12.8	9.4	8.7	6.5	9.0
Termocandelaria2	12.8	9.4	8.7	6.5	9.0
Autogargoscartagena	0.8	0.6	0.5	0.4	0.6
Autogreficar	0.8	0.6	0.5	0.4	0.6
Proelectrica1	3.7	2.7	2.5	1.9	2.6
Proelectrica2	3.7	2.7	2.5	1.9	2.6
Termoyopal2	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0
Cimarron	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Elmorro1	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Elmorro2	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Termobolivar1	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0
Termomechero5	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Termoyopal1	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Purificacion	0.6	1.8	1.7	1.2	1.7
Termopiedras	0.3	0.8	0.8	0.6	0.8
Merilectrica1	11.6	37.4	34.4	25.6	35.7
Termocentrocc	18.4	59.1	54.5	40.4	56.4
Termoemcali1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Termovalle1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	240.0	208.7	192.5	143.0	199.5

En términos generales, la proyección de demanda de energía eléctrica, los aportes hidrológicos y los proyectos de aumento de capacidad de generación eléctrica son las variables de las que depende la proyección de consumos de gas natural del sector termoeléctrico. En la Tabla 3-1 se aprecia que desde el año 2019, disminuye el consumo de gas natural debido a la entrada de nuevos proyectos de generación como Porvenir, a la entrada de nuevas líneas de transmisión y exportación de energía eléctrica desde el interior del país a la costa y la expansión de la red de transmisión en el Atlántico con la

conexión de nuevas cargas, la cual traerá como consecuencia una disminución de los despachos por seguridad en la Costa Atlántica. No se contempla necesidad de generación en la zona pacífica.

Este escenario base contempla un fenómeno hidrológico con abundancia de lluvias, por lo tanto se esperan precios de bolsa bajos, y como consecuencia en cada año la necesidad de generación por seguridad o por confiabilidad es baja, además se espera el alivio de carga por la entrada de la línea Cerromatoso – Chinú – Copey en el año 2019 (UPME, 2017b).

Tabla 3-2. Demanda de gas natural diario promedio para el sector residencial, comercial, GNVC, industrial y petroquímico en el escenario base (GBTU/día).

Nodo	2017	2019	2020	2025	2030
Popayán	2.3	2.4	2.4	2.7	3.0
Palmira	5.7	5.9	6.1	6.8	7.6
Buenaventura	0.6	0.6	0.6	0.7	0.8
Cali	70.1	73.2	75.2	84.5	94.2
Tuluá	11.3	11.8	12.2	13.7	15.2
Zarzal	1.6	1.8	1.8	2.1	2.5
Armenia	3.7	4.0	4.1	4.8	5.7
Pereira	9.9	10.7	11.0	12.8	15.0
Manizales	7.5	8.2	8.3	9.7	11.4
Herveo	1.5	1.7	1.7	2.0	2.3
Padua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hobo	1.4	1.4	1.4	1.5	1.6
Neiva	2.8	2.9	2.9	3.2	3.4
Aipe	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Chicoral	0.7	0.8	0.8	0.8	0.9
Fusagasugá	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
Ibagué	4.8	4.9	4.9	5.3	5.6
Gualanday	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0

Nodo	2017	2019	2020	2025	2030
Honda	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Mariquita	2.1	2.2	2.2	2.3	2.5
Medellín	54.4	58.6	60.7	70.0	78.6
Cúcuta	6.0	6.9	7.5	9.0	10.3
Bucaramanga	27.2	31.7	34.4	41.0	46.9
Villavicencio	6.3	6.4	6.6	7.2	8.0
Granada	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4
Cumaral	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Barrancadeupia	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Monterrey	2.4	2.5	2.5	2.8	3.1
Aguazul	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Yopal	39.4	40.3	41.1	45.4	49.9
Miraflores	3.0	3.1	3.1	3.5	3.8
Jenesano	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Tunja	3.4	3.5	3.5	3.9	4.3
Sogamoso	4.4	4.5	4.6	5.1	5.6
Villadeleyva	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Puente nacional	1.9	1.9	2.0	2.2	2.4
Caldas	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3
Santana	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Cogua	4.1	4.2	4.3	4.8	5.2
Bogotá	95.9	98.1	99.9	110.4	121.3
Soacha	10.9	11.1	11.3	12.5	13.8
Mosquera	2.7	2.8	2.8	3.1	3.4
Facatativá	3.9	3.9	4.0	4.4	4.9
Sahagún	2.1	2.2	2.3	2.4	2.6
Montería	18.3	19.3	19.7	21.0	22.3
Sincelejo	6.3	6.6	6.7	7.2	7.7
Corozal	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
Carmendebolivar	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
San pedro	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4

Nodo	2017	2019	2020	2025	2030
Mompox	0.6	0.7	0.7	0.7	0.8
Cartagena	11.2	11.8	12.0	12.8	13.6
Ciénaga	1.1	1.1	1.1	1.2	1.3
Fundación	12.4	8.1	10.1	7.2	17.1
Santa Marta	6.7	7.1	7.2	7.7	8.2
Palomino	1.5	1.6	1.6	1.7	1.8
Barranquilla	69.3	72.8	74.3	79.4	84.3
Riohacha	2.4	2.5	2.5	2.7	2.9
Subtotal	530.1	551.7	568.6	629.2	702.8

Desagregando la demanda de gas natural en las ciudades con mayor consumo y en puntos transaccionales en el comercio de gas, se ponderó la proyección de demanda de la UPME por sector residencial, industrial, GNVC, comercial y petroquímico y se le asignó una cantidad referencia a cada nodo de consumo. Se destaca en la Tabla 3-2 que la zona Noroeste presenta la mayor tasa de crecimiento anual en consumo residencial, las zonas Noreste y centro presentan mayor crecimiento del consumo comercial; la zona centro es la que la que mayor participación tiene en el mercado (50%) y las zona Costa y Noreste son las únicas con participación en el mercado Petroquímico.

Tabla 3-3. Demanda de gas Natural para la industria petrolera y demanda total nacional en escenario base (GBTU/día).

Nodo	2017	2019	2020	2025	2030
Reficar	80	80	80	80	80
Refibarranca	102.0	103.8	103.8	181.6	181.6
Centro	62.9	110.9	113.0	211.6	206.7
Subtotal	244.9	294.7	296.8	473.2	468.3
Total Consolidado	1015	1055.1	1057.9	1245.4	1370.6

Los nodos considerados para la industria petrolera son las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja y el nodo Centro contiene el proceso de reinyección del gas para

aumentar el índice de recobro en los campos de Cusiana, Cupiagua y TECA. La demanda se muestra en la Tabla 3-3, para el 2019 se considera el aumento del consumo del nodo centro representado por proyecto de recobro mejorado del campo TECA y para el año 2025 se considera el aumento de capacidad de producción de refinería de Barrancabermeja.

Escenario de demanda alto

3.2.2 **Tabla 3-4:** Demanda de gas natural diario promedio para el sector termoeléctrico escenario alto (GBTU/día).

Nodo	2017	2019	2019 niño	2020	2025	2030
Termosierrab	59.7	30.1	59.68	21.9	0.0	0.0
Flores1	18.8	19.6	32.4	14.3	6.6	9.2
Autogunibol	0.1	0.1	0.2	0.2	0.0	0.1
TebSab	92.7	96.7	160.1	70.5	32.5	45.4
Flores4B	52.7	55.0	91.1	40.0	18.5	25.8
Termocandelaria1	18.4	19.2	31.8	14.0	6.5	9.0
Termocandelaria2	18.4	19.2	31.8	14.0	6.5	9.0
Autogargoscartagena	1.2	1.2	2.0	0.9	0.4	0.6
Autogreficar	1.2	1.2	2.0	0.9	0.4	0.6
Proelectrica1	5.3	5.5	9.1	4.0	1.9	2.6
Proelectrica2	5.3	5.5	9.1	4.0	1.9	2.6
Termoyopal2	8.1	2.0	7.9	3.8	0.0	0.0
Cimarrón	5.4	1.3	5.3	2.5	0.0	0.0
Elmorro1	5.4	1.3	5.3	2.5	0.0	0.0
Elmorro2	5.4	1.3	5.3	2.5	0.0	0.0
Termobolivar1	2.6	0.6	2.6	1.1	0.0	0.0
Termomechero5	5.1	1.3	5.0	2.5	0.0	0.0
Termoyopal1	5.4	1.3	5.3	2.5	0.0	0.0
Purificación	1.8	0.2	1.8	0.4	1.2	1.7

Termo piedras	0.8	0.1	0.8	0.2	0.6	0.8
Merilectrica1	36.4	37.4	37.4	30.0	25.6	35.7
Termocentrocc	57.5	59.1	59.1	41.6	40.4	56.4
Termoemcali1	18.8	6.5	18.9	3.0	0.0	0.0
Termovalle1	17.4	6.0	17.5	3.0	0.0	0.0
Subtotal	443.9	371.7	601.3	280.0	143.0	199.5

La demanda termoeléctrica en el escenario alto se muestra en la ocurrencia de un fenómeno del niño, en este caso se recogen valores promedio de la temporada, sin embargo también se presentará en el estudio el pico de demanda en un caso extremo de fenómeno del niño, adicionando la ocurrencia de eventos locales externos (sociales, ambientales, etc....) que obliguen al uso de la totalidad de la capacidad de generación térmica instalada en el Caribe para evitar la desatención de la demanda.

Tabla 3-5 Demanda de gas natural diario promedio para los sectores Residencial, Comercial Industrial, Petroquímico, GNVC escenario alto (GBTU/día).

	2017	2019	2020	2025	2030
Nodo					
Popayán	2.6	2.7	2.8	3.1	3.5
Palmira	6.6	6.8	7.0	7.8	8.7
Buenaventura	0.7	0.7	0.7	0.8	0.9
Cali	81.2	84.3	86.5	96.7	107.2
Tuluá	13.1	13.6	14.0	15.6	17.3
Zarzal	2.2	2.4	2.4	2.8	3.3
Armenia	4.8	5.1	5.2	6.1	7.1
Pereira	11.5	12.4	12.6	14.6	17.1
Manizales	8.7	9.4	9.6	11.1	13.0
Herveo	1.7	1.8	1.8	2.1	2.5
Padua	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Hobo	1.4	1.4	1.4	1.5	1.6
Neiva	2.9	3.0	3.0	3.2	3.4
Aipe	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Chicoral	0.8	0.8	0.8	0.8	0.9

	2017	2019	2020	2025	2030
Nodo					
Fusagasugá	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8
Ibagué	4.8	4.9	5.0	5.3	5.7
Gualanday	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0
Honda	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Mariquita	2.1	2.2	2.2	2.4	2.5
Medellín	64.1	68.6	70.8	81.0	90.5
Cúcuta	6.6	7.7	8.3	9.8	11.1
Bucaramanga	30.3	35.1	38.0	44.7	50.7
Villavicencio	6.8	6.9	7.0	7.8	8.5
Granada	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
Cumaral	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3
Barrancadeupia	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3
Monterrey	2.8	2.9	2.9	3.2	3.5
Aguazul	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3
Yopal	45.3	46.3	47.1	51.9	56.8
Miraflores	3.5	3.5	3.6	4.0	4.3
Jenesano	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Tunja	3.9	4.0	4.0	4.5	4.9
Sogamoso	5.1	5.2	5.3	5.8	6.4
Villadeleyva	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3
Puente nacional	2.2	2.2	2.2	2.5	2.7
Caldas	1.2	1.2	1.2	1.4	1.5
Santana	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3
Cogua	4.8	4.9	4.9	5.4	6.0
Bogotá	110.3	112.6	114.7	126.2	138.2
Soacha	12.5	12.8	13.0	14.3	15.7
Mosquera	3.1	3.2	3.3	3.6	3.9
Facatativá	4.4	4.5	4.6	5.1	5.5
Sahagún	2.4	2.5	2.5	2.7	2.9
Montería	20.3	21.4	21.8	23.3	24.7
Sincelejo	7.0	7.3	7.5	8.0	8.5

	2017	2019	2020	2025	2030
Nodo					
Corozal	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9
Carmendebolivar	1.1	1.1	1.1	1.2	1.3
San pedro	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Mompox	0.7	0.7	0.8	0.8	0.9
Cartagena	12.4	13.0	13.3	14.2	15.1
Ciénaga	1.2	1.2	1.3	1.4	1.4
Fundación	13.7	9.0	11.2	7.9	19.0
Santa Marta	7.5	7.8	8.0	8.5	9.1
Palomino	1.7	1.7	1.8	1.9	2.0
Barranquilla	86.0	89.6	91.4	96.8	101.9
Riohacha	2.9	3.4	3.7	4.4	5.0
Subtotal	613.1	636.5	655.1	721.2	801.6

Para el escenario alto de consumos en el sector petrolero se consideró un aumento del 8% para cada año en la refinería de Cartagena, 7% para la de Barrancabermeja hasta el año 2025 y 4% hasta el 2030 por el aumento en la eficiencia de producción debido a su aumento de capacidad. En la región centro, en el año 2017 aumentó un 9% por la incertidumbre en la necesidad de gas para el desarrollo de los nuevos proyectos petroleros.

Tabla 3-6. Demanda de gas natural para la industria petrolera y total demanda nacional en el escenario alto (GBTU/día).

Nodo	2017	2019	2020	2025	2030
Reficar	86.7	86.7	86.7	86.7	86.7
Refibarranca	108.7	110.5	110.5	188.3	188.3
Centro	68.7	117.6	119.7	218.3	213.4
Subtotal	264.1	314.8	316.9	493.3	488.4
Total	1321.1	1322.9	1252.0	1357.5	1489.5

En términos generales, se usó la información pública de la UPME para construir los escenarios de demanda, y se hicieron modificaciones puntuales para evaluar su impacto en costo y confiabilidad en el sistema.

3.3 Escenarios de producción por campo y nodo.

Los escenarios de oferta se construyeron usando la declaración de producción por campo publicada por el ministerio de Minas y Energía en las resoluciones 31159 y 31385 del 2017.

Convenciones:

P.E: Punto de entrega al SNT o punto que corresponda al sitio de inicio o terminación de alguno de los tramos de gasoductos para efectos tarifarios (CREG 114 DE 2017)

P.S. Punto de Salida para consumo de gas natural en el SNT.

La Tabla 3-7 presenta los nodos de oferta utilizados en el modelo, los campos pequeños se agruparon de acuerdo a su ubicación para poder comparar el aporte de suministro de gas natural de cada región con respecto a los campos grandes los cuales se estudian individualmente.

Nodos oferta.

Tabla 3-7: Nodos de suministro de gas usados en el modelo.

Zona	Nodo
1 (Conectados a P.E. Sincelejo, Sahagún, La mami, Barranquilla)	Bonga, Mamey, La creciente, Arianna, Nelson, Bloque esperanza, Bloquevim5, El Difícil, Bullerengue, Apamate, Arjona, Calona, Caramelo, Clarinete, Compae, Níspero, Oboe, Palagua, Palmer
2 (Conectados a P.S. Cúcuta)	Cerrito, Sardinata, Tibú, oripaya
3 (Conectados a P.E. Barrancabermeja)	Lisama Nutria, Payoa, Llanito, La Cira infantas, Yariguí, Opón, Gibraltar, Bonanza, Corazón, Corazonwest, Lasalina Pedernalito, Provincia, Puli Santo

	domingo, Trombón, Pauto
4 (Conectados a P.E. Neiva)	Lahocha, Dina, terciario
5 (Conectados a P.E. Mariquita)	Rio opira, Toqui, Guaduas, Mana
6 (Conectados a P.E. Yopal, Apiay)	Floreña, Ramiriqui, Lapunta, Apiay
Especiales*	Cupiagua, Cusiana, Ballena, Chuchupa, Regasificación Cartagena, Regasificación Pacifico, campos menores Yopal Offshore, campos menores

Los nodos de oferta especiales son casos que merecen ser vistos con más detalle, Cusiana, Cupiagua, Ballena y Chuchupa son nodos de oferta nacional superior a 100 MPCD por lo tanto se realizó un cálculo individual de sus coeficientes del costo de suministro de acuerdo a una regresión histórica de los precios de contratos en firme durante los últimos años. Los nodos de regasificación, campos menores y offshore también son considerados especiales debido a que son proyecciones de estudio que serán analizados en este trabajo para elegir la mejor alternativa.

Tabla 3-8: Cantidad de gas suministrado (GBTU/día) disponible para los periodos en estudio (Ministerio de Minas y Energía, 2017).

Campo	2017	2019	2020	2025	2030
Apiay	5.5	2.9	2.0	0.0	0.0
Ariana	1.0	0.6	0.4	0.0	0.0
Arjona	4.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Ballena	43.6	35.5	32.0	20.3	15.2
Bonanza	1.6	1.2	0.9	0.0	0.0
Bloque Esperanza	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bloque Esperanza Prueba	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bloquevim5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bonga mamey	7.4	6.7	6.5	5.6	4.6
Bullerengue	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Calona	3.6	0.0	0.0	0.0	0.0
Caramelo	2.6	2.6	2.6	0.0	0.0
Cerrito	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1
Chuchupa	271.6	191.7	158.0	43.6	30.2

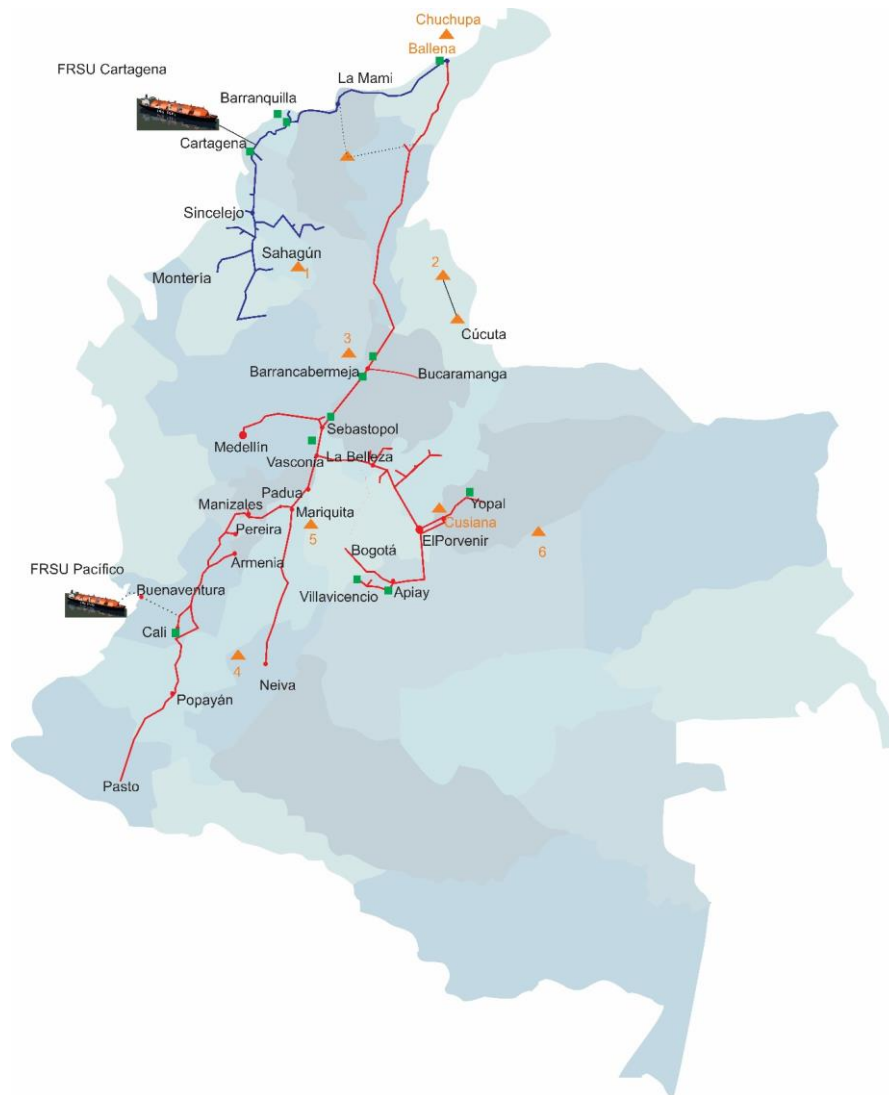
Campo	2017	2019	2020	2025	2030
Clarinete	29.7	44.8	47.4	33.8	14.2
Compae	2.5	4.2	4.2	0.0	0.0
Corazón	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
Corazonwest	0.6	0.6	0.5	0.4	0.3
Cupiagua	240.0	240.0	240.0	190.3	133.2
Cusiana	228.7	228.0	228.0	113.2	0.0
Dina terciario	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0
El difícil	21.0	16.0	11.7	0.0	0.0
Floreña	62.4	62.4	61.2	49.0	29.4
Gibraltar	38.0	47.4	47.4	35.4	19.8
Guaduas	1.0	0.7	0.6	0.0	0.0
La cirainfantas	1.3	3.3	3.3	3.3	2.4
La creciente	37.3	16.2	10.3	1.0	0.7
La hochá	0.6	0.4	0.3	0.0	0.0
Lapunta	5.5	4.3	3.8	2.1	1.5
Lasalina	1.7	1.3	1.1	0.6	0.4
Lisama	2.4	1.8	1.6	0.7	0.6
Llanito	0.6	0.5	0.4	0.2	0.2
Mamey	18.9	22.4	21.9	19.7	16.2
Mana	5.5	3.8	3.0	2.0	1.5
Nelson	51.8	58.1	58.1	30.0	20.8
Níspero	3.5	6.6	4.3	0.0	0.0
Nutria	2.8	2.2	1.9	0.9	0.8
Oboe	6.0	12.1	12.0	2.6	0.0
Opón	1.5	1.2	1.0	0.6	0.4
Oripaya	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0
Palagua	2.7	2.1	1.8	0.0	0.0
Palmer	11.0	14.6	17.4	6.1	4.7
Pauto	79.2	79.8	78.2	62.6	37.5
Payoa	5.9	6.2	5.4	2.7	1.9
Pederalito	2.4	1.8	0.7	0.0	0.0
Provincia	7.6	3.4	2.2	0.0	0.0
Puli	1.2	0.8	0.6	0.2	0.1

Campo	2017	2019	2020	2025	2030
Ramiriqui	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Rioopia	0.1	0.3	0.5	0.2	0.1
Santo domingo	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0
Sardinata	0.4	0.3	0.2	0.0	0.0
Tibu	0.6	2.0	2.1	1.2	0.9
Toqui	1.2	1.0	0.8	0.4	0.3
Trombón	3.5	4.1	2.9	0.0	0.0
Yarigui	2.0	2.3	1.5	0.0	0.0








3.4 Transporte.

A continuación se presenta la estructura de la red de transporte que conecta los nodos de las **Tabla 3-6** y **Tabla 3-7**.

Gráfico 3-1, Ubicación de los nodos de suministro y consumo de gas natural y la red de transporte que los comunica. (Elaboración propia)



Convenciones mapa:

-  Nodos de oferta, pozos agrupados por zonas.
-  Nodos demanda térmica.
-  Nodos de puntos de entrega (P.E.) sistema nacional de transporte TGI.
-  Nodos de puntos de entrega (P.E.) sistema nacional de transporte Promigas.
-  Red sistema nacional de Transporte TGI
-  Red sistema nacional de Transporte Promigas.
-  Proyecto.

Para calcular los costos totales de transporte se consideraron los cargos 50 – 50 aplicables para el año 2017, los cuales se pueden ver en la siguiente tabla.

Tabla 3-9: Parejas de cargo 50-50 usada en el modelo aplicables para el año 2017.

Porcentaje de la Inversión Base Remunerada con Cargo Fijo C.F. (US\$/KPCD-año) C.V. (US\$/KPC)	50% Fijo	CARGO AO&M (\$/KPCD/A) ¹
	50% Variable	
Ballena – Barranca		
Cargo Fijo	128,707	533.873
Cargo Variable	0,646	
Barranca – Sebastopol		
Cargo Fijo	36,279	126.500
Cargo Variable	0,263	
Sebastopol – Vasconia		
Cargo Fijo	14,981	36.787
Cargo Variable	0,146	
Vasconia – Mariquita		
Cargo Fijo	34,759	95.917
Cargo Variable	0,168	
Mariquita – Pereira		
Cargo Fijo	73,554	325.380
Cargo Variable	0,386	
Pereira – Armenia		
Cargo Fijo	25,848	111.067
Cargo Variable	0,144	
Armenia – Cali		
Cargo Fijo	59,409	247.215
Cargo Variable	0,347	
Mariquita – Gualanday		
Cargo Fijo	125,311	238.241
Cargo Variable	0,419	

Porcentaje de la Inversión Base Remunerada con Cargo Fijo C.F. (US\$/KPCD-año) C.V. (US\$/KPC)	50% Fijo	CARGO AO&M (\$/KPCD/A) ¹
	50% Variable	
Gualanday – Neiva		
Cargo Fijo	232,530	561.037
Cargo Variable	0,816	
Montañuelo - Gualanday		
Cargo Fijo	4.656,431	14.506.752
Cargo Variable	14,696	
Vasconia – La Belleza		
Cargo Fijo	56,425	68.241
Cargo Variable	0,269	
La Belleza – Cogua		
Cargo Fijo	30,087	47.919
Cargo Variable	0,132	
La Belleza – El Porvenir		
Cargo Fijo	83,349	154.498
Cargo Variable	0,372	
Cusiana – Apiay		
Cargo Fijo	103,793	214.760
Cargo Variable	0,339	
Apiay – Usme		
Cargo Fijo	72,159	302.774
Cargo Variable	0,226	
Apiay – Villavicencio – Ocoa		
Cargo Fijo	43,961	90.004
Cargo Variable	0,151	
Gasoducto Morichal – Yopal		
Cargo Fijo	18,731	92.904
Cargo Variable	0,059	
Ramales Boyacá – Santander		
Cargo Fijo	96,316	327.674
Cargo Variable	0,424	

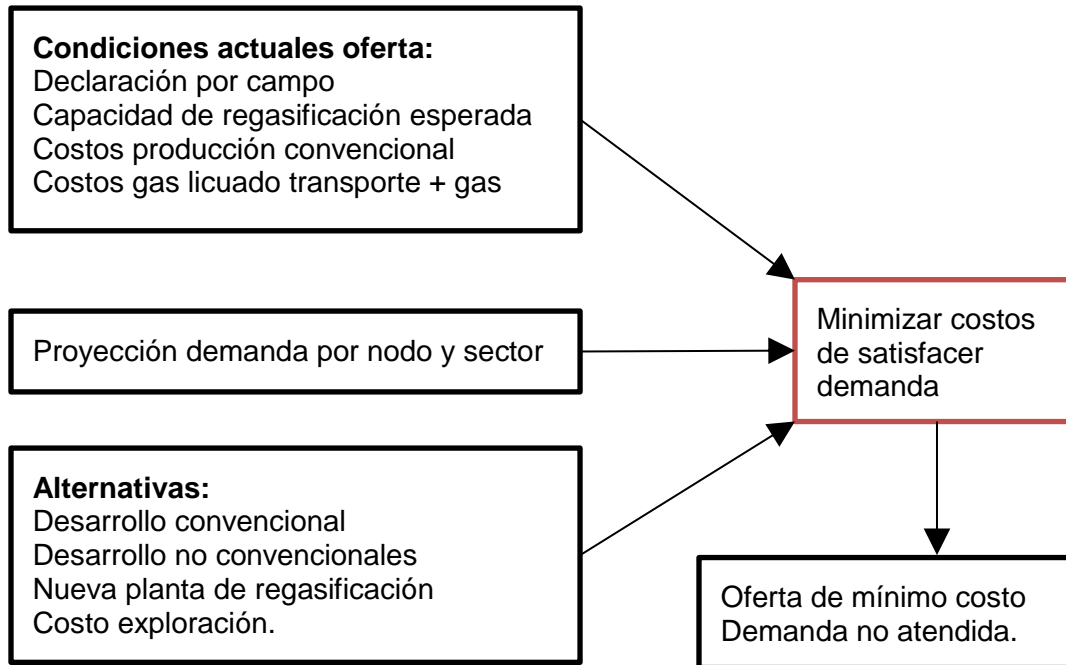
Porcentaje de la Inversión Base Remunerada con Cargo Fijo C.F. (US\$/KPCD-año) C.V. (US\$/KPC)	50% Fijo	CARGO AO&M (\$/KPCD/A) ¹
	50% Variable	
Cargos Estampilla Ramales		
Cargo Fijo	11,250	34.145
Cargo Variable	0,051	
Cusiana - El Porvenir		
Cargo Fijo	11,171	10.604
Cargo Variable	0,049	-
Gasoducto de la Sabana		
Cargo Fijo	50,557	170.918
Cargo Variable	0,212	

¹ (\$/KPCD/A) = 1,000 COP por pie cúbico por año.

3.5 Modelo de equilibrio espacial.

El modelo planteado está basado en el realizado por Harker (Harker, 1986) el cual resuelve un problema de equilibrio de precios para diferentes estructuras de mercado en el que solo tiene 3 nodos de oferta y 3 de demanda.

A diferencia del modelo de Harker, este trabajo utiliza 58 nodos de suministro de gas y 88 nodos de consumo (ver **Tabla 3-6** y Tabla 3-7) junto con las proyecciones de oferta y demanda oficiales y unas alternativas de producción presentadas, con esa información se realiza un modelo que busca minimizar los costos totales del sistema de producción y transporte para así poder presentar una oferta de mínimo costo en caso de que la demanda sea atendida.

Gráfico 3-2: Esquema general para construcción del modelo.

Índices y Conjuntos.

$n, n' \in N$ Conjunto de nodos.

$l, l' \in L \subset N$ Conjunto de nodos de consumo.

$z, z' \in Z \subset N$ Conjunto de nodos de oferta.

$W =$ Conjunto de arcos nn' .

Variables positivas.

Y_z Cantidad de gas producida en la región $z \in Z$ [MPCD].

D_l Cantidad de gas demandada en la región $l \in L$ [MPCD].

$T_{nn'}$ Cantidad de gas transportado entre el origen y el destino de la pareja $n, n' \in W$ [MPCD].

Parámetros y funciones.

Función de costo de producción:

Para estimar los costos de producción se define una función cuadrática (Golombek, Gjelsvik, & Rosendahl, 1995).

$$C(q_z) = (\alpha - \gamma)q_z + \frac{1}{2}\beta q_z^2 + \gamma(Q_z - q_z)\ln\left(\frac{Q_z - q_z}{Q}\right) \quad 3-1$$

Con $z = 1, 2, 3, \dots$ nodos de oferta (ver Tabla 3-7)

- Función de costo marginal de producción:

$$C'(q) = \alpha + \beta q + \gamma \ln\left(\frac{Q-q}{Q}\right) \quad 3-2$$

Dónde:

Q_z : Capacidad de producción máxima.

$\alpha_z > 0$: Costo mínimo por unidad.

$\beta_z > 0$: Término de crecimiento lineal del costo por unidad.

$\gamma_z \leq 0$: Término que induce altos costos marginales cuando la producción se acerca a su capacidad máxima.

- Función de costo de transporte:

$$ct_{n,n'} = \kappa_{n,n'} t_{n,n'} \quad 3-3$$

$\kappa_{n,n'}$ = Cargo variable de cada tramo, no hay cargos fijos ya que se asume el máximo valor del cargo variable

Objetivo

$$\text{Minimizar } \pi = \sum_{z \in Z} \left((\alpha_z - \gamma_z)Y_z + \frac{1}{2}\beta_z Y_z^2 + \gamma_z(Q_z - Y_z)\ln\left(\frac{Q_z - Y_z}{Q_z}\right) \right) + \sum_{nn' \in W} \kappa_{n,n'} t_{n,n'}$$

3-4

Sujeto a:

$$Y_Z zpr_{zn} - D_l zdem_{zn} + \sum_{(n,n') \in W} T_{(n,n')} - \sum_{(n',n) \in W} T_{(n',n)} = 0 \quad 3-5$$

$$S_l, D_l, T_{(ij)} \geq 0 \quad 3-6$$

Compensación de mercado:

$$\sum_{l \in L} D_l - \sum_{l \in L} S_l = 0 \quad 3-7$$

Costo promedio de transporte entre origen y destino por unidad:

$$C_{(nn')} (T_{(nn')}), (n, n') \in W \quad 3-8$$

Calibración de coeficientes para estimación de costos:

Para estimar los coeficientes de la función de costos usó la proyección de precios del gas Guajira, Cusiana y Floreña (SIPG, 2015) hasta el año 2025 y se supuso que los costos marginales (producción, administración, impuestos) corresponden a un 85% del valor de estos (EIA, 2017), así se obtuvo que los costos marginales de los campos serían Guajira USD 4,71/MBTU, Cusiana USD 3,947/MBTU y Floreña USD 2,750/MBTU. Para los demás nodos productores, se asumió el mismo costo que el campo más cercano conocido.

Guajira:

El precio del gas de los campos Chuchupa, Ballena y Riohacha ha ido sufriendo cambios debido a que con la fuerte declinación de los campos es imposible la garantía de entrega de suministro para los contratos en firme. Este precio fue desregulado a partir de la aplicación de la resolución CREG 089 de 2013, desde esta

fecha los precios se redujeron gracias a la entrada de la negociación directa entre la empresa productora y los comercializadores.

Para el modelo el valor de γ es despreciable debido a que en este caso, las unidades compresoras aumentan su eficiencia térmica al trabajar a su máxima capacidad.

Tabla 3-10, Coeficientes para estimación de costo de producción.

Campo	α	β
Cusiana.	3.7	0.000726
Guajira:	4.1	0.001763
Floreña	1	0.03501

Costo del GNL:

Para estimar el costo del gas natural licuado se consideraron los siguientes factores: (Engelen & Dullaert, 2010)

Precio del GNL: 7.5 USD/Mbtu (Contiene exploración, producción licuefacción, transporte y comercialización)

Regasificación y almacenamiento: 0,5 USD/Mbtu (Incluye Nacionalización, impuestos y proceso de regasificación)

Costo variable de regasificación: La eficiencia de una FRSU aumenta cuando se operan volúmenes mayores, por lo tanto, se le asignó un valor $\beta = -0.00021101$ USD que expresa esta disminución en el costo unitario al aumentar la cantidad de gas regasificado.

4. Resultados y discusión

En este capítulo se presentan los resultados del modelo bajo diferentes escenarios de demanda y separando el suministro del transporte. Primero se muestran los resultados de la oferta de suministro de gas natural ideal (sin restricciones de transporte) de gas desagregando por región, tecnología y nodo para un horizonte de tiempo de 12 años, optimizando los costos de producción de todo el sistema para poder realizar una programación de suministro por mérito, similar al despacho ideal en la generación de energía. Se tiene en cuenta la declinación de todos los campos y se muestran nuevas alternativas de producción que podrían agregarse a la canasta del país; después se presentan los costos de suministro y el consolidado del sistema red de transporte.

4.1 Suministro ideal

A continuación, se presentan los resultados que corresponden al modelo presentado anteriormente, el cual determina el suministro ideal por campo y tecnología y las rutas que debe tener para llevarlo hasta los sitios de consumo.

Escenario demanda media.

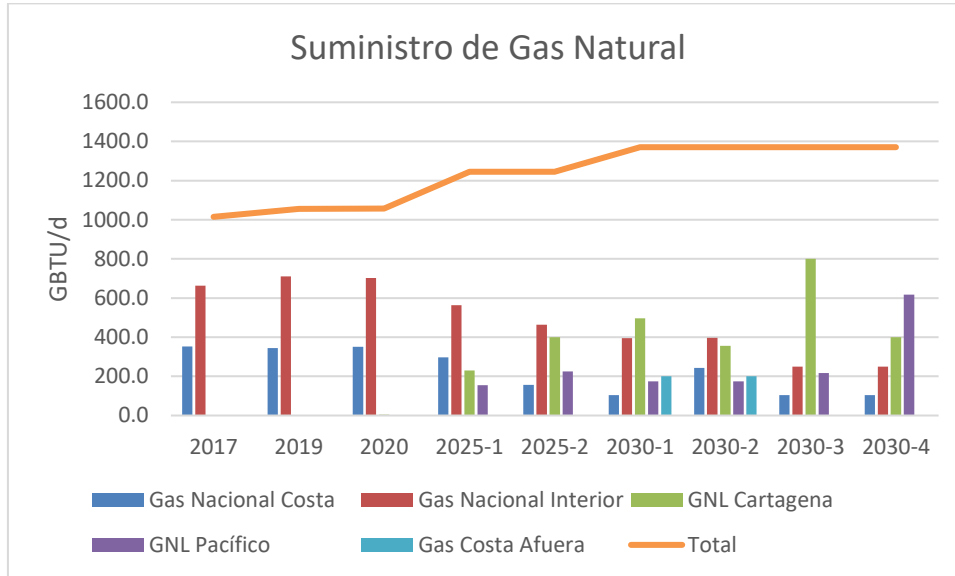
Dado el gran número de campos menores, se presenta primero el suministro por región, para lo cual se propone la siguiente agrupación.

Tabla 4-1. Campos agrupados por región.

Zona	Nodo
Campos asociados al suministro de gas Nacional en la Costa Atlántica	Ballena, Chuchupa Bonga, Mamey, La creciente, Arianna, Nelson, Bloque esperanza, Bloquevim5, El Díficil, Bullerengue, Apamate, Arjona, Calona, Caramelo, Clarinete, Compae, Níspero, Oboe, Palagua, Palmer
Campos asociados al suministro de gas Nacional en el Interior.	Cupiagua, Cusiana, Cerrito, Sardinata, Tibú, oripaya, Lisama Nutria, Payoa, Llanito, La Cira infantas, Yariguí, Opón, Gibraltar, Bonanza, Corazón, Corazonwest, Lasalina Pedernalito, Provincia, Puli Santo domingo, Trombón, Pauto, La hochá, Dina terciario, Floreña, Ramiriqui, La punta, Apiay, Rio opira, Toqui toqui, Guaduas, Mana

En el **Gráfico 4-1** se muestra la evolución de la producción en el tiempo, Costa Afuera se refiere a las proyecciones de oferta offshore. Para el año 2025 se presentan 2 alternativas de oferta, la primera (2025 – 1) consiste en la inclusión de 200 GBTU adicionales como oferta nacional en el valle superior del Magdalena medio cuyo suministro ingresaría al SNT en el nodo Sincelejo, la alternativa 2025 – 2 solo contempla la proyección de producción del ministerio de Minas y Energía. Para el año 2030 cuando ya la ampliación de alguna de las plantas de regasificación es una necesidad, se presentan 4 alternativas de oferta, la 2030 – 1 contempla una amplia canasta de suministro teniendo en cuenta el descubrimiento de campos en el valle superior del Magdalena medio, en el interior del país, Offshore en la cuenca Sinú y la ampliación de ambas plantas de regasificación. La alternativa 2030 – 2 no contempla descubrimientos de gas nacional en la Costa Atlántica, y las alternativas 2030 -3 y 2030 – 4 solo contempla la expansión de una de las plantas de regasificación respectivamente para identificar cual tendría un mejor impacto en la disminución de costos de suministro y transporte en todo el sistema.

- **Gráfico 4-1.** Oferta ideal de suministro de gas Natural para Colombia por sector para el escenario base (GBTU promedio/día).



El Gráfico 4-1. Compara el origen del suministro de gas natural para los años de estudio en el escenario medio definido por UPME (UPME, 2017a) y ajustado en este estudio a cada nodo. Se observa una fuerte declinación de los aportes de la zona Caribe la cual debe ser asumida por la planta de regasificación de Cartagena y la del Pacífico., también existiría una fuerte caída en los aportes de suministro del Interior del país por la declinación tardía de los campos Cusiana y Cupiagua que para el 2025 no podrán reinyectar el gas para aumentar su factor de recobro aumentando drásticamente la declinación. Como aspecto importante se puede detallar que bajo este escenario en que la demanda total de gas natural no tiene grandes variaciones con respecto a la demanda actual, no habrá requerimiento constante de la planta de regasificación de Cartagena hasta el año 2020 y solo entrará a suplir picos de consumo y demanda cuando haya mantenimientos a líneas de transmisión de energía, gasoductos, campos mayores de producción de gas, o eventos socio ambientales no planeados.

En el caso especial del 2025 – 1, en el cual se asume la entrada de 140 GBTU/día a la oferta gas nacional a la Costa Atlántica y 100 GBTU /día a la oferta del interior del país (nodo Barrancabermeja), estas cantidades afectan sucesivamente a la planta de regasificación de Cartagena la cual disminuye su producción por 169.4 GBTU y la del

Pacífico que reduce su producción por 70 GBTU /día. Esta variación en la cantidad entregada por ambas plantas de regasificación no es proporcional a la entrada de producción nacional en cada región. Es decir, la entrada de 140 GBTU/día como oferta nacional en la costa no genera como consecuencia una disminución de esa misma cantidad en la planta de regasificación de Cartagena, lo cual es un indicador de que la entrada de mayores cantidades en la canasta de oferta de gas hace que los flujos en el SNT sean más eficientes y el costo total del sistema se minimice, como se podrá observar más adelante.

De los casos del 2030, la entrada de 140 GBTU a la oferta del gas del caribe impacta directamente a la planta de regasificación, disminuyendo el requerimiento de gas. Por otro lado, comparando las alternativas 2030 – 3 y 2030 – 4, la mejor opción en término de costos es aumentar la capacidad de regasificación de la planta de la costa Atlántica ya que se observa que la capacidad total de la planta de regasificación del pacífico no sería aprovechada totalmente.

- **Suministro por tecnología.**

Gráfico 4-2. Oferta ideal de suministro de gas natural para Colombia por tecnología (GBTU/Día).

NODO OFERTA	2017	2019	2020	2025-1	2025-2	2030-1	2030-2	2030-3	2030-4
Caramelo	2.6	2.6	2.6						
Cerrito	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Chuchupa	133.2	153.7	158.0	43.6	43.6	30.2	30.2	30.2	30.2
Clarinete	29.7	44.0	47.4	33.8	33.8	14.2	14.2	14.2	14.2
Compae	2.5	4.2	4.2						
Corazón	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Corazón west	0.6	0.6	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3
Cupiagua	238.1	240.0	240.0	190.3	190.3	133.2	133.2	133.2	133.2
Cusiana	228.7	228.0	228.0	113.2	113.2				
Dina terciario	0.3	0.3							
El difícil	21.0	16.0	11.7						
Floreña	21.7	40.5	21.3	25.6	25.6	29.4	29.4	29.4	29.4
Gibraltar	37.8	47.4	47.4	35.4	35.4	19.8	19.8	19.8	19.8
Guaduas	1.0	0.7	0.6						
La creciente	37.3	16.2	10.3	1.0	1.0	0.7	0.7	0.7	0.7
La hochá	0.6	0.4	0.3						
La punta	5.5	4.3	3.8	2.1	2.1	1.5	1.5	1.5	1.5
La salina	1.7	1.3	1.1	0.6	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4
Lisama	2.4	1.8	1.6	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6
Mamey	18.9	22.4	21.9	19.7	19.7	16.2	16.2	16.2	16.2
Nelson	43.0	44.0	58.1	30.0	30.0	20.8	20.8	20.8	20.8
Níspero	3.5	6.6	4.3						
Nutria	2.8	2.2	1.9	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8
Oboe	6.0	12.1	12.0	2.6	2.6				
Opón	1.5	1.2	1.0	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
Oripaya	2.5								
Palagua	2.7	2.1	1.8						
Palmer	11.0	14.6	17.4	6.1	6.1	4.7	4.7	4.7	4.7
Pauto	59.4	79.8	78.2	62.6	62.6	37.5	37.5	37.5	37.5
Payoa	5.9	6.2	5.4	2.7	2.7	1.9	1.9	1.9	1.9
Pedernalito	2.4	1.8	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Provincia	7.6	3.4	2.2						
Puli	1.2	0.8	0.6	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Ramiriqui	2.1								
Rioopia	0.1	0.3	0.5	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Santo domingo	0.3	0.1							
Sardinata	0.4	0.3	0.2						
Tibu	0.6	2.0	2.1	1.2	1.2	0.9	0.9	0.9	0.9
Toqui toqui	1.2	1.0	0.8	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3

NODO OFERTA	2017	2019	2020	2025-1	2025-2	2030-1	2030-2	2030-3	2030-4
Trombón	3.5	4.1	2.9						
Yarigui	2.0	2.3	1.5						
GNL Cartagena			4.4	230.6	400.0	496.9	356.0	800.0	400.0
GNL Pacifico				154.9	225.5	174.4	174.4	216.8	616.8
Campos menores Yopal			20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
Campos menores				100.0		145.5	146.3		
Offshore						200.0	200.0		
Campos Norte VSM				140.0			140.0		

La **Tabla 4-2** presenta el suministro ideal teniendo en cuenta la producción declarada de todos los campos hasta el año 2030 (Ministerio de Minas y Energía, 2017) y el ingreso de las otras alternativas que fueron tenidas en cuenta en el modelo. Se puede observar que, en condiciones ideales, actualmente no es necesaria la totalidad de la producción de los campos de la Guajira como consecuencia de la entrada en producción de los campos del norte del Valle inferior del Magdalena Medio (Nelson, Bonga, Mamey, etc...), en el año 2020, por la declinación de Chuchupa y por el aumento en la demanda, de nuevo sería necesario que Guajira entregue la totalidad de su producción.

4.1.2

Escenario demanda alta.

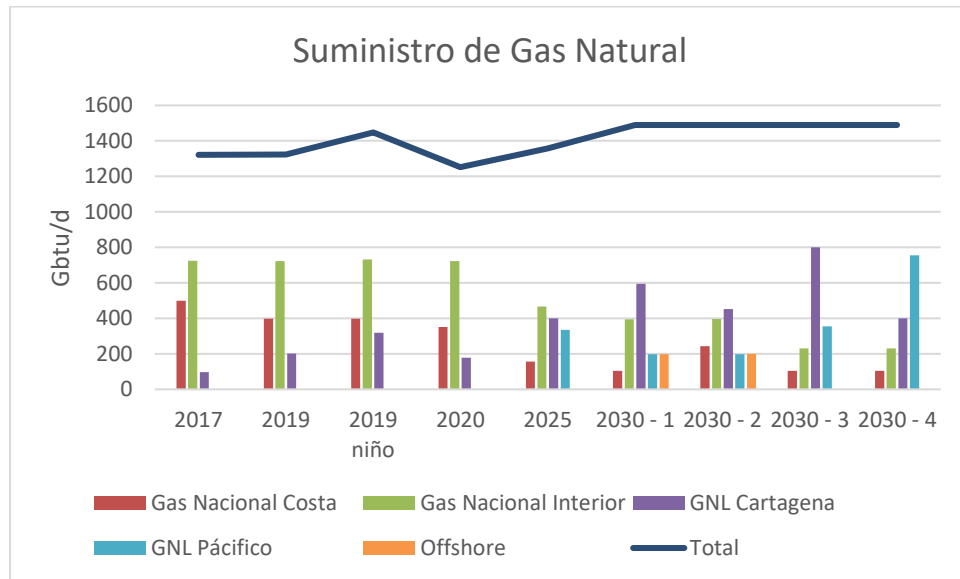
Se asumen las condiciones de demanda críticas definidas por la UPME (UPME, 2017a), mostradas en el capítulo 2. Así, se presentan los resultados que corresponden al suministro ideal de gas natural para el escenario de demanda alta desde el 2017 hasta el 2030.

Los escenarios 2030 1, 2, 3 y 4 son las 4 alternativas de ofertas propuestas en este trabajo, la 1 se refiere a una oferta con todas las alternativas de producción, aumento de oferta nacional en el interior y en la costa atlántica, descubrimientos offshore en la costa atlántica y aumento de capacidad de regasificación y almacenamiento de las plantas de regasificación del Atlántico y Pacífico

Adicionalmente se presentan los resultados de un caso especial para el 2019 teniendo en cuenta un fuerte fenómeno del niño que obligará a que el consumo térmico de gas natural aumente.

- **Suministro por región.**

Gráfico 4-3. Oferta ideal de suministro de gas Natural para Colombia por sector para el escenario demanda alta.

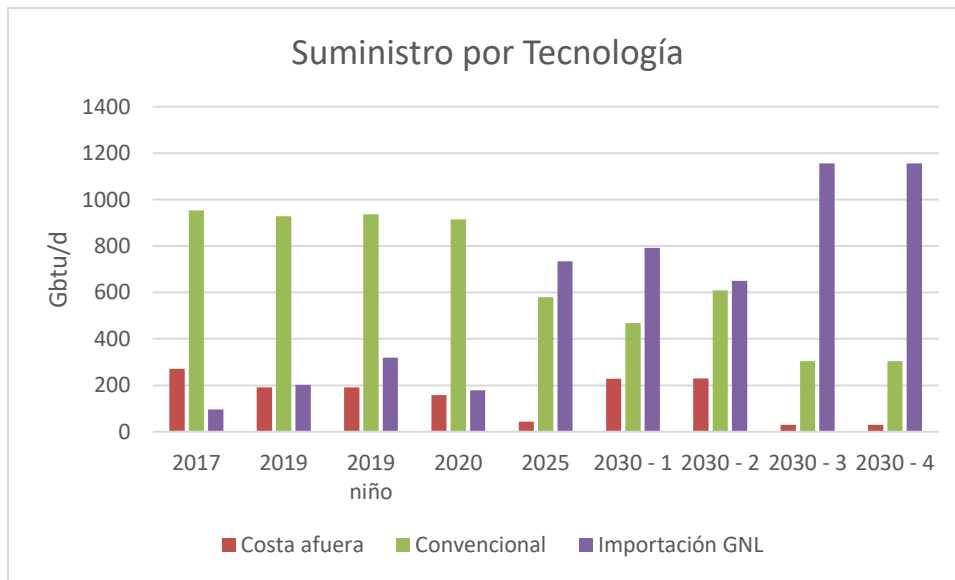


El escenario de demanda alta principalmente nos demuestra que, sin la planta de regasificación en Cartagena, existiría un evento de insalvable restricción en la oferta de gas natural, similar a una situación de emergencia originada por fallas o atentados a infraestructura de suministro o transporte de gas que obligaría a un racionamiento de gas a los agentes industriales para poder suplir la necesidad de generación térmica, actividad que tendría prioridad de abastecimiento según el Decreto único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía (Decreto 1073 de 2015, Ministerio de Minas). En el interior, la demanda se satisface principalmente con los campos Cusiana y Cupiagua; sin embargo, cuando estos empiecen a declinar, se requerirá la entrada de otro nodo que garantice la confiabilidad de suministro para el interior del país. En este escenario dicho nodo es la planta de regasificación del pacífico.

Para el año 2030 en todos los escenarios, aún con una alta demanda de gas, la alternativa de aumentar la capacidad de la planta de regasificación del Pacífico por encima del Atlántico aún no sería atractiva ya que tampoco se necesitaría de su capacidad total.

Partiendo del hecho de que se tendrá que aumentar la capacidad de alguna de las plantas de regasificación habría un desbalance de oferta y demanda en el año 2030, la entrada de recursos adicionales dados por las cuencas Costa afuera Sinú y Guajira, impacta directamente sobre el requerimiento de suministro para ambas plantas de regasificación. Más adelante se discutirá su impacto en los costos de transporte.

Gráfico 4-4. Oferta ideal de suministro de gas natural para Colombia por tecnología para el escenario de demanda alta.



El Gráfico 4-4 muestra la participación de las tecnologías en el suministro para el escenario de demanda alta. La necesidad de importación creciente de gas natural en el futuro se ve claramente en el **Gráfico 4-4**, donde la fuerte declinación de los campos Ballena y Chuchupa en la Guajira y de Cusiana y Cupiagua en el interior obligarán a aumentar la inversión en infraestructura para regasificación del GNL.

En cuanto al suministro por nodo, ese se resume en la Tabla 4-3 para el escenario de demanda alta.

Tabla 4-3. Cantidad de Gas Natural entregada por nodo para el escenario de demanda alta (Gbtu/d).

NODO OFERTA	2017	2019	2019 niño	2020	2025	2030 - 1	2030 - 2	2030 - 3	2030 - 4
Apiay	5.5	2.9	2.9	2.0					
Ariana	1.0	0.6	0.6	0.4	0.0				
Arjona	4.2								
Ballena	43.6	35.5	35.5	32.0	20.3	15.2	15.2	15.2	15.2
Bongamamey	7.4	6.7	6.7	6.5	5.6	4.6	4.6	4.6	4.6
Bullerengue	6.0								
Calona	3.6								
Caramelo	2.6	2.6	2.6	2.6					
Cerrito	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Chuchupa	271.6	191. 7	191. 7	158. 0	43.6	30.2	30.2	30.2	30.2
Clarinete	29.7	44.8	44.8	47.4	33.8	14.2	14.2	14.2	14.2
Compae	2.5	4.2	4.2	4.2					
Corazón	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Corazonwest	0.6	0.6	0.6	0.5	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3
Cupiagua	240.0	240. 0	240. 0	240. 0	190. 3	133.2	133.2	133.2	133.2
Cusiana	228.7	228. 0	228. 0	228. 0	113. 2				
Dinaterciario	0.3	0.3	0.3						
El difícil	21.0	16.0	16.0	11.7					
Floreña	62.4	53.7	61.1	61.0	49.0	29.4	29.4	29.4	29.4
Gibraltar	38.0	47.4	47.4	47.4	35.4	19.8	19.8	19.8	19.8
Guaduas	1.0	0.7	0.7	0.6					
La creciente	37.3	16.2	16.2	10.3	1.0	0.7	0.7	0.7	0.7
Lahocha	0.6	0.4	0.4	0.3					
Lapunta	5.5	4.3	4.3	3.8	2.1	1.5	1.5	1.5	1.5
Lasalina	1.7	1.3	1.3	1.1	0.6	0.4	0.4	0.4	0.4
Lisama	2.4	1.8	1.8	1.6	0.7	0.6	0.6	0.6	0.6
Mamey	18.9	22.4	22.4	21.9	19.7	16.2	16.2	16.2	16.2
Nelson	51.8	58.1	58.1	58.1	30.0	20.8	20.8	20.8	20.8
Nispero	3.5	6.6	6.6	4.3					
Nutria	2.8	2.2	2.2	1.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.8
Oboe	6.0	12.1	12.1	12.0	2.6				

NODO OFERTA	2017	2019	2019 niño	2020	2025	2030 - 1	2030 - 2	2030 - 3	2030 - 4
Opón	1.5	1.2	1.2	1.0	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
Oripaya	2.5								
Palagua	2.7	2.1	2.1	1.8					
Palmer	11.0	14.6	14.6	17.4	6.1	4.7	4.7	4.7	4.7
Pauto	79.2	79.8	79.8	78.2	62.6	37.5	37.5	37.5	37.5
Payoa	5.9	6.2	6.2	5.4	2.7	1.9	1.9	1.9	1.9
Pedernalito	2.4	1.8	1.8	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Provincia	7.6	3.4	3.4	2.2					
Puli	1.2	0.8	0.8	0.6	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Ramiriqui	2.1								
Rioopia	0.1	0.3	0.3	0.5	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Santo domingo	0.3	0.1	0.1						
Sardinata	0.4	0.3	0.3	0.2					
Tibu	0.6	2.0	2.0	2.1	1.2	0.9	0.9	0.9	0.9
Toquitoqui	1.2	1.0	1.0	0.8	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3
Trombón	3.5	4.1	4.1	2.9					
Yarigui	2.0	2.3	2.3	1.5					
GNL Cartagena	96.3	201.9	318.8	178.8	400.0	595.3	452.6	800.0	400.0
GNL Pacifico					334.2	197.2	197.2	355.6	755.6
Campos menores Yopal						20.0	20.0		
Offshore						198.2	200.0		
Campos menores						144.9	145.8		
Campos sur canacol							140.0		

La **Tabla 4-3** presenta la oferta de gas natural para los años considerados en el escenario de alta demanda. Para la oferta nacional en los años 2017, 2019 y 2020 se consideró la declaración de producción fiscalizada por campo como producción total disponible para venta (Ministerio de Minas y Energía, 2017), para el 2025 se empezaron a incorporar otros recursos potenciales (YTF o “yet-to-find”), (UPME, 2017).

No hay un escenario en donde se estime la adición de recursos no convencionales porque con unos precios del petróleo alrededor de 50 USD/Bbl y las dificultades socio ambientales actuales, en el mediano y largo plazo (UPME, 2017) se estima que no habría

estímulos para que las empresas operadoras consideren la exploración y explotación de estos recursos bajo las condiciones actuales.

La incorporación de recursos offshore se estima a partir del 2030 por los tiempos más extensos requeridos para el desarrollo de estos campos. Este incremento en la producción de gas nacional solo fue considerado para el año 2030 asumiendo un alto periodo de tiempo para iniciar su operación productiva. (Aguilera, 2014) (Castalia Strategic advisors, 2015)

La UPME Estima el ingreso de la nueva planta de regasificación en el Pacífico, en este estudio se supone que entrará en operación para el año 2025.(UPME, 2017).

4.2 Costos.

4.2.1 Costos de Suministro.

Esta sección muestra los costos en que incurriría todo el sistema bajo la producción ideal sin contratos ni restricciones de transporte, sugerida por el modelo. Inicialmente se muestran los costos de suministro de gas natural para los nodos que corresponden a campos de gas. Los costos presentados contienen la exploración, producción, explotación y costos de administración, operación y mantenimiento. Para los nodos de regasificación se consideran el precio internacional del GNL, y los componentes de nacionalización, impuestos, costos fijos y variables de regasificación, mientras que los nodos offshore contienen un valor estimado de lo que del costo de explotar los recursos de la cuenca Sinú.

Los resultados presentados corresponden a los costos promedio diario, en miles de dólares, que tendría todo el sistema. Estos costos se calculan ponderando el costo de cada nodo por su aporte al suministro total.

Gráfico 4-5. Comparación del costo promedio de suministro entre el Escenario base y los escenarios de demanda alta (Miles de dólares por día).

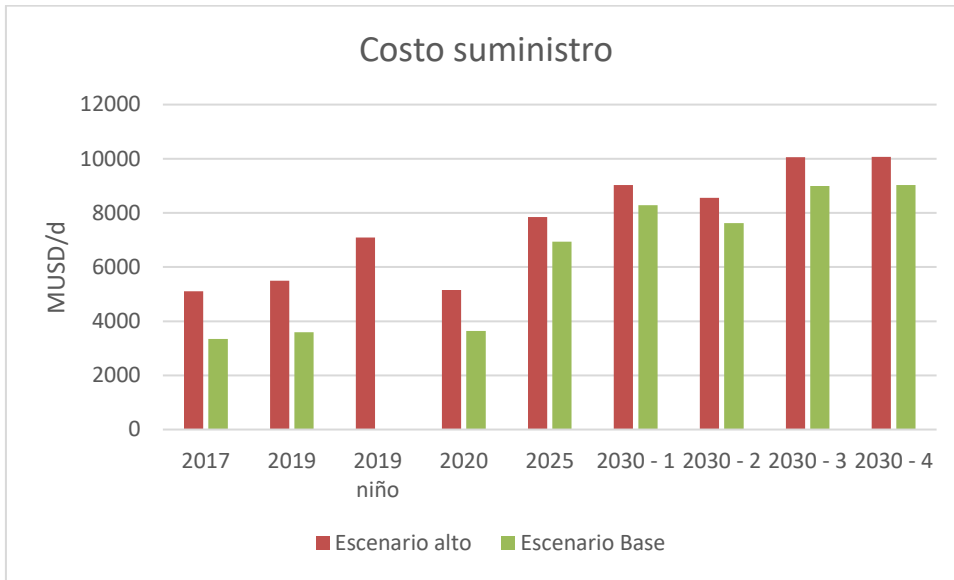
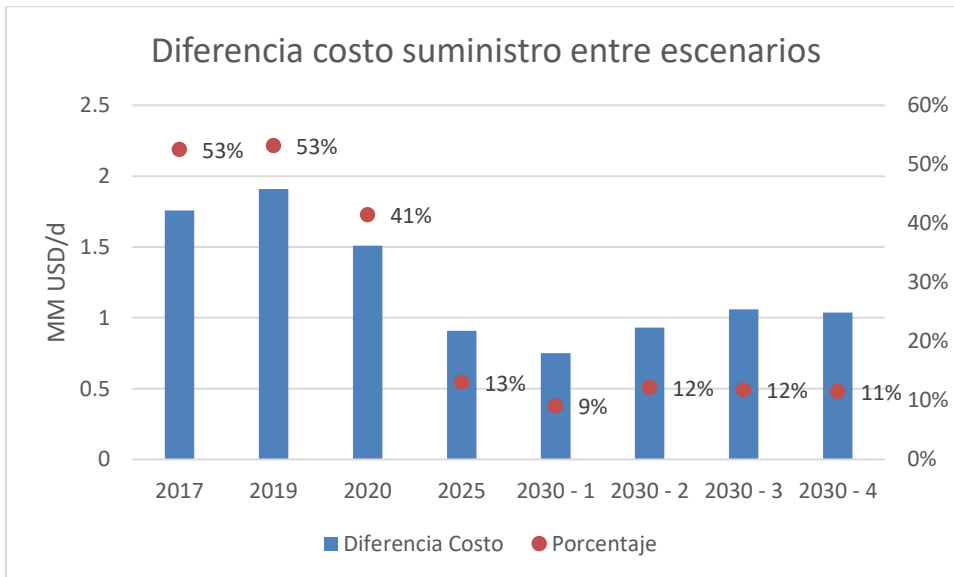


Gráfico 4-6. Variación del costo de suministro de todo el sistema en los escenarios de demanda alto y base (millones de dólares por día).



Para el año 2030, la necesidad de recurrir al GNL generaría un incremento de entre el 41% y 53% de los costos de suministro de todo el país con respecto al escenario base representados en más de 1,5 Millones de dólares por día, teniendo en cuenta que el escenario de demanda alta contempla una disminución en la hidrología que obligaría a

aumentar la generación termoeléctrica y que además, con la regulación actual, los únicos agentes que pueden disponer del GNL importado en la planta de Cartagena son los generadores térmicos. Esta restricción aumenta los costos totales de los usuarios finales, los cuales podrían ser aún mayores si el precio del GNL aumenta por encima de lo tenido en cuenta en el modelo como se puede ver en el

Gráfico 4-7.

Lo anterior indica que se deben considerar cambios regulatorios que permitan una apertura del mercado a los demás agentes para el uso y comercialización del GNL, esto con el fin de que el impacto del alto precio de importarlo no solo recaiga sobre los usuarios finales sino sobre la industria misma.

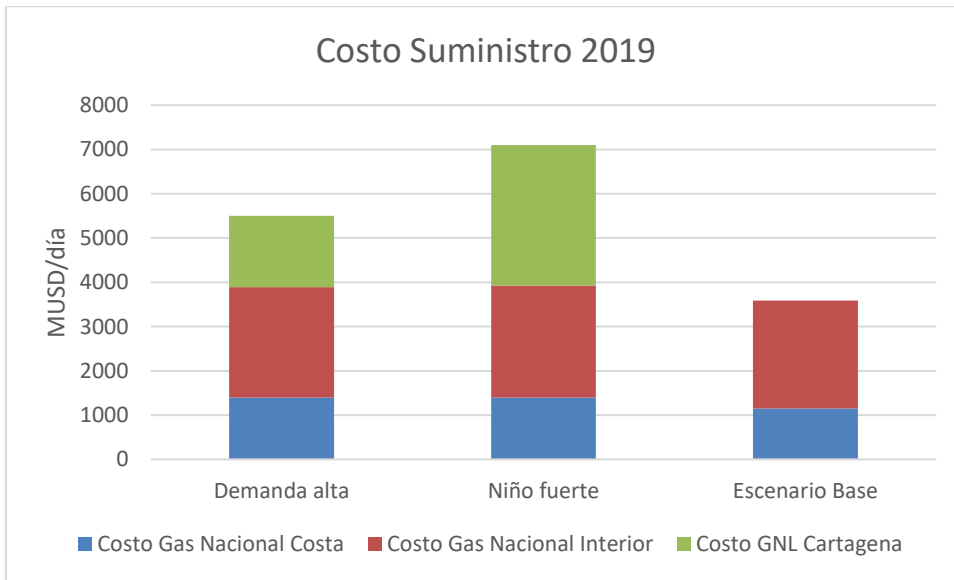
Los costos de suministro total anual se resumen por región en la Tabla 4-4.

Tabla 4-4. Costo de suministro de gas natural por sector (en miles de dólares) escenario alta demanda.

Sector	2017	2019	2019 niño	2020	2025	2030 - 1	2030 - 2	2030 - 3	2030 - 4
GN Costa	1830	1396	1396	1211	445	279	887	279	279
GN Interior	2504	2495	2532	2513	1588	1610	1620	696.9	697
GNL Cartagena	768.1	1607	3166	1424	3166	4687	3577	6265	3166
GNL Pacífico	0	0	0	0	2650	1570	1570	2818	5925
Offshore	0	0	0	0	0	887	896	0.0	0

Total	5101	5498	7095	5148	7850	9033	8551	10059	10066
-------	------	------	------	------	------	------	------	-------	-------

Gráfico 4-7. Costo de suministro de gas natural para el año 2019 comparando los 3 escenarios posibles en Miles de dólares por día.

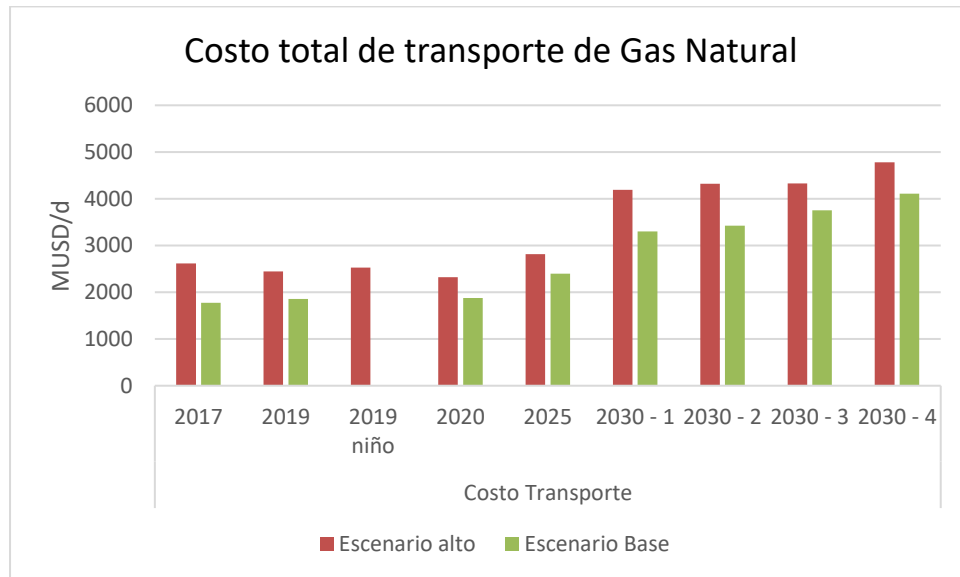


4.2.2

Costos de Transporte.

En cuanto al transporte, recordemos que para el modelo se supuso para los costos la pareja de cargos 50 – 50 vigente para el año 2017 en cada tramo registrado al Gestor del Mercado y se supuso un pequeño cargo constante de 0,2 USD/Mbtu para los tramos entre el punto de inyección al sistema y el gasoducto más cercano o entre el gasoducto y el punto de consumo. Como se observa en el **Gráfico 4-8**, los costos del transporte tienden a aumentar el tiempo porque el volumen transportado aumenta.

Gráfico 4-8. Comparación de costo de transporte entre Escenario alto y escenario base (MUSD/día).



Lo mostrado hasta ahora en los resultados presentados es que un aumento en la demanda térmica en la costa es abastecido principalmente por la planta de regasificación de Cartagena. El **Gráfico 4-8** muestra el efecto de este aumento de suministro en los costos totales del SNT.

En todo el periodo de estudio el aumento en los costos de transporte obedece principalmente al aumento de flujo en los tramos Ballena -Barrancabermeja (2.5284 USD/Mbtu) y Barrancabermeja – Sebastopol (0.727 USD/Mbtu), comportamiento que resulta que cualquier agente del interior del país que desee contratar suministro de gas desde la costa debe asumir por lo menos 3.2 USD/Mbtu adicionales al precio de suministro para poderlo llevar hasta sus puntos de consumo.

- Costos por tramo.

Tabla 4-5. Costos de transporte de Gas Natural por tramo estudiado en escenario base (unidades en miles de dólares).

Tramo	2017	2019	2020	2025-1	2025-2	2030-1	2030-2	2030-3	2030-4
Barrancabermeja - Sebastopol	2.5	23.6	28.6	132.1	80.8	282.7	282.7	251.9	
Barrancabermeja - Bucaramanga				11.7	11.7	29.8	29.8	29.8	29.8
Ballena - Barrancabermeja		120.2	160.4	586.5	660.8	1147.3	1145.1	1408.0	396.7
Ballena - La Mami	59.8	47.9	42.8						
Cusiana - El Porvenir	33.1	35.0	34.9	22.1	22.1	9.0	9.0	9.0	9.0
Cusiana - Yopal	2.4					0.1	0.1	0.1	0.1
La Mami - Ballena				56.9	66.8	138.2	137.9	173.0	37.7
La Mami - Barranquilla	78.3	62.3	53.6						
Barranquilla - La Mami				42.9	49.6	100.3	100.1	123.9	32.4
Cartagena - Barranquilla	8.9	10.4	14.1	97.6	106.5	181.5	181.3	212.6	92.2
Sincelejo - Cartagena	141.7	138.6	144.1	186.2	59.2	23.1	150.1	23.1	23.1
Sebastopol - Barrancabermeja					12.1				38.9
Sebastopol - Vasconia				32.9	65.6	91.3	91.3	78.8	
Sebastopol - Medellín	51.0	55.0	56.9	65.6	43.6	73.7	73.7	73.7	73.7
Vasconia - La Belleza				43.6		156.8	156.8	156.8	156.
Vasconia - Sebastopol	30.5	7.7	6.3						38.9
Vasconia - Mariquita	67.9	72.3	74.3		8.1				
Mariquita - Vasconia								22.9	238
Mariquita - Pereira	173	182	187		17.9				
Mariquita - Gualanday	13.4	16.7	17.3	17.9	0.1	20.2	20.2	20.2	20.2
Pereira - Mariquita				23.0	52.6	25.6	25.6	89.9	697
Armenia - Pereira				14.9		17.0	17.0	39.6	253
Pereira - Armenia	55.7	58.4	60.0						
Armenia - Cali	111.6	116.5	119.8		4.1				

Tramo	2017	2019	2020	2025- 1	2025- 2	2030- 1	2030- 2	2030- 3	2030- 4
La Belleza - El Porvenir					47.9	91.7	91.7	91.7	91.7
La Belleza - Vasconia	154.4	136.7	133.1		0.0				
La Belleza - Cogua	41.6	42.5	43.3	47.9	0.7	52.6	52.6	52.6	52.6
El Porvenir - La Belleza	393.7	365.3	362.0	83.4	3.2				
El Porvenir - Centro	12.6	22.2	22.6	42.3	45.0	41.3	41.3	41.3	41.3
Cogua - Bogotá	39.1	40.0	40.8	45.0		49.5	49.5	49.5	49.5
Cali - Armenia				54.1	2.7	62.4	62.4	114.0	601.6
Cali - Buenaventura	0.1	0.1	0.1		0.4				
Buenaventura - Cali				154.2	67.7	173.7	173.7	216.0	616.0

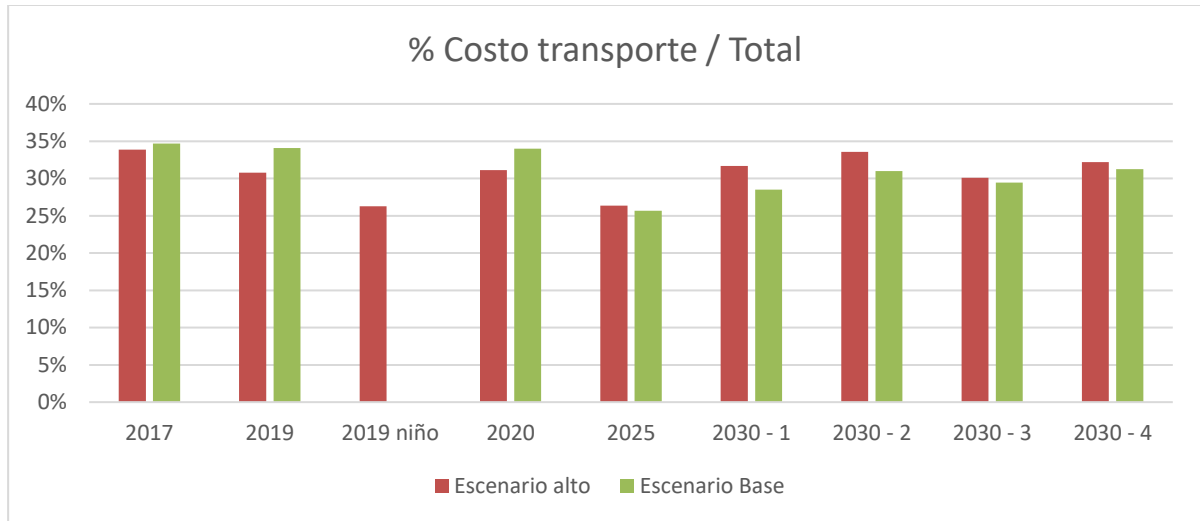
Tabla 4-6. Costos de transporte de Gas Natural por tramo estudiado en escenario demanda alta (unidades en miles de dólares).

Tramo	2017	2019	2019 niño	2020	2025	2030 - 1	2030 - 2	2030 - 3	2030 - 4
Barrancabermeja - Sebastopol	98.4	95.6	94.2	82.6	48.8	318.9	318.9	218.3	
Barrancabermeja - Bucaramanga					15.3	33.5	33.5	33.5	33.5
Ballena - Barrancabermeja	372	398	295	365.	578	1303	1301	1319	308
La Mami - Ballena					55.7	159	158	161	25.9
La Mami - Barranquilla	72.4	24.2	45.2	10.7					
Barranquilla - La Mami					42.9	115.6	115.4	117.1	25.6
Cartagena - Barranquilla	32.5	64.2	85.5	58.8	102. 9	206.9	206.7	208.9	88.5
Sincelejo - Cartagena	146. 8	149. 0	147. 8	141. 0	55.9	19.6	146.6	19.6	19.6
Sincelejo - Montería	4.3	4.7	4.8	4.8	5.2	5.5	5.5	5.5	5.5
Sebastopol - Barrancabermeja									72.5
Sebastopol - Vasconia	3.4	9.7	2.9	6.1		102	102	61.7	
Sebastopol - Medellín	60.2	64.3	56.2	66.4	76.0	84.9	84.9	84.9	84.9

Tramo	2017	2019	2019 niño	2020	2025	2030 - 1	2030 - 2	2030 - 3	2030 - 4
Vasconia - Sebastopol					4.1				56.0
Vasconia - La Belleza					63.7	180	180	192	192
Vasconia - Mariquita	98.5	88.2	91.4	87.0					
Mariquita - Vasconia					85.5			85.5	301
Mariquita - Pereira	257	230	233	226					
Mariquita - Gualanday	16.2	13.6	19.3	14.7	18.0	20.2	20.2	20.2	20.2
Pereira - Mariquita					263.	25.6	25.6	266.	874.
Armenia - Pereira					100.	18.1	18.1	102.	316.
Pereira - Armenia	84.2	74.4	75.9	72.7					
Armenia - Cali	173	150	155	145					
La Belleza - El Porvenir						107	107	128	128
La Belleza - Vasconia	142	118	136	113					
La Belleza - Cogua	47.8	48.8	42.4	49.7	54.7	59.9	59.9	59.9	59.9
Neiva - Aipe				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
El Porvenir - La Belleza	394	355	363	350	72.0				
Cogua - Bogotá	45.0	45.9	39.8	46.8	51.5	56.3	56.3	56.3	56.3
Cali - Armenia					252	68.8	68.8	261	749
Buenaventura - Cali					333	196	196	354	754

Las **Tabla 4-5** y **Tabla 4-6** tienen los costos totales (en miles de dólares) que los agentes deberían pagar en los principales tramos del SNT detallando los costos presentados en el **Gráfico 4-8**.

Gráfico 4-9. Participación de los costos de transporte en los costos totales para los escenarios de demanda alta y baja.



Para contrastar lo que deben de pagar los agentes para poder llevar el suministro a sus puntos de consumo, el modelo busca encontrar la ruta más eficiente para minimizar los costos de todo el sistema; sin embargo, en un ambiente de competencia de mercado, cada agente buscará un beneficio individual y como consecuencia, los costos del sistema no serán mínimos.

4.3 Curvas de oferta.

En los gráficos **Gráfico 4-10** a **Gráfico 4-13** se resumen las curvas de oferta generadas por el modelo para los distintos escenarios. Estas curvas muestran la cantidad de gas disponible para distintos niveles de precios, asumiendo un mercado competitivo, la entrada de nuevos proyectos desplaza las curvas hacia la derecha al aumentar la cantidad de gas natural disponible, y dependiendo de los costos los nuevos proyectos desplazan la curva hacia arriba o hacia abajo.

Gráfico 4-10. Curva de oferta 2030 escenario base, comparación 2030 – 1 y 2030 – 2.

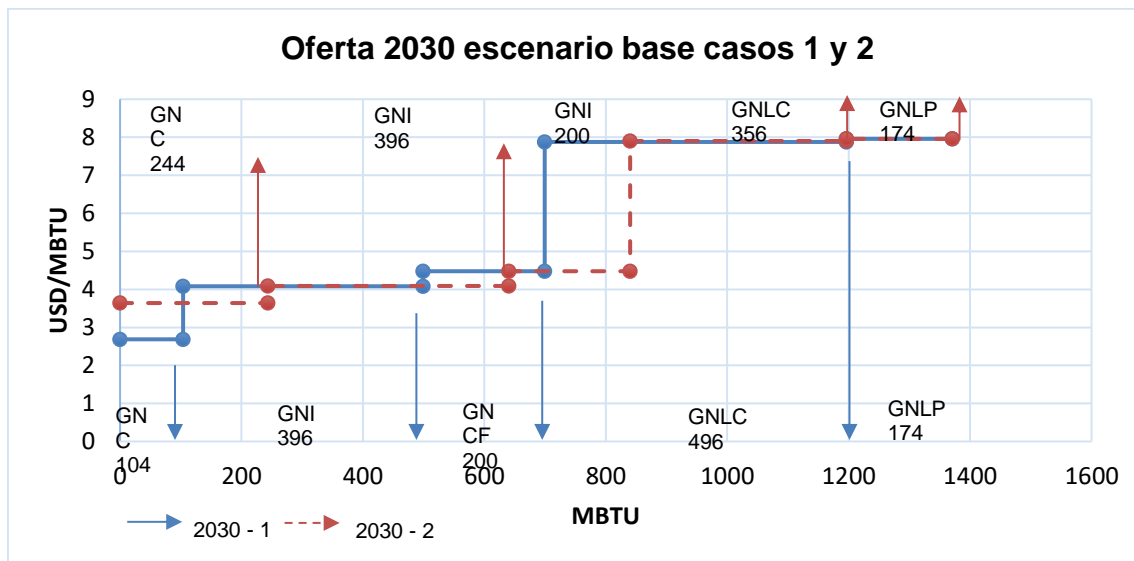


Gráfico 4-11. Comparación de curvas de oferta en 2030 con alternativas 2030 – 3 y 2030 – 4.

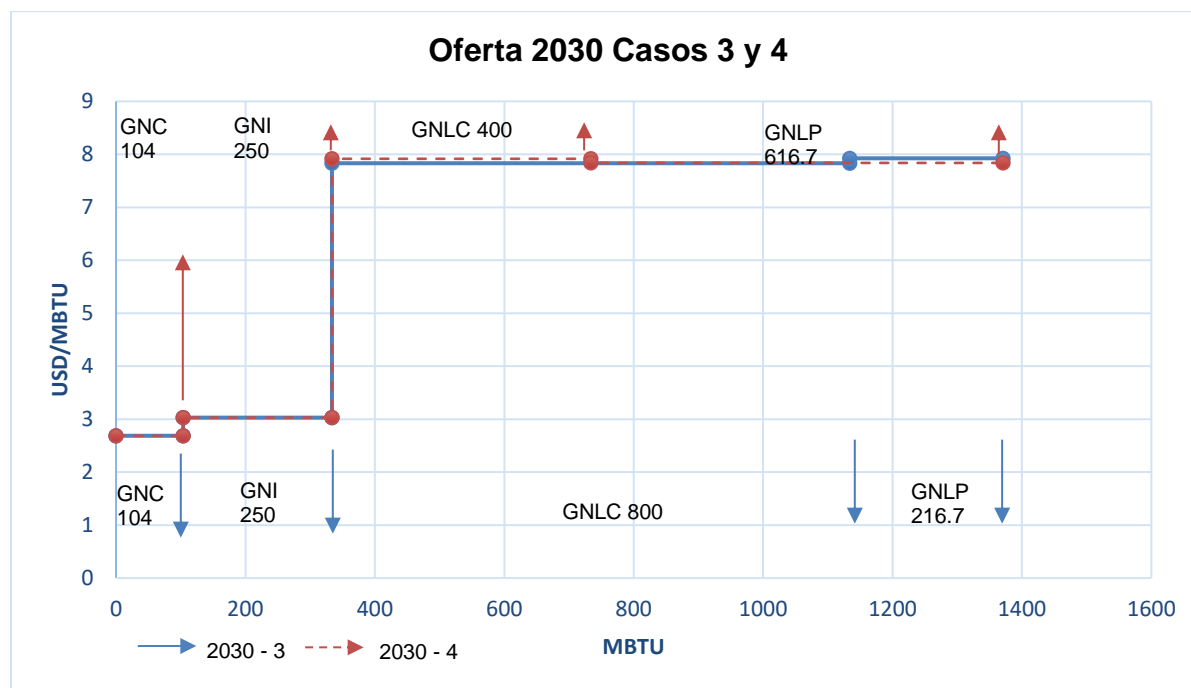
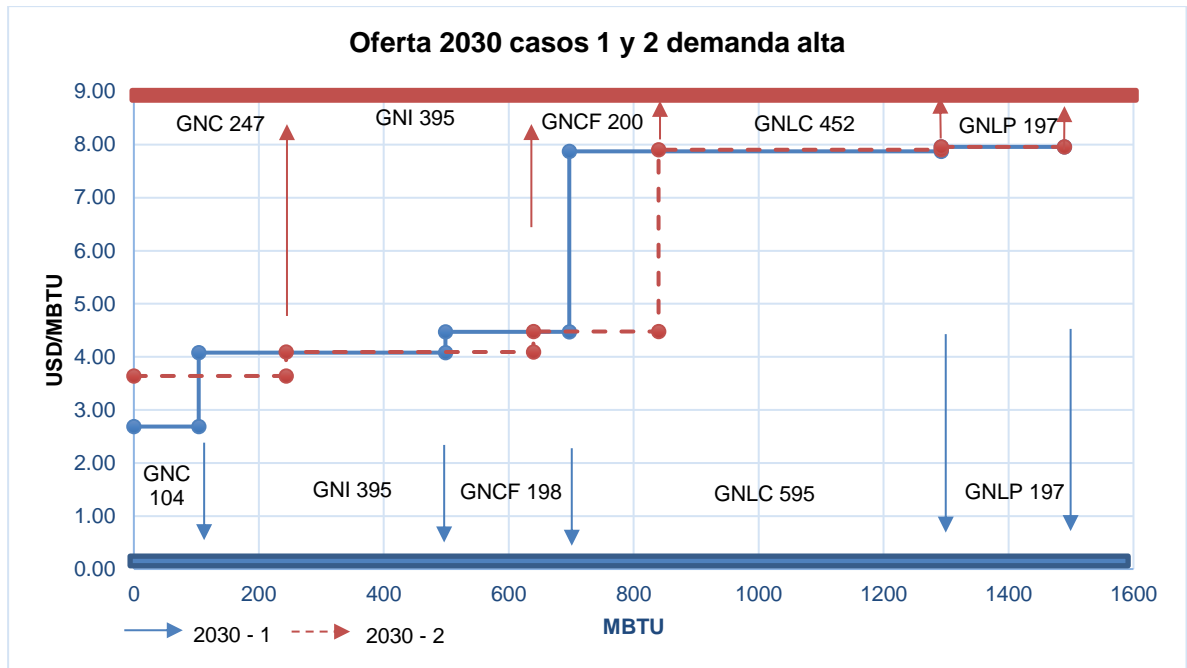
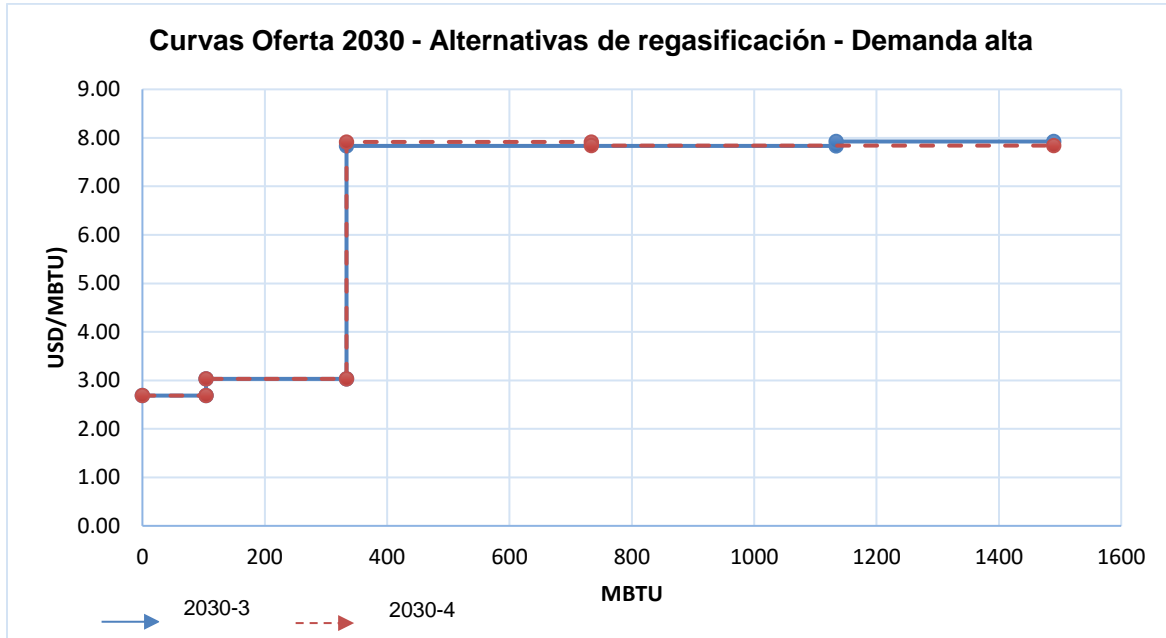


Gráfico 4-12. Comparación de curvas de oferta en 2030 con alternativas 2030 - 1 y 2030 - 2 escenario demanda alta.



Al mirar con detalle los Gráfico 4-10 a 4-13 se observa que en los casos más optimistas, la entrada de nuevos proyectos en el Valle superior del Magdalena medio permitirán que el aporte de gas en la zona Caribe sea mayor, impactando positivamente en los costos del transporte que se liberaría en el tramo Ballena – Barrancabermeja y disminuyendo el requerimiento de GNL en Cartagena. Si la regulación permitiera la entrada de más agentes con autorización de comercializar el GNL, mejoraría la posibilidad que desde la planta de regasificación de Cartagena se entreguen cantidades de gas para ser transportadas hasta nodos de consumo en el interior, como se observa en los resultados.

Gráfico 4-13. Comparación de curvas de oferta en 2030 con alternativas 2030 3 y 2030 - 4 para el escenario de demanda alta.



En Los casos 2030 – 1 y 2030 – 2 para ambos escenarios, las importaciones desde la planta de regasificación del pacífico permanecerán constantes, ya que a pesar de la reducción en los costos de suministro y el aumento insignificante de los costos de transporte por la cantidad de gas que deberá llevarse desde Sincelejo hasta Barranquilla no sopesa el gran costo que significaría transportar mayores cantidades de gas desde la costa hacia la demanda interior en un caso ideal.

La Curva de oferta que se observa en el Gráfico 4-13 compara los casos 3 y 4 para el año 2030 y muestra que la decisión de ampliar la capacidad de suministro de la planta de regasificación de Cartagena disminuye los costos del SNT en un 10% respecto a los costos si se aumenta la capacidad de la planta del Pacífico.

Es sabido que la inversión en la planta de regasificación del Pacífico disminuirá los costos globales del transporte de gas natural ya que no existirá la necesidad de que el gas de la costa sea llevado hasta el interior. Sin embargo, como se mostrará más adelante, la decisión de aumentar la capacidad de la planta Pacífico por encima de la de Cartagena obligaría a que cuando existan fenómenos de baja hidrología, parte del gas del interior deba transportarse desde el interior hasta la costa, aumentándose el número de tramos.

Para poder determinar el posible impacto del crecimiento de los costos en la economía del país, los Gráficos 4-14 y 4-15 involucran el crecimiento de los costos con respecto a la demanda de gas natural en el año 2017 y se compara con el crecimiento de los costos de transporte y suministro.

Gráfico 4-14. Comparación entre el crecimiento de los costos de suministro, transporte y demanda nacional de gas natural en el escenario demanda alta respecto al 2017.

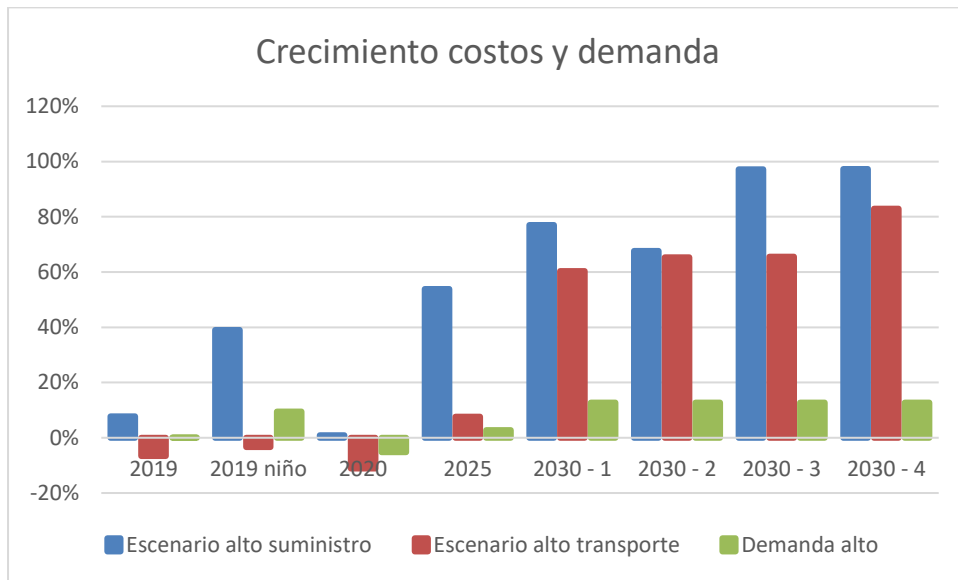
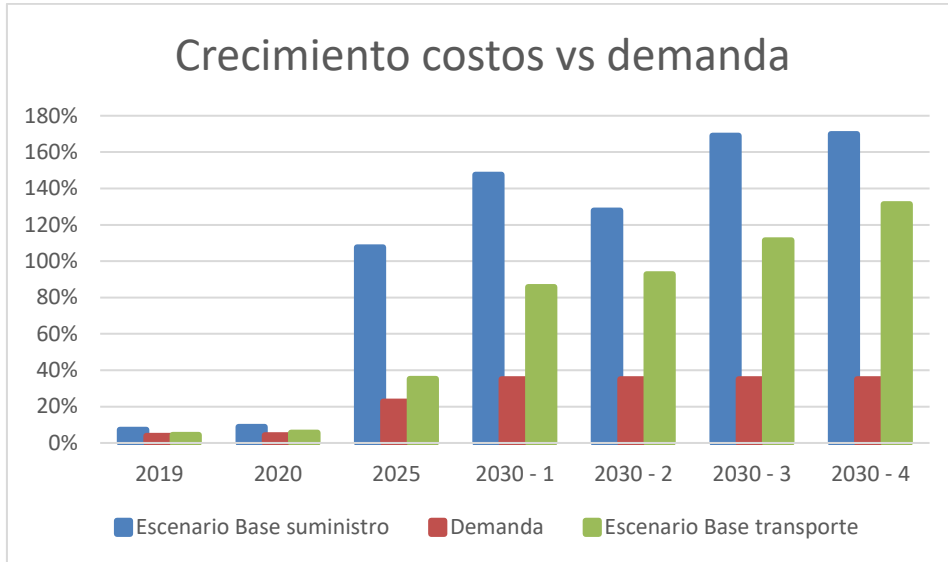


Gráfico 4-15. Comparación entre el crecimiento de los costos de suministro, transporte y demanda nacional de gas natural en el escenario base respecto al 2017.

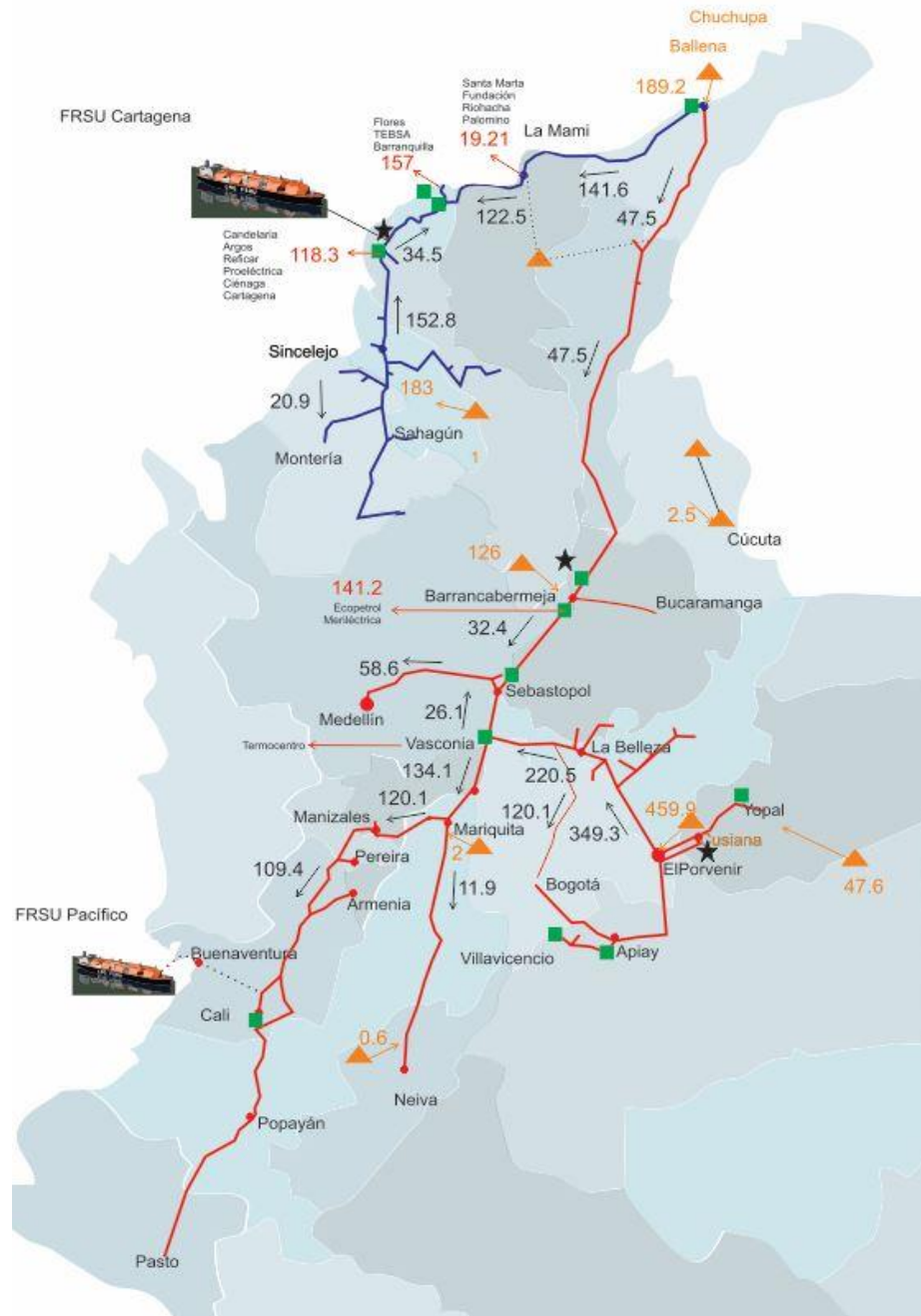


De los Gráficos 4-15 y 4-16 se extrae que los costos de suministro aumentarán en mayor proporción que el aumento en la demanda, efecto de la disminución de la producción nacional que tendrá que ser reemplazada por combustibles más costosos. Los costos crecen más rápido que la demanda a partir del año 2020. En general, en todos los escenarios se tienen costos mayores que en el 2019 porque aumentan los volúmenes producidos, transportados y las importaciones.

4.4 Flujo ideal en Sistema nacional de transporte.

Se presenta un conjunto de flujos que conectan los nodos de todo el sistema nacional de transporte desde la oferta a la demanda. Primero se presenta el escenario de demanda base.

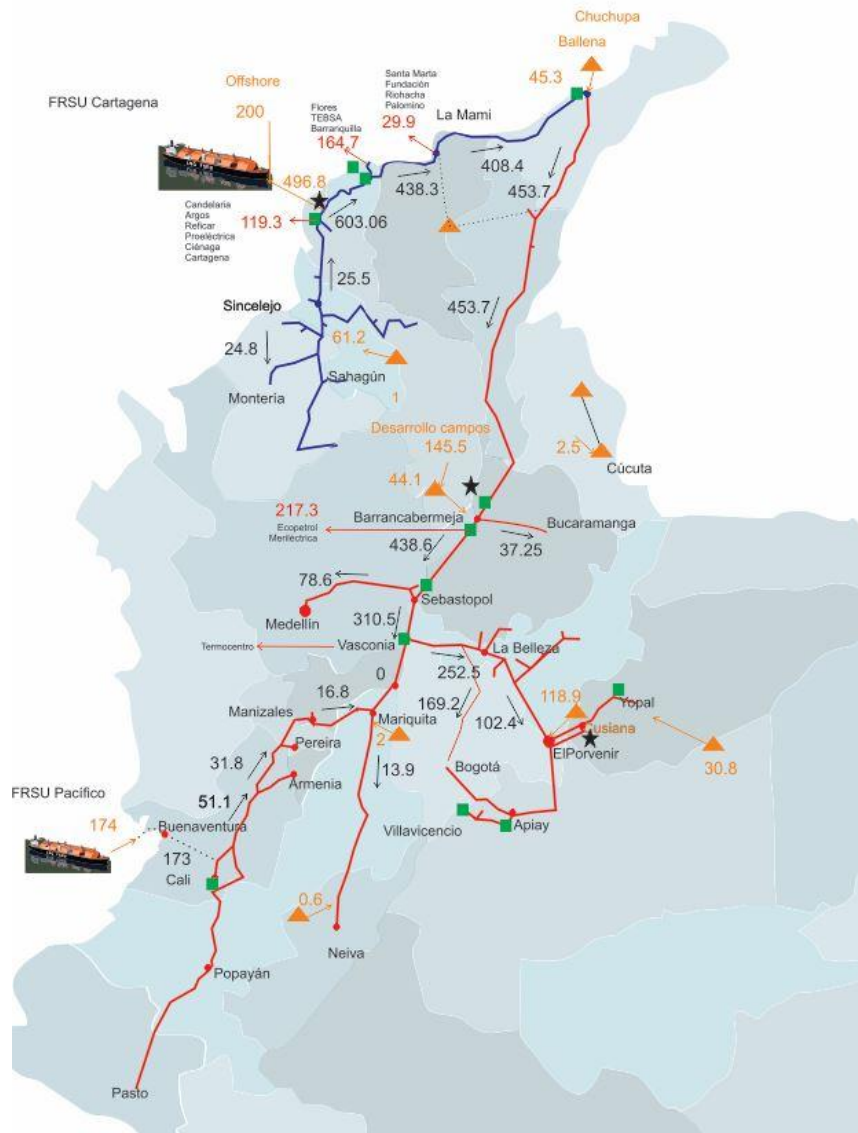
Figura 4-1. Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2019 (escenario base).



Una proyección ideal de consumo y transporte de gas natural para satisfacer la demanda actual de gas en el escenario base se presenta en la Figura 4-1. Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2019 (escenario base). Se evidencia que en este escenario no es necesario hacer uso de la planta de regasificación de Cartagena, además los campos de Chuchupa y Ballena producirían a un 80% de su capacidad de

producción total (227.1 Mbtu) y su costo total asociado al transporte ideal de gas natural diaria actual es de 1775 MUSD

Figura 4-2 Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2030 - 1 (escenario base).



De la Figura 4-2 se puede observar la necesidad de desarrollo de proyecto que permitirá que se revierta la dirección de flujo del gasoducto de la Costa Atlántica operado por PROMIGAS lo que indica flujo bidireccional además de un aumento de su capacidad de flujo.

- Con las tarifas de transporte actuales, el modelo muestra que, entre todas las opciones, el aumento de la capacidad de la planta de regasificación sobre la del pacífico es la mejor alternativa, es más barato llevar el gas desde Cartagena a Bogotá y Medellín que desde el pacífico.

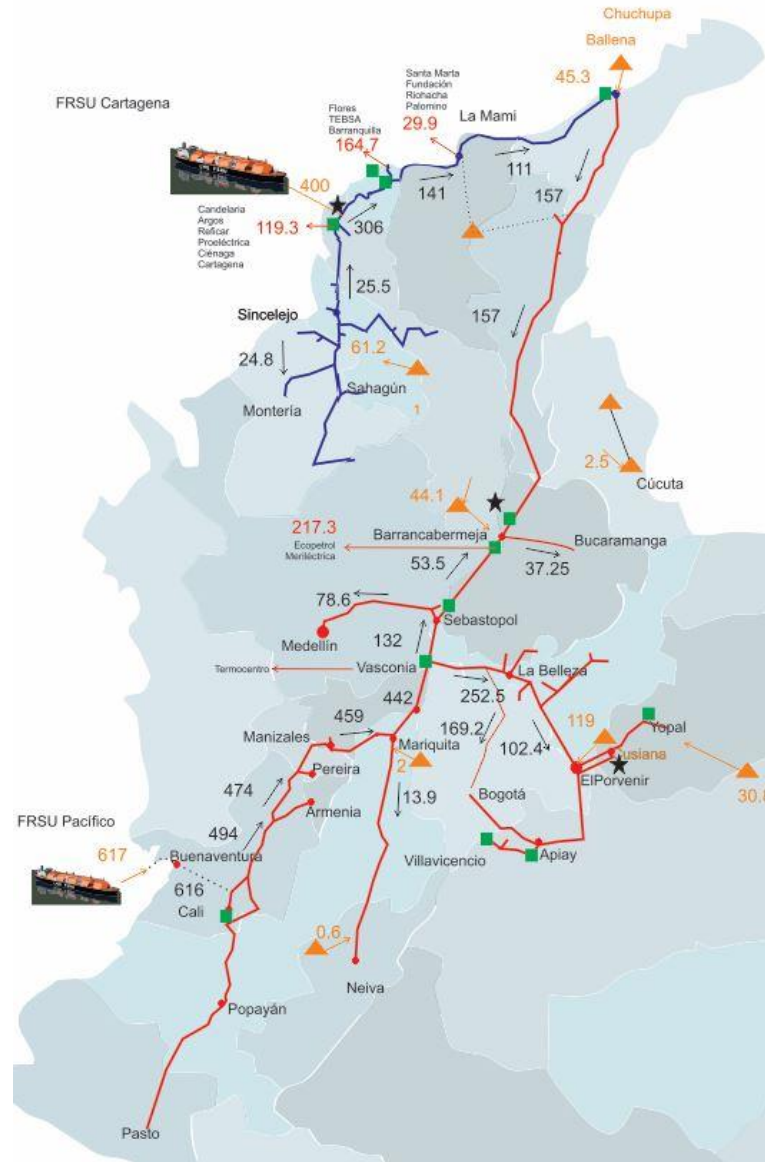
• **Figura 4-3.** Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2030, comportamiento de flujo con aumento en capacidad de la planta de regasificación de Cartagena a 800 Mbtu.



En el caso presentado por la **Figura 4-3** se plantea solo el aumento de la capacidad de la planta de regasificación de Cartagena a 800 Gbtu/d y se puede observar el poco impacto

en la producción de la planta del Pacífico la cual solo asume 43 Gbtu de la oferta suprimida en este escenario (Offshore, campos del magdalena medio) y el resto es asumida por Cartagena la cual usa toda su capacidad de producción.

Figura 4-4. Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2030, comportamiento de flujo con aumento en capacidad de la planta de regasificación del Pacífico a 800 Mbtu.



Al ver un posible aumento en la capacidad de entrega de la planta de regasificación del Pacífico y solo teniendo en cuenta el escenario bajo de oferta se observa que la planta

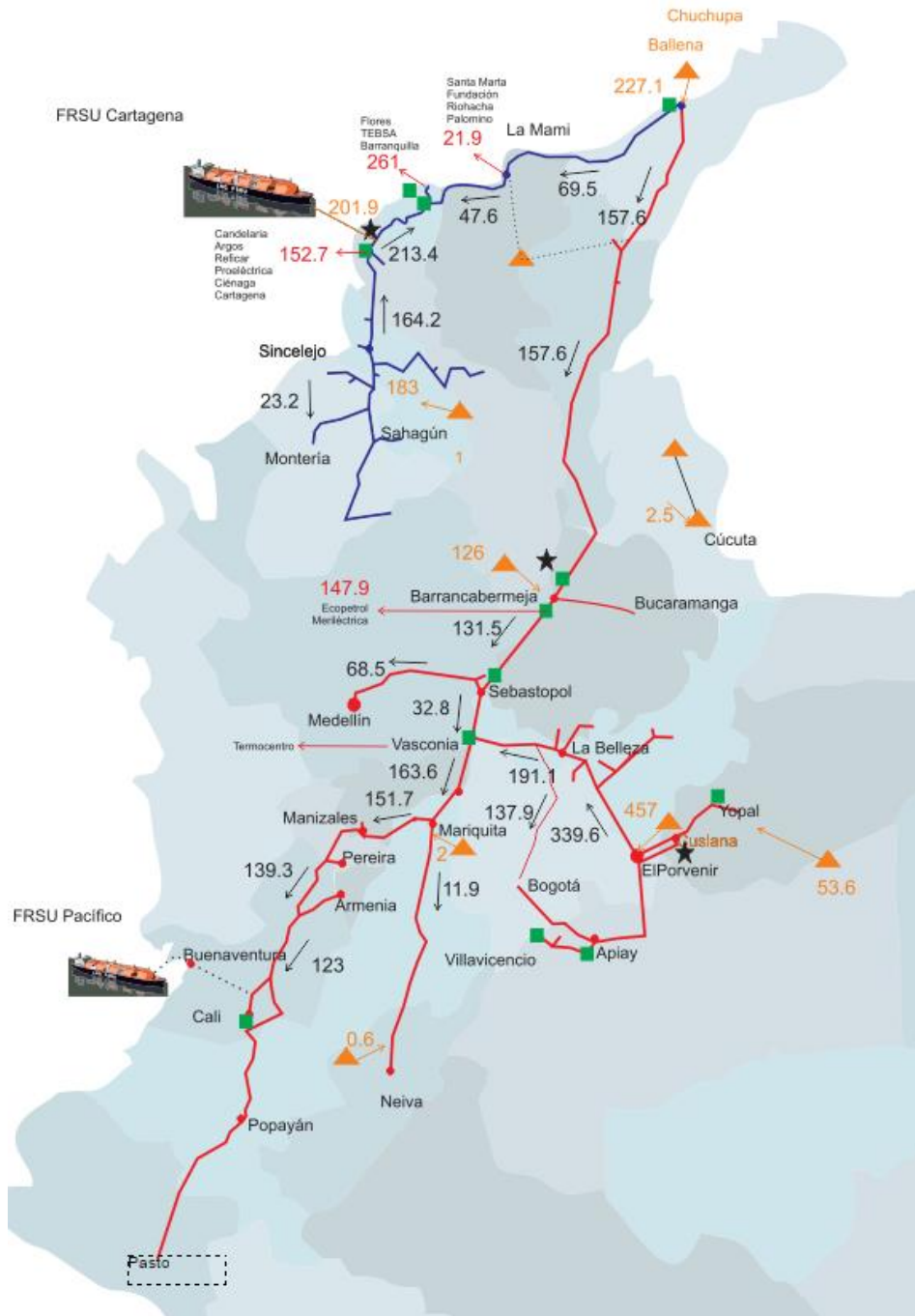
en Cartagena sigue operando a su máxima capacidad y es usada para satisfacer la demanda del atlántico y en el interior llega hasta el nodo de Barrancabermeja. La planta del pacífico operaría a un 77% de su capacidad total y este gas llegaría a las ciudades de Bogotá, Medellín y Cali.

Figura 4-5. Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2030 caso – 2.



La Figura 4-6 muestra los resultados de los flujos para el año 2019 en el escenario de demanda alta sin niño.

Figura 4-6. Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2019 (escenario demanda alta).



Para cumplir con la demanda total (1322.9 Mbtu) en este escenario, el modelo muestra que la distribución ideal de oferta se deberá completar así:

El requerimiento de generación térmica por seguridad en la costa Atlántica obliga a la planta de regasificación de Cartagena a entregar 202 Mbtu al sistema.

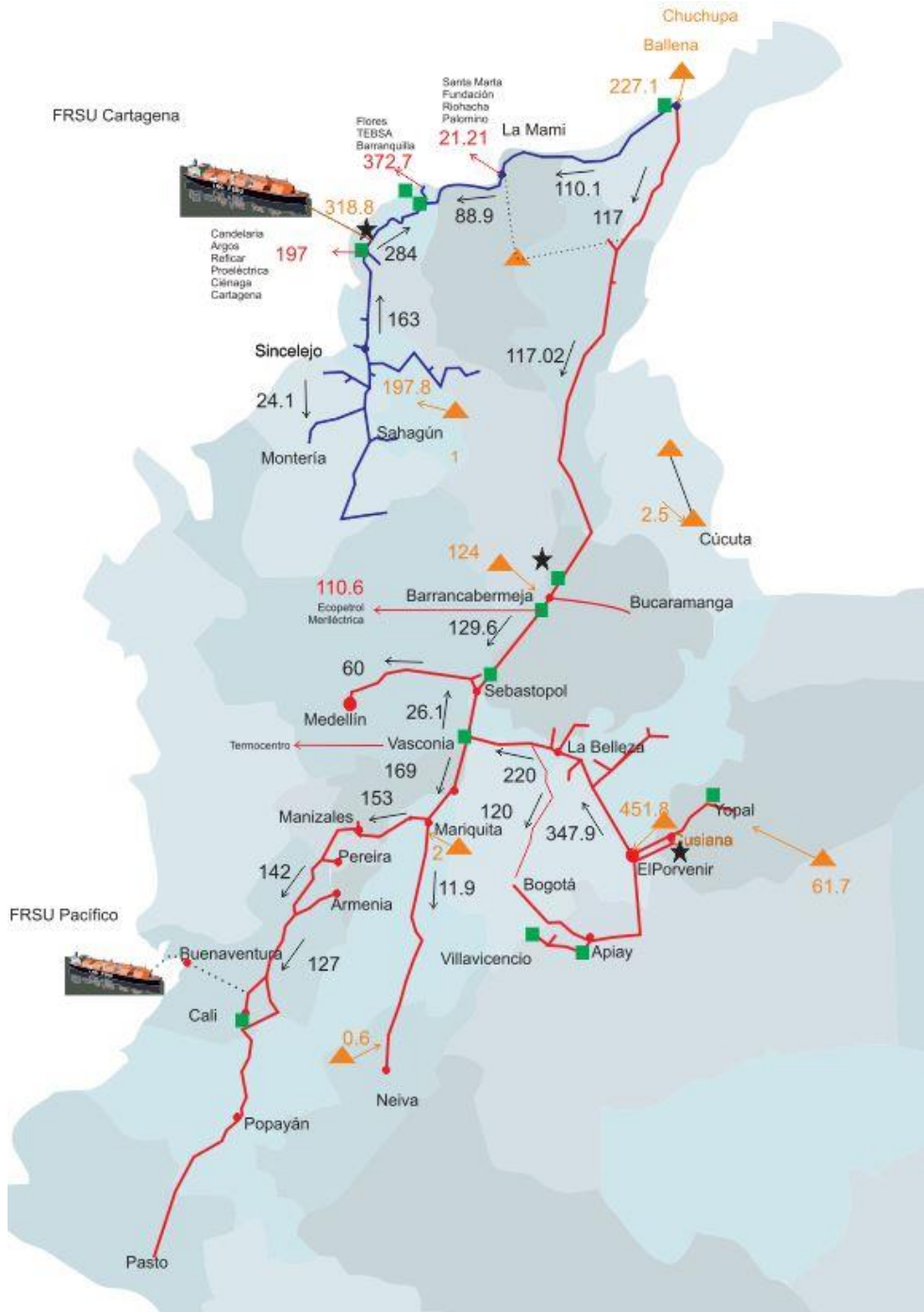
La demanda de gas natural para los agentes no generadores térmicos en el interior usará el 71% de la producción de los campos Chuchupa y Ballena. Los cuales, en este caso, si estarían produciendo a su máxima capacidad. Este caso se da con un precio internacional del GNL de 7 USD. Se puede evaluar la sensibilidad del transporte al precio del GNL ya que el tramo Ballena – Barrancabermeja tiene una tarifa 2.2 USD/MBTU más costosa que el tramo Ballena – La mami.

Los campos Nelson, Floreña y Clarinete deberán entregar 14, 13.2 y 0.7 Mbtu adicionales respectivamente.

Variaciones de dirección de flujo.

El escenario base contempla que la demanda de Medellín se debe satisfacer con 44% de gas Cusiana y 56% de gas Guajira o de campos del Magdalena medio, en un escenario de demanda alta, Medellín deja de recibir gas del campo Cusiana y la planta de generación térmica requerirá 30 Mbtu desde el nodo Sebastopol, gas que provendrá del nodo Barrancabermeja que recibe gas de la Guajira y de los campos de la Magdalena medio.

Figura 4-7. Cantidad en Mbtu y dirección del flujo de gas natural para el año 2019 (escenario pico fenómeno del niño).



Considerando condiciones extremas de necesidad de Gas Natural por un fenómeno del niño en su punto crítico, la **Figura 4-7** muestra la distribución ideal de flujo, se observan las siguientes variaciones.

La cantidad de gas entregada por los campos Cusiana y Cupiagua hacía el interior del país disminuye 6 Mbtu, los cuales tienen como destino atender la demanda de generación térmica en Yopal.

Las entregas de los campos Chuchupa y Ballena a la demanda del interior del país disminuyen 20% mientras que la entrega de gas por parte de la planta de regasificación aumenta 58% con respecto al escenario alto.

La demanda de la industria petrolera para este escenario es menor, no se consideró la expansión de la capacidad de producción de la refinería de Barrancabermeja.

Tabla 4-7. Cantidad promedio de gas natural transportado por día para cada escenario.

Cantidad (Mbtu)	2017	2019	2019 - 2	2020	2025	2025 2	2030 - 1	2030 - 2	2030 - 3	2030 - 4
Escenario Base	3832	3828	-	3831	4363	4552	6012	6149	6552	6523
Escenario Demanda Alta	4876	4669	5116	4375	5065	-	6673	6809	7254	7434

Tabla 4-8. Cantidad promedio de gas natural transportado por día para cada escenario.

Costo (M USD)	2017	2019	2019- 2	1876	2025	2025	2030 - 1	2030 - 2	2030 - 3	2030 - 4
Escenario Base	1775	1855	-	1876	2152	2400	3299	3423	3754	4108
Escenario Demanda Alta	2614	2443	2526	2324	2812	-	4192	4320	4328	4783

Tabla 4-9 Costo promedio de gas natural transportado por día para cada escenario.

Precio (USD/Mbtu)	2017	2019	2019 2	2020	2025	2025 2	2030 - 1	2030 - 2	2030 - 3	2030 - 4
Escenario Base	0.46	0.48	-	0.49	0.49	0.53	0.55	0.56	0.57	0.63
Escenario Demanda Alta	0.54	0.52	0.49	0.53	0.56	-	0.63	0.63	0.60	0.64

De las **Tabla 4-7**, **Tabla 4-8** y **Tabla** se observa que, si bien la demanda total del sistema aumenta entre los años 2017 y 2019, en condiciones ideales los costos de transporte

disminuyen por la disminución del transporte de gas en tramos como La Belleza – Vasconia, Vasconia – Sebastopol, ruta Ballena – Barranquilla.

5. Conclusión.

Este trabajo desarrolla un modelo de optimización de costos de suministro de gas natural al largo plazo considerando la producción de campos menores y los nodos de demanda. El modelo también considera las alternativas de importación y desarrollo de recursos offshore como fuentes de suministro y encuentra una serie de alternativas de desarrollo de infraestructura de acuerdo a su impacto en los costos de todo el SNT. Los flujos modelados son ideales, asumiendo un mercado competitivo y sin restricciones comerciales.

Los recursos con los que cuenta Colombia para abastecer la demanda de gas Natural son limitados y tienden a disminuir. Con los escenarios de oferta y demanda presentados, se observa equilibrio hasta el año 2020 con gas Nacional, a partir de ahí y de acuerdo con los resultados, se requeriría el uso continuo de la planta de regasificación de Cartagena, y en 2025 se requeriría la entrada de la planta de regasificación del Pacífico.

Este trabajo se concentra en la oferta de largo plazo y no modela aspectos de inversión ni comerciales que se derivan de condiciones de regulación. Regulatoriamente queda mucho por avanzar para que el mercado de gas en Colombia sea más competitivo. Con la fuerte declinación de los campos nacionales de gas, las redes de transporte son cada vez más susceptibles a eventos no controlados que obligan a un incumplimiento en la entrega del gas por parte del agente transportador por la falta de gas de empaque para responder ante estos eventos. Aunque las importaciones actuales de GNL se destinan exclusivamente al sector térmico, la rápida declinación de la producción y las pocas alternativas de desarrollo de recursos en el mediano y largo plazo sugieren que para el 2030 serían viables las importaciones de gas licuado destinados a sectores distintos al

térmico, en este caso, se podrían considerar contratos de importación de largo plazo a precios inferiores.

Para complementar los resultados de este trabajo se deben evaluar variables como la contratación en firme actual tanto en transporte como en suministro, las restricciones del sistema, agregar planeación de mantenimientos de todos los agentes. Además, se pueden integrar variables estocásticas que afecten los costos de suministro como es el caso del el precio internacional de GNL. Por la mayor importancia del GNL en el futuro; es importante estudiar la disponibilidad de barcos y rutas accesibles para el mercado Colombiano.

En cuanto a la relación del suministro de gas natural con la seguridad energética en Colombia, las estimaciones de este trabajo suponen el ingreso del proyecto Hidroituango en el año 2020. Esta suposición debe revisarse debido a la coyuntura actual en la que se encuentra este proyecto y a la incertidumbre acerca de la fecha real de su entrada en operación. Si la energía correspondiente a los contratos en firme que ya estaban cerrados se respalda con generación térmica, aumenta el requerimiento de gas para los años de retraso del proyecto y por lo tanto, es importante realizar nuevas proyecciones y considerarlas en un trabajo futuro.

Bibliografía

- Androulaki, S., & Psarras, J. (2016). Multicriteria decision support to evaluate potential long-term natural gas supply alternatives: the case of greece. *European Journal of Operational Research*.
<http://doi.org/10.1016/j.ejor.2016.02.051>
- ANH. Acuerdo No. 11 DE 2018 (2008).
- ANH. (2018a). Cifras y Estadísticas. Retrieved May 31, 2018, from <http://www.anh.gov.co/ANH-en-Datos/Paginas/Cifras-y-Estadísticas.aspx>
- ANH. (2018b). Estadísticas de Producción. Retrieved May 31, 2018, from <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>
- ANH. (2018c). Sistema Integrado de Reservas. Retrieved May 31, 2018, from <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Paginas/Sistema-Integrado-de-Reservas.aspx>
- Balestra, P., & Nerlove, M. (1966). Pooling Cross-Section and Time Series Data in the Estimation of a Dynamic Model: The Demand for Natural Gas. *Econometrica*, 34(3), 585. <http://doi.org/10.2307/190977>
- Cafaro, D. C., & Grossmann, I. E. (2014). Optimization Models for Optimal Investment, Drilling, and Water Management in Shale Gas Supply Chains, 34, 124–133.
- Castalia Strategic advisors. (2015). Natural Gas in the Caribbean — Feasibility Studies, 1(June).
- CONCENTRA. (2016). Impacto del fenómeno El Niño en la generación eléctrica, 1–26. Retrieved from http://smn.conagua.gob.mx/index.php?option=com_content&view=article&id=270:impacto-del-fenomeno-el-nino-mexico&catid=12:climatologia&Itemid=166

- CREG. Resolución CREG - 071 de 1999 (1999).
- CREG. (2016). CREG 045 - 2016 - AJUSTES DE LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL.
- Engelen, S., & Dullaert, W. (2010). Designing a decision support model for the LNG market. *Transportation Planning & Technology*, 33(8), 719–731. <http://doi.org/10.1080/03081060.2010.527183>
- Enke, S. (1952). Equilibrium among Spatially Separated Markets: Solution by Electric Analogue. *Econometrica*, 19, 40–47.
- Friesz, T. L., Miller, T., & Tobin, R. L. (1988). Algorithms for spatially competitive network facility-location. *Environment & Planning B: Planning & Design*, 15(2), 191–203. <http://doi.org/10.1068/b150191>
- Gabriel, S. A., Zhuang, J., & Kiet, S. (2005). A large-scale linear complementarity model of the North American natural gas market. *Energy Economics*, 27(4), 639–665. <http://doi.org/10.1016/j.eneco.2005.03.007>
- Golombek, R., Gjelsvik, E., & Rosendahl, K. E. (1995). Effects of Liberalizing the Natural Gas Markets in Western Europe R, 16(1), 85–111.
- Growitsch, C., Hecking, H., & Panke, T. (2014). Supply Disruptions and Regional Price Effects in a Spatial Oligopoly-An Application to the Global Gas Market. *Review of International Economics*, 22(5), 944–975. <http://doi.org/10.1111/roie.12138>
- Harker, P. T. (1986). Alternative Models of Spatial Competition. *Institute of Operations Research and the Management Sciences*, 34(3), 410–425. <http://doi.org/10.1287/opre.34.3.410>
- He, B. sheng, Xu, W., Yang, H., & Yuan, X. M. (2011). Solving Over-production and Supply-guarantee Problems in Economic Equilibria. *Networks and Spatial Economics*, 11(1), 127–138. <http://doi.org/10.1007/s11067-008-9095-2>
- Hulshof, D., van der Maat, J. P., & Mulder, M. (2016). Market fundamentals, competition and natural-gas prices. *Energy Policy*, 94, 480–491. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.12.016>

- IEA. (2001). *Towards a sustainable energy future*. OECD Publishing. Recuperado de <http://dx.doi.org/10.1787/9789264193581-en>
- Labys, W., & Yang, C. (2005). Spatial Price Equilibrium as a Foundation to Unified Spatial Commodity Modeling.
- Lise, W., Hobbs, B. F., & van Oostvoorn, F. (2008). Natural gas corridors between the EU and its main suppliers: Simulation results with the dynamic GASTALE model. *Energy Policy*, 36(6), 1890–1906. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.01.042>
- Lu, W., Su, M., Fath, B. D., Zhang, M., & Hao, Y. (2016). A systematic method of evaluation of the Chinese natural gas supply security. *Applied Energy*, 165, 858–867. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.12.120>
- Mazyan, W., Ahmadi, A., Ahmed, H., & Hoorfar, M. (2016). Market and technology assessment of natural gas processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 30, 487–514. <http://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.02.010>
- Mcnew, K. (1993). Spatial Market Integration : Definition , Theory , and Evidence. *Integration The Vlsi Journal*, 25, 1–11.
- Ministerio de Minas y Energía. (2017). *Declaración de Producción de Gas Natural*. Retrieved from <https://www.minminas.gov.co/declaracion-de-produccion-de-gas-natural>
- NERA, 2012 Third Party Access to LNG terminals. National Energy Resources Australia.
- Padberg, U., & Haubrich, H. J. (2008). Stochastic optimization of natural gas portfolios. *2008 5th International Conference on the European Electricity Market, EEM*. <http://doi.org/10.1109/EEM.2008.4579051>
- Pindyck, R. S. (1978). The Optimal Exploration and Production of Nonrenewable Resources. *Journal of Political Economy*, 86(5), 841–861. <http://doi.org/10.2307/1828412>
- Pindyck, R. S. (1987). On monopoly power in extractive resource markets. *Journal of Environmental Economics and Management*, 14(2), 128–142.

- [http://doi.org/10.1016/0095-0696\(87\)90011-8](http://doi.org/10.1016/0095-0696(87)90011-8)
- Saldarriaga-C., C. A., & Salazar, H. (2016). Security of the Colombian energy supply: The need for liquefied natural gas regasification terminals for power and natural gas sectors. *Energy*, 100, 349–362. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2016.01.064>
- Samuelson, P. A. (1951). Spatial price equilibrium and linear programming.
- SIPG. (2015). Proyecciones. Retrieved May 15, 2017, from <http://www.sipg.gov.co/Inicio/SectorHidrocarburos/Proyecciones/tabid/125/language/es-ES/Default.aspx>
- SIPG. (2017). Proyecciones de Demanda. Retrieved December 15, 2017, from <http://www.sipg.gov.co/Inicio/SectorHidrocarburos/Proyecciones/tabid/125/language/es-ES/Default.aspx>
- SPEC (2018). Sociedad Portuaria del Cayao, Retrieved from: <http://www.speclng.com/Es/Nosotros/Paginas/Sociedad-Portuaria-El-Cayao.aspx>
- Takayama, T., & Judge, G. (1964). Equilibrium among Spatially Separated Markets: A Reformulation. *Econometrica*.
- UPME. (2015). Balance de Gas Natural en Colombia 2015 - 2023, (69), 1–29.
- UPME. (2016a). PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL Versión Junio, 911–729. Retrieved from www.upme.gov.co
- UPME. (2016b). PLAN TRANSITORIO DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL Versión Noviembre, 911–729. Retrieved from www.upme.gov.co
- UPME. (2017a). BALANCE DE GAS NATURAL.
- UPME. (2017b). Plan De Acción Indicativo De Eficiencia Energética 2017 - 2022, 157. Retrieved from http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/MarcoNormatividad/PAI_PRO_URE_2017-2022.pdf
- Von Heusinger, A., & Kanzow, C. (2009). Optimization reformulations of the generalized Nash equilibrium problem using Nikaido-Isoda-type functions. *Computational Optimization and Applications*, 43(3), 353–377.

<http://doi.org/10.1007/s10589-007-9145-6>

Wang, J., Jiang, H., Zhou, Q., Wu, J., & Qin, S. (2016). China's natural gas production and consumption analysis based on the multicycle Hubbert model and rolling Grey model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 1149–1167. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.067>

Zhang, Q., Li, Z., Wang, G., & Li, H. (2015). Study on the impacts of natural gas supply cost on gas flow and infrastructure deployment in China. *Applied Energy*, 162, 1385–1398. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.06.058>