

Balance de Gas Natural en Colombia 2015-2023

Febrero de 2015



Libertad y Orden



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Unidad de Planeación Minero Energética

Tabla de Contenido

1.	OBJETIVO	6
2.	METODOLOGIA.....	6
3.	SUMINISTRO	6
3.1	Reservas de gas natural.....	6
3.2	Declaración de producción	9
3.3	Escenarios de oferta.....	11
4.	DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL.....	14
4.1	Demanda nacional sectorial y regional	15
5.	BALANCE DE GAS NATURAL	22
5.1	Balance nacional	22
5.2	Balance regional	25
5.2.1	Costa Atlántica	26
5.2.2	Interior.....	27
6.	CONCLUSIONES.....	28

Listado de Tablas

Tabla 1. Campos que aportan gas natural a cada cuenca	11
Tabla 2. Desbalance oferta – demanda de gas natural	24

Listado de Gráficas

Gráfica 1. Reservas colombianas de gas natural	7
Gráfica 2. Reservas de gas natural por cuenca	7
Gráfica 3. Evolución de la reservas de gas natural	9
Gráfica 4. Declaración de producción de gas natural. 2014	10
Gráfica 5. Declaración de producción de gas natural por cuenca	10
Gráfica 6. Declaración de producción, reservas probables y posibles	12
Gráfica 7. Escenarios de oferta de gas natural	13
Gráfica 8. Escenarios de demanda de gas natural	14
Gráfica 9. Proyección demanda gas natural sector residencial	15
Gráfica 10. Proyección demanda gas natural sector comercial	16
Gráfica 11. Proyección demanda gas natural sector industrial	17
Gráfica 12. Proyección demanda gas natural sector petroquímico	18
Gráfica 13. Proyección demanda gas natural sector refinería y Ecopetrol	19
Gráfica 14. Proyección demanda gas natural sector transporte	20
Gráfica 15. Proyección demanda gas natural sector termoeléctrico	21
Gráfica 16. Balance nacional de gas natural	23
Gráfica 17. Desbalances oferta – demanda de gas natural	24
Gráfica 18. Balance regional de gas natural - Costa Atlántica	26
Gráfica 19. Balance regional de gas natural - Interior	27
Gráfica 20. Balance de gas natural Interior con oferta adicional desde la planta de regasificación	28

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

TPC: Tera pies cúbicos
MPCD: Millones de pies cúbicos día
GBTUD: Giga BTU día
ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos
VMM: Valle Medio del Magdalena
VSM: Valle Superior del Magdalena
VIM: Valle Inferior del Magdalena
DP: Declaración de producción
P1: Reservas probadas
P2: Reservas probables
P3: Reservas posibles

BALANCE DE GAS NATURAL EN COLOMBIA 2014-2023

1. OBJETIVO

Presentar un análisis detallado de la oferta y la demanda de gas natural, con resolución mensual en el corto y mediano plazo.

2. METODOLOGIA

Este análisis de oferta y demanda de gas natural consta de tres partes i) el suministro de gas natural, ii) la demanda nacional, regional y sectorial de gas natural y iii) el análisis comparativo de oferta y demanda.

El Gobierno Nacional expidió en el año 2011 el Decreto 2100, mediante el cual se establecen mecanismos para promover el aseguramiento del abastecimiento nacional de gas natural, impulsando mecanismos que proporcionen confiabilidad en el suministro y transporte, el desarrollo de los yacimientos convencionales y no convencionales de hidrocarburos, así como la promoción de exportaciones.

La norma estableció a productores e importadores de gas natural la obligación anual de reportar al Ministerio de Minas y Energía el pronóstico de las cantidades de gas natural promedio diario mensual disponibles para comercialización y las cantidades comprometidas mediante contratos de suministro (artículo 9 Decreto 2100 de 2011). Con base en lo anterior el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 72206 de 2014, publicando la declaración de producción de cada uno de los agentes productores de gas natural.

Una vez disponible la información de demanda sectorial por región y de los volúmenes de gas natural aprovechable para la atención de la demanda interna como de exportación, se procedió a la elaboración de los balances regionales con resolución mensual, para determinar posibles déficits y fechas de estos.

3. SUMINISTRO

3.1 Reservas de gas natural

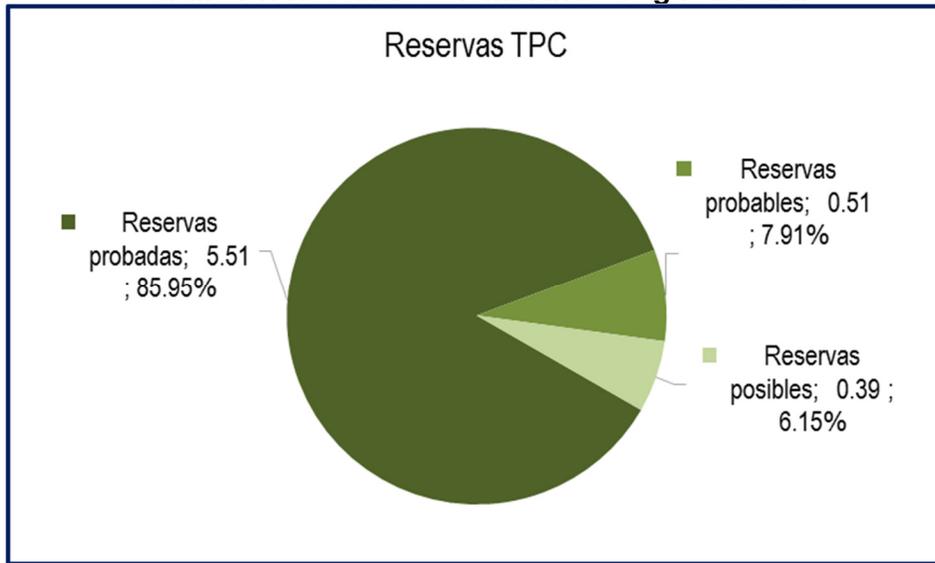
A diciembre 31 de 2013, el país contabilizó un volumen total de reservas de gas natural de 6.41 TPC de las que el 86% correspondió a reservas probadas equivalentes a 5.51 TPC, el 8% a las reservas probables con 0.51 TPC y el 6% posibles con 0.39 TPC.

Las reservas probadas se encuentran ubicadas principalmente en la cuenca de los Llanos Orientales con un 50% del total, seguidas por la cuenca de la Guajira que representan el 31% el restante 19% están localizadas en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio, Valle Superior y Catatumbo .

Las reservas probables se ubican en los Llanos Orientales y el Valle Inferior del Magdalena con una participación relativa de 37% y 34% respectivamente. Finalmente el 58% de las reservas posibles se encuentran en el Valle Inferior del Magdalena, el 18% en el Valle Medio del Magdalena y el 15% en la

cuenca de los Llanos Orientales. La gráfica No 1 presenta la disponibilidad de las reservas totales de Colombia a 31 de diciembre de 2013.

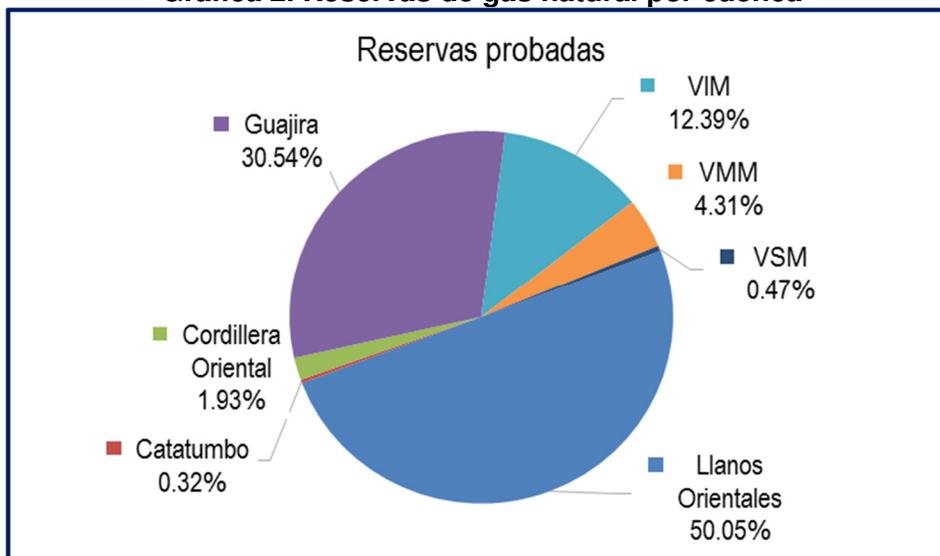
Gráfica 1. Reservas colombianas de gas natural



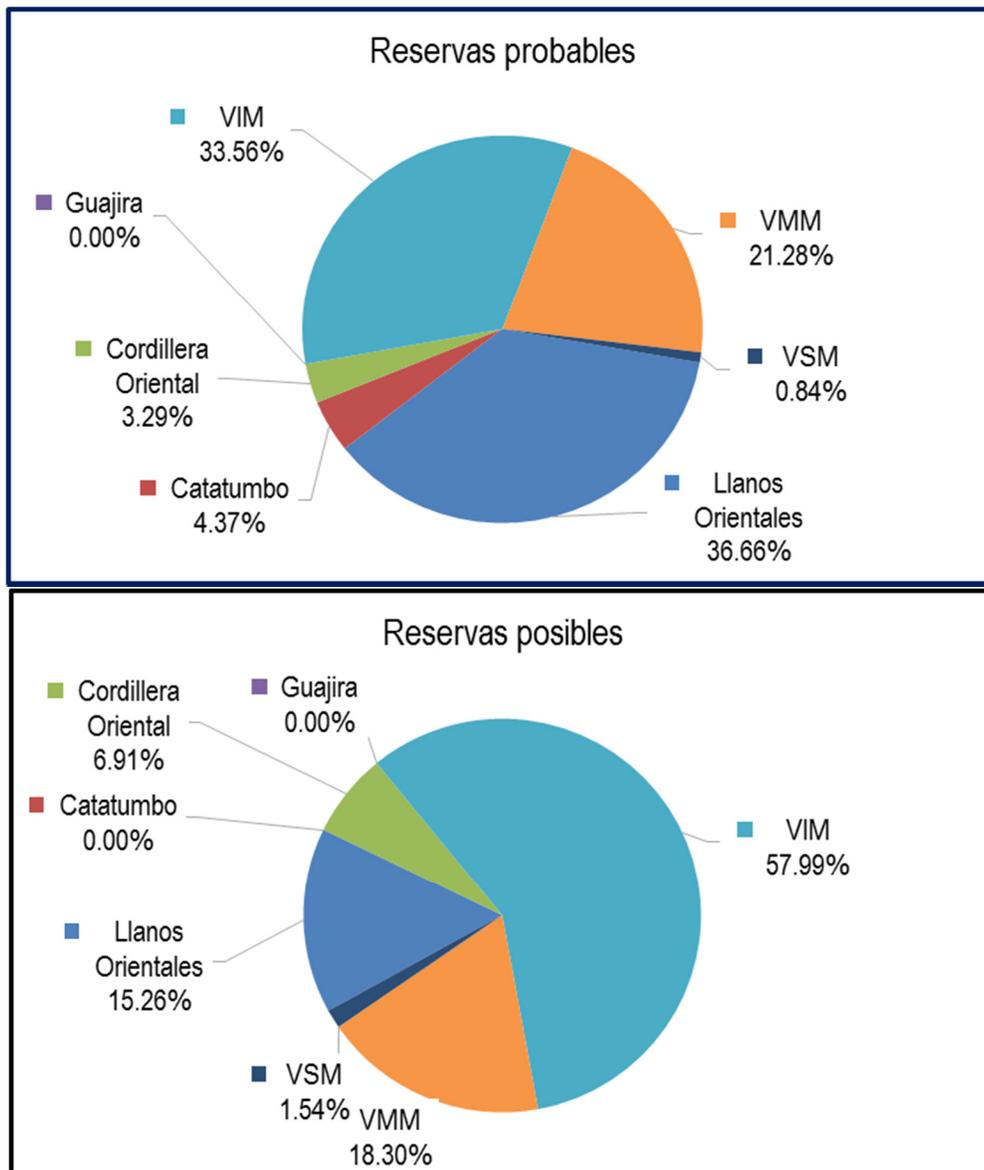
Fuente: MME. 2014

Los campos de la cuenca de la Guajira (Chuchupa, Ballena, Riohacha) no contribuyen a la categoría de reservas probables y posibles. La gráfica No 2, representa la distribución por cuenca de las distintas categorías de reservas

Gráfica 2. Reservas de gas natural por cuenca



Fuente: MME. 2014



Fuente: MME. 2014

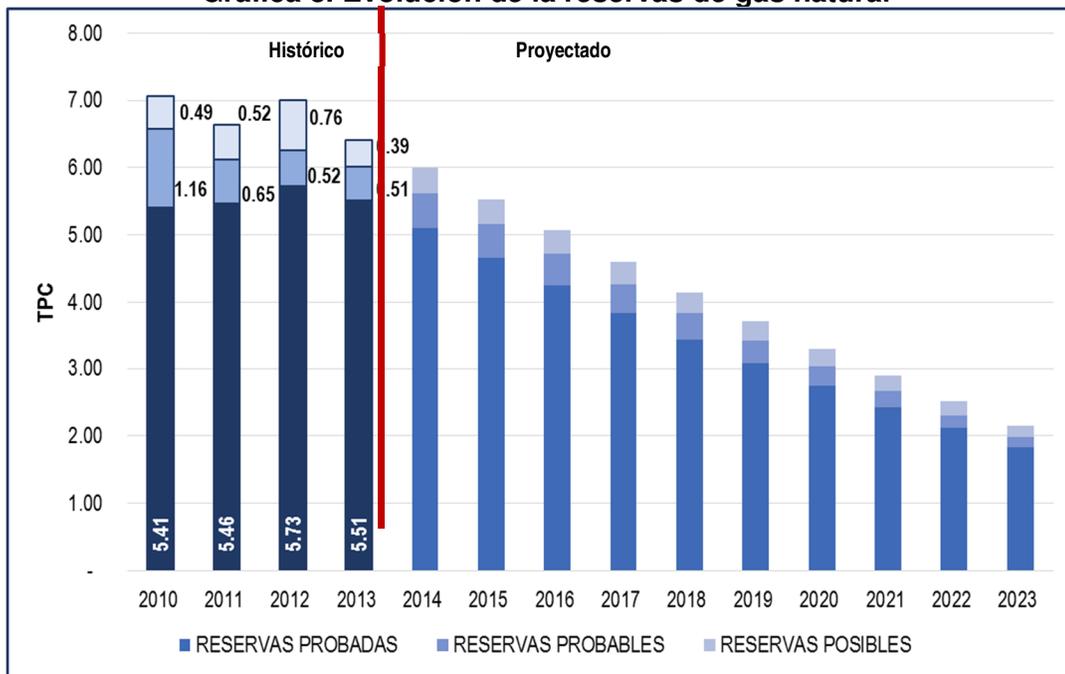
En las categorías de probables y posibles se destacan las cuencas de Valle Inferior, Valle Medio y Llanos como las de mayor representatividad.

En la gráfica 3 se observa el comportamiento de las reservas los últimos años y una proyección del comportamiento de las mismas, sin considerar nuevos descubrimientos. La estimación fue realizada a partir de las curvas de producción esperadas, según la información de los productores a la ANH, donde se señala una disminución importante en las reservas probadas. Los resultados indican que en los últimos años las reservas totales han disminuido así: en el año 2012, las reservas probables

disminuyeron en un 20% volumen que se incorporó a las reservas probadas aumentándolas en un 5%, el valor restante correspondieron a reservas extraídas.

En el año 2013 el volumen total de reservas disminuyó con respecto al anterior en un 4%, 3% y 48% en reservas probadas, probables y posibles respectivamente, cifras que confirman que durante el año 2013 en Colombia no ocurrieron descubrimientos de gas natural.

Gráfica 3. Evolución de la reservas de gas natural



Fuente: ANH 2014

3.2 Declaración de producción

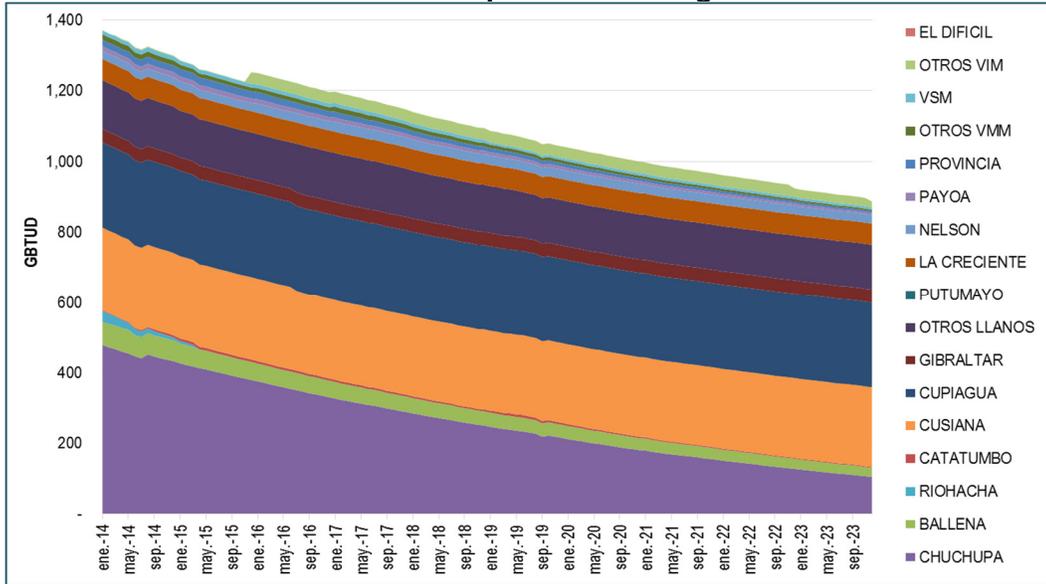
La declaración de producción realizada por los agentes y publicada mediante la Resolución 72206 de 2014 de Ministerio de Minas y Energía, es considerada como la oferta base para la realización del balance aquí presentado.

La gráfica 4 registra la declaración de producción de gas natural por campo, para los próximos diez años, en la que se destaca la presencia de numerosos campos con bajos aportes que no siempre se pueden interconectar al sistema nacional de transporte por su ubicación geográfica, o porque los volúmenes son tan bajos que no es económica su interconexión. Se observa entonces que la oferta de gas natural se soporta en los campos Chuchupa, Ballena, Cusiana, Cupiagua, La Creciente y Gibraltar.

La máxima producción se alcanzó en enero de 2014 con volumen de 1.360 GBTUD y participación estable de Cusiana, de Cupiagua y Gibraltar, mientras que los campos de Chuchupa, Ballena y Riohacha presentan declinación sostenida durante todo el periodo. Los campos de la cuenca de los Llanos registran una participación relativa de 36% al iniciar el periodo y finalizan con 51%. Así mismo,

el Valle Inferior comienza a mostrar una mayor participación en el suministro, por la cantidad de campos menores presentes en el reporte al Ministerio.

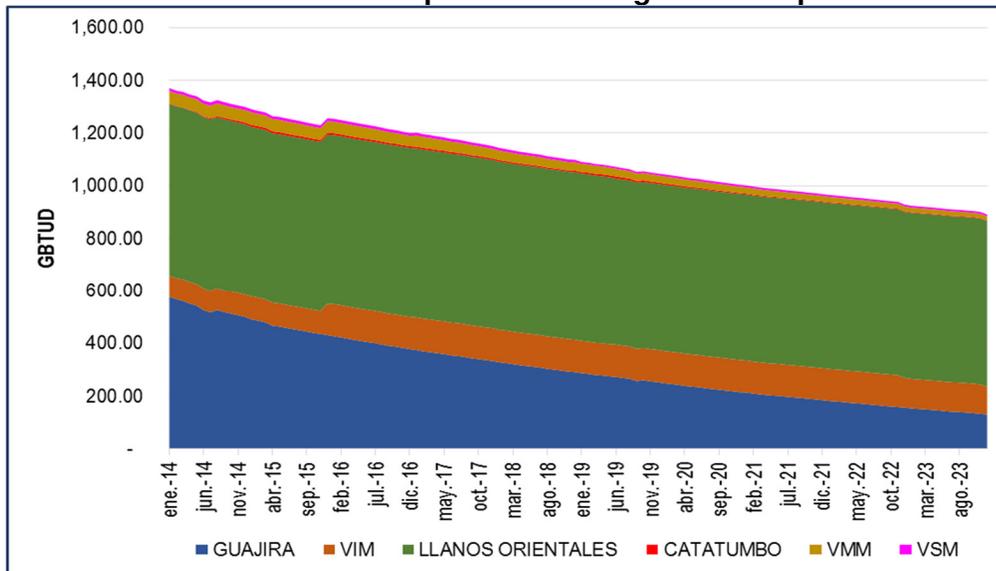
Gráfica 4. Declaración de producción de gas natural. 2014



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

La gráfica 5, muestra la oferta disponible agrupada por cuenca, donde se identifica que los principales aportes son realizados por las cuencas de los Llanos Orientales y Guajira seguidos por el Valle Inferior del Magdalena, Catatumbo y Valle Superior del Magdalena.

Gráfica 5. Declaración de producción de gas natural por cuenca



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

La Tabla 1 resume los campos de producción que hacen parte de cada una de las cuencas sedimentarias que hoy producen gas natural en nuestro país.

Tabla 1. Campos que aportan gas natural a cada cuenca

CUENCA	CAMPOS
Catatumbo	Tibú, Sardinata, Cerrito, Rio Zulia
Guajira	Ballena, Chuchupa, Riohacha
Llanos Orientales	Apiay, Balay, Kona, Acordionero, Floreña, Pauto Sur, Rancho Hermoso, Rancho Hermoso Mirador, Cusiana Norte, Cusiana, Cupiagua, Gibraltar, Cusiana, Santiago, Caño Garza, Cravo Sur, Tocarla, Morichal, La Gloria, Corocora, Remache Norte, Remache Sur, Casona, Ramiriquí, Oropendola, Vireo, Trinidad,
Putumayo	Moqueta, Costayaco, Guayuyaco, Juanambu
VIM	Arianna, Cañaflecha, Nelson, La Creciente, La Creciente-D, Bonga, Mamey, Brillante, El Difícil
VMM	Lisama Profundo, Lisama Norte, Llanito, Lisama, La Cira-Infantas, Liebre, Juglar, Colon, Payoa, Corazón West, Corazón 9, Corazón West C, Corazón, La Salina, Opón, Provincia, Santa Lucía, Los Ángeles, Yarigui-Cantagallo
VSM	Abanico, Guando, Guando Sw, Chaparro, Rio Ceibas, Guaduas, Purificación, La Jagua, Mana, Brisas, Dina Cretáceo, Dina Terciario, Loma Larga, Santa Clara, Tenay, Ortega, Toy, Pacande, Balcón, Palermo, San Francisco, Arrayan, Tempranillo, Toqui-Toqui, Espino, La Hocha, Tello, Toldado, Yaguará, Matachín Norte Y Sur, La Cañada Norte, Maracas

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

La disponibilidad promedio de gas natural en 2014 es de 1,331 GBTUD, aunque el máximo estuvo cercano a los 1.400 GBTUD. Los campos de producción de Guajira participaron en promedio con un 40% del total nacional equivalente a 5532 GBTUD, en tanto que Cusiana – Cupiagua aportó en promedio 480 GBTUD, correspondiente al 36%. Al final del periodo de análisis, año 2023, la relación de oferta se transforma y los campos de Guajira contribuyen con el 16% del total en tanto que Cusiana y Cupiagua registran una participación de 51%.

Al mismo tiempo, es importante mencionar que se identifican campos que disponen de volúmenes de gas natural adicionales a los reportados por los agentes en la declaración de producción y que están siendo comercializados o en breve lo serán. Específicamente es el caso de los campos de El Difícil, Arjona y La Creciente, donde este último reporta una capacidad máxima de producción, sin embargo actualmente adelanta gestiones para desarrolla un proyecto de exportación vía licuefacción de gas natural, pero que eventualmente podría suspenderse por la situación de precios globales de petróleo que en la actualidad se tienen.

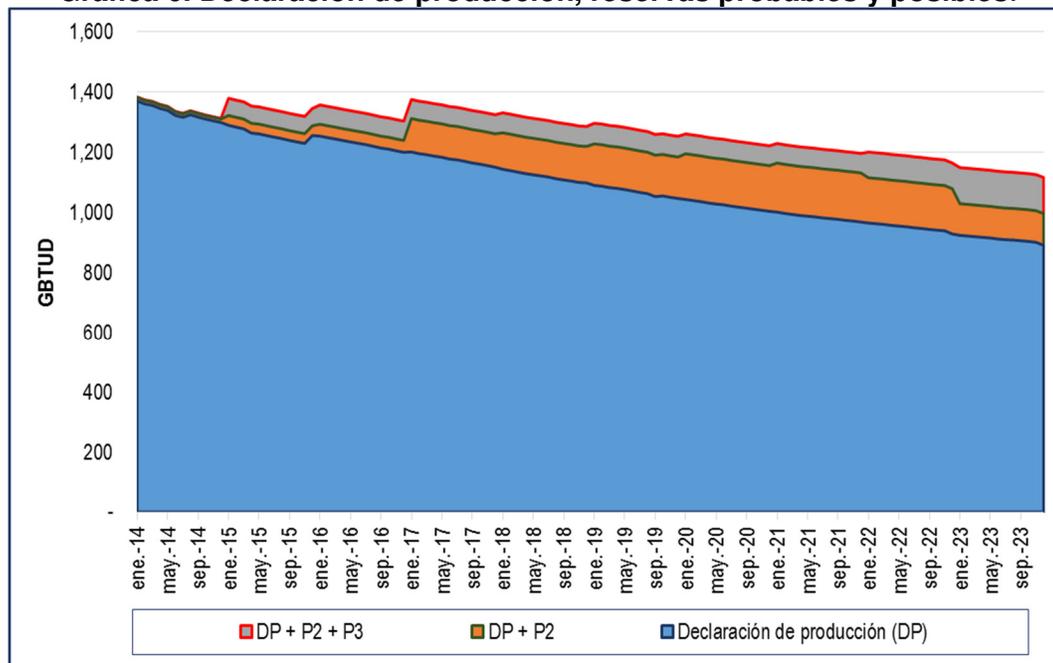
3.3 Escenarios de oferta

Para el análisis se incluyeron tres escenarios de oferta, que estiman la situación de corto, mediano y largo plazo (10 años es el periodo de análisis). El primer escenario es normativo y los otros dos consideran la perspectiva sobre reservas de gas natural y disponibilidad complementaria de gas natural, mediante un esquema de suministro proveniente del mercado externo.

Conforme con lo definido por el Decreto 2100 de 2011, y con los lineamientos generales para la realización del Plan Indicativo de Abastecimiento de Gas Natural, el escenario base de oferta de gas natural corresponde a la última declaración de producción nacional e importación por parte de agentes. Sobre éste se considerarán otros escenarios, resultado de la incorporación de reservas probables, reservas posibles y de la construcción de una planta de regasificación en la Costa Atlántica.

En la gráfica 6 se presenta un escenario conformado por la oferta nacional de gas natural, (declaración de producción (DP), las reservas probables y las reservas posibles). Bajo éste escenario, se esperaría una máxima producción en los meses enero de 2015 y enero de 2017 con 1.380 GBTUD y 1.375 GBTUD respectivamente y posteriormente se espera un comportamiento conforme a la declinación normal de los campos productores alcanzando los 1.116 GBTUD al final del periodo de análisis.

Gráfica 6. Declaración de producción, reservas probables y posibles.



Fuente: MME – ANH

Adicionalmente a la oferta nacional, en el año 2013, el país tomó la decisión de disponer de una nueva fuente de suministro, debido al déficit en el balance oferta demanda estimado con las declaraciones de producción y la demanda del escenario medio determinado por UPME. Esta fuente supletoria corresponde a la instalación de una planta de regasificación ubicada en inmediaciones de la ciudad de Cartagena con una capacidad de 400 MPCD, volumen que hará parte de la oferta en los escenarios planteados e ingresará a partir de enero de 2017.

3.3.1 Escenario bajo de oferta

Éste escenario corresponde exclusivamente al volumen informado por los productores en la declaración de producción de gas natural en el año 2014, Resolución Minminas 72206 de 2014, descrito en el numeral 3.2.

3.3.2 Escenario medio de oferta

En el escenario medio se adicionan a la declaración de producción (esc. bajo) los 400 MPCD que se estima aportará la planta de regasificación, volumen que para efectos de éste ejercicio ingresan a partir de enero de 2017, precisando que para este ejercicio la planta suministrará gas a toda la demanda y no exclusivamente al sector térmico.

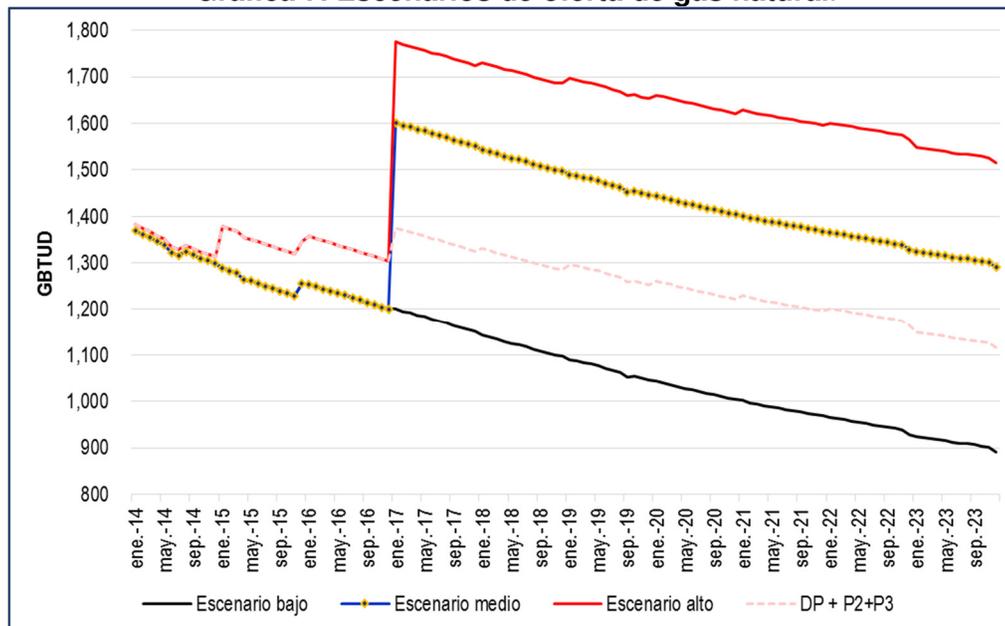
Este escenario tiene la mayor probabilidad de ocurrencia toda vez que la declaración de producción corresponde con las reservas probadas, volúmenes que tienen una probabilidad de ser producidos del 90%, más la entrada de la planta de regasificación, situación que se incluye en el escenario de manera determinística; sumadas éstas dos consideraciones se puede afirmar que el escenario medio es el que posee menor incertidumbre.

3.3.3 Escenario alto de oferta

El escenario alto es el resultado de la combinatoria entre el escenario medio y el aporte esperado por la extracción de reservas probables y posibles, cuyos volúmenes tienen una probabilidad de ocurrencia del 50% y 10% respectivamente, lo que hace que disminuya la probabilidad total de producir esta categoría de reservas. Adicional a lo anterior, debe tenerse en cuenta la situación actual de los precios del petróleo, donde el efecto puede ser un retraso en inversiones, que se traduce en pérdida de volúmenes de producción adicionales. Sin embargo para efectos del ejercicio se incluyeron en el escenario alto de oferta.

En la gráfica 7, se presentan los tres escenarios evaluados y adicionalmente se incluye una combinación de los perfiles de producción de los tres tipos de reservas, situación intermedia entre los escenarios bajo y medio.

Gráfica 7. Escenarios de oferta de gas natural.



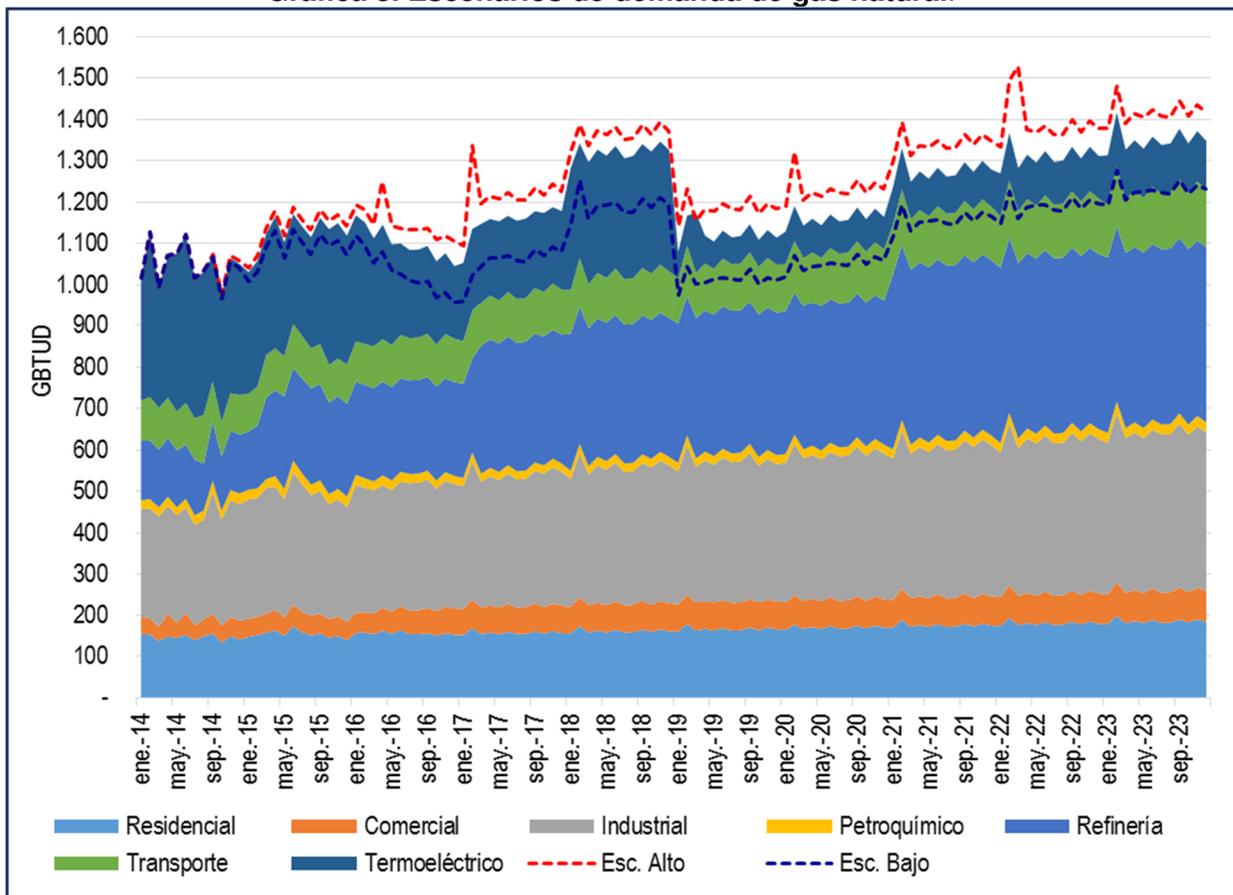
Fuente: UPME.

4. DEMANDA NACIONAL DE GAS NATURAL

La demanda nacional está constituida por sectores de consumo y organizada por regiones. Para efectos de éste ejercicio de balance, las regiones se simplifican en dos: Costa Atlántica e Interior del país, buscando explicar situaciones de escasez que eventualmente puedan presentarse y que no son ocasionadas por la infraestructura de transporte. Sectorialmente se consideraron los siguientes segmentos: residencial, comercial, industrial, termoeléctrico, petroquímico, transporte (GNV) y refinería que a su vez considera demanda de Ecopetrol para proyectos de generación eléctrica en los Llanos Orientales.

La gráfica 8 presenta la estimación de demanda sectorial de gas natural del país. Se especifica que las áreas corresponden al escenario medio de demanda y las líneas punteadas hacen referencia a los escenarios alto y bajo de demanda.

Gráfica 8. Escenarios de demanda de gas natural.



Fuente: UPME.

Para el periodo de análisis (2014-2023), el escenario medio tiene un crecimiento promedio anual del 3.03%, el escenario alto de 3.55% y el escenario bajo del 1.97%. Los sectores que determinan los crecimientos son principalmente el sector térmico, las refinerías y el sector industrial.

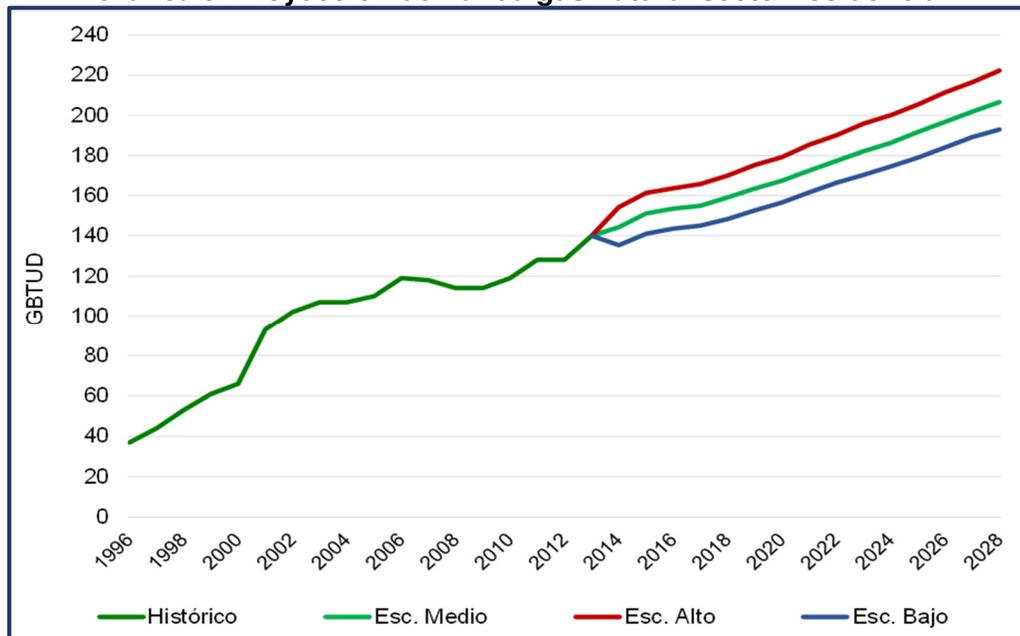
4.1 Demanda nacional sectorial y regional

4.1.1 Sector Residencial

La demanda del sector residencial se estimó utilizando modelos analíticos que proyectan la demanda de cada uno de los municipios y poblaciones con servicio de gas natural a partir de la cobertura actual, el consumo promedio por usuario, y la penetración esperada en cada región, teniendo en cuenta los posibles nuevos municipios con potencial a conectarse durante el horizonte de proyección.

Una vez obtenida la demanda de cada municipio se agrega a nivel regional y nacional. Con base en la información disponible de usuarios y consumos en el SUI se obtienen los consumos específicos a escala departamental por tipo de usuario. La gráfica 9 presenta tres escenarios de demanda del sector residencial.

Gráfica 9. Proyección demanda gas natural sector residencial



Fuente: UPME.

La estimación del escenario medio de demanda residencial registra un crecimiento promedio anual de 2.63% en el horizonte de estimación. El interior del país presenta la mayor tasa de crecimiento promedio anual, 2.71%, pasando de un consumo de 112.68 GBTUD a un consumo de 143.32 GBTUD en 2023. La región Costa Atlántica presenta una menor tasa de crecimiento promedio, con 2.34 % anual, lo que indicaría que se está alcanzando el nivel de saturación del mercado residencial.

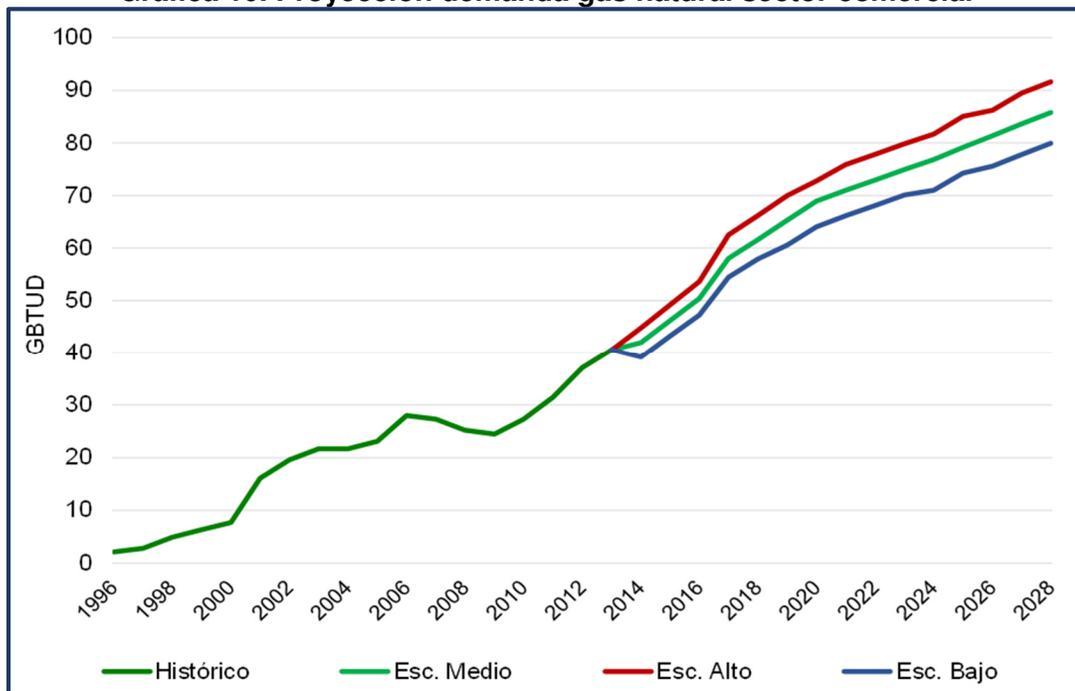
4.1.2 Sector Comercial

Al igual que en el sector residencial, la proyección para este sector se realiza mediante un modelo VAR, en el que se relaciona la demanda de gas natural con variables como la demanda de energía eléctrica regulada, y los precios de energéticos sustitutos como el GLP y la electricidad. Pese a que en la

demanda total este sector mantiene una baja participación, sectorialmente es uno de los sectores con alta tasa de crecimiento.

Las estimaciones señalan un crecimiento promedio anual de 6.67%, hasta el 2028. La región del interior presenta la mayor tasa de crecimiento con 6.77% pasando de 43.13 GBTUD en 2014 a 77.1 GBTUD en 2023. En la región Costa Atlántica la estimación indica una tasa de crecimiento promedio anual de 5.88%.

Gráfica 10. Proyección demanda gas natural sector comercial



Fuente: UPME. 2014

4.1.3 Sector Industrial

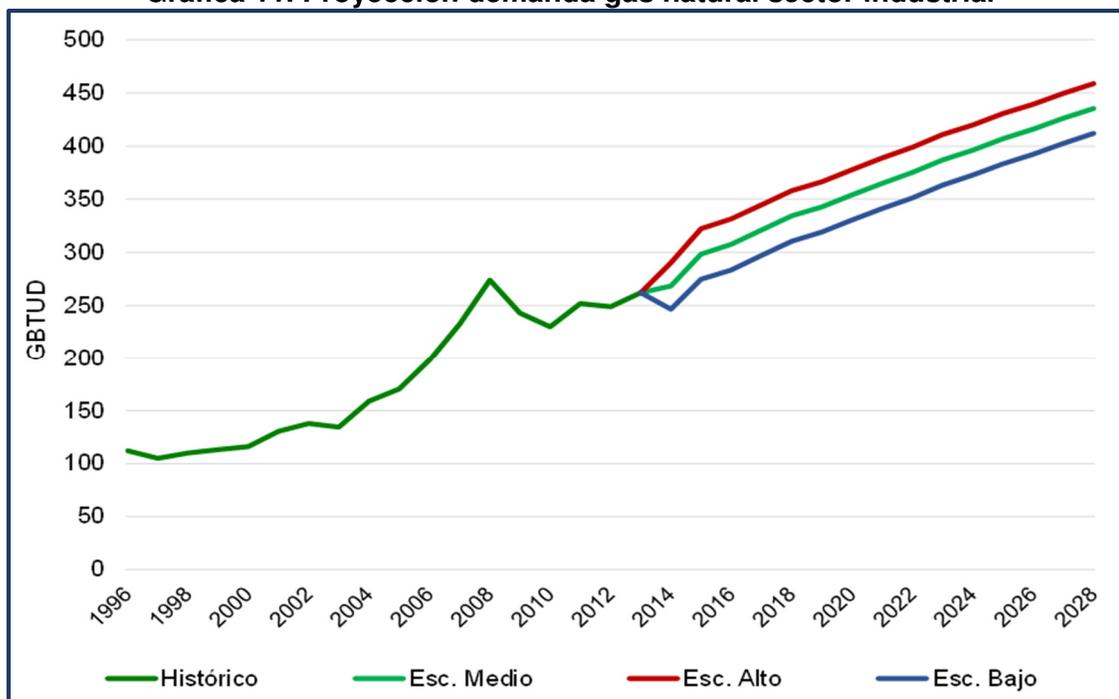
En la actualidad, el sector industrial representa cerca del 26% de la demanda nacional de gas natural. Para las proyecciones de demanda de este sector se utilizó un modelo de Vectores de Corrección del Error (VEC) en el que se evaluaron las relaciones entre la demanda con diferentes variables como los precios de sustitutos, carbón y GLP, los precios del gas natural y la demanda y precios de la energía eléctrica no regulada.

La selección de las variables utilizadas en el modelo se realizó no sólo según su significancia estadística, sino también teniendo en cuenta que la relación con la variable demanda de gas natural presentada en la ecuación de cointegración utilizada, sea la esperada. Por ejemplo, si aumenta el precio de gas natural, se espera que la demanda del mismo disminuya. De esta manera, al relacionar los precios de Cusiana y de Guajira con la demanda del energético, se encontró que la relación con el primero no era la esperada.

Las variables seleccionadas fueron el precio de Guajira, la demanda de energía eléctrica no regulada y el Índice de Producción Industrial, IPI (se utilizó el IPI porque el signo del PIB en el modelo es contrario al crecimiento de la demanda). En nuestro modelo de corrección del error, el precio de Guajira resultó negativo, lo que indica que si el precio aumenta, la demanda disminuye. La demanda de energía eléctrica resultó positiva, lo que indica que la electricidad en la industria es un bien complementario del gas, por lo tanto, si aumenta la demanda de energía eléctrica, aumenta la demanda de gas

En la demanda de gas natural del sector industrial se espera un crecimiento promedio anual de 2.95%. Para el año 2028, el consumo proyectado es de 438.2 GBTUD, 1.5 veces el consumo del año 2013. Se estima que la región Costa siga siendo la de mayor consumo, con tasas de crecimiento promedio de 2.18% anual, mientras que en la región de Tolima Grande se proyecta con tasas bajas de crecimiento o casi nulas. La gráfica 11, representa la estimación de demanda de los tres escenarios considerados.

Gráfica 11. Proyección demanda gas natural sector industrial



Fuente: UPME

4.1.4 Sector Petroquímico

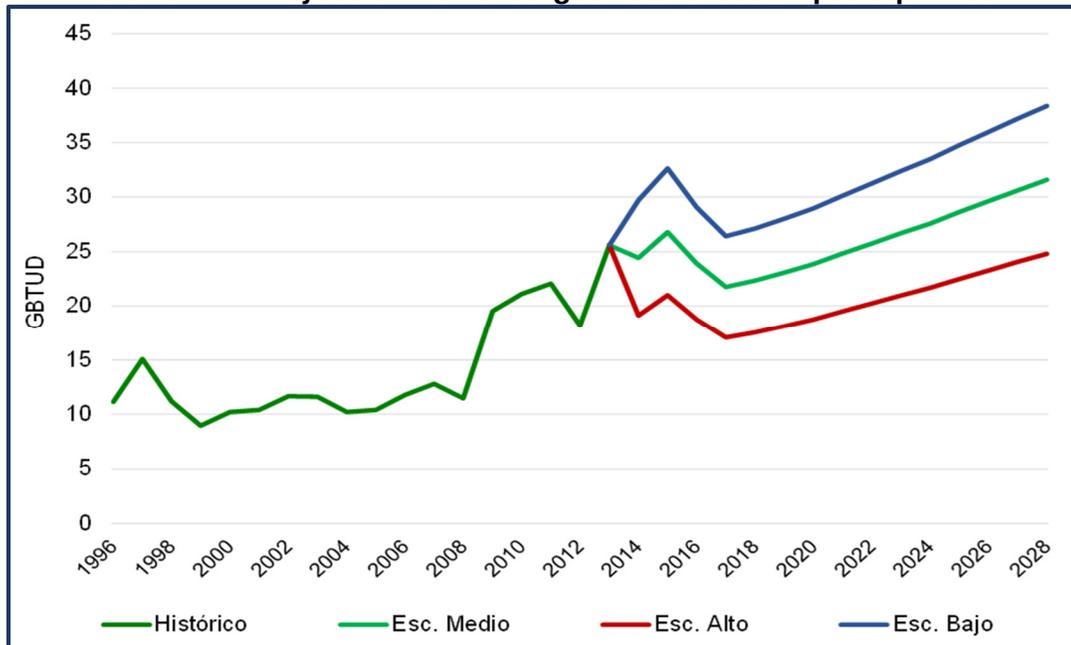
Para la proyección de demanda de gas natural del sector petroquímico en cada región, se realizó un modelo VAR en el que se relacionaron una variable económica, el PIB y una variable social, la población, ambas endógenas.

La industria petroquímica se desarrolla en los departamentos de Bolívar (Costa Atlántica) y en Antioquia (Interior), cada uno en una región. Para el sector petroquímico se espera un crecimiento promedio anual del 0.98%. De las dos regiones, la Costa consume más del 95% y se proyecta que el crecimiento

promedio será de 1.11% anual. Por otra parte, el interior se proyecta con un crecimiento negativo del 2.16% promedio anual.

La gráfica 12 presenta las estimaciones de demanda para el sector de petroquímica en los tres escenarios evaluados. El consumo del escenario medio inicia con 25 GBTUD y finaliza en el año 2028 con cerca de 32 GBTUD, lo cual indica que el sector es marginal en la demanda total.

Gráfica 12. Proyección demanda gas natural sector petroquímico



Fuente: UPME.

4.1.5 Sector Refinería

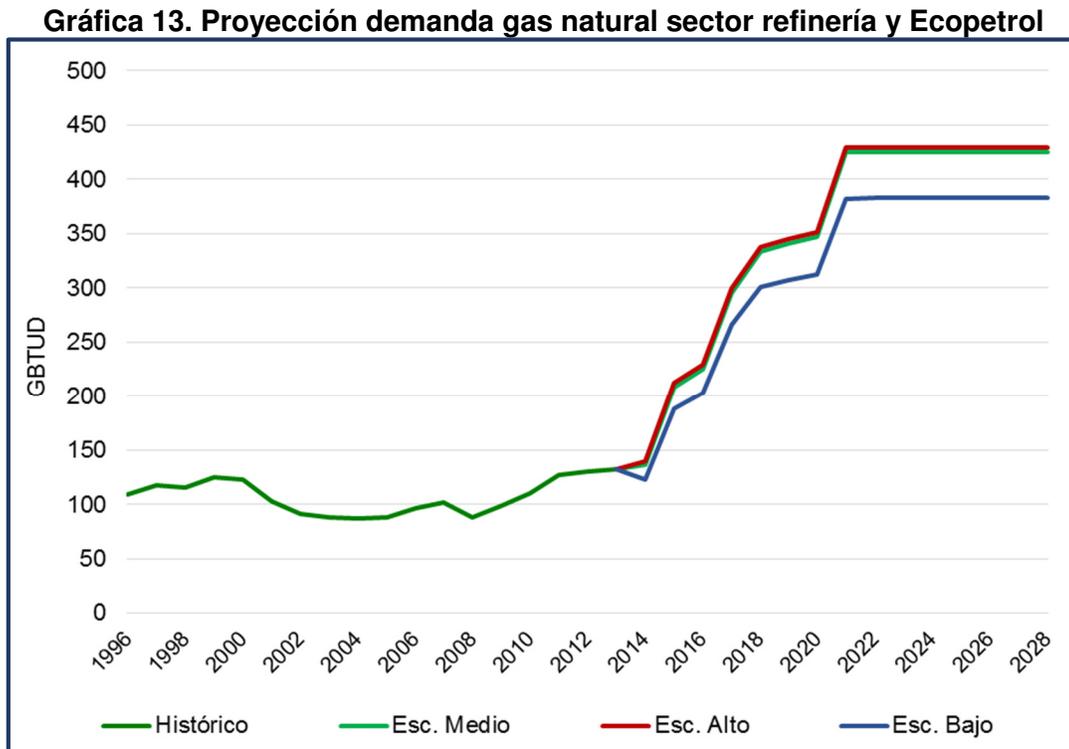
Los datos de demanda de gas natural del sector petrolero corresponden a los consumos de las refinerías de ECOPEPETROL ubicadas en Cartagena y Barrancabermeja y otros proyectos de la misma compañía, localizadas en distintas áreas geográficas. Los datos de proyección fueron suministrados por ECOPEPETROL de acuerdo con las expectativas de ampliación de las refinerías ya en curso Cartagena y próximamente Barrancabermeja, así como el desarrollo de proyectos de generación de electricidad en la región de los Llanos Orientales.

Los escenarios alto y medio corresponden a los máximos consumos esperados en cada una de las instalaciones y usos, mientras que el escenario Bajo corresponde al 90% del máximo consumo esperado. En la proyección de la demanda de Ecopetrol se observan tres escalones definidos por los siguientes eventos:

- Ampliación refinería de Cartagena, aumento de 15 GBTUD a 85 GBTUD en la región Costa.
- Proyecto Integral de Energía en los Llanos, correspondiente al montaje de una planta de autogeneración de 700 MW. Incremento de la demanda de 40 a 150 GBTUD en el primer trimestre del año 2018 y luego disminuye a 125 GBTUD hacia el final del periodo de análisis.

- Ampliación refinería Barrancabermeja, aumento de 100 GBTUD a 200 GBTUD, en 2020.

Para éste sector se prevé un crecimiento promedio anual del 14.17% desde 143.06 GBTUD hasta 448.67 GBTUD a finales de 2028; regionalmente la Costa Atlántica crecerá en un 29.30% y el interior en un 12.33%. La gráfica 13 presenta los resultados de los tres escenarios considerados.



4.1.6 Sector Transporte

La estimación de demanda de gas natural del sector transporte consideró como punto de partida dos conceptos plenamente definidos para el análisis de uso energético del sector de mayor participación en la estructura del consumo total país.

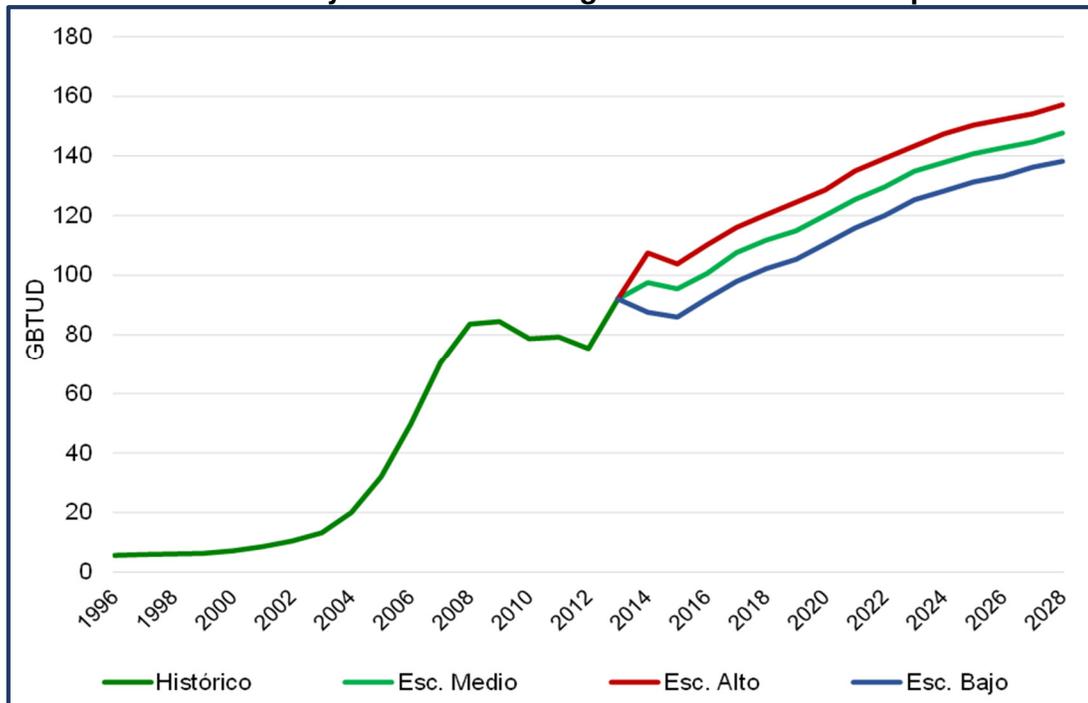
- El número de vehículos a nivel nacional.
- El número de viajes y distancias recorridas por vehículo.

Para proyectar la cantidad de vehículos que tendrá el país, se utiliza de nuevo la función logística, pero esta vez la variable dependiente será el número de vehículos en un instante del tiempo.

Para calcular el número de viajes y las distancias recorridas se tomaron como referencia estudios realizados al respecto en las áreas metropolitanas de Bogotá, Medellín y Barranquilla. Posteriormente, se restan los datos de los vehículos en las áreas metropolitanas principales del total nacional, para no incurrir en doble contabilidad, y de acuerdo con un número promedio de kilómetros recorridos por un vehículo en Colombia, se calcula la cantidad de gas natural necesaria.

Adicionalmente, en el cálculo de la demanda futura de gas natural para este sector se tuvieron en cuenta los siguientes supuestos: 1) Se mantuvo el consumo actual en la flota privada; 2) Se aumenta en 10 el número de vehículos transformados en flota de carga y en transporte público en un horizonte de 10 años. Como en los modelos anteriores, se presenta una “banda”, en la que los escenarios alto y bajo son definidos por un intervalo de confianza del 95% que se mantiene a lo largo del tiempo

Gráfica 14. Proyección demanda gas natural sector transporte



Fuente: UPME. 2014

Se estima que la demanda de gas natural vehicular siga aumentando su participación en el sector transporte, aunque con tasas de crecimiento mucho menores que las observadas en periodos anteriores. Se espera un mayor crecimiento en el interior del país con un promedio anual del 4.87% frente a la Costa Atlántica donde se espera un crecimiento del 0.75%; este sector al igual que el residencial tienen una mayor cobertura en la Costa Atlántica como consecuencia de la existencia de un mercado más desarrollado. La gráfica 14 presenta los resultados de la estimación de demanda de gas natural para el sector transporte.

4.1.7 Sector Termoeléctrico

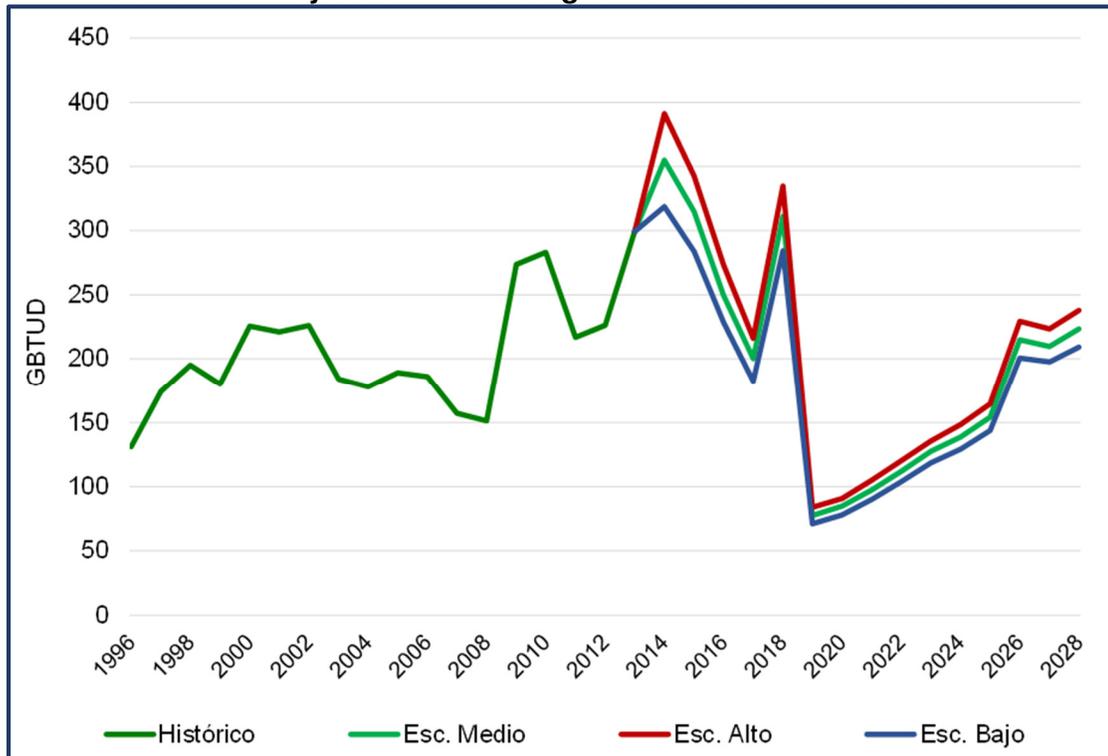
El comportamiento de la demanda del sector termoeléctrico está ligada a condiciones propias de la operación del Sistema Interconectado Nacional, SIN, así como a otras variables exógenas como los aportes hidrológicos y el volumen útil de los embalses o fallas en el Sistema de Transmisión Nacional.

La demanda de gas natural para la generación de energía eléctrica se establece teniendo en cuenta dos criterios: generación por despacho ideal y generaciones de seguridad.

Para establecer las necesidades de gas natural del SIN, se simularon tres escenarios de demanda:

- **Escenario Alto:** corresponde a la revisión demanda de energía eléctrica julio 2014 + Expansión en generación definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad + Evolución de las Restricciones Eléctricas considerando el Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2027 + Serie seca del SDDP que considera los menores aportes hídricos en el periodo marzo 2014 – Junio 2015.
- **Escenario Medio:** Incluye revisión de demanda de energía eléctrica julio 2014 + Expansión en generación definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad + Evolución de las Restricciones Eléctricas considerando el Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2027 + Serie seca del SDDP que considera los menores aportes hídricos en el periodo marzo 2014 – Junio 2015.
- **Escenario Bajo:** corresponde a la revisión demanda de energía eléctrica julio 2014 + Expansión en generación definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad + Evolución de las Restricciones Eléctricas considerando el Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2027 + Serie seca del SDDP que considera los menores aportes hídricos en el periodo marzo 2014 – Junio 2015.

Gráfica 15. Proyección demanda gas natural sector termoelectrico



Fuente: UPME. 2014

La demanda de gas natural para el sector termoeléctrico seguirá aumentando entre los años 2014 a 2018, principalmente por el incremento de las generaciones de seguridad, en particular en la región Caribe, lo anterior específicamente en los departamentos de Atlántico y Bolívar, todo ello para evitar que contingencias locales en los Sistemas Regionales de Transporte, al igual que la pérdida de uno de los circuitos a nivel de 500 kV que interconecta la Costa Atlántica con el interior del país, ocasionen desatención de demanda.

Así mismo, se observan necesidades de gas en el departamento del Casanare, relacionadas con un despacho permanente de Termoyopal para el soporte de tensión en la red eléctrica del Operador de Red Enerca. Adicionalmente, se observan picos de consumo en el año 2015, que son consecuencia de un período de baja hidrología previsto por el modelo SDDP en función de la serie de aportes considerada, y otro más prolongado en el año 2018, que corresponde a la generación de seguridad que se debería programar para soportar los intercambios de energía con Centroamérica a través de la línea de interconexión HVDC con Panamá. En términos de demanda de Gas Natural, la interconexión con Centroamérica implica un aumento en el consumo de aproximadamente 83 GBTUD.

Entre tanto, en el año 2019 se proyecta una fuerte caída en el consumo de Gas Natural para la generación eléctrica, de aproximadamente 211 GBTUD, debido a la entrada del proyecto hidroeléctrico Ituango, así como por la entrada en servicio del corredor en 500 kV Ituango – Cerromatoso – Chinú – Copey, que disminuye de manera significativa la generación de seguridad en el área Caribe.

Se calcula una disminución en promedio anual de la demanda anual del 10.85%. La mayor disminución se da en la Costa Atlántica con un 9.31% y en el interior se calcula una disminución del 14.59% promedio anual.

5. BALANCE DE GAS NATURAL

Contrastando los distintos escenarios de demanda estimados por UPME y de oferta, descritos anteriormente, se obtienen señales de alerta para detección temprana de situaciones de desequilibrio entre oferta y demanda proyectada, los cuales son presentados con una resolución mensual, para evitar el uso de promedios anuales, que pueden llegar a enmascarar situaciones puntuales que pueden llevar a desabastecimiento.

La información obtenida permite el diseño de estrategias y la toma de decisiones por parte de autoridades y agentes con el objetivo de enfrentar adecuadamente las incertidumbres futuras del mercado y preparar al país para las situaciones coyunturales que se puedan presentar, dado que cada contexto plantea soluciones distintas, con costos diferentes.

5.1 Balance nacional

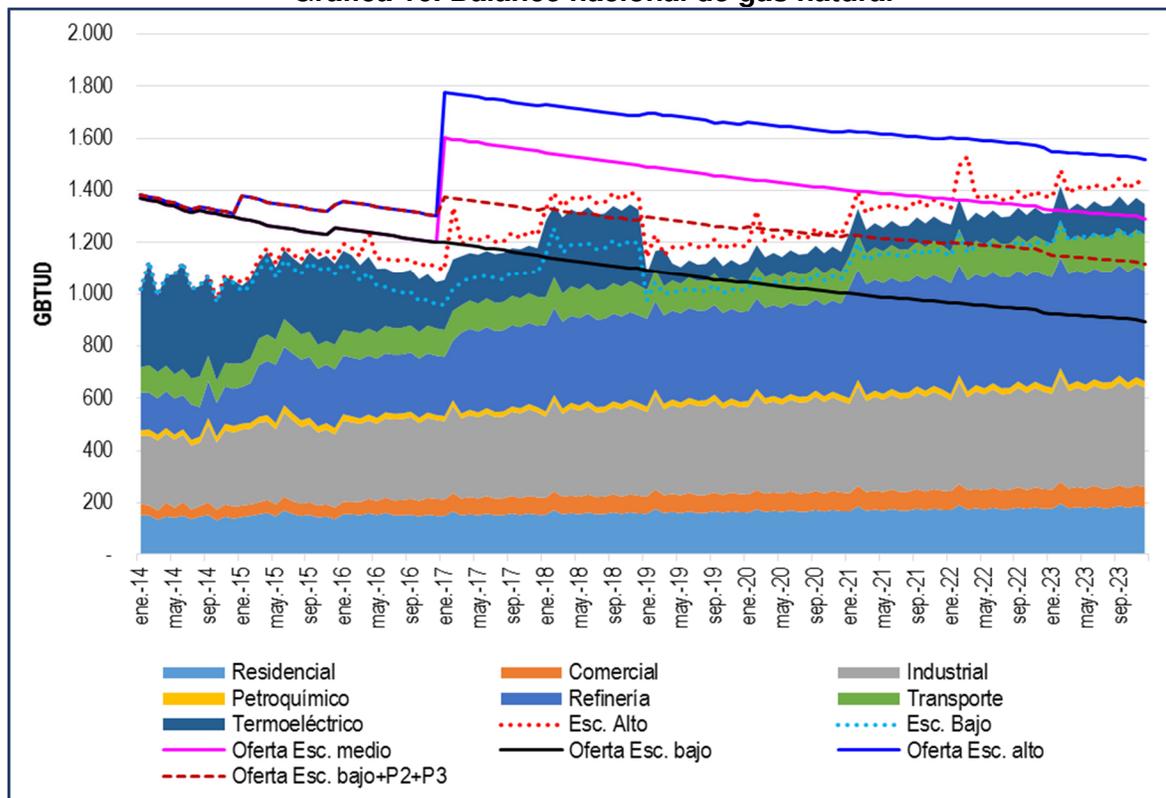
En la gráfica 17 se observan cuatro escenarios de oferta y tres escenarios de demanda a partir de los cuales se determina la fecha en la que se puede presentar insuficiencia en la atención de la demanda de gas y el valor de la misma. Son diversos los resultados obtenidos dependiendo del escenario de oferta y demanda escogido.

Los resultados señalan que en el escenario bajo de oferta y de demanda se logra abastecimiento del país hasta enero de 2018, el escenario medio de oferta hasta el año 2022 y con el escenario alto de oferta no se presentan faltantes en la atención de la demanda. Vale la pena mencionar que el ingreso

de las reservas probables y posibles (escenario de oferta punteado en la gráfica 16 puede mantener el abastecimiento de gas natural hasta 2020 con unos pequeños déficits a finales de 2018 y comienzos de 2019. Sin embargo, bajo los escenarios de precios de petróleo actuales, los desarrollos de estas reservas pueden verse comprometidos

Para identificar las fechas y los volúmenes de los diferentes déficits, se realiza la combinatoria de los escenarios y se muestran en la gráfica 17, donde se presenta una amplia gama de posibilidades de abastecimiento que deben ser considerados, pues todos tienen probabilidad de ocurrencia, para lo cual debe analizar factores que puedan afectar la disponibilidad real del gas, independientemente de que en este ejercicio no se analice en detalle los efectos que sobre el abastecimiento puede generar la insuficiencia en algunos puntos de la red de transporte.

Gráfica 16. Balance nacional de gas natural



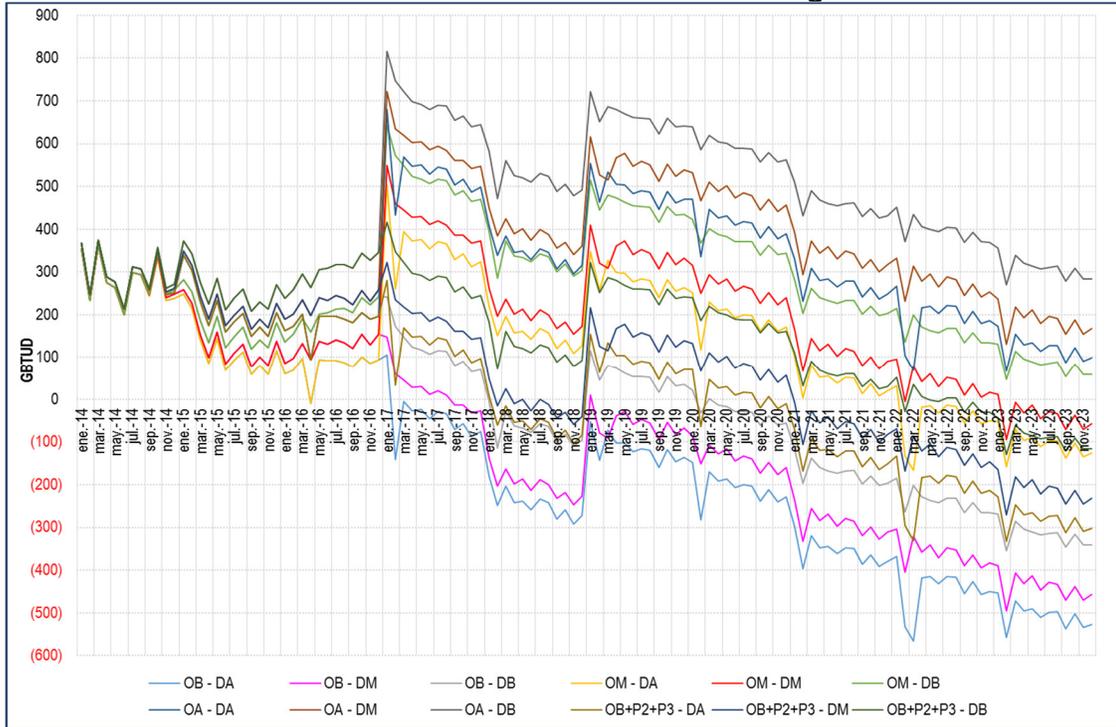
Fuente: UPME.

Los resultados mostrados en la gráfica 17 evidencian que:

1. En un escenario bajo de oferta y frente a cualquier escenario de demanda (alto, medio, bajo) el país presentará problemas de abastecimiento desde inicios de 2018. Con un escenario medio de demanda se inicia déficit con volúmenes de 150 GBTUD hasta 480 GBTUD al final del periodo.
2. Frente a un escenario medio de oferta (esc. bajo más planta de regasificación) y medio de demanda se mantiene el abastecimiento hasta el año 2022.

3. Con la ocurrencia del escenario alto de oferta no se presenta desabastecimiento frente a los escenarios de demanda.

Gráfica 17. Desbalances oferta – demanda de gas natural



Fuente: UPME.

Tabla 2. Desbalance oferta – demanda de gas natural

Esc. Oferta	Esc. Demanda	Fecha déficit	Volumen déficit (GBTUD)
Alto	Alto	No se presenta	
Alto	Medio	No se presenta	
Alto	Bajo	No se presenta	
Medio	Alto	Febrero 2022	132
Medio	Medio	Febrero 2023	95
Medio	Bajo	No se presenta	
Bajo	Alto	Febrero 2017	140
Bajo	Medio	Enero 2018	138
Bajo	Bajo	Febrero 2018	115

Fuente: UPME.

Partiendo de que los escenarios medios, tanto de oferta como de demanda, son los de mayor probabilidad de ocurrencia, se confirma la necesidad urgente que tiene el país de la entrada de la planta de regasificación en la fecha definida (enero de 2017), con el fin de lograr el pleno abastecimiento de gas natural. Si bien hoy en día, dicha planta está considerada para atender los requerimientos del sector térmico tendrán que darse las medidas regulatorias para que parte de la demanda nacional no térmica se abastezca desde la planta de regasificación.

De no disponerse de este esquema adicional de suministro a finalizar el año 2017, y de darse el escenario medio aquí planteado, el país se vería enfrentado a serios problemas en la atención de la demanda, puesto que para efecto del balance es una oferta que puede atender cualquier demanda, según lo ya mencionado.

Al utilizar demanda promedio de gas se encuentra una estructura altamente diversificada, pero cuando esta se representa de manera mensual, esta puede ser muy volátil ante el requerimiento de las centrales térmicas en períodos de sequía, dado que la capacidad de embalse de las centrales hidroeléctricas es baja. Tal situación afecta de manera importante los volúmenes disponibles para satisfacer otras demandas que podrían ser firmes como lo es sin duda las de los sectores industrial o GNV o residencial y que por supuesto afectan el precio del energético, factor de alarma que se traslada como riesgos percibidos de abastecimiento en los sectores de demanda interna. Con el fin de realizar un análisis más minucioso, se decidió realizar el balance de forma regional, igualmente con resolución mensual.

La realización del balance regional pone al descubierto particularidades que hacen referencia a la infraestructura que une los dos mercados (Costa e Interior), pues los intercambios son parte esencial del sistema para lograr pleno abastecimiento y por ello hoy existe contraflujo en ciertos segmentos del gasoducto que comunica a Ballena con Barrancabermeja.

Adicionalmente, existe otro ingrediente que corresponde a la diferencia de precio entre mercados y que está generando perturbaciones que a la postre inciden directamente en los resultados de contrastar la oferta y demanda en cada una de las regiones, pero lo interesante de todo esto, es el apetito por el gas más costoso, como lo demostraron las negociaciones.

Finalmente, es de resaltar que en Interior del país, que buena parte del gas proveniente de los campos de Cusiana y Cupiagua de propiedad de ECOPETROL S.A no estará disponibles para su comercialización, debido al desarrollo de un proyecto de generación de electricidad que tiene la empresa desde el año 2016 con 180 MW, para suplir la demanda de otras instalaciones petroleras de esa empresa, localizadas en el departamento del Meta.

Lo anterior hace pensar en la necesidad de precisar el concepto de consumo de gas para operación que incluye el Decreto 2100, no es claro si el gas que se descuenta por consumo propio es para la operación de campo del cual se extrae o es para otros proyectos tendientes a maximizar rentabilidad como empresa.

5.2 Balance regional

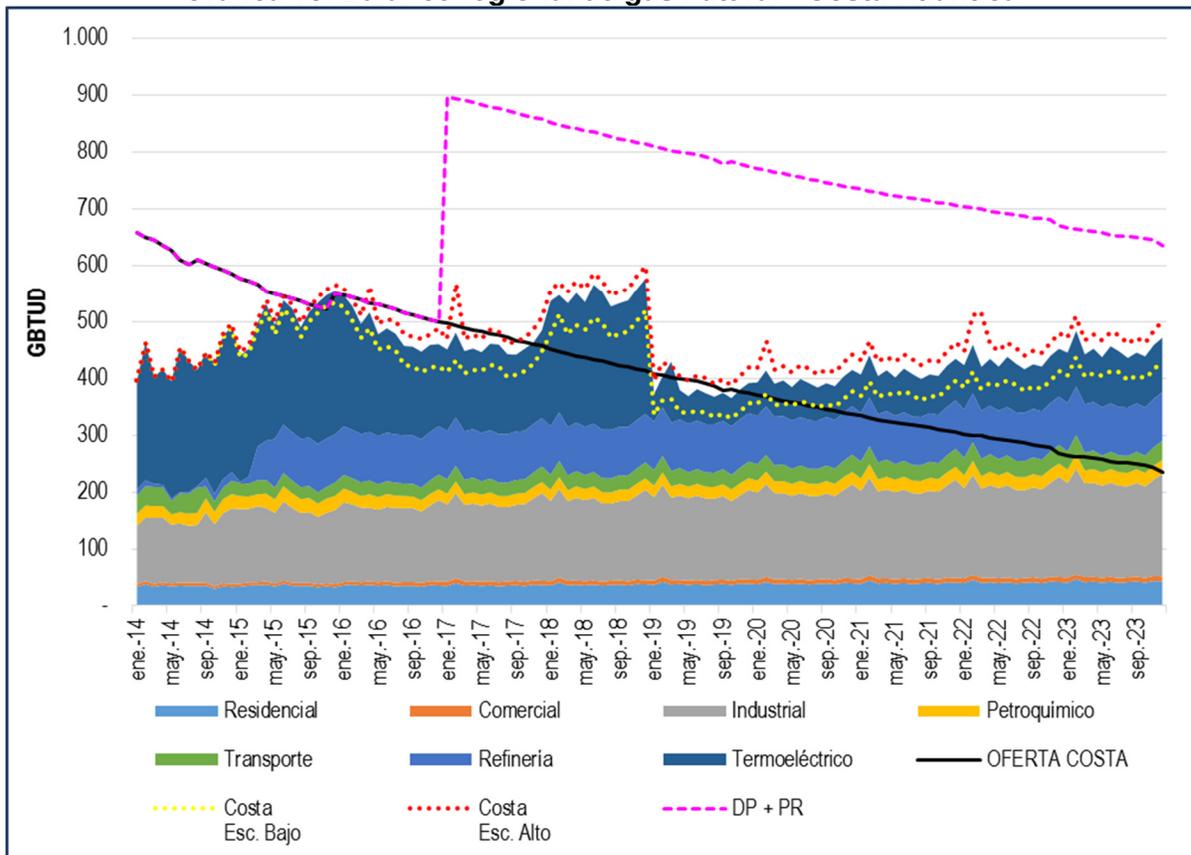
Para la realización del balance regional se dividió la demanda nacional de gas natural en dos principales regiones, la Costa Atlántica conformada por los departamentos del norte del país que se abastecen a través del tubo de Promigas más los nodos del interior hasta aguas arriba de la Refinería de Barrancabermeja, sin incluirla en la demanda de la Costa y el Interior del país conformada por los nodos de demanda desde la Refinería de Barrancabermeja aguas abajo y todo el resto del país.

Con respecto a la oferta se considera que la Costa Atlántica se abastece desde los campos productores de las cuencas de la Guajira y el Valle Inferior del Magdalena y la región del Interior se abastece con las demás cuencas productoras: Valle Medio, Valle Superior, Llanos y Catatumbo, pues la cuenca del Putumayo no reporta gas que pueda ser aprovechable en el consumo sectorial.

5.2.1 Costa Atlántica

La oferta de la región está compuesta por los campos productores de las cuencas Guajira y Valle Inferior del Magdalena, como ya se mencionó. Por el lado de la demanda, se consideró la proyección de manera sectorial asociada con los departamentos que conforman la Costa Atlántica, Antioquia, Cesar y parte del Departamento de Santander. La gráfica 18 presenta los resultados del balance en el mercado de la Costa Atlántica.

Gráfica 18. Balance regional de gas natural - Costa Atlántica



Fuente: UPME.

Frente al escenario bajo de oferta (declaración de producción) y escenario medio de demanda se presenta desbalance desde noviembre de 2017, con el escenario bajo de demanda se estima déficit desde enero de 2018 y con el escenario alto de demanda desde octubre de 2017. El escenario medio

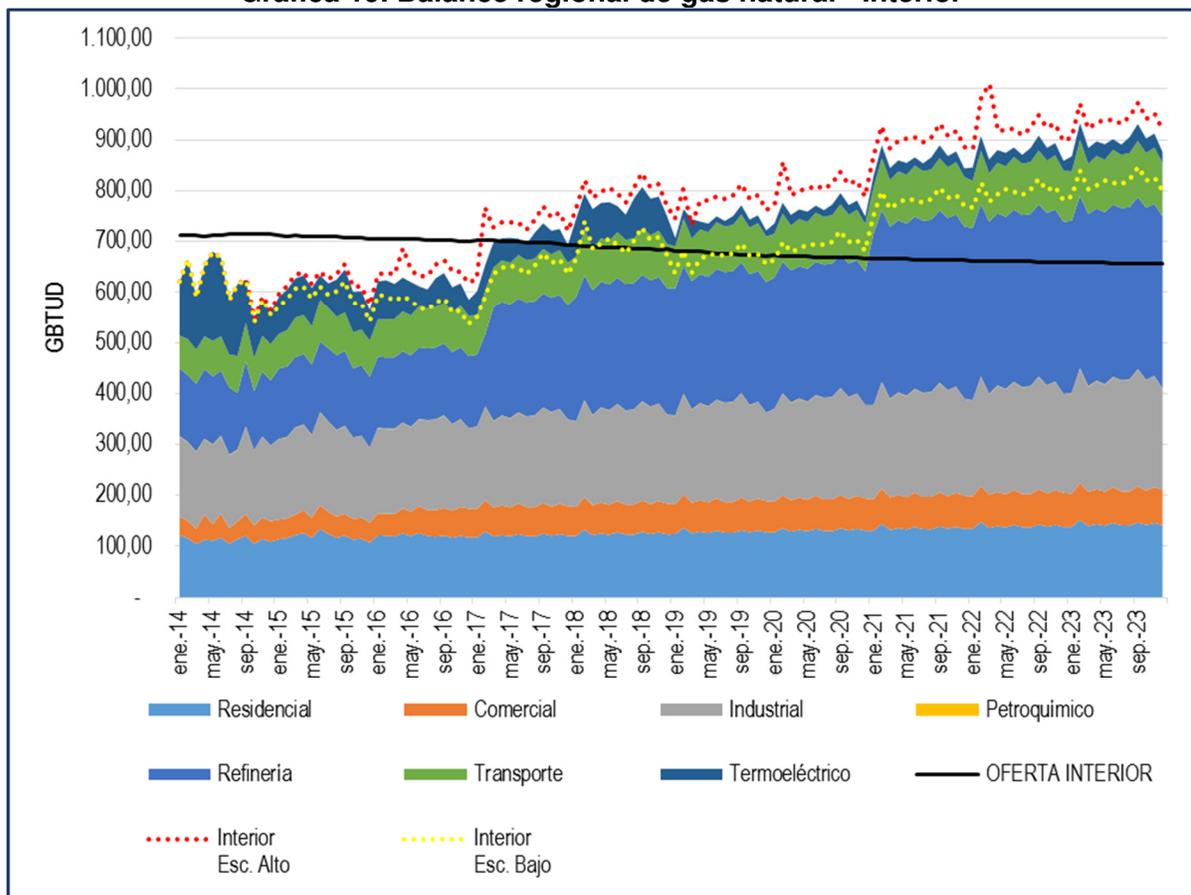
de oferta, el cual incluye el aporte dado por la planta de regasificación, supera los desbalances antes planteados y no da señales de escasez para el periodo de análisis.

5.2.2 Interior

En el caso del Interior del país, el escenario bajo de oferta incluye el gas natural producido en las cuencas: Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Catatumbo, llanos Orientales y Putumayo.

El balance oferta-demanda del Interior del país, muestra faltantes de gas en enero de 2018 para los escenarios alto y medio de demanda y para enero de 2020 con el escenario bajo de demanda; frente al escenario bajo de demanda se presentan unos desbalances pequeños lo cuales se esperaría sobrepasar operativamente. Tal como se muestra en la gráfica 19

Gráfica 19. Balance regional de gas natural - Interior

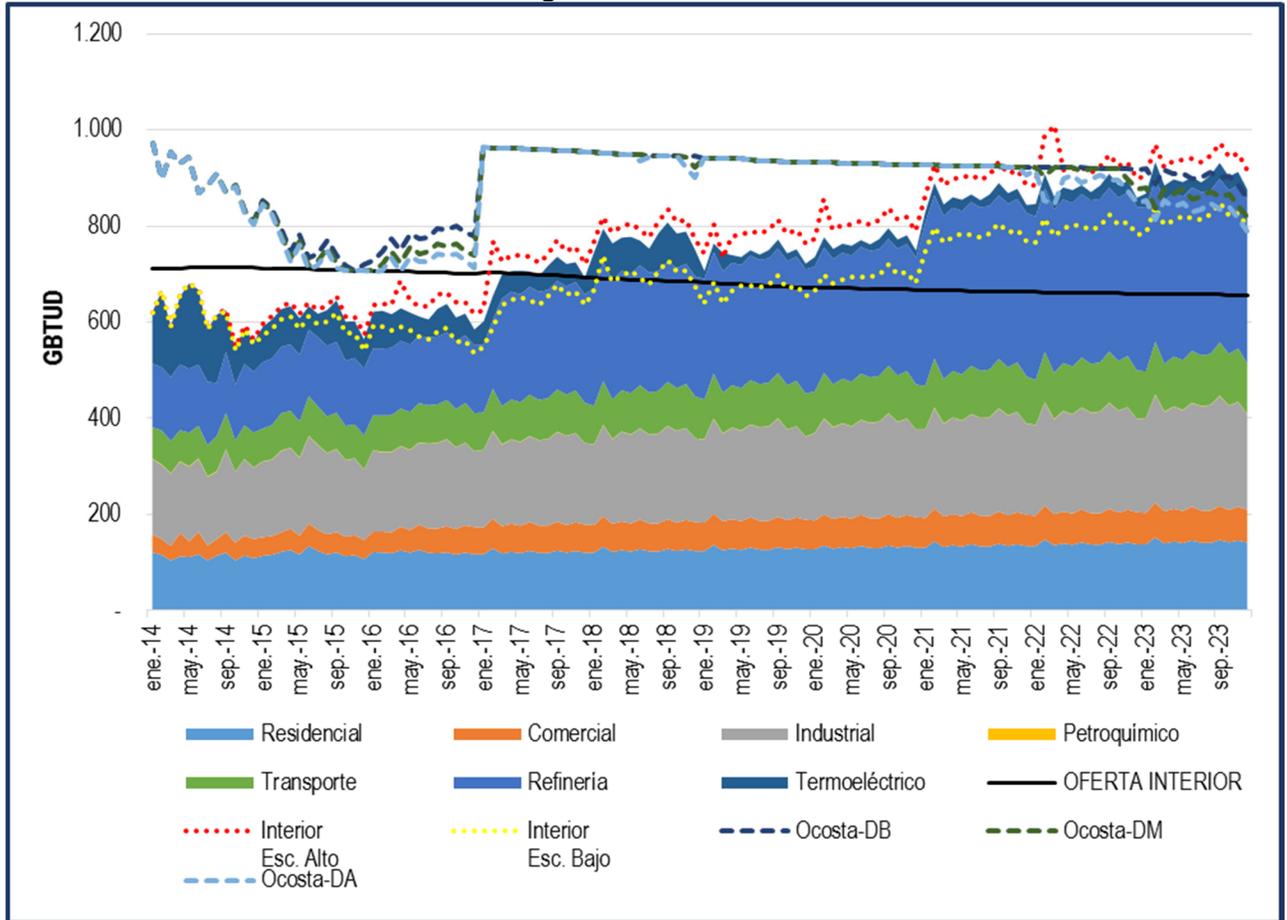


Fuente: UPME. 2014

Sin embargo y partiendo de la hipótesis de la cual el gas proveniente de la planta de regasificación podrá ser usado por toda la demanda nacional, se determina la posible oferta para el interior desde la

Costa como el excedente en esa región después de atender su demanda y con una restricción en la línea de transporte al interior de 260 MPCD, los resultados de esto se muestran en la gráfica 20

Gráfica 20. Balance de gas natural Interior con oferta adicional desde la planta de regasificación



Fuente: UPME. 2014

A partir de lo anterior y disponiendo en el Interior de gas natural proveniente de la planta de regasificación, se presenta desbalance en esta región del país frente a un escenario medio de demanda en el primer trimestre de 2023, con el escenario alto de demanda el déficit se presenta iniciando el año 2022 y frente a un escenario bajo de demanda no se presenta déficit en el periodo de análisis.

6. CONCLUSIONES

- * Se debe formular la normatividad correspondiente, para que demanda de gas natural diferente al sector térmico logre abastecerse desde la planta de regasificación dispuesta para 2017 en la Costa Atlántica.

- * Frente a un escenario medio de oferta y medio de demanda de gas natural (incluida planta de regasificación en el Atlántico) se espera déficit nacional en el año 2023 que deberá ser solventado con oferta nacional por la incorporación de nuevas reservas o con otro punto de suministro que a la par ofrezca al país confiabilidad en el abastecimiento.
- * De no entrar en operación la planta de regasificación antes de 2018, el país se verá enfrentado a graves dificultades en el abastecimiento de gas natural.
- * El ingreso de reservas probables y posibles puede verse retrasado como consecuencia del actual estado de los precios del petróleo por lo que es un escenario con baja probabilidad de ocurrencia.
- * Se requiere un ajuste en la normatividad para que los productores de gas se obliguen a reportar en la declaración de producción el potencial total de producción de cada campo sin que se les permita excluir volúmenes que se dirijan a una utilización diferente al abastecimiento nacional. Igualmente es preciso que la planta de regasificación debe declarar los volúmenes y fecha exacta de entrada en operación para que dicha información pueda ser incluida dentro del balance oferta demanda, de acuerdo con la normatividad vigente para tal fin