

Balance de Gas Natural en Colombia 2016-2025



Libertad y Orden



República de Colombia
Ministerio de Minas y Energía

Unidad de Planeación Minero Energética

Tabla de contenido

1.	OFERTA DE GAS NATURAL.....	3
1.1	Reservas de gas natural.....	3
1.2	Producción de gas natural.....	5
1.3	Declaración de producción de gas natural.....	5
1.4	Escenarios de oferta de gas natural	9
2.	DEMANDA DE GAS NATURAL	12
2.1	Proyección demanda sectorial y regional de gas natural	12
2.1.1	Sector Residencial.....	12
2.1.2	Sector Comercial.....	15
2.1.3	Sector Petroquímico	16
2.1.4	Sector Industrial	18
2.1.5	Sector Transporte Vehicular	20
2.2	Proyección demanda gas natural nacional	27
3.	BALANCE DE GAS NATURAL.....	31
	Conclusiones	32

BALANCE DE GAS NATURAL

De conformidad con lo señalado en el artículo 24 de la Resolución CREG 089 de 2013 y las normas que la modifican, se presenta el análisis de la oferta y demanda de gas natural en el país, para el periodo 2016 - 2025.

1. OFERTA DE GAS NATURAL

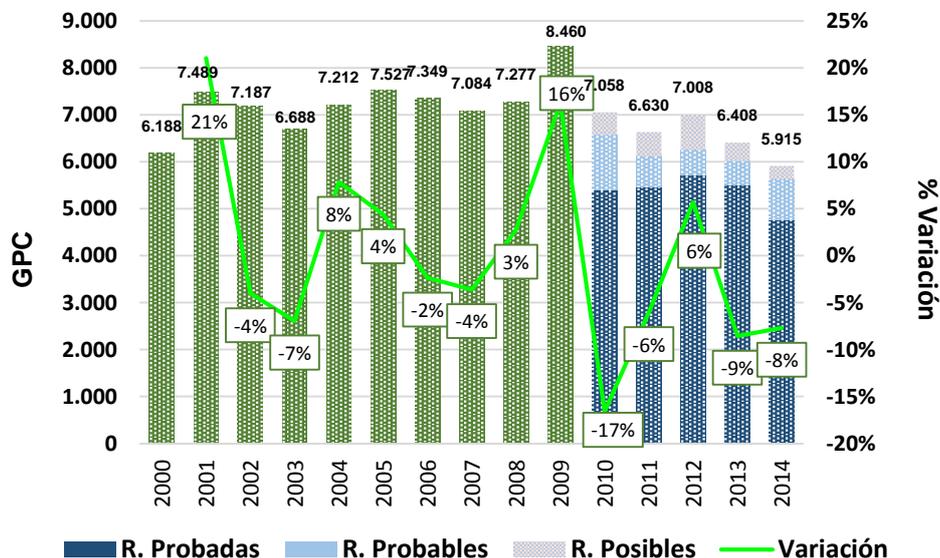
En esta sección se presenta una evolución de las reservas de gas natural y su disponibilidad de corto y mediano plazo, a partir de la información más actualizada posible.

1.1 Reservas de gas natural

En general las reservas son clasificadas, según el nivel de certidumbre asociado a las proyecciones y son categorizadas con base en la madurez del proyecto y caracterizadas conforme con su estado de desarrollo y producción. Por tanto las reservas están compuestas por reservas probadas, cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas a la fecha de evaluación, mientras las reservas probables y posibles pueden estar basadas en condiciones económicas futuras.

Las reservas totales de gas natural a diciembre 31 de 2014, conforme con la información suministrada por la ANH, están compuestas por las reservas probadas, probables y posibles y en total alcanzaron los 5.914,96 GPC¹. Las primeras lograron un volumen de 4.758,51 GPC, las reservas probables llegaron a 866,41 GPC y las posibles fueron de 290,03 GPC.

Gráfica 1-1. Evolución reservas gas natural



Fuente: ANH

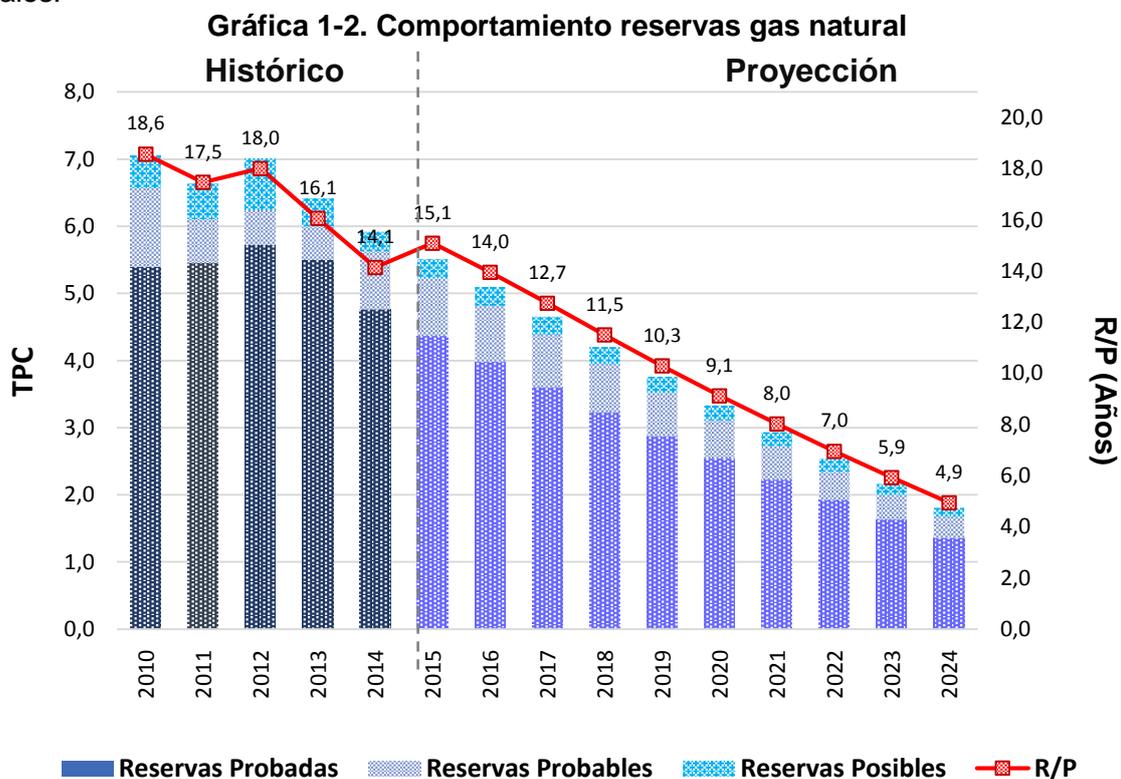
En la Gráfica 1-1 se observa la evolución de las reservas totales de gas natural en el país, en volumen y en tasa de variación. En el último quinquenio, el país ha reclasificado reservas dándose

¹ GPC: Giga pie cúbico

un nivel de incorporación neto de reservas de gas natural con registros negativos, exceptuando el año 2012 en el cual ocurrió un aumento del 6% en las reservas con respecto al año 2011.

En 2013 ocurrió una disminución del 9% frente al año inmediatamente anterior y entre el 2013 y el 2014 se presentó una reducción del 8% pasando de valores totales de 6.40 GPC en el 2013 a 5.91 GPC en el 2014. Lo que muestra una constante disminución, con lo cual los resultados no muestran niveles satisfactorios, al tiempo que la actividad exploratoria decayó en 2015 por razón de los bajos precios de los hidrocarburos y la crisis que se desató en las grandes empresas petroleras.

Las reservas probadas remanentes están concentradas en tres cuencas principalmente, Llanos Orientales que comprende el 58% de las totales, la Guajira que contiene el 23% y le siguen en su orden Valle Inferior con 12% y Valle Medio con 2,5%. Las reservas probables y posibles, se localizan mayoritariamente en las mismas tres cuencas donde se concentraron las probadas; la mayor cantidad de reservas probables se presenta en la cuenca de la Guajira y equivalen a 35,7%, en tanto que las posibles se reparten entre el Valle Interior con 47,7% y 39,3% en Llanos Orientales.



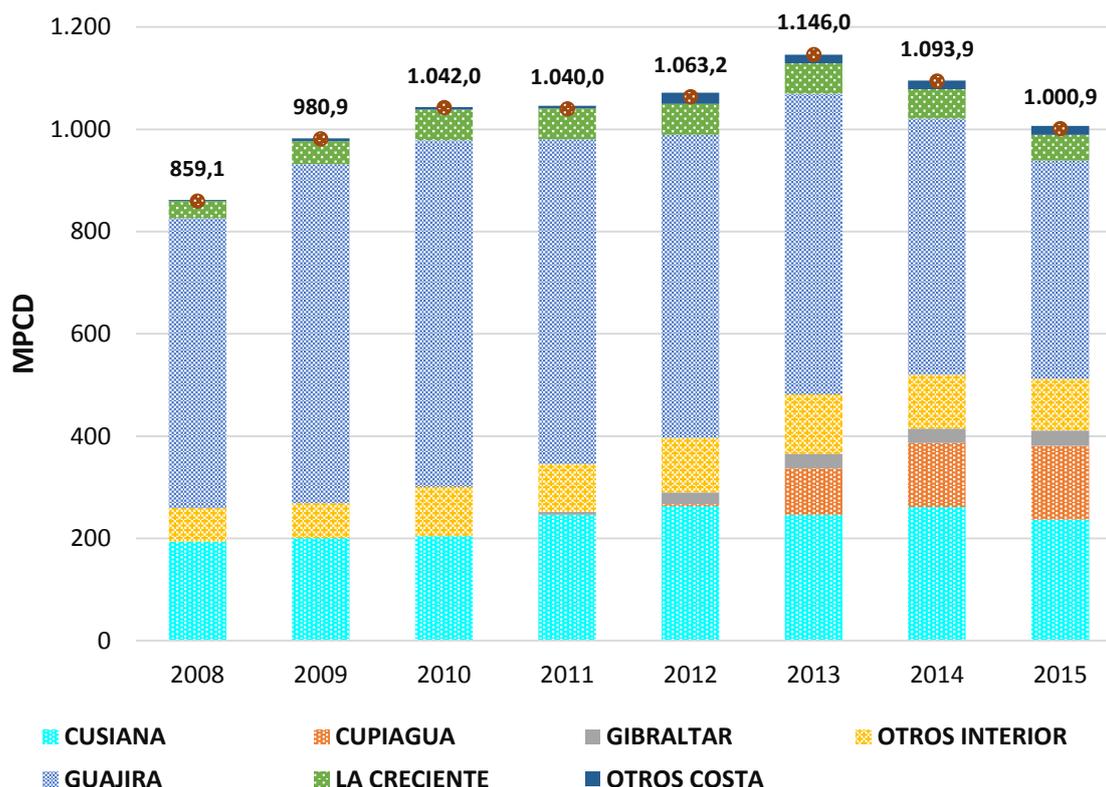
Fuente ANH

La Gráfica 1-2 presenta la distribución de las reservas probadas, probables y posibles. Los valores de los años 2010 al 2014 corresponden a las reservas certificadas y reportadas a la ANH. Desde 2015 en adelante corresponde a las reservas de 2014 descontando los volúmenes que las empresas operadoras de los campos esperan producir y no incluye incorporación de reservas nuevas. Para el año 2014 se calcula una relación reservas producción de 14 años y si se mantiene la tasa de producción del año 2014 durante el periodo de análisis, la relación reservas producción se reduce a 5 años en el 2024.

1.2 Producción de gas natural

La producción de gas natural ha venido disminuyendo, es así como en el año 2013 el país mantuvo una producción promedio de 1.146 MPCD, siendo la mayor producción diaria realizada en los últimos 8 años y en el año 2014 se presentó una disminución en el promedio diario de 4,54% lo que significó niveles de 1,094 MPCD; en tanto 2015 la disminución fue del 8,5% significando una producción próxima a los 1.000 MPCD promedio de gas natural producido en el país.

Gráfica 1-3. Producción de gas natural



Fuente: CONCENTRA

En el 2014 el 81,07% de los 1.094 MPCD de producción de gas natural en Colombia provino de los campos Cupiagua, Cusiana en los Llanos Orientales y Ballena y Chuchupa en la Guajira. En el año 2015, este porcentaje se mantuvo en el 80,7% y el suministro restante, fue dado por campos pequeños ubicados tanto en el interior del país como en la costa.

En la Gráfica 1-3 se puede observar como los campos Cusiana y Cupiagua han ido aumentando sus aportes, en el año 2015 aportaron el 38,1% de la oferta Nacional frente al 42,6% aportado por la Guajira, cual ha ido disminuyendo de manera sostenida.

1.3 Declaración de producción de gas natural

La declaración de producción certificada por los agentes y publicada por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución Minminas 31132 de marzo 30 de 2016, conforme lo definido en el Decreto 2100 de 2011 esta conformada por el potencial de producción (PP), el gas de operación del campo y las cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV). Así mismo, el potencial

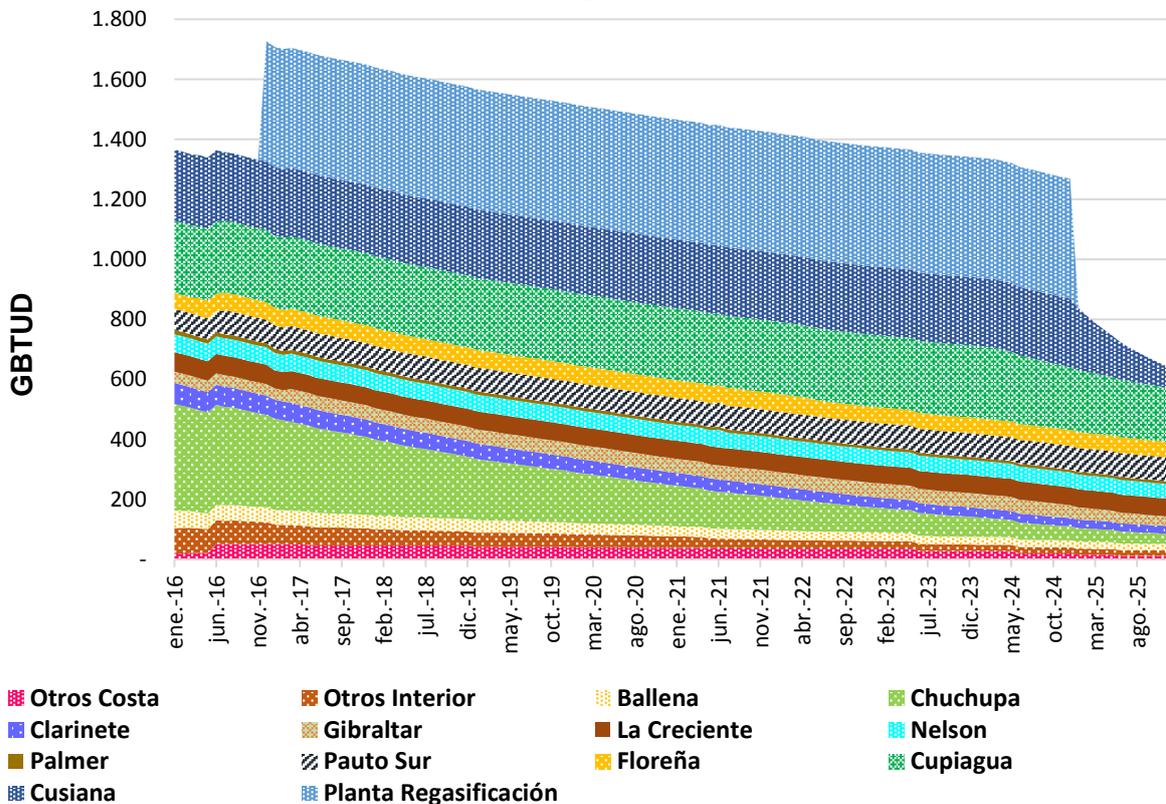
de producción (PP) incluye la producción total disponible para la venta y la producción comprometida; y excluye el gas de operación del campo.

La producción total disponible para la venta es el volumen de gas que un productor estima que tendrá disponible para la venta bajo cualquier modalidad y la producción comprometida son los volúmenes que un productor tiene comprometidos para la venta mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza, más las exportaciones y el gas de las refinерías.

Adicionalmente, aparte del potencial de producción, los operadores de los campos reportan el gas de operación y las cantidades importadas disponibles para la venta.

La oferta base corresponde con el potencial de producción reportado y las importaciones de Venezuela se tiene en cuenta en los escenarios de oferta que más adelante se definen, por lo que no están incluidos en la Gráfica 1-4

Gráfica 1-4. Declaración de Producción de gas natural Resolución MME31132 de 2016



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

En la Gráfica 1-4 se presenta la declaración de producción de gas natural por campo para los próximos diez años, la cual como ya se había mencionado, es considerada la oferta base para la elaboración de los análisis. En ésta es notable el aporte de numerosos campos con bajas contribuciones, algunos de los cuales no están interconectados al sistema nacional de transporte debido a su distancia geográfica y volúmenes bajos, lo que puede hacer financieramente inviable la construcción de líneas de transporte para evacuar dicho gas. Sin embargo en la gráfica no se incluyen los nombres de campos que declararan en los 10 años valores de cero.

La principal oferta proviene de los campos de la cuenca de los Llanos Orientales, esencialmente Cusiana, Cupiagua y Floreña, campos que proyectan para el año 2016 una participación del 39% de la oferta total nacional, porcentaje que va aumentando año a año a una tasa del 5%

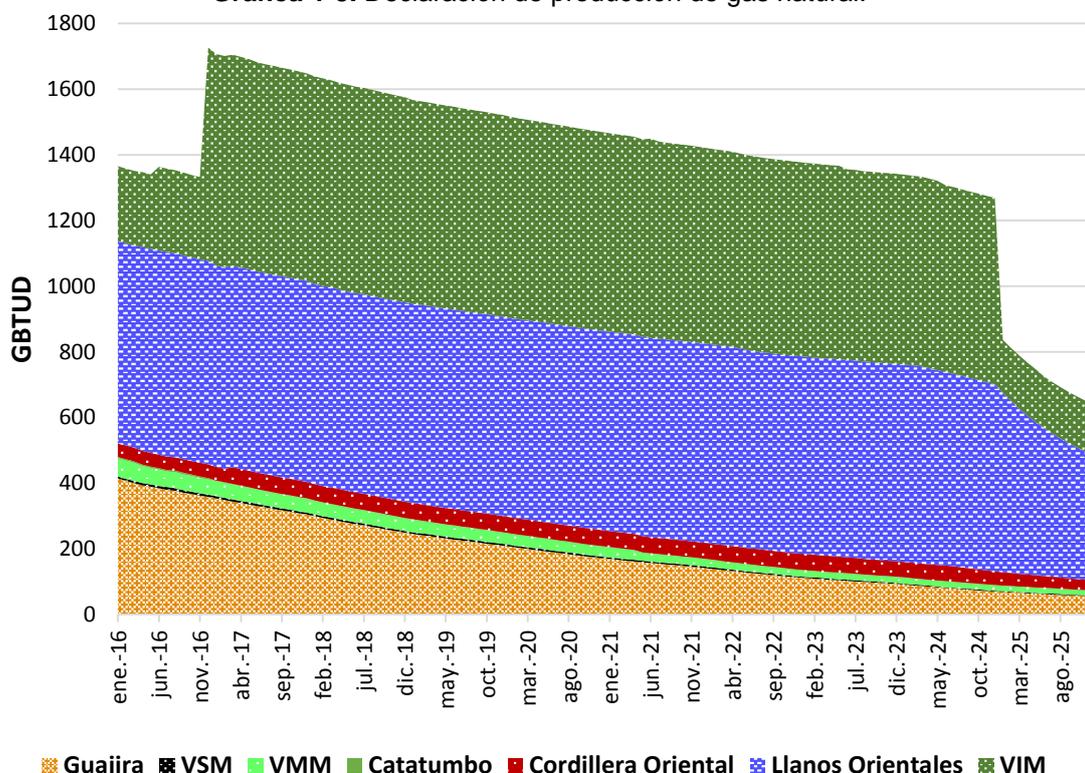
aproximadamente hasta alcanzar una participación del 56% en el año 2024 y del 51% en el 2025, año en el que el campo Cusiana inicia una de fuerte declinación, tal como se puede observar en la Gráfica 1-4.

Los campos de la cuenca de La Guajira (Chuchupa, Ballena) participan con el 28% de la oferta nacional en el año 2016, participación que se reduce al 20% en el año 2019, al 15% en el 2021 y al 9% al final del periodo de análisis.

Durante los últimos años, la cuenca del Valle Inferior del Magdalena ha tenido una importante participación en la oferta total nacional, gracias al aumento de producción de los campos: La Creciente, Nelson y el Difícil y a la entrada del campo Clarinete; adicionalmente en la declaración de producción de 2016, la empresa CALAMARI LNG S.A. E.S.P. informó sobre la disponibilidad de 400 GBTUD de gas natural importado a través de la planta ubicada en Cartagena, desde diciembre de 2016 hasta diciembre de 2024, lo cual permite que la cuenca del Valle Inferior del Magdalena participe con el 38% de la oferta total nacional hacia diciembre de 2016, alcanzando valores del 45% a finales de 2024. El resto de la oferta está dada por volúmenes menores en parte de la cuenca de los Llanos Orientales, Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo y Cordillera Oriental.

En la Gráfica 1-5 se presenta la declaración de producción agregada por cuenca sedimentaria: Guajira, Valle Superior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Catatumbo, Cordillera Oriental, Llanos Orientales y Valle Inferior del Magdalena. Los campos de la cuenca Caguan-Putumayo no declaran potencial de producción de gas natural.

Gráfica 1-5. Declaración de producción de gas natural.



Fuente: Minminas 2016

Se observa que la oferta de gas natural se soporta principalmente en de los Llanos Orientales (Cusiana, Cupiagua, Gibraltar, otros Llanos), los campos de La Guajira (Chuchupa, Ballena y

Riohacha) y, La Creciente, Clarinete, Nelson, Palmer, El Difícil entre otros ubicados en el Valle Inferior del Magdalena, y el resto de campos pequeños ubicados en las demás cuencas.

La cuenca de La Guajira presenta una fuerte declinación, proceso que de alguna forma es contrarrestado por la oferta de las cuencas de los Llanos Orientales y Valle Inferior del Magdalena. No obstante, para el año 2025 además del ya mencionada descenso de los campos de La Guajira, se suma el campo Cusiana que inicia su proceso natural de agotamiento, por lo cual la importación se constituye en la alternativa prioritaria en caso de no incorporar nuevas reservas de gas natural.

La Tabla 1-1 resume los campos de producción que hacen parte de cada una de las cuencas sedimentarias que hoy aportan gas natural a la oferta nacional.

Tabla 1-1. Distribución de los campos de producción según cuencas.

Cuenca	Campos de Producción
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú
Cordillera Oriental	Gibraltar, Guaduas, Palagua
Guajira	Ballena, Chuchupa
Llanos Orientales	Apiay, Calona, Campo Rico, Carmentea, Centauro, Cupiagua, Cusiana, Floreña, Kananaskis, La Casona, La Estancia, La Punta, Pauto Sur, Ramiriqui, Santo Domingo centro, Santo Domingo Juape, Santo Domingo Norte, Vigia y Vigia sur.
Valle Inferior del Magdalena	Arianna, Bonga, Bullerengue, Caña Flecha, Cicuco, Clarinete, EL Difícil, Katana, La Creciente, Mamey, Nelson, Palmer, Pedernalito.
Valle Medio del Magdalena	Caramelo, Compae, Corazón, Corazón 9, Corazón West, Corazón West C, La Cira Infanta, La Salina, Liebre, Lisama, Ilanito, Opón, Payoa, Payoa West, Provincia, Puli, Toposi, Toqui Toqui y Yarigui Cantagallo.
Valle Superior del Magdalena	Arrayan, Dina Terciario, La Cañada Norte, La Hocha, Mana, Matachin Norte y Sur, Rio Opia, Santa Clara

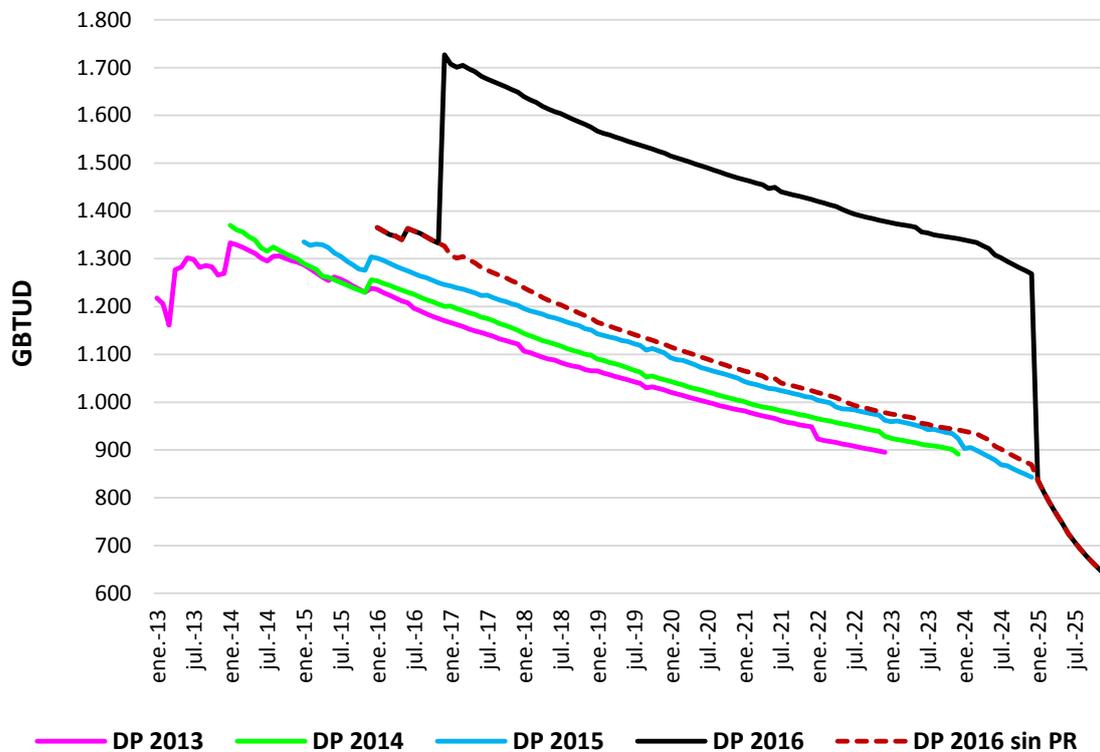
Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2016

De acuerdo con la información antes mencionada, la máxima capacidad de producción con oferta nacional ocurrió en enero de 2016 mes en el que se dispuso de 1.365,69 GBTU y la que al entrar en operación la planta de regasificación en la Costa Atlántica, en diciembre de 2016, se tendrá una disponibilidad de aproximadamente 1.726,47 GBTUD.

Contrastando la declaración de producción del año 2016 con la correspondiente a 2015, se aprecia un incremento promedio en el 2016 de 76 GBTUD lo que equivale a un 5% adicional de oferta nacional. Este aumento se concentra en las cuencas de los Valle Inferior del Magdalena y Llanos Orientales; sobresaliendo como ya se mencionó el aumento en la oferta de los campos localizados en el Valle Inferior del Magdalena, que además de compensar la declinación de gas proveniente de la cuenca de Guajira, permite un aumento en la oferta total nacional.

En la Gráfica 1-6 se observan los valores declarados por los operadores de los campos al Ministerio de Minas y Energía, desde el año 2013 hasta el año 2016. Comparando las curvas de oferta se identifican leves incrementos con una tendencia similar sin cambios importantes en el inmediato futuro, lo que refleja la poca respuesta a las acciones exploratorias y más bien lo que se percibe es la reclasificación de reservas de gas natural que se ha dado en el país en los últimos años.

Gráfica 1-6. Comparación declaración de producción de gas natural 2013-2016



Fuente: Minminas

Igualmente en los últimos años se ha mencionado sobre descubrimientos de gas natural en el offshore colombiano como los anuncios de hallazgos con el pozo Orca- 1, en el bloque Tayrona (aguas de La Guajira) y Kronos en el del bloque Fuerte Norte, cerca del golfo de Morrosquillo, también en el Caribe, sin disponer de un potencial real que permita cuantificar los volumen de gas natural y por estar localizados en aguas profundas y ultraprofundas, en caso de materializarse las reservas, su desarrollo y puesta en funcionamiento puede tomar por lo menos unos seis años.

Por tal razón, la oferta declarada en 2016, no muestra hallazgos, salvo los logrados en el Valle Interferir del Magdalena, que si bien no son de gran magnitud su aporte supera los 80 GBTUD, permitiendo desplazar la curva en el tiempo. Sobresale la oferta proveniente de la planta de gasificación que motiva la diferencia.

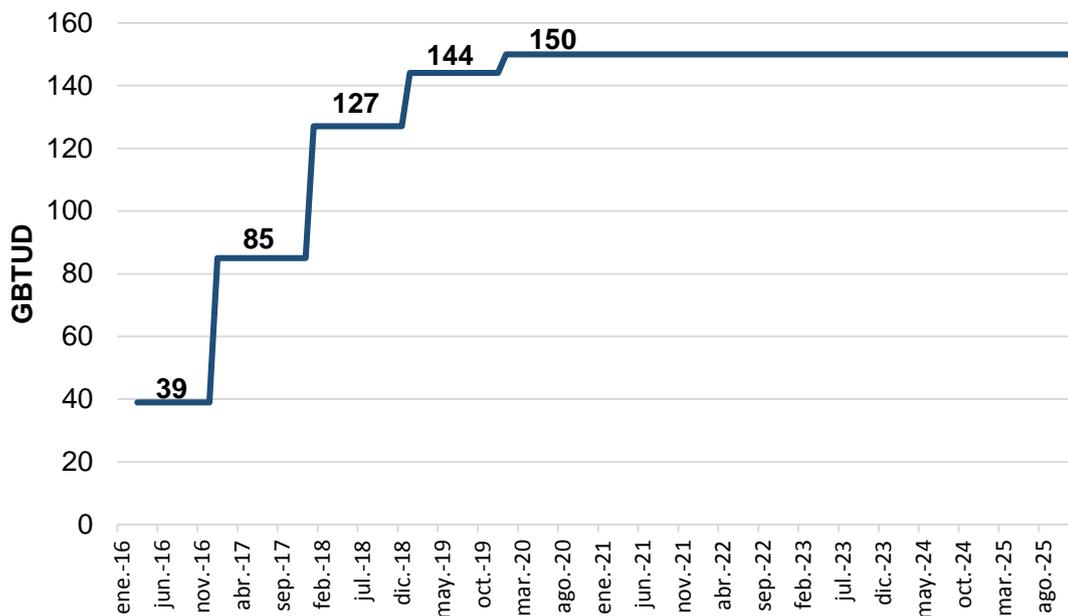
1.4 Escenarios de oferta de gas natural

La declaración de producción certificada por los agentes en marzo de 2016, es considerada como la oferta base para la realización de los balances y a partir de ésta se han definido dos escenarios que incluyen la importación de Venezuela y el resultado de incorporación de reservas probables, posibles y nuevos recursos.

Escenario bajo: Declaración de producción de 2016 (Resolución Minminas 31132 de marzo 30 de 2016).

Escenario medio: Escenario bajo + importaciones de Venezuela, toma como punto de partida el escenario bajo y se suman las cantidades importadas vía gasoducto desde Venezuela y que fueron declaradas por ECOPETROL estimadas entre 39 GBTUD hasta 150 GBTUD tal como se observa en la Gráfica 1-7

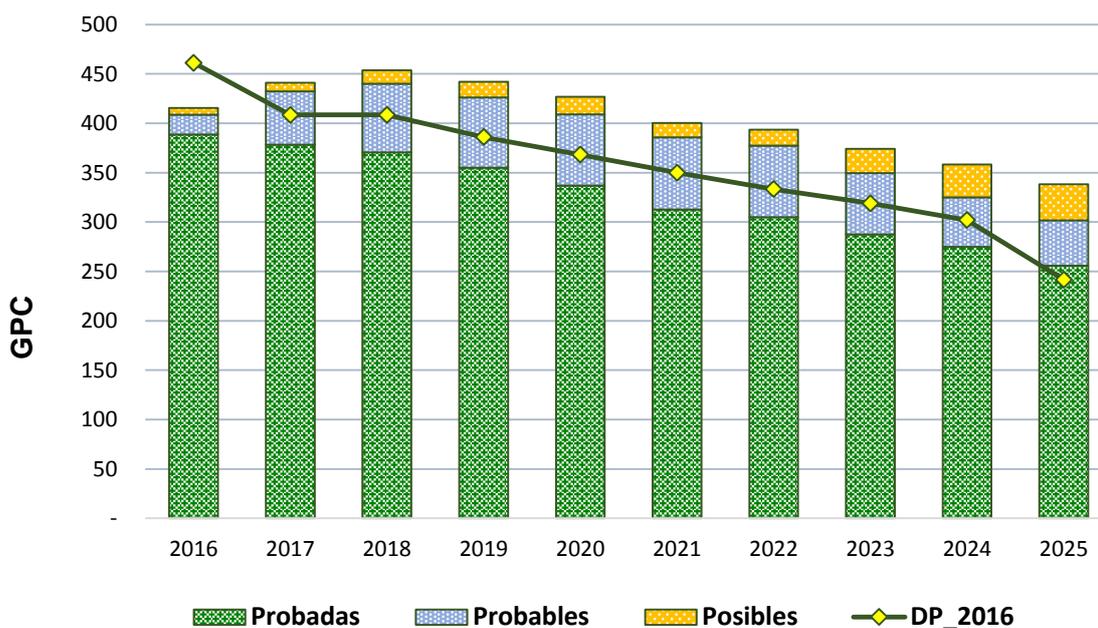
Gráfica 1-7. Cantidades importadas disponibles para la venta.



Fuente: Minminas. Ecopetrol.

Escenario alto: Escenario medio + Desarrollo reservas probables y reservas posibles y la incorporación de nuevos recursos, tanto convencionales como no convencionales. Éste escenario está conformado por el escenario medio, adicionado por una fracción de las reservas probables y posibles; para ello, se supone que se incorpora el 50% de la diferencia entre la curva de producción de reservas totales informada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos a corte 31 de diciembre de 2014 y la declaración de producción de 2016 (área por encima de la curva de declaración en la Gráfica 1-8).

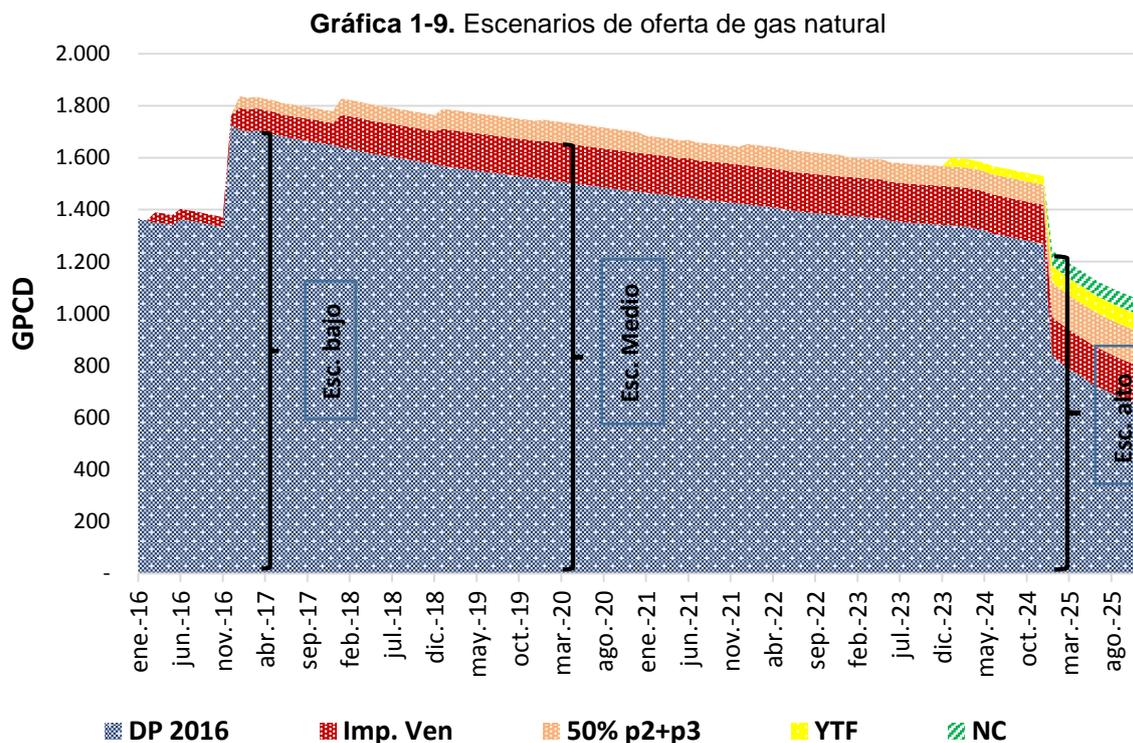
Gráfica 1-8. Producción de reservas Vs declaración de producción 2016



Fuente: Minminas, ANH, UPME

Adicionalmente se supone la incorporación de gas natural proveniente de recursos “yet to find” a partir de enero de 2024 ubicados en el offshore colombiano y de recursos no convencionales provenientes de carbón (CBM) a partir de enero de 2025 en la cuenca de cesar ranchería.

En la **Gráfica 1-9** se observan los tres escenarios.



Fuente: MME, ANH, UPME

2. DEMANDA DE GAS NATURAL

La estimación de demanda total de gas natural del país se realizó a partir de las proyecciones individuales de este energético en los distintos sectores de consumo y que comprenden residencial, comercial (terciario), industrial, petroquímico, petrolero (ECP), transporte (GNV) y termoeléctrico. La prospectiva de cada uno de estos sectores tiene su propia metodología, debido a las características que cada cual tiene y los resultados se presentan con resolución mensual. Igualmente se realizó un análisis espacial y se distribuyó el país en siete regiones, las cuales obedecen a particularidades socioeconómicas y de localización de la red de transporte. Dichas regiones son: Centro, Costa, CQR, Noreste, Noroeste, Suroeste y Tolima grande.

Los principales supuestos que determinaron el escenario base de proyección de gas natural hacen referencia a el escenario PIB de mediano plazo publicado por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y por el Departamento Nacional de Planeación –DNP, la estimación de crecimiento de la población definida por el DANE, y por la aplicación de precios de los diferentes energéticos que son sustituibles entre sí, utilizando en los casos en que fue necesario la regulación definida para cada uno de ellos.

Es importante resaltar que precios elevados en los distintos segmentos de la cadena de comercialización de gas, pueden originar un proceso de caída en la demanda.

En las siguientes secciones se presentan los resultados de la proyección de demanda de gas natural para cada uno de los diferentes sectores de consumo, con los cuales posteriormente se construirá el balance de gas natural.

2.1 Proyección demanda sectorial y regional de gas natural

2.1.1 Sector Residencial

En la actualidad, el servicio de gas natural cubre a más de 7.9 millones de hogares², y mantiene un consumo promedio relativamente estable por hogar que se aproxima a los 17 m³ mensuales, en las diferentes zonas. En consecuencia, el aumento de demanda depende del crecimiento demográfico y del incremento en la cobertura en cada uno de los mercados evaluados y que en este caso hace referencia a las siete zonas establecidas. La proyección del número de hogares fue tomada de las proyecciones realizadas por DANE con base en censo de 2005.

Para modelar el crecimiento de las conexiones residenciales, se utilizó una función logística, cuyos parámetros se calcularon mediante algoritmos genéticos³. La estimación de demanda de las diferentes regiones consideró modelos de Vectores de Corrección del Error -VEC-, en los que se relaciona la serie de demanda de gas natural con las series del precio de suministro del gas en La Guajira, el precio de suministro promedio del GLP (valores históricos y proyectados) y la cobertura del servicio de gas natural⁴.

Las series de precios se originan en la Unidad, mientras que la serie histórica de cobertura son los datos suministrados por el Ministerio de Minas y Energía, a diferencia de las revisiones anteriores en las cuales se utilizó la serie histórica publicada por el SUI.

² Cobertura Gas Combustible Diciembre 2015. Ministerio de Minas y Energía. En línea: https://www.minminas.gov.co/documents/10180/1157884/4_Coberturas+gas+combustible-Dic2015_GN+%281%29.pdf/467b08cf-a2aa-47e3-ae29-7030321c887e

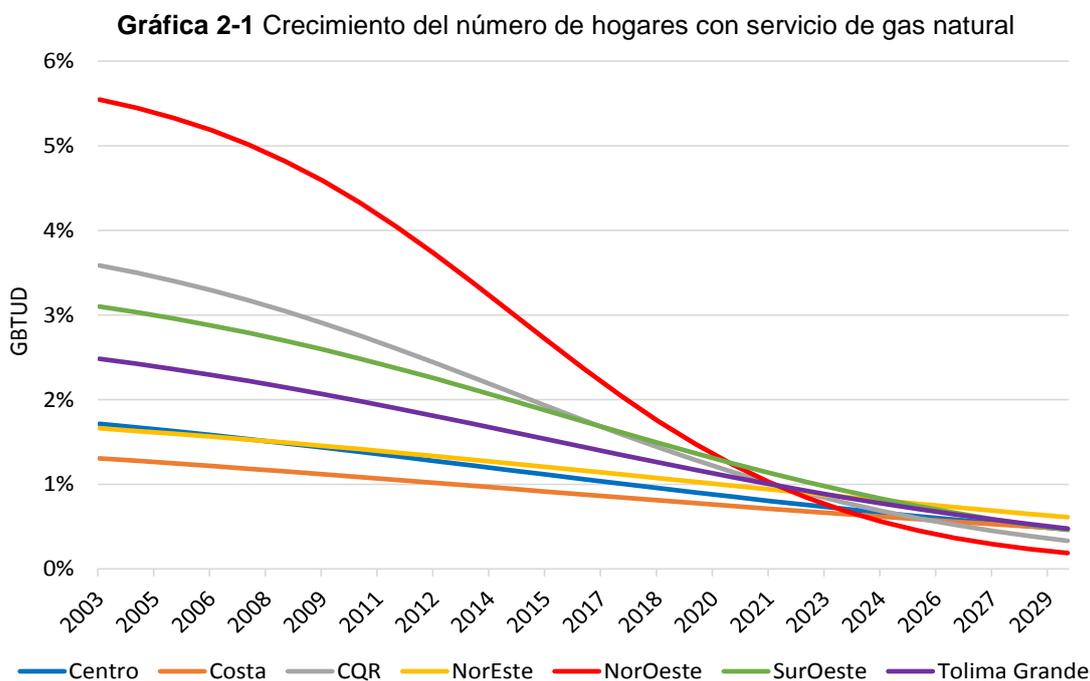
³ Proyección Demanda Gas Natural. Revisión Diciembre 2015. UPME. En línea: http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/Proyecciones/2015/Proy_Demanda_Gas_Natural_Diciembre%202015.pdf

⁴ UPME. Proyección de Demanda Gas Natural. Revisión Marzo 2015. En línea: http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/UPME_ProyeccionDemanda_Gas_Natural_Marzo_2015.pdf

La Gráfica 2-1 presenta el crecimiento potencial de cobertura regional, con resultados indican que las mayores tasas de crecimiento se presentan en las zonas de Noroeste, CQR y Sureste, en tanto que, la Región Costa ya está alcanzando su nivel de saturación con lo cual el crecimiento de usuarios es bajo, al igual que en Noreste.

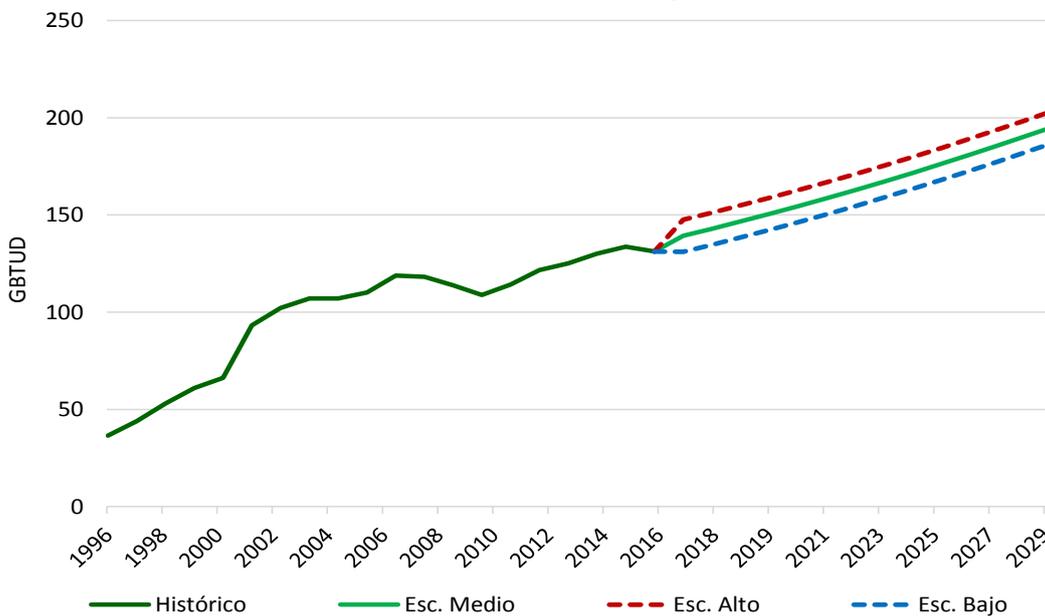
Durante 2015, Noroeste fue la segunda región con mayor crecimiento de la demanda, mostrando un 6.2% del total. La región Noreste, a pesar de ser una de las de menor crecimiento en cuanto a cobertura del servicio, aumentó su demanda de 2014 a 2015 en 7.7 puntos porcentuales.

En el escenario medio, los resultados de la estimación indican una tasa de crecimiento del sector residencial de 3.2%, lideradas por el crecimiento en consumo y cobertura en regiones como Centro, Noroeste y Suroeste.



La Gráfica 2-2 presenta los resultados de la estimación del escenario medio. Se considera además dos escenarios alto y bajo, contruidos a partir del escenario medio con un intervalo de confianza correspondiente al 95%.

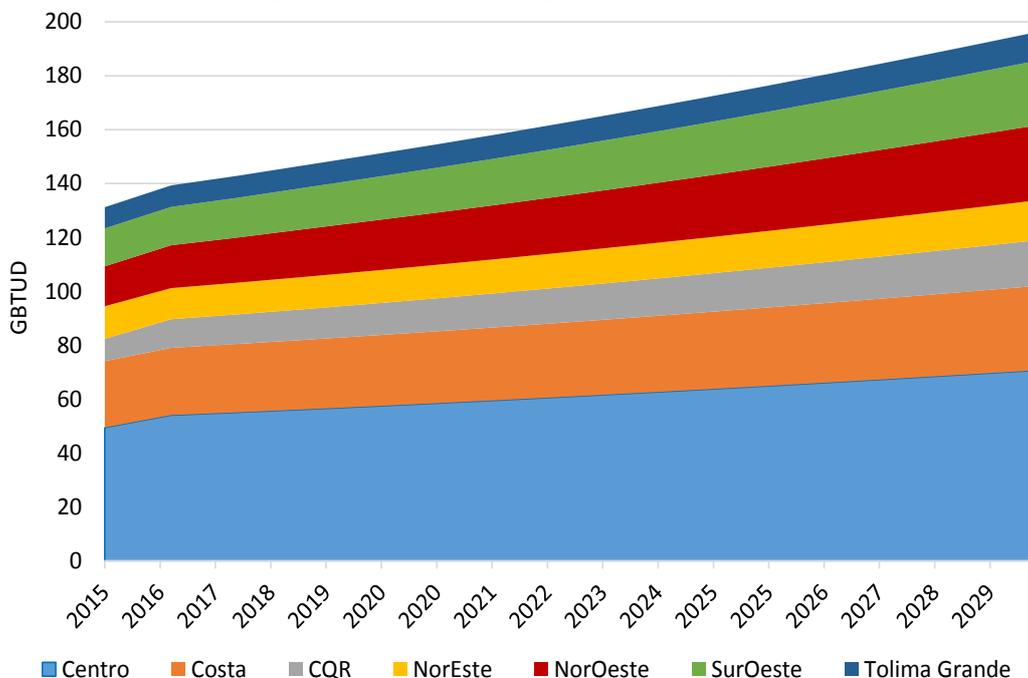
Gráfica 2-2. Escenarios de demanda nacional de gas natural sector residencial



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

La proyección regional de largo plazo para el sector residencial se muestra en la Gráfica 2-3. La región que seguirá teniendo el mayor consumo de gas natural es Centro, con una tasa de crecimiento promedio anual de 2.2%, mientras que la región Noroeste presenta la mayor tasa de crecimiento anuales de 4.9%, ubicándose en el tercer lugar de consumo en el sector residencial.

Gráfica 2-3: Proyección regional de demanda de gas natural sector residencial, escenario medio.



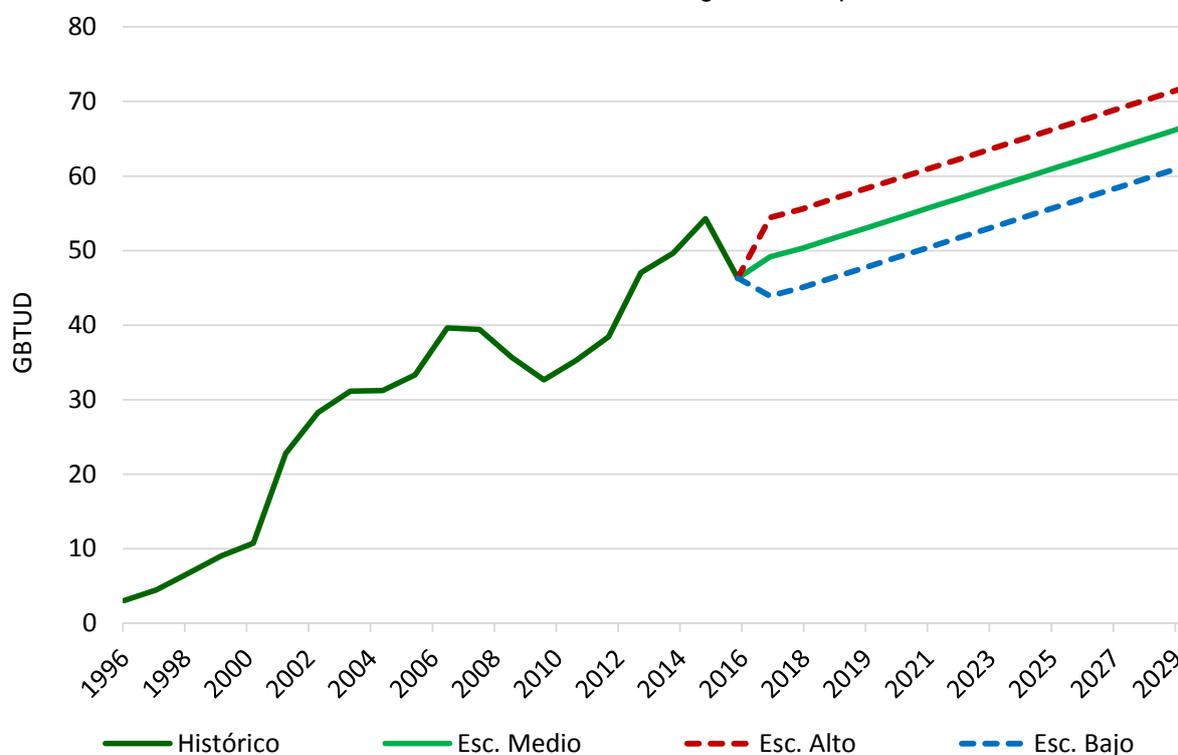
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

2.1.2 Sector Comercial

Por años se consideró que la demanda de gas natural en el sector comercial o terciario crecía a tasas muy parecidas a las del sector residencial. Sin embargo, durante 2015 el consumo de gas natural en este sector presentó una disminución de 14.7% con respecto al 2014, en virtud de que en cinco de las siete regiones de consumo se registraron decrecimientos de más del 10%, mientras que el eje cafetero (región CQR) y el Tolima grande presentaron crecimientos positivos de la misma magnitud, pero tan solo representan el 9% de la demanda.

La proyección de demanda del sector comercial se modeló mediante vectores de corrección del error, VEC, en los que se relacionó la demanda de cada región con los precios de suministro del gas natural de la Guajira y los precios promedio de suministro del GLP⁵. La Gráfica 2-4 muestra los resultados de la estimación de demanda de gas natural en el sector comercial del escenario medio y de los dos escenarios construidos con un nivel de confianza del 95%.

Gráfica 2-4: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector comercial

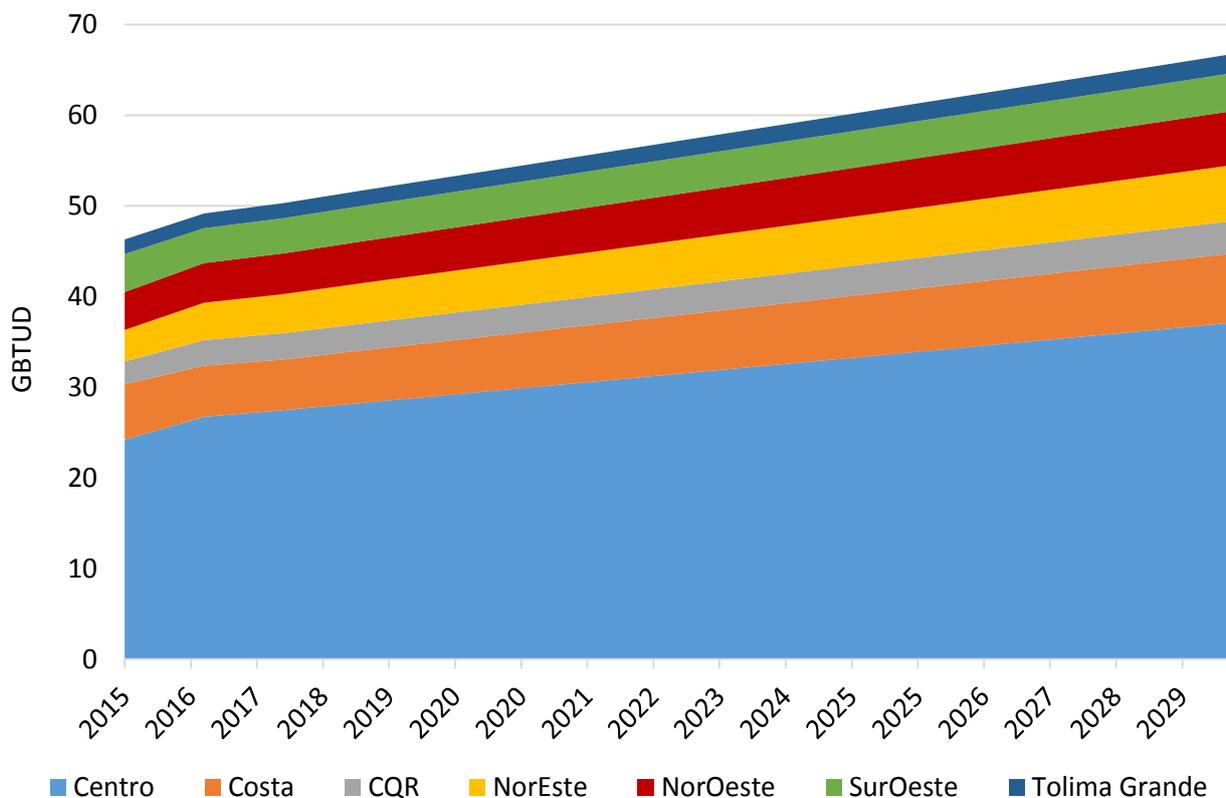


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

La demanda comercial regional Gráfica 2-5 considera una tasa de crecimiento anual promedio de 2.48% entre 2015 y 2029. Las regiones con mayor dinamismo son Noreste y Centro, con 3.4% y 2.65% respectivamente. La región de mayor contribución corresponde a Centro, con casi el 50% del total del sector, seguida de Costa. Las demás regiones muestran una contribución pequeña.

⁵ UPME. Proyección de Demanda Gas Natural. Revisión Marzo 2015. En línea: http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/UPME_ProyeccionDemanda_Gas_Natural_Marzo_2015.pdf

Gráfica 2-5 Proyección regional de demanda de gas natural sector comercial, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

2.1.3 Sector Petroquímico

La demanda de gas natural del sector petroquímico está concentrada en dos regiones: Costa y Noroeste, con una participación de 95% y 5% respectivamente. Comparando los años 2014 y 2015, la demanda del sector disminuyó en un 14.2%, debido principalmente a un decrecimiento del índice de producción real del sector de químicos básicos, que a final de 2015 resultó ser de -4.6%⁶ en la Costa Atlántica.

El modelo utilizado para la proyección de demanda de gas natural como materia prima es el de vectores de corrección del error –VEC-, en el que se relaciona la demanda de gas natural del sector con variables como el precio de suministro de gas natural de La Guajira y el Índice de Producción Real reportado para las empresas que fabrican productos químicos básicos. La Gráfica 2-6 consigna los resultados de la estimación de demanda del escenario medio y los construidos con los intervalos de confianza del 95%.

⁶ Banco de la República Colombia. (11 de Septiembre de 2015). *Boletín Económico Regional Costa Caribe*. Obtenido de Banco de la República Web site: http://www.banrep.gov.co/sites/default/files/publicaciones/archivos/ber_costacaribe_tri4_2015.pdf

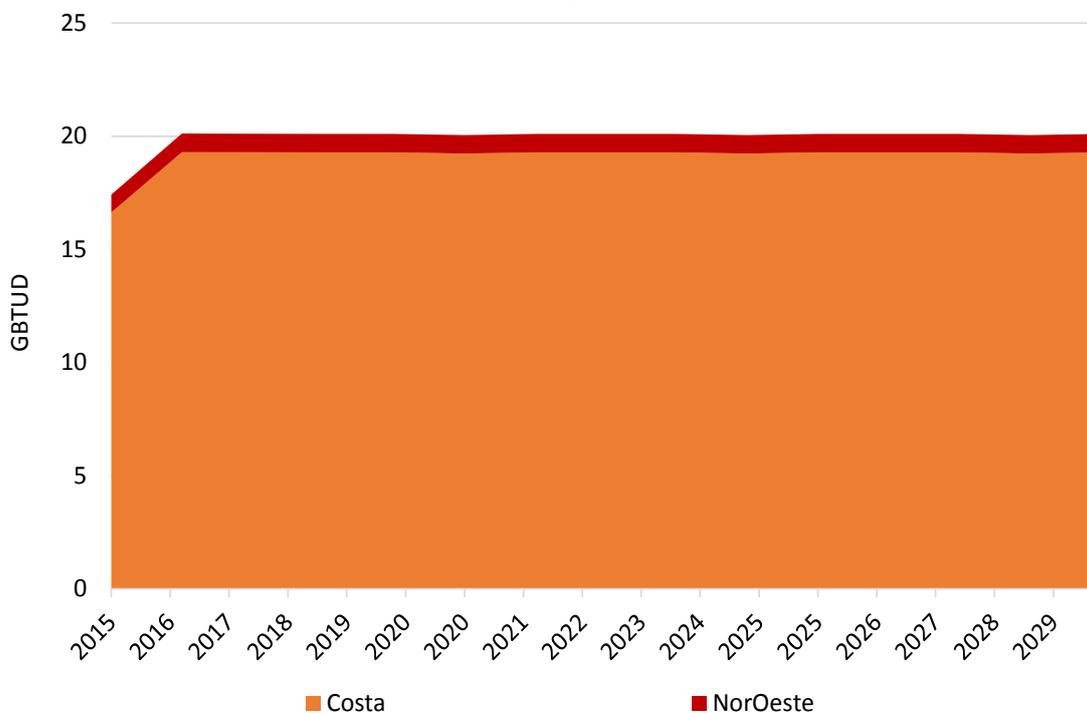
Gráfica 2-6 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector petroquímico



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y Banco de la República, 2015.

En la Gráfica 2-7, se presentan los resultados de la estimación de demanda de gas natural con destino a la petroquímica, la cual parece mantenerse en alrededor de 20 GBTUD. No se tiene conocimiento de entrada de nuevos proyectos que permitan aumento de la demanda.

Gráfica 2-7 Proyección regional de demanda de gas natural sector petroquímico, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y Banco de la República, 2015.

2.1.4 Sector Industrial

El gas natural es uno de los principales energéticos utilizados por el sector industrial, y dentro de la estructura de consumo de 2015 este sector ocupó el segundo lugar, con una participación de 28%, precedido por el sector eléctrico. En ese mismo año, este fue uno de los sectores que mostró tasas de decrecimiento, pasando en promedio de 275 GBTUD en 2014 a 263 GBTUD, lo que representa una disminución del 4%.

Pese a la recuperación económica del país hacia final de año, el gas natural consumido por el sector no fue suficiente para superar lo ocurrido en 2014, aun cuando la industria creció un 3.5% durante el cuarto trimestre, incluso por encima del crecimiento promedio de toda la economía durante 2015, e implicando un mayor consumo de gas natural por el sector productivo durante dicho trimestre.

Por otra parte, en los últimos trimestres se observó una aceleración en el ritmo de crecimiento del país que pasó de crecer 2.9% en el primer semestre a 3.2% en la segunda mitad del año, lo que motivó que por primera vez en ocho años que la industria creciera por encima del promedio de la economía.

La dinámica industrial se ha venido acelerando: cayó 1.8 y 0.2 en el primer y segundo trimestres del año, mientras que en el tercero creció 3.2 y en el cuarto trimestre 4%. Sin embargo, esto no fue suficiente para incrementar el consumo de gas natural y lograr tasas de crecimiento positiva frente a 2014, pues consumo en regiones como Costa, Suroeste y Noreste, disminuyó en 13.1%, 10% y 13.7% respectivamente, como consecuencia de bajos crecimientos en sus índices de producción real.

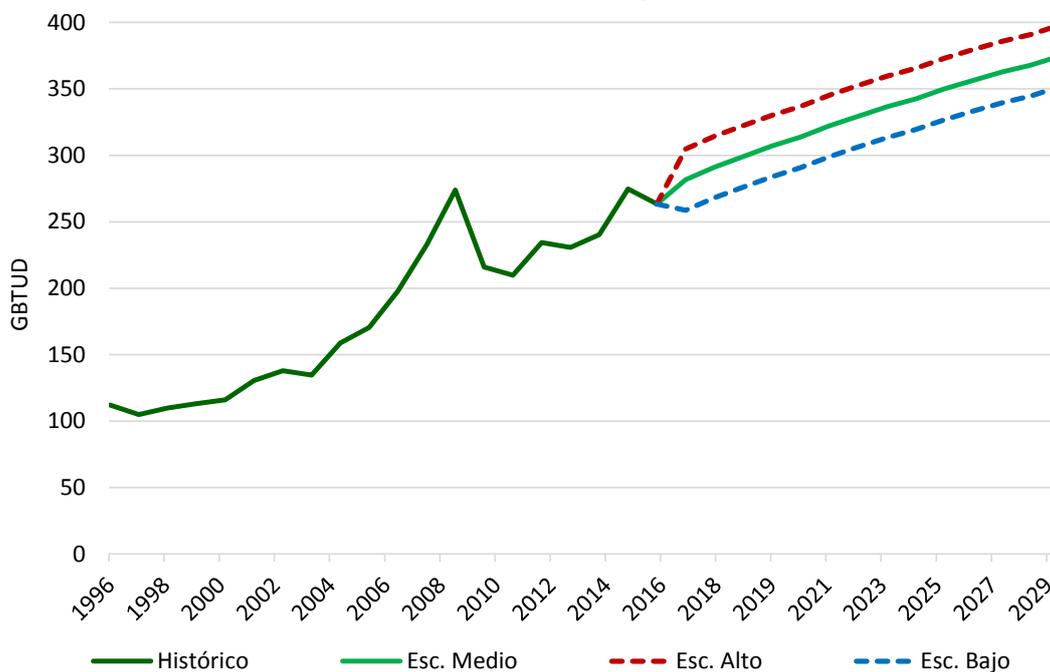
La proyección de demanda del sector industrial fue modelada mediante vectores de corrección del error –VEC-, en los que se relacionó la demanda nacional del sector con el precio del gas natural de La Guajira, el precio del carbón como sustituto en procesos de calentamiento y el PIB proyectado del sector Industrial⁷. La proyección del PIB trimestral es realizada en la Unidad.

La demanda proyectada en el escenario medio para el período 2015 – 2029 (Gráfica 2-8) presenta un crecimiento medio anual de 2.3%, pasando de 262.3 GBTUD en 2015 a 374.6 GBTUD en 2029 con un aumento de la demanda de 111. 3 GBTUD. También se muestran los intervalos de confianza de 95%, como escenarios alto y bajo. En comparación con revisiones anteriores, se proyecta un crecimiento menor del consumo de gas natural de la industria, debido al bajo crecimiento proyectado de la economía y a la desaceleración que presentó en 2014 y el bajo crecimiento de 2015.

Regionalmente, Centro y Costa se mantienen como las de mayor participación relativa, llegando a 60% al final del período de estimación, pese a que las tasas de crecimiento medio solo alcanzan 2.4% y 1.7% promedio año, crecimiento superado por el de regiones como Noreste, Suroeste y Noroeste, que logran valores de 3.8%, 2.9% y 2.8% respectivamente, pero con contribuciones pequeñas, tanto al inicio como al final del horizonte de la proyección, tal y como se muestra en la Gráfica 2-9.

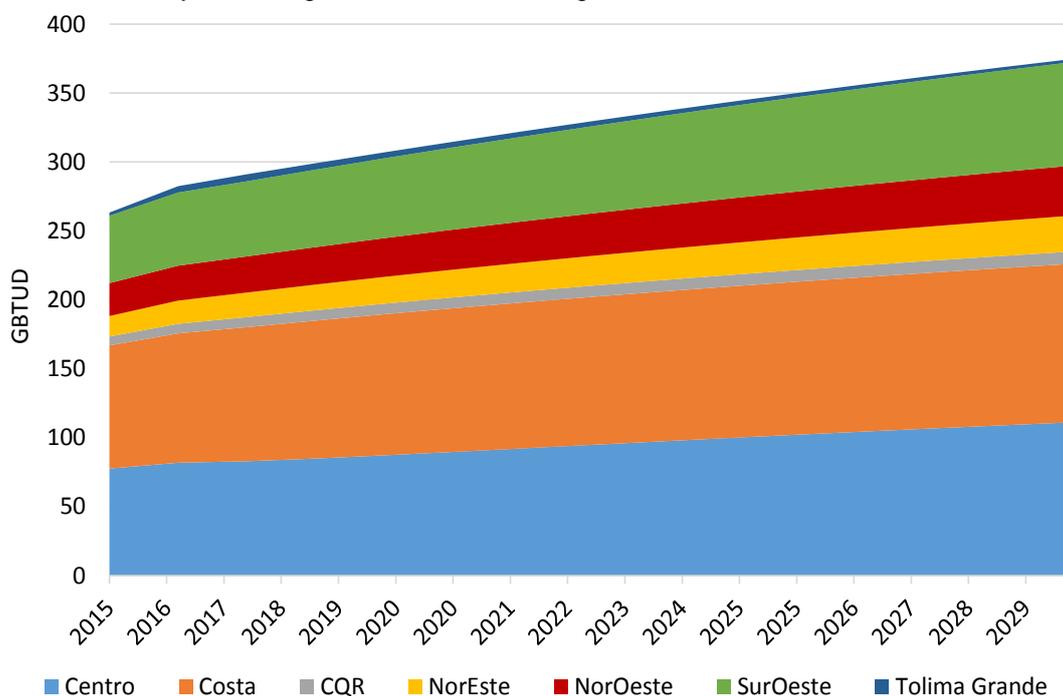
⁷ UPME. Proyección de Demanda Gas Natural. Revisión Marzo 2015. En línea:
http://www.sipg.gov.co/Portals/0/Demanda/UPME_ProyeccionDemanda_Gas_Natural_Marzo_2015.pdf

Gráfica 2-8: Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector industrial



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Gráfica 2-9: Proyección regional de demanda de gas natural sector industrial, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

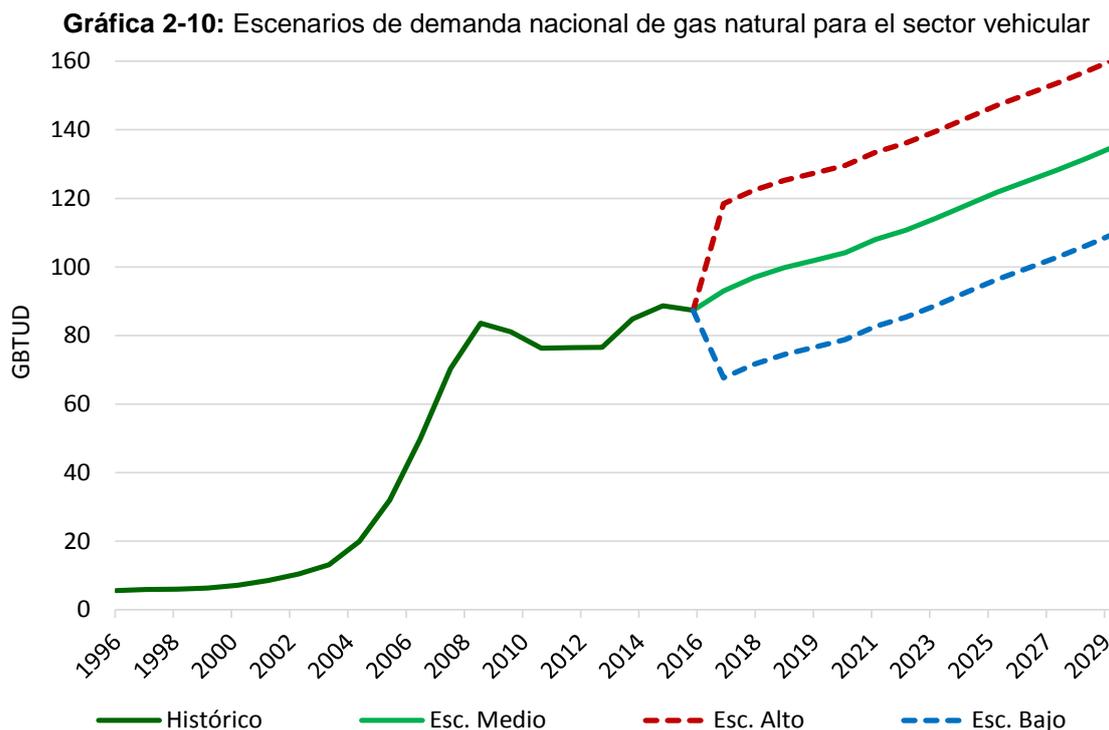
2.1.5 Sector Transporte Vehicular

La estimación de demanda de gas natural como combustible para vehículos se realizó mediante un modelo analítico denominado ENPEP⁸ el cual simula la operación de sistema energéticos, donde los requerimientos energéticos son explicados por variables de crecimiento económico nacional y regional, y pueden ser atendidos por diferentes energéticos según sean sustituibles. La proyección se basa en un modelo de movilidad de pasajeros y carga.

En este modelo se incluyen las proyecciones de precios de los diferentes energéticos, las proyecciones de producción de combustibles, los planes de oxigenación de gasolina y ACPM, los planes de transporte masivo con diferentes alternativas de combustible, entre otras variables. Los datos presentados corresponden a la revisión del mes de diciembre de 2015.

Al finalizar 2015, el consumo promedio llegó a 87 GBTUD, registrando una reducción del 1.4% frente a 2014, la cual es explicada por un menor consumo en las regiones del Interior del país, cuya pérdida fue de 6% con relación al 2014. Solo la región de la Costa mostró resultados positivos creciendo 14% al pasar de 19 GBTUD a 21 GBTUD.

El escenario medio crecerá al 3.2% al pasar de 87 GBTUD en 2015 a 135 GBTUD en 2029, tal como se muestra en la Gráfica 2-10, como en los demás sectores se presenta escenarios alto y bajo definidos por un intervalo de confianza del 95%.

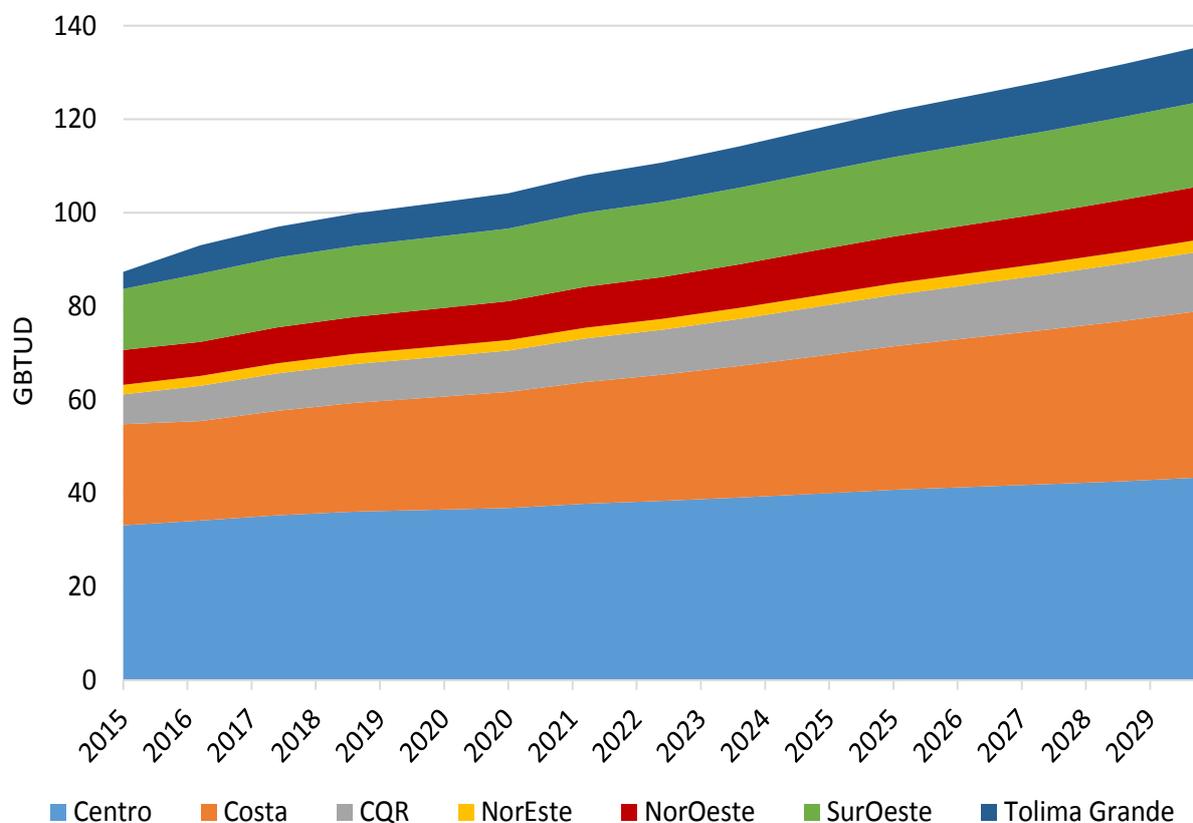


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

Regionalmente se estima que Tolima Grande, Noroeste y CQR serán las de mayor crecimiento con 5.1%, 4.6% y 4.5%, correspondientemente, mientras que Noroeste, Suroeste y Centro muestran los menores aumentos con 1.7%, 1.8% y 2.1% respectivamente. No obstante la región Centro será la de mayor participación relativa en todo el horizonte de análisis, seguida de Costa, como se aprecia en la Gráfica 2-11.

⁸ Energy and Power Evaluation Programme. Argonne National Laboratory

Gráfica 2-11: Proyección regional de demanda de gas natural sector transporte vehicular



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol, 2015.

2.1.6 Sector Termoeléctrico

El cálculo de la demanda de gas natural del sector termoeléctrico depende principalmente de los aportes hidrológicos, así como de la senda de expansión de la capacidad de generación eléctrica en el largo plazo. En este sentido se formulan varios escenarios, los cuales tienen una relación directa con el Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029, el cual fue adoptado por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 40095 del 01 de febrero de 2016.

Para determinar la demanda de gas en este sector, se utiliza el modelo energético *Stochastic Dual Dynamic Programming –SDDP-*, el cual simula la operación futura del Sistema Interconectado Nacional y proyecta el costo marginal del sistema, la generación de energía por central, junto con los respectivos consumos de combustible asociados a cada tecnología de generación.

Todo lo anterior en función de la proyección de demanda de energía eléctrica, los escenarios de expansión del parque generador, los costos de combustible utilizados para la generación de energía, los costos de operación y administración de cada una de las unidades generadoras, la disponibilidad de combustibles, las series hidrológicas, de velocidad del viento y de radiación solar históricas y proyectadas. La simulación se hace bajo el objetivo de minimizar los costos operativos del sistema.

El consumo de gas natural calculado por el SDDP no tiene en cuenta las limitaciones físicas y naturales de la red de transmisión de energía eléctrica, es decir, se asume un despacho uninodal, con un único nodo de generación y demanda. Así mismo, el modelo no contempla condiciones de mercado. Es por estas razones que se deben determinar de manera exógena los requerimientos

de combustible para las generaciones de seguridad⁹, las cuales están asociadas a las restricciones de cada una de las áreas y sub-áreas eléctricas del sistema. Para esto último se utiliza la herramienta de simulación eléctrica DIGSILENT.

Adicionalmente, se debe establecer para cada una de las plantas de generación el valor de consumo de combustibles en una etapa o instante de tiempo determinado, el cual es el máximo valor por unidad entre el consumo establecido por el SDDP, y el cálculo que está relacionado con los requerimientos de seguridad de la red eléctrica, es decir:

$$CG_{total_t} = \sum_{j=1}^n CG_{t,j}$$

$$CG_{t,j} = \max \left(CG_{SDDP_{t,j}}, CG_{restricción_{t,j}} \right) \cdot (1 + k)$$

$$CG_{SDDP_{t,j}} = \frac{1}{E} \cdot \left(\sum_{i=1}^E CG_{SDDP_{t,j,i}} \right)$$

Donde:

t: Es la etapa del horizonte de estudio. Para este caso mes o semana, dependiendo de la simulación.

CG_{total_t} : Es el consumo total de gas natural del sector termoeléctrico en la etapa *t*.

j: Índice relacionado a la planta termoeléctrica que es objeto de análisis.

$CG_{t,j}$: Es el consumo de gas natural de la planta termoeléctrica *j* en el la etapa *t*.

n: Es el número total de plantas térmicas en el sistema.

$CG_{SDDP_{t,j}}$: Es el consumo de gas natural de la planta *j* en la etapa *t*, proyectado por el modelo energético SDDP bajo un despacho uninodal.

$CG_{restricción_{t,j}}$: Es el consumo de gas natural de la planta *j* en la etapa *t*, proyectado por el modelo eléctrico DIGSILENT, considerando las limitaciones físicas de la red de transmisión y sub-transmisión del Sistema Interconectado Nacional-SIN.

k: Es el porcentaje adicional de consumo de combustible, que está relacionado a los arranques y paradas de cada una de las plantas de generación.

E: Es el número total de escenarios de largo plazo simulados.

i: Índice asociado al escenario de largo plazo que es objeto de estudio.

$CG_{SDDP_{t,j,i}}$: Es el consumo de gas natural de la planta *j* en la etapa *t* para el escenario *i* del Plan de Expansión, proyectado por el modelo energético SDDP bajo un despacho uninodal.

Es importante mencionar que se hicieron simulaciones energéticas en el SDDP en dos etapas:

Simulación corto plazo

- Determinística con resolución semanal

⁹ La generación de seguridad es la potencia mínima que se debe garantizar en un área o sub-área eléctrica en un instante de tiempo, de tal manera que las contingencias más críticas en dicha zona no ocasionen violaciones en el SIN, es decir, inestabilidad de tensión, angular o de frecuencia, y niveles de carga superiores a los valores nominales en los principales elementos del sistema.

- Horizonte de corto plazo (enero 2016-diciembre 2018).
- Hidrología tipo fenómeno de El Niño entre enero y junio del año 2016, y de allí en adelante se considera neutralidad hidrológica.
- Demanda alta de la UPME revisión de enero de 2016 hasta junio del mismo año, para luego contemplar el escenario medio.
- Contratos de suministro de gas natural hasta diciembre del año 2017; después se asume disponibilidad infinita.
- Se consideran los mínimos técnicos individuales de cada embalse declarados para el cálculo del Cargo por Confiabilidad (Nivel de Embalse Probabilístico-NEP)
- Restricción agregada de embalse a través de la Curva de Aversión al Riesgo-CAR, la cual refleja el nivel mínimo requerido en el SIN para garantizar la operación de las centrales hidroeléctricas.

Simulación largo plazo

- Determinística con resolución mensual (etapa).
- Horizonte de largo plazo (enero 2019-diciembre 2030).
- Dos casos respecto a los aportes hidrológicos esperados. El primero contempla la hidrología de los fenómenos de El Niño de los periodos octubre 2014-marzo 2016 y marzo 1998-junio 1998, que remplazarían los aportes esperados en los periodos octubre 2019-junio 2021 y octubre 2024-junio 2026, respectivamente.

El segundo tiene en cuenta los mismos aportes críticos de los fenómenos antes referenciados, que remplazarían esta vez los aportes de los periodos octubre 2021-junio 2023 y octubre 2026-junio 2028, respectivamente. Para ambos escenarios hidrológicos durante el resto del horizonte se tienen en cuenta los aportes promedios históricos.

- Escenario alto de la proyección de demanda eléctrica, revisión octubre 2015.
- Cuatro (4) casos de expansión del parque generador (escenarios 5, 7 y 12 del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015-2029), y un escenario adicional denominado 12+.
- Se consideran los mínimos técnicos individuales de cada embalse declarados para el cálculo del Cargo por Confiabilidad (Nivel de Embalse Probabilístico-NEP)
- Restricción agregada de embalse a través de la Curva de Aversión al Riesgo-CAR, la cual refleja el nivel mínimo requerido en el SIN para garantizar la operación de las centrales hidroeléctricas.
- Disponibilidad infinita de gas natural.

Adicionalmente, cada una de las plantas térmicas que hacen parte del SIN se configuran en el modelo con un combustible principal y combustibles secundarios según correspondan los parámetros técnicos de cada una de ellas. El modelo despacha las plantas en función de la disponibilidad de cada uno de los recursos utilizados para la generación, así como del precio de cada uno de ellos, con el objetivo de minimizar los costos operativos del sistema.

Como se mencionó anteriormente, la disponibilidad de gas a corto plazo, es decir hasta el año 2017, está limitada por contratos de suministro y a partir de ese momento se asume disponibilidad infinita de gas. En el caso de otros combustibles como carbón o líquidos se asume disponibilidad infinita a lo largo de todo el periodo de análisis.

Como parte del ejercicio de modelamiento prospectivo, la UPME estudió y definió en el Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión 2015-2029 ocho (8) posibles escenarios para la matriz energética de generación, con base en la dotación de recursos naturales, el registro de proyectos de generación y las solicitudes de conexión, encontrando que se requieren entre 4,208

y 6,675 MW de expansión para la próxima década, adicionales a los ya definidos mediante el Cargo por Confiabilidad.

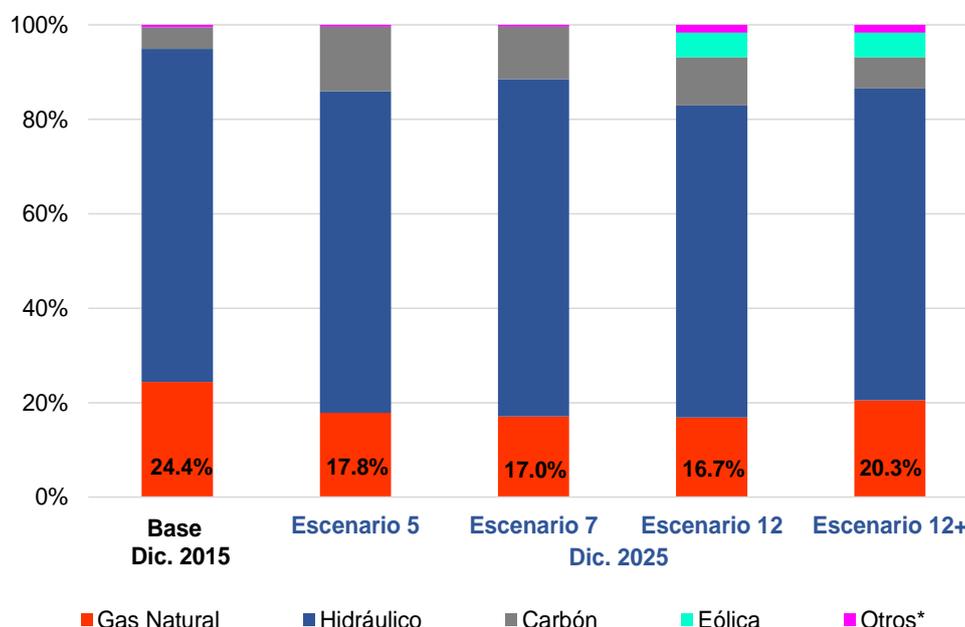
Estos escenarios consideran las intenciones que manifiestan los agentes en el desarrollo de proyectos, así como los potenciales recursos energéticos (hídrico, gas, carbón, biomasa, solar, geotérmico, etc.) del país.

De los escenarios formulados para la proyección de la demanda de gas natural se tuvieron en cuenta tres (3): los escenarios 5, 7 y 12, destacándose este último con la mayor resiliencia hidráulica (la capacidad de adaptación ante eventos hidrológicos extremos), el buen comportamiento relativo a bajos costos de generación (costo marginal de la demanda), los menores requerimientos de capital y uno de los más bajos factores de emisión de gases efecto invernadero.

A partir del escenario 12 se construyó uno nuevo denominado 12+, el cual se diferencia del original en su composición térmica, contemplando más plantas térmicas que utilizan el gas natural como combustible principal. La mezcla tecnológica de los escenarios para la capacidad adicional a la definida por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad se muestra en la Gráfica 2-12.

Para el Escenario Medio (igual al Alto) se simuló la ocurrencia de Fenómenos de El Niño, tomando de la simulación del SDDP las hidrologías más severas; esto es, las cuatro series que tenían la energía afluente menor. Con esto se pretende forzar el sistema de gas ante contingencias tipo El Niño. Es de resaltar el efecto de la entrada de la Línea de Transmisión de Cerromatoso-Chinú-Copey, que alivia carga al sistema hacia el 2019. Para el Escenario Bajo se considera el promedio de todas las hidrologías proyectadas por el modelo.

Gráfica 2-12 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoeléctrico

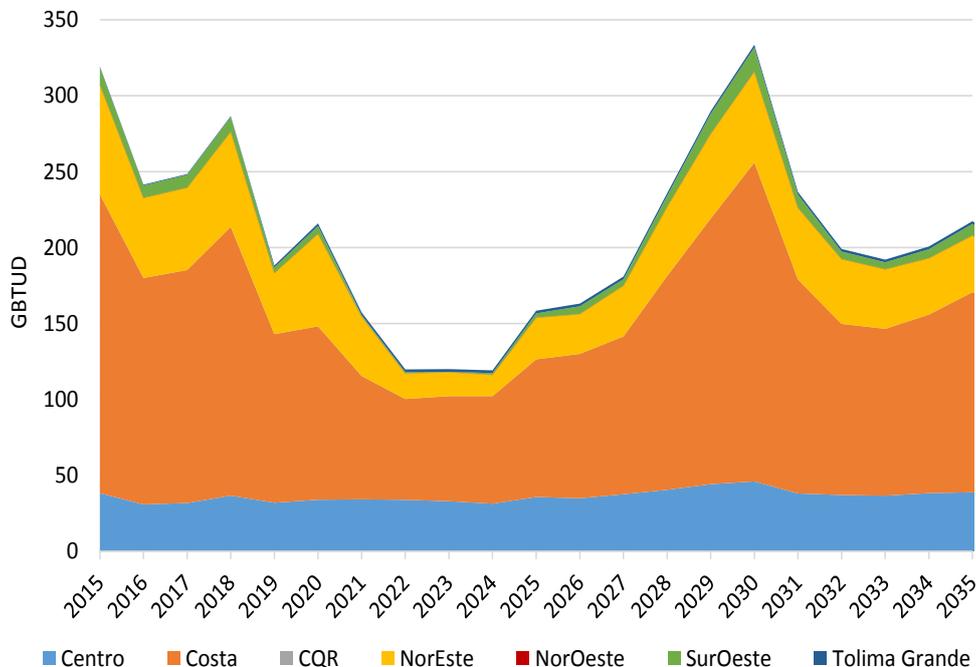


Fuente: UPME y XM.

Es necesario mencionar que lo anterior, es debido a la dependencia de la generación eléctrica de la hidrología y la incertidumbre de ésta última que implica una banda de posibilidades de consumo de gas natural para este sector. Tal banda de posibilidades es aún mayor si se considera que sobre la expansión futura de largo plazo de la capacidad de generación eléctrica tampoco se tiene certidumbre.

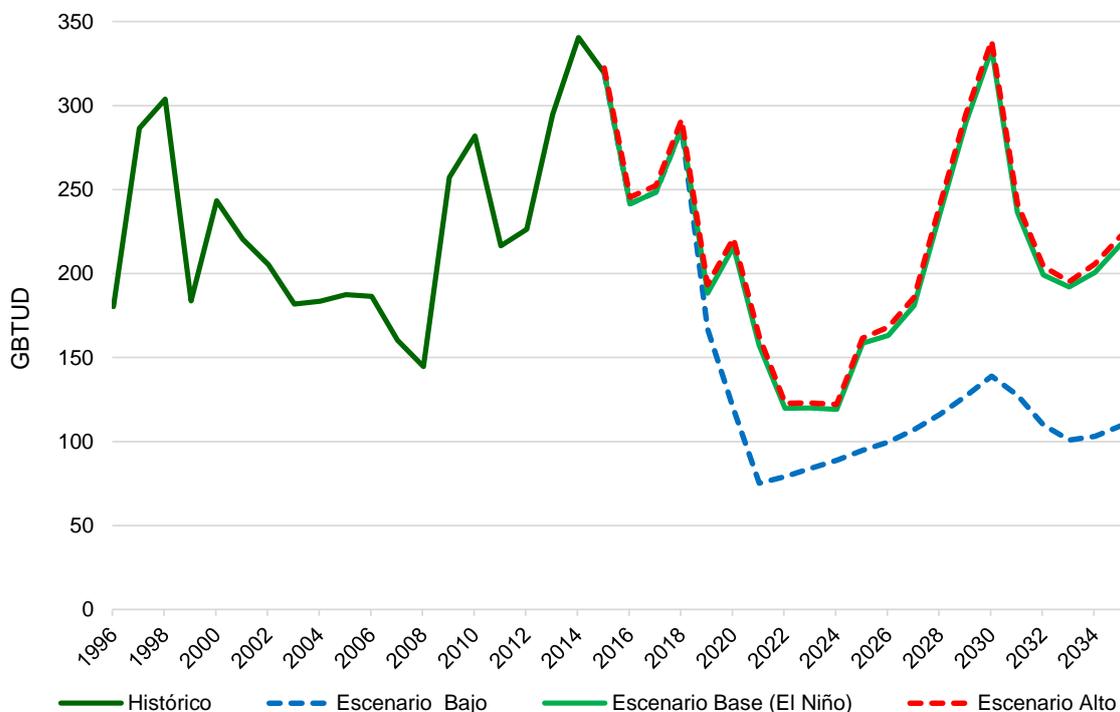
En general, la incertidumbre propia de la planeación del sistema eléctrico se traslada a la planeación del sistema de gas natural. La Gráfica 2-13 muestra la demanda regional de gas natural para generación de electricidad.

Gráfica 2-13 Proyección regional de demanda de gas natural sector termoelectrico, escenario base.



Fuente: UPME.

Gráfica 2-14 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector termoelectrico.



Fuente: UPME.

De las Gráfica 2-12 a Gráfica 2-14 se puede concluir:

- La demanda de gas natural para el sector termoeléctrico seguirá aumentando entre los años 2016 a 2018, debido al incremento de generaciones de seguridad, en particular en la Región Caribe. Lo anterior específicamente en los departamentos de Atlántico y Bolívar, 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.

Asimismo, se observan necesidades de gas natural en el área Nordeste en menor proporción, particularmente en el departamento del Casanare, ellas relacionadas a un despacho permanente de Termoyopal para el soporte de tensión en la red eléctrica del Operador de Red Enerca.

- Se aprecia un pico de consumo en el año 2018, por generación de seguridad que se debería programar para soportar nuevas cargas de aproximadamente 300 MW en la Costa Atlántica, asociadas con proyectos mineros y sociedades portuarias que implican aumento en el consumo cercano a 83 GBTUD. Para el año 2030, también se asume la posibilidad de altos consumos por generación de seguridad que se reducirían por la entrada en operación de nuevas líneas de transmisión.
- 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 de nuevos proyectos hidroeléctricos como Ituango y Porvenir, 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.

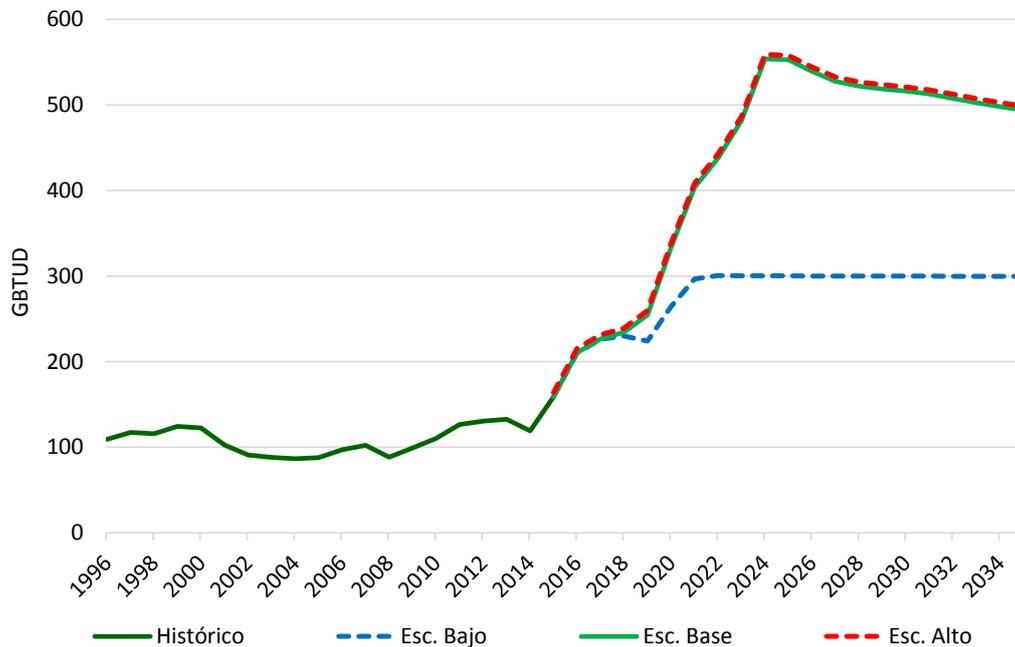
2.1.7 Sector Petrolero

La proyección de demanda del sector petrolero corresponde a los consumos previstos de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, consumos de la región Centro destinados a la generación de electricidad y consumos destinados a la producción petrolera. El escenario bajo corresponde a la estimación de demanda futura de ECOPETROL de consumos actuales y proyectos aprobados.

El escenario alto y medio (iguales) corresponden a los consumos esperados de proyectos sin aprobación, que desde las previsiones de la UPME son necesarios para el abastecimiento nacional del petróleo y combustible líquidos (ver Gráfica 2-15) y que eventualmente podrían ser desarrollados por otro agente. Tal es el caso de la proyectos de recuperación mejorada de crudo en campo Teca Fase II en el Magdalena Medio, cuya fase piloto se adelanta actualmente con resultados positivos. En la proyección se destacan los siguientes eventos Gráfica 2-16:

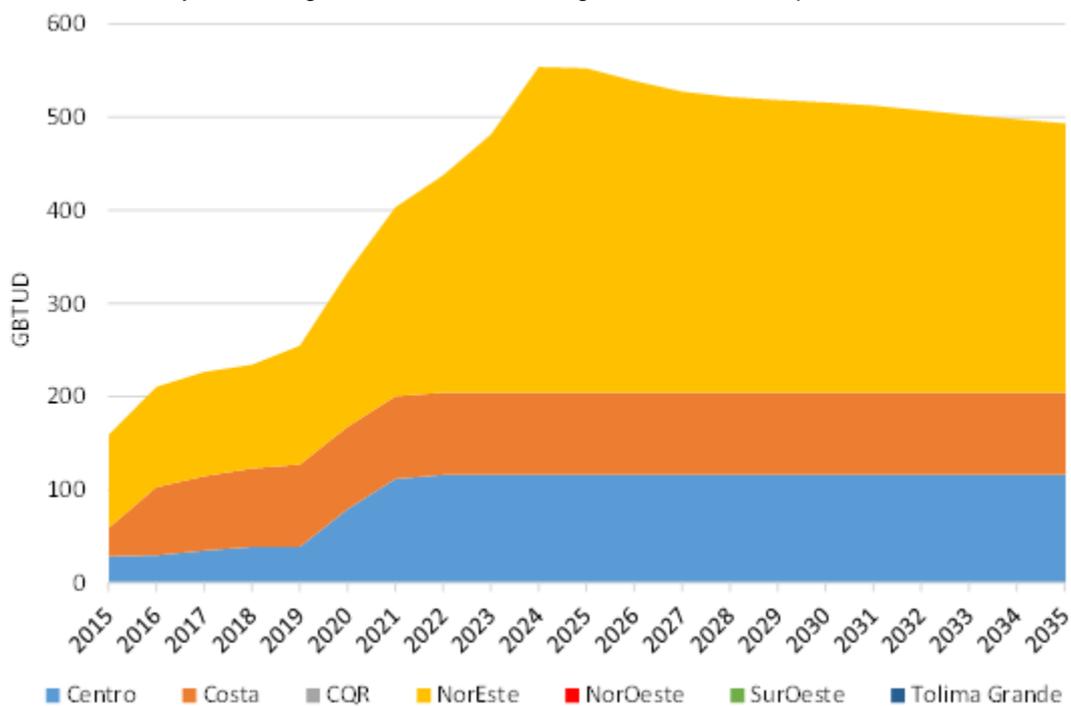
- Ampliaciones en la refinería de Cartagena hasta 87 GBTUD en la región Costa, entre los años 2016-18.
- Proyecto Integral de Energía en los Llanos (Casanare): Proyecto de autogeneración eléctrica de 700 MW que demandaría hasta 79 GBTUD en la región Centro en el año 2020-21.
- Ampliación capacidad de producción en la refinería Barrancabermeja: Demandaría hasta 70 GBTUD más hacia el año 2023.
- Consumo para producción de petróleo (recuperación mejorada) en el Magdalena Medio (Nordeste) hasta por 180 GBTUD.

Gráfica 2-15 Escenarios de demanda nacional de gas natural para el sector Petrolero



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2014.

Gráfica 2-16 Proyección regional de demanda de gas natural sector petrolero, escenario medio.



Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

2.2 Proyección demanda gas natural nacional

A nivel nacional, se estima que la demanda de gas natural en el escenario medio alcanzará un crecimiento promedio año de 2.2 % entre 2015 y 2035, pasando de 1,060 GBTUD a 1,707 GBTD, impulsada por el crecimiento económico, aumento de población y sustitución de algunos

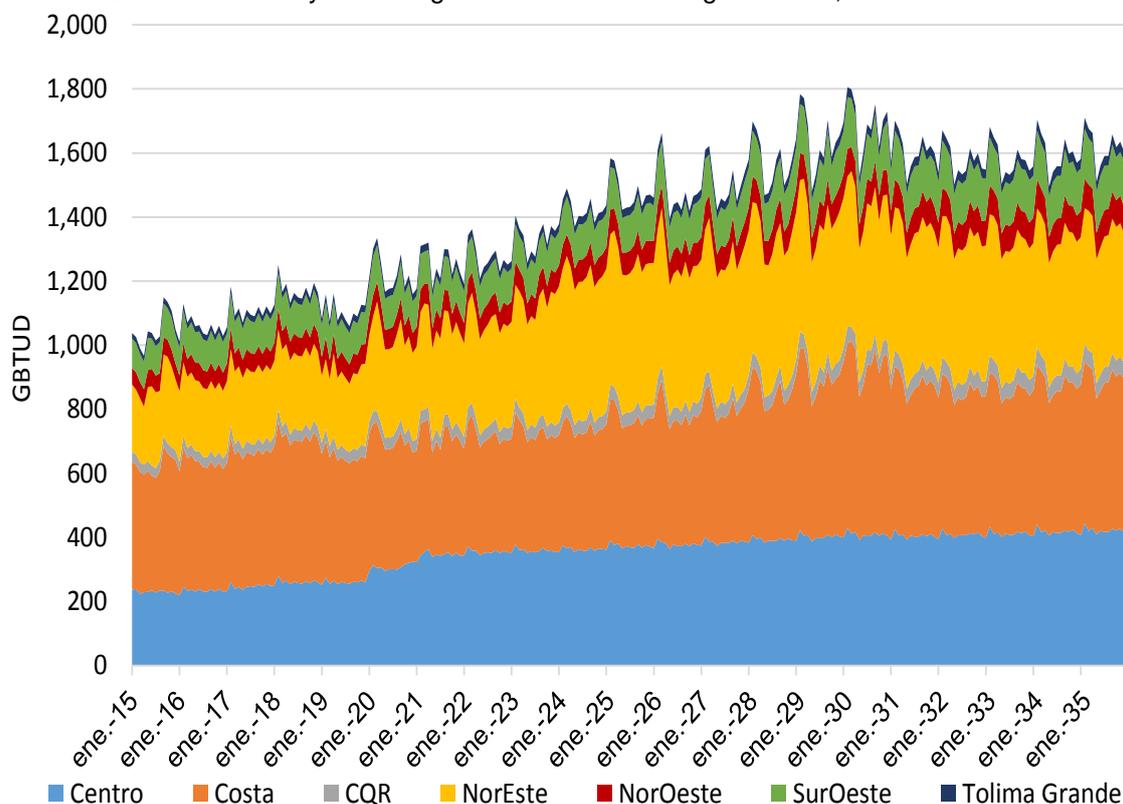
energéticos menos eficientes por gas natural, en cumplimiento de las recomendaciones ambientales de la reunión de Paris de año 2015.

Cabe señalar que a los valores antes proyectados se añadió la proyección de consumo de los sistemas de compresión para la operación de transporte, el cual se consideró que corresponde a 2.5% de la suma de la demanda de los demás sectores.

El crecimiento de las regiones está determinado por las características y actividades económicas que se desarrollan en las mismas. La Región Costa mantiene la mayor participación relativa a lo largo de la estimación, seguida por las regiones de Noroeste y Centro, constituyéndose en la de mayor contribución a la demanda.

En la Gráfica 2-17 se aprecia como en la región Noreste, después del año 2020, la demanda aumenta significativamente como consecuencia de la ampliación de la refinería de Barrancabermeja y el desarrollo de extracción de petróleo con mecanismos de recuperación secundaria.

Gráfica 2-17 Proyección regional de demanda de gas natural, escenario medio.



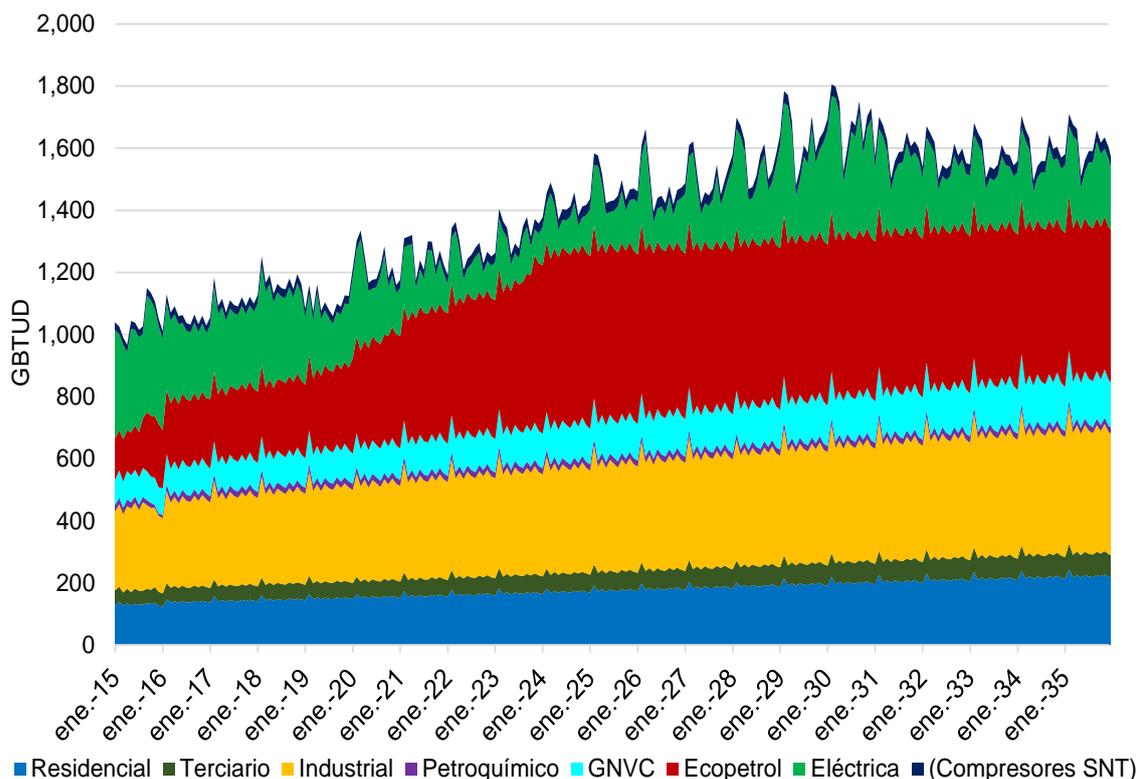
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

También se puede observar que entre los años 2018 y 2019 hay una variación importante en la región Costa, resultado del aumento en generaciones de seguridad, de la conexión de nuevas cargas en 2018 y de la entrada de líneas de transmisión de electricidad desde el interior en 2019.

En la Gráfica 2-18 se presentan las estimaciones de demanda sectorial de gas natural correspondiente al escenario medio. De los siete sectores considerados, el residencial, terciario, vehicular, petroquímico e industrial crecen a una tasa relativamente estable, guiados principalmente por el crecimiento de la economía, de la población y la cobertura del servicio.

El sector que presenta un mayor aumento en sus consumos es el petrolero. Dicho aumento responde al desarrollo de proyectos de la compañía (Ecopetrol) como las ampliaciones de sus refinerías, la autogeneración de energía en la zona de los Llanos Orientales y consumos para incrementar la producción petrolera.

Gráfica 2-18 Proyección sectorial de demanda de gas natural, escenario medio.



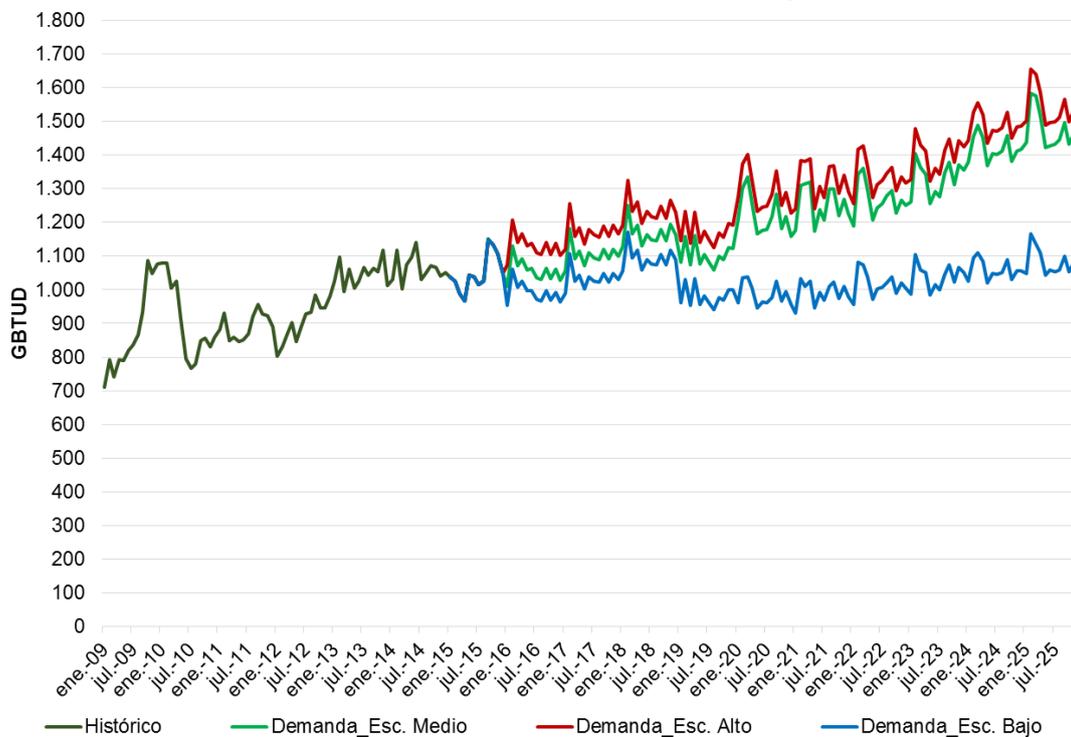
Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

El sector termoeléctrico muestra variabilidad relacionada con la posibilidad simulada de que se presenten fenómenos hidrológicos secos en cualquier año del horizonte y aumentos de carga en zonas con restricciones de transporte de electricidad.

El sector termoeléctrico muestra variabilidad que depende de fenómenos atmosféricos (períodos secos) y aumentos de carga en zonas con restricciones de transporte de electricidad y hacen que al final del periodo de proyección aumente la demanda de gas natural para responder a las necesidades del Sistema Interconectado Nacional, SIN. No obstante en el periodo 2022 - 2025 se proyecta una menor demanda de gas natural originada en la entradas de proyectos de generación y de infraestructura de transporte que reducirán los requerimientos de gas natural para la generación eléctrica.

Por último, se presenta la evolución proyectada de la demanda de gas natural para los escenarios alto, medio y bajo, con resolución mensual en la Gráfica 2-19.

Gráfica 2-19: Escenarios de demanda nacional de gas natural

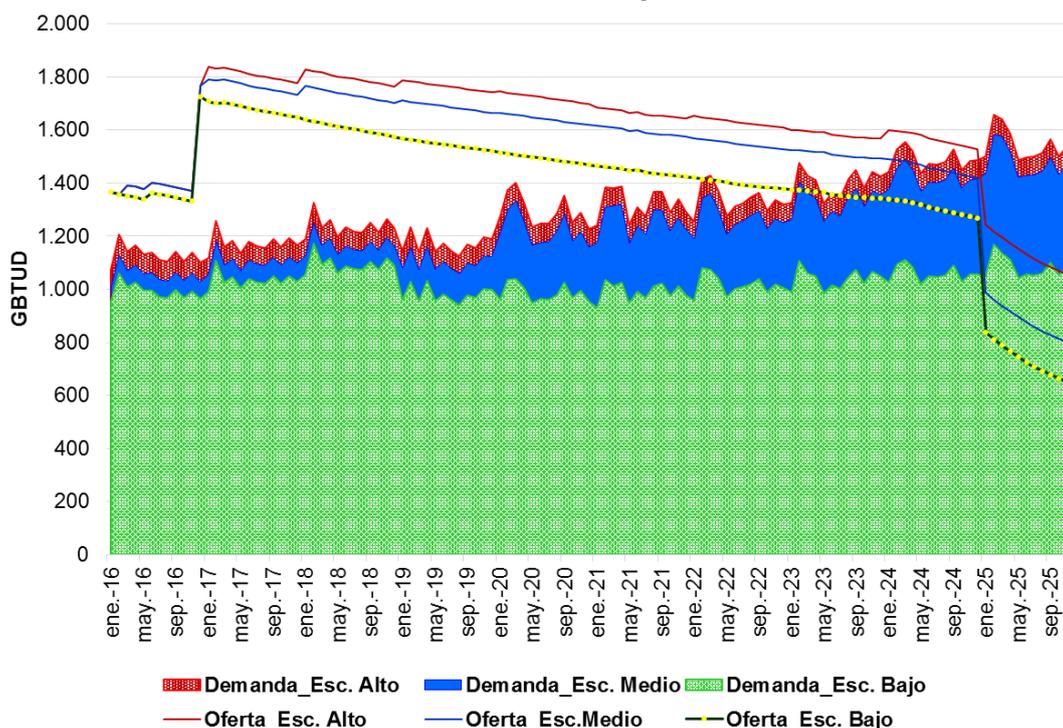


Fuente: UPME, con base en datos de Concentra, CNO-Gas, Ecopetrol y DANE, 2015.

3. BALANCE DE GAS NATURAL

Contrastado los escenarios de demanda estimados por la UPME y de oferta resultante de la declaración de producción de 2016, se efectuó el balance con resolución mensual, a fin de establecer con detalle los periodos en los cuales podrían presentarse superávits o déficits de gas natural a nivel nacional. Los resultados del balance de gas natural se presentan en la Gráfica 3-1

Gráfica 3-1. Escenarios de oferta de gas natural 2016-2025



Fuente: UPME – MME 2016

Los resultados de los análisis indican lo siguiente:

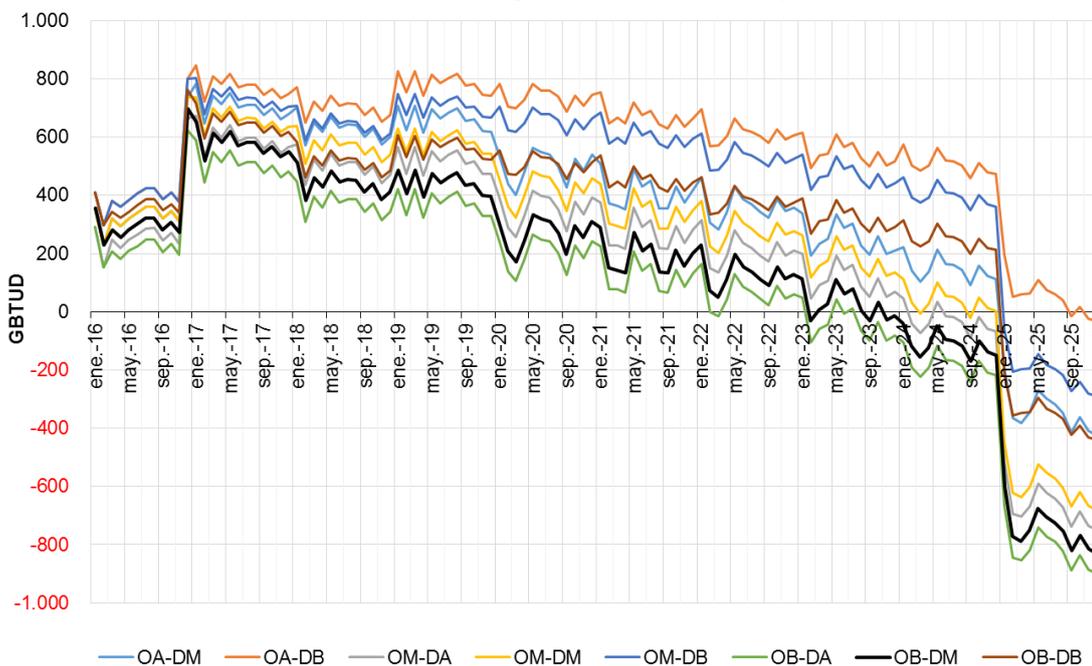
Con el **escenario bajo de oferta** y medio de demanda se presenta equilibrio hasta Noviembre de 2023, hasta enero de 2025 frente al escenario de demanda baja y hasta febrero de 2023 con el escenario de demanda alta.

Con el **escenario medio de oferta** y los escenarios medio y bajo de demanda se presenta equilibrio hasta el mes de enero de 2025. Frente al escenario alta de demanda y el escenario medio de oferta se nota déficit desde marzo de 2024.

Contrastando el **escenario alto de oferta** con el escenario alto, medio y bajo de demanda se observa equilibrio hasta enero de 2025 frente a la demanda alta y media y hasta septiembre del 2025 contra el escenario bajo de demanda.

En la Tabla 3-1 se presentan en cuadro resumen de las fechas mencionadas y en la Gráfica 3-2 se pueden observar los debalances entre la combinación de escenarios.

Gráfica 3-2. Balance de gas natural (Superávit y Déficit)



Fuente: UPME – MME. 2016

Tabla 3-1. Fechas de déficit frente a diferentes escenarios

Combinación de escenarios		Fecha inicio déficit
Oferta Alta - Demanda Alta	OA-DA	ene-25
Oferta Alta - Demanda Media	OA-DM	ene-25
Oferta Alta - Demanda Baja	OA-DB	sep-25
Oferta Media - Demanda Alta	OM-DA	feb-24
Oferta Media - Demanda Media	OM-DM	ene-25
Oferta Media - Demanda Baja	OM-DB	ene-25
Oferta Baja - Demanda Alta	OB-DA	feb-23
Oferta Baja - Demanda Media	OB-DM	nov-23
Oferta Baja - Demanda Baja	OB-DB	ene-25

Fuente: UPME – MME. 2016

CONCLUSION

De acuerdo con lo establecido por la Resolución CREG No. 089 de 2013 en su artículo 24 y las Resoluciones que la modifican, se concluye que la oferta certificada a la fecha por los productores e importadores abastecerá la demanda nacional de gas natural proyectada por la UPME (según el escenario medio), hasta Noviembre de 2023.

