

REPÚBLICA DE COLOMBIA
Ministerio de Minas y Energía



ESTUDIO TÉCNICO PARA EL PLAN DE ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

- Documento de consulta -

Bogotá D.C, enero 10 de 2020

TABLA DE CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCION.....	8
1 PERSPECTIVAS EN LA OFERTA.....	10
1.1 Reservas de Gas Natural.....	11
1.2 Declaración de producción de gas natural 2019-2028	12
1.3 Expectativas de Oferta en el corto y mediano plazo	15
1.4 Escenarios de oferta de gas natural para elaboración del balance	17
2 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL	19
2.1 Escenarios de precios de GNL	19
2.1.1 Corto Plazo.....	19
2.1.2 Largo Plazo	20
2.2 Fuentes de Exportación de GNL.....	21
2.3 Costo de GNL en Colombia	22
3 PROYECCIONES DE DEMANDA.....	25
3.1 Contexto actual.....	25
3.1.1 Demografía.....	28
3.1.2 Crecimiento económico	28
3.1.3 Precios	29
3.2 Escenario medio de proyección de demanda de gas natural	29
3.2.1 Proyección de demanda sector no termoeléctrico	29
3.2.2 Proyección de demanda del sector termoeléctrico.....	30
3.2.3 Agregado de la proyección de demanda por sectores de consumo	37
3.3 Escenarios de demanda de gas natural en los sectores de consumo final Plan Energético Nacional (PEN)	39
3.3.1 Escenario 266.....	40
3.3.2 Escenario Nuevas Apuestas.....	41
4 BALANCE OFERTA - DEMANDA	42
4.1 Balance Nacional.....	42
4.1.1 Balance1: Escenario de Oferta 1 & Escenario medio de proyección de demanda.....	42
4.1.2 Balance 2: Escenario de oferta 2 & Escenario medio de proyección de demanda.....	44
4.1.3 Balance 3: Escenario de oferta 3 & Escenario medio de proyección de demanda.....	45
4.2 Balance Regional	46
4.2.1 Balance Costa	46
4.2.2 Balance Interior	47
5 OBRAS DE INFRAESTRUCTURA.....	49
5.1 Obras de infraestructura identificadas.....	49
5.2 Principales servicios asociados de las obras de infraestructura identificadas	50
5.2.1 Planta de Almacenamiento y Regasificación	50
5.2.2 Gasoducto Buenaventura - Yumbo.....	51

5.2.3	Bidireccionalidad en el tramo Yumbo – Mariquita	51
5.2.4	Bidireccionalidad en el tramo Barranquilla – Ballena	51
5.2.5	Interconexión tramo Barranquilla – Ballena con el tramo Barrancabermeja - Ballena	51
5.2.6	Bidireccionalidad en el tramo Barrancabermeja – Ballena	51
5.2.7	Ampliación capacidad de transporte ramal Jamundí.....	51
5.2.8	Ampliación capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday.....	52
5.3	Obras de infraestructura en estudio.....	52
5.3.1	Interconexión Costa- Interior.....	52
5.3.2	Bidireccionalidad Medellín – Sebastopol.....	53
5.3.3	Interconexión Cúcuta al Sistema Nacional de Transporte.....	53
6	ANÁLISIS ECONÓMICOS DE LAS OBRAS DE INFRAESTRUCTURA.....	54
6.1	Beneficio / Costo obras de infraestructura identificadas (B/C)	54
6.2	Indisponibilidad campos de producción	54
6.3	Costo de racionamiento.....	55
6.4	Infraestructura de Importación de gas del Pacífico y obras asociadas.....	55
6.5	Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena	56
6.5.1	Evaluación por confiabilidad	56
6.6	Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena.....	56
6.6.1	Evaluación por confiabilidad	56
6.7	Ampliación Capacidad de Transporte Ramal Jamundí	57
6.8	Ampliación Capacidad de Transporte Mariquita – Gualanday.....	58
6.8.1	Evaluación por abastecimiento	58
7	BENEFICIARIOS DE LAS OBRAS	60
7.1.1	Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y obras asociadas	60
7.1.2	Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena	66
7.1.3	Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena.....	66
7.1.4	Aumento capacidad de transporte en el ramal Jamundí	66
7.1.5	Aumento capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday	66
8	ANÁLISIS DEL IMPACTO TARIFARIO AL USUARIO FINAL.....	67
8.1	Valoración de estampillas según los beneficiarios identificados.....	67
8.2	Impacto tarifario a usuario final.....	68
8.2.1	Impacto tarifario (G+T) estampillas y beneficiarios identificados.....	69
8.2.2	Impacto tarifario (G+T) estampilla nacional.....	70
8.3	Comparativo estampilla regional y nacional.....	71
8.4	Estampilla asumiendo contratación del sector termoeléctrico	72
9	RESUMEN Y CONCLUSIONES	74
Anexo	76
Anexo 1. Análisis Interconexión Cúcuta		76

LISTA DE GRÁFICAS

	Pág
Gráfica 1. Reservas Gas Natural	11
Gráfica 2. Reservas de gas natural por cuenca	12
Gráfica 3. Declaración de producción por componente	13
Gráfica 4. Declaración de producción por cuenca	14
Gráfica 5. Comparación declaración de producción 2018 - 2027 & 2019 – 2028	15
Gráfica 6. Escenarios de oferta gas natural a mediano plazo	17
Gráfica 7. Escenarios de oferta de gas natural a largo plazo	18
Gráfica 8. Estimación de precio Spot GNL y Henry Hub Corto Plazo	20
Gráfica 9. Estimación de precio Spot GNL y Henry Hub Largo Plazo	21
Gráfica 10. Rango de Precios del GNL en Buenaventura regasificado Vs precios nacionales	23
Gráfica 11. Evolución del crecimiento de demanda por sectores de consumo	26
Gráfica 12. Evolución demanda por regiones de consumo	27
Gráfica 13. Evolución del consumo de gas natural 1996 – 2018	27
Gráfica 14. Índice de Seguimiento a la economía, sector Manufacturero	30
Gráfica 15. Caudales Afluentes	31
Gráfica 16. Series de caudales al SIN y ONI	32
Gráfica 17. Proyección ONI	32
Gráfica 18. Aportes Energéticos	33
Gráfica 19. Despacho de Generación	35
Gráfica 20. Proyección sector termoeléctrico escenario estocástico	35
Gráfica 21. Escenario determinístico sector termoeléctrico	37
Gráfica 22. Escenario medio proyección de demanda, sept. 2019	37
Gráfica 23. Evolución índice de precios gas natural sector industrial	38
Gráfica 24. Suscriptores gas natural sector residencial	39
Gráfica 25. Evolución demanda de gas natural en sectores de consumo final escenario 266	40
Gráfica 26. Evolución demanda de gas natural en sectores de consumo final escenario Nuevas Apuestas	41
Gráfica 27. Balance 1, Escenario de Oferta 1 & Escenario medio de proyección de demanda	43
Gráfica 28. Balance 2, Escenario de oferta 2 & Escenario medio de proyección de demanda	44
Gráfica 29. Balance 3, Escenario de oferta 3 & Escenario medio de proyección de demanda	45
Gráfica 30. Balance Regional Costa	47
Gráfica 31. Balance Regional Interior	48
Gráfica 32. Reporte SIMI 2015-2018, CNO- GAS	54
Gráfica 33. Proyección de Regasificación de Gas Natural en Buenaventura.	61

LISTA DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1. Calentamiento del Mar área centro-este del Océano Pacífico.....	31
Ilustración 2. Red enmallada a largo plazo	53
Ilustración 3. Uso relativo de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico	62
Ilustración 4. Uso Flujo comprometido en tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, diciembre de 2023 (MPCD).	64
Ilustración 5. Uso Flujo comprometido en tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, enero de 2024 (MPCD)	65
Ilustración 6. Consumo Térmicas del interior	72

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Rango costos licuefacción, transporte marítimo y regasificación.....	24
Tabla 2. Consumo de gas por planta térmica.....	36
Tabla 3. Tasas de crecimiento anual promedio por sector de consumo, sept. 2019	38
Tabla 4. Obras identificadas Plan Abastecimiento de Gas Natural.....	49
Tabla 5. Valor presente de la Demanda No Abastecida y de la inversión Infraestructura de Importación por abastecimiento y confiabilidad.....	55
Tabla 6. Valor Estimado Demanda No Abastecida Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena por confiabilidad.....	56
Tabla 7. Valor presente de la Demanda Estimada No Abastecida y de la inversión Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena por abastecimiento	56
Tabla 8. Valor Estimado Demanda No Abastecida Barrancabermeja – Ballena por abastecimiento.....	57
Tabla 9. Valor presente de la Demanda Estimada No Abastecida y de la inversión Barrancabermeja – Ballena por abastecimiento.....	57
Tabla 10. Valor Estimado Demanda No Abastecida Ramal Jamundí por Abastecimiento	58
Tabla 11. Valor presente de la Demanda Estimada No Abastecida y de la inversión Ramal Jamundí por Abastecimiento.....	58
Tabla 12. Valor Estimado Demanda No Abastecida Mariquita – Gualanday por abastecimiento.....	58
Tabla 13. Valor presente de la Demanda No Abastecida y de la inversión Mariquita – Gualanday por abastecimiento	59
Tabla 14. Proyección porcentaje de utilización por abastecimiento y confiabilidad de la Planta de Regasificación de Buenaventura.....	61
Tabla 15. Proyección porcentaje de utilización por abastecimiento de la Planta de Regasificación de Buenaventura	63
Tabla 16. Proyección porcentaje de utilización por confiabilidad de la Planta de Regasificación de Buenaventura	65
Tabla 17. Consolidado estampillas por beneficio regional.....	67
Tabla 18. Consolidado estampillas por beneficio nacional	68
Tabla 19. Costo de transporte actual y con estampilla	69
Tabla 20. Impacto tarifario (G+T) de las estampillas regionales.....	70
Tabla 21. Impacto tarifario (G+T) de la estampilla nacional	71
Tabla 22. Comparativos (G+T) estampilla.....	71
Tabla 23. Estampillas Infraestructura de Importación por beneficio regional y respaldo del grupo térmico del interior	72
Tabla 24. Estampillas Infraestructura de Importación por beneficio regional y respaldo del grupo térmico del interior	73

INTRODUCCION

Con la expedición del Decreto 2345 de 2015 y con base en los lineamientos planteados por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución 40052 de 2016, la Unidad de Planeación Minero – Energética pone a consideración del Ministerio y del sector en general el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural *Versión 2019*, que incluye entre otros aspectos los proyectos que se consideran necesarios para alcanzar los objetivos mencionado en el Decreto 2345, y en general una visión prospectiva de la potencial evolución del sistema en sus precios y cantidades.

Desde el lado de la oferta de gas natural, en el análisis se han incorporado hechos nuevos del mercado de gas que inciden en el proceso de planeamiento, lo que genera un panorama más optimista frente a lo considerado en versiones anteriores y tienen implicaciones de interés en las obras que finalmente se recomiendan en este estudio técnico.

Es así como hoy es posible tener en cuenta importantes expectativas de oferta de gas natural, que a largo plazo podrían llegar a integrar la curva de oferta de gas natural del país, y dar señales frente a la fecha de puesta en operación efectiva de infraestructura propuesta, y por ende, velar por el abastecimiento y la confiabilidad del sistema. Para mitigar las incertidumbres del lado de la oferta, la UPME junto con los agentes productores estudió las necesidades particulares de algunos campos para que nueva producción nacional pueda ser declarada oficialmente y para establecer fechas aproximadas en las cuales podría estar disponible para el sistema. Este ejercicio incorpora volúmenes de gas natural que no se encuentran incluidos en la declaración de producción pero que superando circunstancias o cumpliéndose las actividades necesarias para ello, pueden estar disponibles en el corto, mediano o largo plazo.

Adicionalmente, se espera la incorporación de nuevos volúmenes de gas natural con la asignación de bloques *OffShore* y *Onshore* como resultado de los Procesos Permanentes de Asignación de Áreas actualmente liderados por la ANH, y volúmenes adicionales provenientes de Yacimientos No Convencionales.

Del lado de la demanda, también se realizó un trabajo con los agentes del sector con el objeto de compartir conocimientos y obtener de primera mano la visión del comportamiento de la demanda en el mediano plazo, por su parte, la UPME ha realizado ajustes al modelo de proyección de la demanda del sector termoeléctrico que en épocas de niño le causa estrés al sistema nacional de gas natural. En ambos casos la acción del Estado es determinante para revertir la autosuficiencia perdida de abastecimiento y transporte de este energético para atención plena de la demanda.

Conviene destacar las expectativas de mayores consumos derivados de los nuevos proyectos del sector termoeléctrico como resultado de la subasta del cargo por confiabilidad para atender Obligaciones de Energía en Firme, así como las expectativas y mayores consumos en transporte masivo y de la industria en general. Desde el punto de vista de generación eléctrica hay más capacidad instalada y se tienen expectativas de incremento en los despachos producto de la penetración de renovables

El Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural aquí presentado, constituye un instrumento de planeación que proporciona una evaluación sobre disponibilidad de oferta y el crecimiento de la demanda de gas natural en el corto, mediano y largo plazo, brindando mayor certidumbre sobre los proyectos de infraestructura en suministro y transporte de gas natural en el país, así como elementos para la toma de decisiones de inversión. Para su elaboración, se ha contado con la mejor información disponible en las diferentes variables utilizadas de oferta, demanda, precios, entre otras.

Sin embargo, aun así, persisten incertidumbres tanto en oferta como en demanda, que dificultan la labor de planeamiento y aconsejan, en unos casos, anticipar decisiones respecto a los proyectos que se consideran fundamentales para la seguridad del suministro, como la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, y en otros casos, iniciar el estudio a nivel de ingeniería conceptual de proyectos como la expansión Noroccidental del Sistema de Transporte Nacional, que se vislumbra en el mediano plazo como una obra de infraestructura necesaria para el abastecimiento y confiabilidad conforme preliminares de los ejercicios de planeación realizados por la UPME.

Con todo lo expuesto anteriormente, este Estudio Técnico la Unidad ratifica las obras adoptadas mediante Resolución 40006 de 2018 y que deben ejecutarse para entrar en operación en los próximos 10 años con el fin de asegurar el abastecimiento y garantizar la confiabilidad del sector de gas natural en el mediano plazo en el país. Las obras que se ratifican son: i) La Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y toda la infraestructura necesaria para transportar dicho gas al Suroccidente y resto del país; ii) La infraestructura necesaria para asegurar el transporte de gas proveniente de los nuevos hallazgos del Valle Inferior del Magdalena y de la Planta de Regasificación de la Costa Atlántica, como lo es una Bidireccionalidad en el tramo Barranquilla - Ballena; iii) La infraestructura necesaria para asegurar el transporte Bidireccional en el tramo Barrancabermeja – Ballena; iv) Los refuerzos de transporte entre Mariquita y Gualanday necesarios para asegurar el abastecimiento de gas natural a la región Tolima Grande; y v) Los refuerzos de transporte necesarios para asegurar el transporte de gas a la región aguas abajo del ramal Jamundí.

1 PERSPECTIVAS EN LA OFERTA

Desde el lado de la oferta de gas natural, en el análisis se han incorporado hechos nuevos del mercado de gas que inciden en el proceso de planeamiento, lo que genera un panorama más optimista frente a lo considerado en versiones anteriores y tiene implicaciones de interés en las obras que finalmente se recomendarán.

Es así como hoy el sector de gas natural debe tener en cuenta situaciones que si bien aún no se han materializado como reservas de gas natural, generan grandes expectativas que a largo plazo podrían llegar a integrar la curva de oferta de gas natural del país y dan señales para la ubicación de infraestructura que permita asegurar el abasteciendo y la confiabilidad del sistema. Entre los hechos más relevantes se encuentran los siguientes:

i) La UPME ha realizado durante el 2019 un análisis para identificar posibles volúmenes de gas natural que no se encuentran incluidos en la Declaración de Producción, del Ministerio de Minas y Energía, pero que superando requerimientos particulares pueden estar disponibles en el corto, mediano o largo plazo para formar parte de la curva de oferta de gas natural. Este análisis se realiza con información de las empresas productoras o potenciales productoras de gas natural y se puede concluir que las principales corrientes adicionales de gas natural se encuentran en las cuencas del Valle Medio y Valle Inferior del Magdalena.

ii) La Agencia Nacional de Hidrocarburos expidió el Acuerdo No. 2 de 2019, mediante el cual aprobó el Proyecto de Términos de Referencia para el Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA). Durante la primera fase del proceso se tuvo como resultado la firma de 11 contratos, es de resaltar que en los bloques asignados se encuentran bloques con vocación de gas natural como el bloque Offshore GUA OFF 10 y el bloque Continental VIM 22. En la segunda fase del Proceso de Asignación Permanente se asignaron tres bloques adicionales con vocación gasífera.

iii) La Agencia Nacional de Hidrocarburos finalizó el proceso de conversión de cinco contratos de evaluación técnica a Contratos Offshore de Exploración y Producción de Hidrocarburos en los cuales se han presentado hallazgos importantes en recursos de gas natural.

iv) El Consejo de Estado aclaró el alcance de la decisión que mantuvo la suspensión provisional de las normas que regulan la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales a través de estimulación hidráulica, por cuanto la decisión no impide la realización de proyectos piloto de investigación, pruebas que fueron recomendadas por la Comisión de Expertos¹.

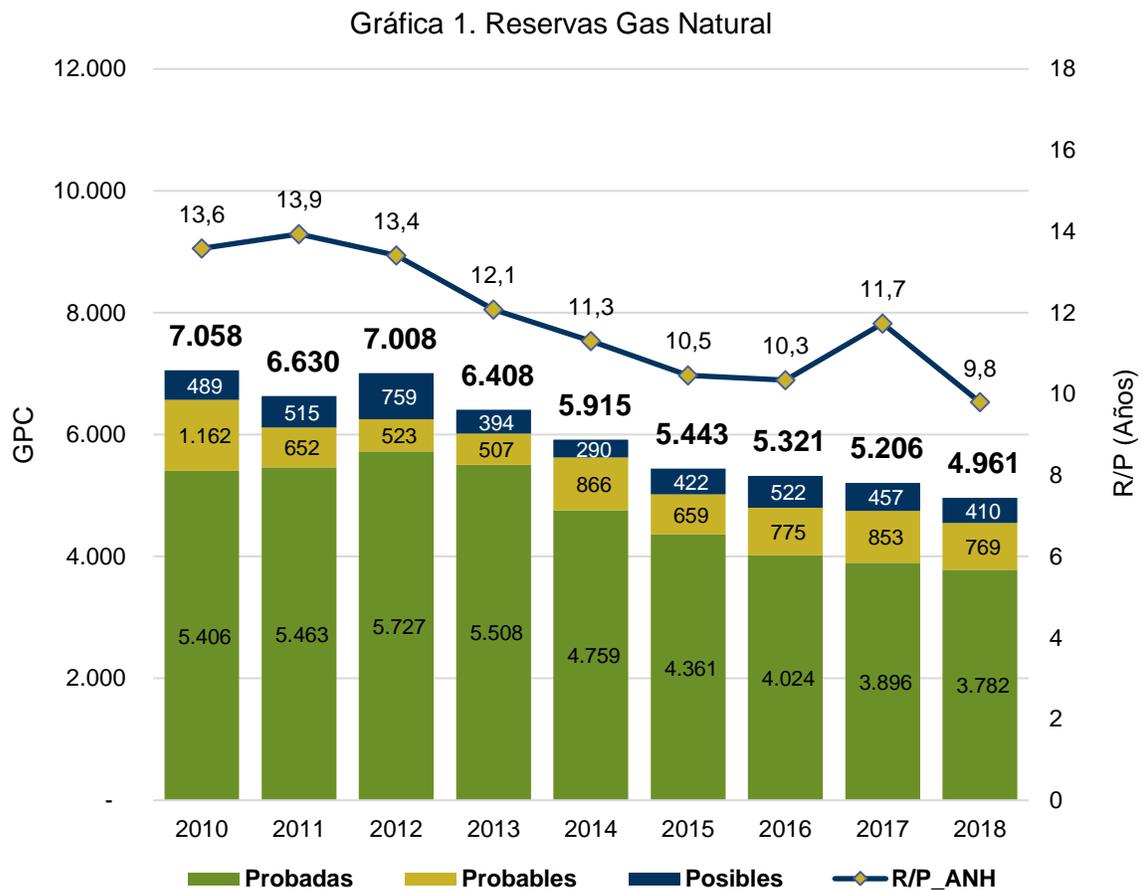
Conforme con lo establecido en Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015, el Plan de Abastecimiento de gas natural deberá tener en cuenta entre otra, la información de reservas de la ANH y la declaración de producción de gas natural. A continuación, se presenta el

¹ Conforme con alcance manifestado por el Consejo de Estado sobre la medida cautelar de la suspensión provisional del Decreto 3004 de 26 de noviembre de 2013 y de la Resolución 90341 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, el Consejo de Estado aclaró que la medida cautelar no impide la realización de proyectos piloto integrales de investigación (PPII).

comportamiento de las reservas de gas natural, la Declaración de Producción y se definen posibles escenarios los cuales son insumo para el análisis.

1.1 Reservas de Gas Natural

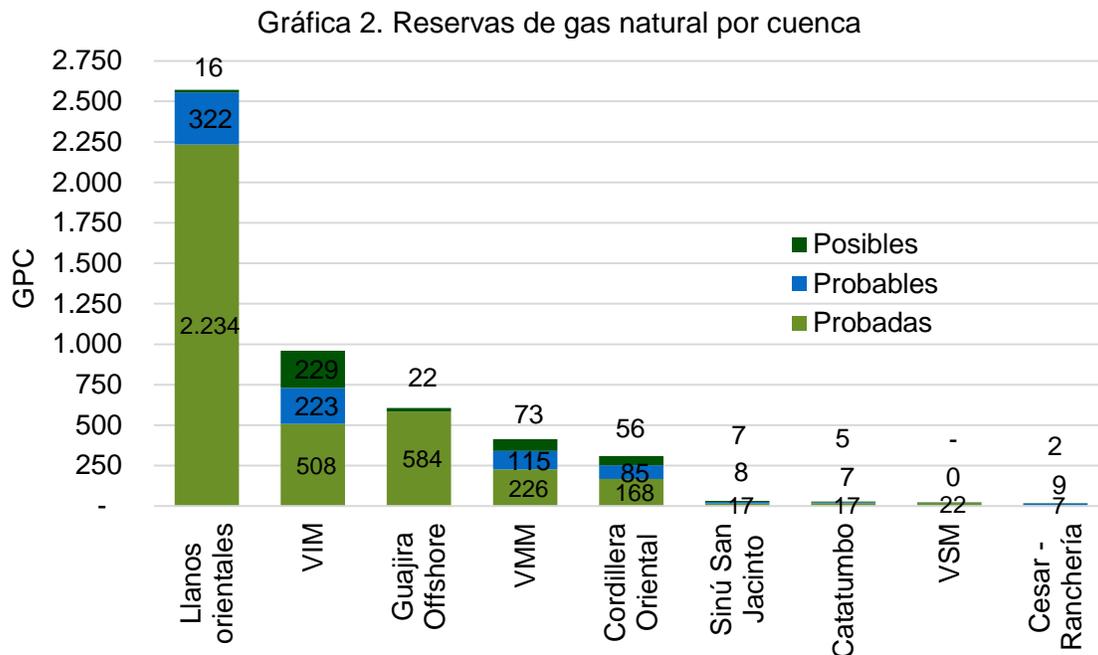
De acuerdo con la información suministrada por la ANH, a 31 de diciembre de 2018, se contabilizaron 4.9 Tirapiés cúbicos, de los cuales 3,78 TPC corresponden a reservas probadas; 0,77 TPC a reservas probables y 0,41 TPC a reservas posibles.



Fuente: ANH.

En cuanto a la variación, las reservas totales disminuyeron un 4,7% con respecto a los valores de 2017, las reservas probadas disminuyeron un 3% y las reservas probables y posibles alrededor del 10% respectivamente. Con estos valores y partiendo de una producción de gas en el año 2018, equivalente a 386 millones de giga pies cúbicos, se calcula una relación reservas / producción de 9.8 años.

En cuanto a la localización de las reservas, es de resaltar la posición de la cuenca de los Llanos Orientales la cual cuenta con el 60% de reservas probadas, las siguientes cuencas con mayor acumulación son La Guajira con un 15.4% y el Valle Inferior del Magdalena con 13.4%.



Fuente: ANH.

1.2 Declaración de producción de gas natural 2019-2028

Como ya se mencionó la declaración de producción hace parte de la información que la normatividad incluye para la elaboración del Plan de Abastecimiento de gas natural, este reporte es realizado por los productores y productores comercializadores de gas natural, y permite evidenciar el potencial de producción en cada uno de los campos del país.

La declaración de producción está compuesta por los siguientes parámetros:

Producción comprometida de un productor - PC: Producción comprometida para la venta de un productor mediante contratos de suministro firmes o que garanticen firmeza. Se desagrega en producción comprometida mediante contratos de suministro de consumo interno, producción comprometida refinería de Barrancabermeja y producción comprometida refinería de Cartagena. Incluye el consumo propio de gas natural por parte de los productores, este consumo propio debe diferenciarse del gas de operación el cual como se señala más adelante corresponde a las cantidades de gas natural que son requeridas para la operación y como tal son reportadas por los operadores de los campos.

Producción Total Disponible para la Venta- PTDV: Es la totalidad de las cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un productor o productor-comercializador estima que tendrá disponibles para la venta bajo cualquier modalidad, en un periodo determinado, a través de contratos de suministro en cada campo o en un punto de entrada al SNT. Este pronóstico considera el desarrollo de las reservas de gas natural, la información técnica de los yacimientos del campo de producción a la tasa máxima de recobro, y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas.

Cantidades Importadas Disponibles para la Venta para el Consumo Interno - CIDV:

Cantidades diarias promedio mes de gas natural, medidas en GBTUD, que un agente importador estima tendrá disponibles para la venta para consumo interno, en un período determinado, a través de contratos de suministro.

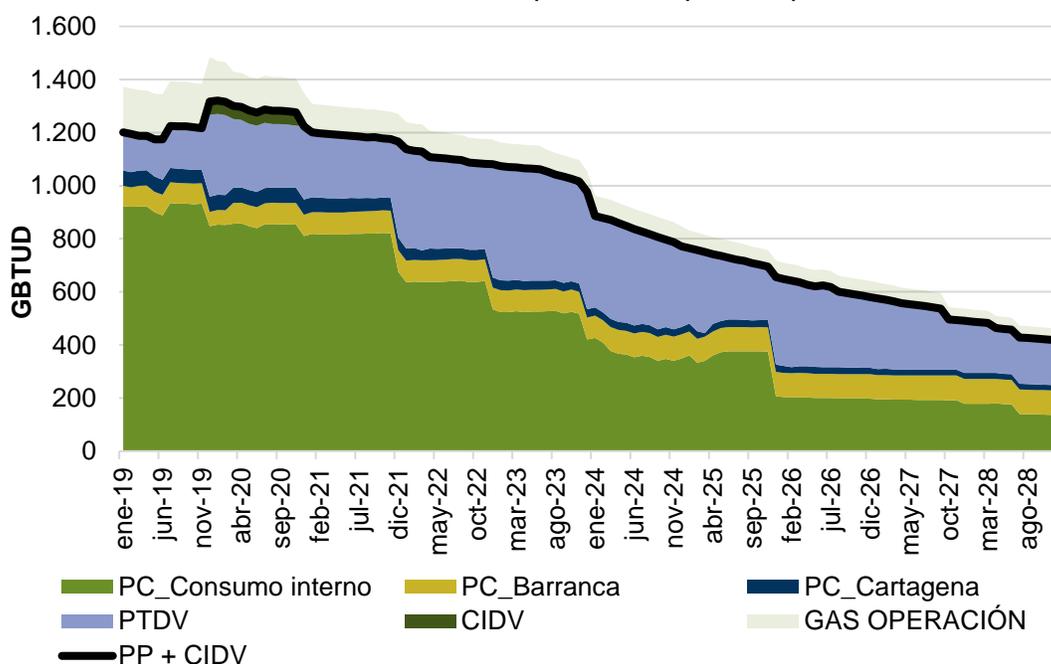
Gas de Operación: Cantidades de gas natural requeridas para la operación del campo.

Potencial de Producción de gas natural de un campo determinado - PP:

Potencial de producción para atender los requerimientos de demanda, descontando el gas de operación. El PP es equivalente a la suma de PC + PTDV. Corresponde con el pronóstico de las cantidades de gas natural, medidas en GBTUD, que pueden ser producidas diariamente en promedio mes, en cada campo o puestas en un punto de entrada al SNT para atender los requerimientos de la demanda, descontando las cantidades de gas natural requeridas para la operación. Este pronóstico considera el desarrollo de las Reservas de Gas Natural, la información técnica de los yacimientos del campo o campos de producción a la tasa máxima eficiente de recobro, y está basado en la capacidad nominal de las instalaciones de producción existentes y proyectadas. El PP de un campo corresponde a la suma de la PC, la PTDV y el Gas Natural de Propiedad del Estado.

Mediante la Resolución 31146 del 14 de junio de 2019 el Ministerio de Minas y Energía publicó la Declaración de Producción para el periodo comprendido entre enero del año 2019 y diciembre del año 2028.

Gráfica 3. Declaración de producción por componente

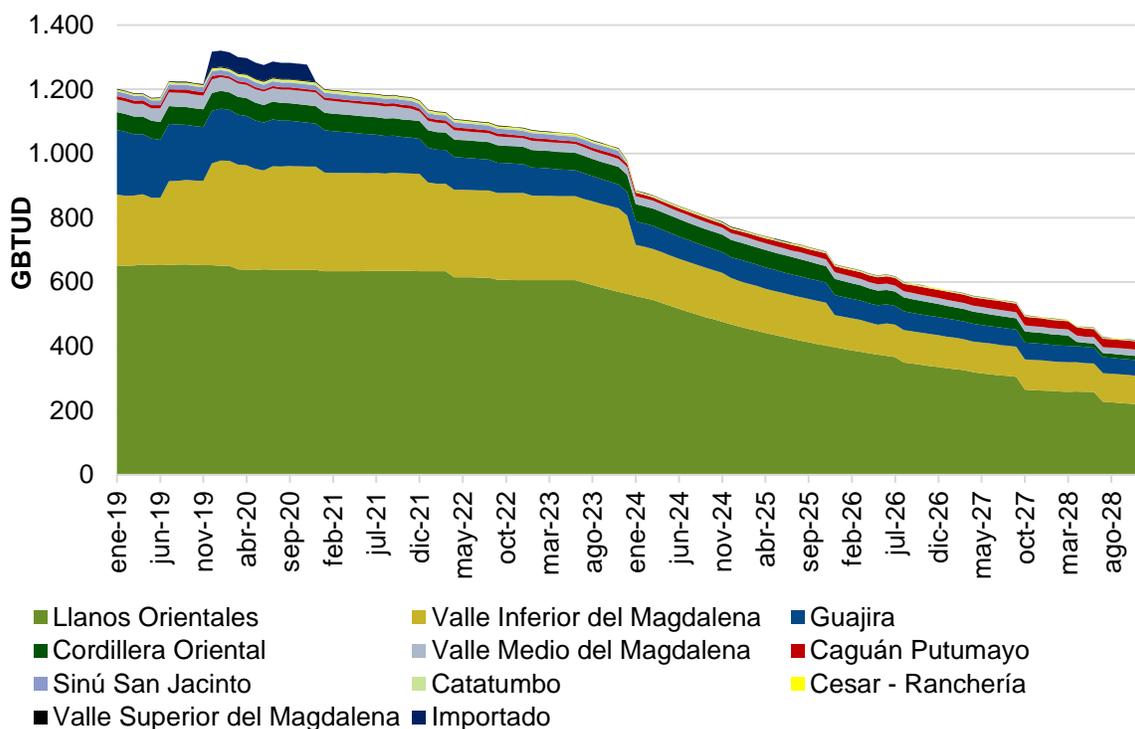


Fuente: MME.

La suma del potencial de producción y las cantidades importadas disponibles para la venta (PP + CIDV) se considera la oferta disponible para atender la demanda de los próximos 10 años. De acuerdo con los datos, ésta oferta presenta una tasa de declinación de 10.2% promedio año.

Los volúmenes reportados por los agentes en la Declaración de Producción se pueden agregar de acuerdo a cada una de las cuencas sedimentarias, lo que permite visualizar la distribución geográfica de la oferta en Colombia:

Gráfica 4. Declaración de producción por cuenca²



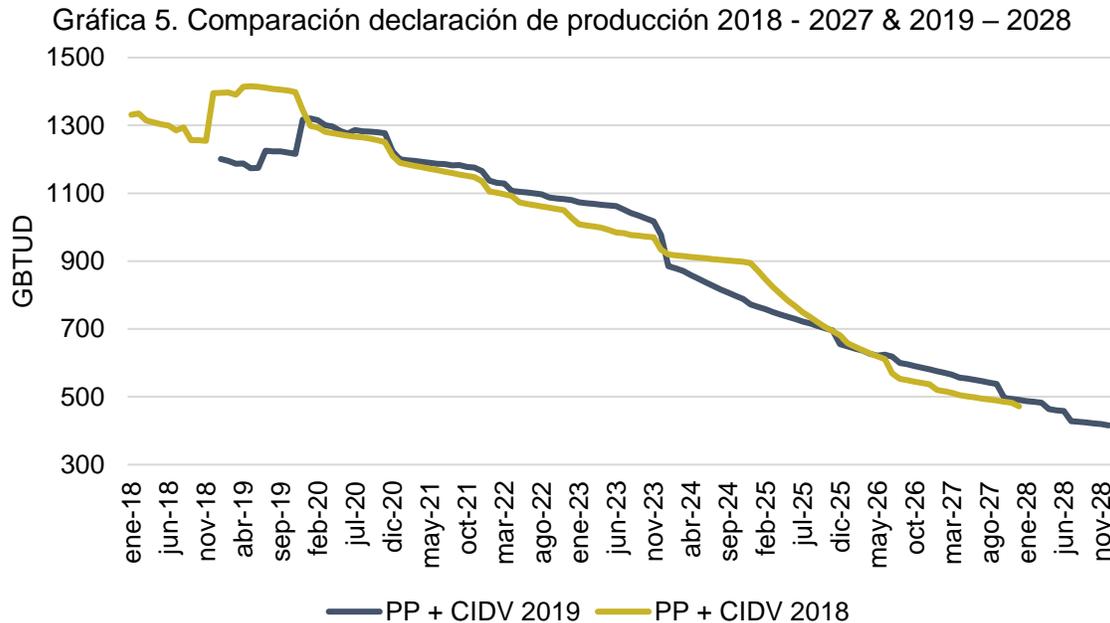
Fuente: MME.

Las cuencas más importantes de acuerdo a los volúmenes declarados para los próximos 10 años, son Llanos Orientales, Valle Inferior del Magdalena y La Guajira. Del volumen total que se podría producir en estos años, estas cuencas aportarían un 55.5%, 22% y 10.3% respectivamente. Es decir, en tres de las 10 cuencas se concentra un potencial equivalente al 87.7% del total.

El promedio de variación mensual del potencial de producción de la cuenca de los Llanos es -0.9%, para el Valle Inferior de magdalena es -0.6% y para La Guajira es de -1.2%. Esto quiere decir que los volúmenes de las cuencas Llanos Orientales y La Guajira disminuyen a una tasa más rápida que los volúmenes de la cuenca Valle Inferior, este comportamiento está asociado con la tasa de declinación de los campos que componen cada cuenca.

² La gráfica tiene en cuenta el Potencial de Producción más Cantidades Importadas Disponibles para la venta

Comparando la declaración de producción de 2019 con la del año 2018, se puede calcular que el periodo 2019 – 2028 presenta una disminución de 12 GBTUD en promedio por año, lo que representa una disminución del 0.2% también promedio año.



Fuente: MME.

Esta disminución en los volúmenes con respecto a la declaración del 2018, es causada principalmente por los campos de las cuencas Valle Inferior del Magdalena, La Guajira y Valle Medio del Magdalena.

Sin embargo entre enero de 2020 y diciembre de 2023 en promedio mes, hay 48 GBTUD adicionales en la oferta esperada del 2019 en comparación con el año anterior. Estas diferencias se presentan gracias al aumento en el potencial declarado en el campo Cupiagua en la cuenca de los Llanos Orientales, y en campos del Valle Inferior del Magdalena como Nelson Ciénaga de Oro, El Difícil y Clarinete.

1.3 Expectativas de Oferta en el corto y mediano plazo

Como se señaló anteriormente, existen acciones concretas respecto al desarrollo de nuevas reservas. Por su parte, la UPME ha adelantado un estudio para identificar aquellas corrientes de gas natural que tienen posibilidad de ser inyectados al Sistema Nacional de Transporte y que no han sido declaradas al Ministerio de Minas y Energía. A continuación se reseña brevemente los resultados del trabajo logrado entre los productores y la UPME:

Canacol Energy: Puede disponer en promedio de 100 MPCD adicionales a los declarados en 2019 a partir de diciembre 2022, los cuales podría inyectar al sistema siempre y cuando cuente con la capacidad de transporte que permita transportarlos hasta el interior del país. Esta capacidad de transporte adicional tiene dos alternativas: i) un refuerzo al gasoducto existente desde Jobo a Barranquilla; o ii) la construcción del gasoducto Jobo – Medellín.

Lewis: Este operador manifestó poder entregar hasta 25 MPCD en la oferta a partir de diciembre de 2019. Conforme con lo presentado en el Boletín Electrónico de Operaciones del Transportador actualmente esta compañía tiene una producción de 21 MPCD. Igualmente el operador espera producir 35 MPCD desde finales del año 2020 y hasta 50 MPCD desde finales del año 2022. Para tal fin, se requiere capacidad de transporte en la bidireccionalidad proyectada para el tramo Barranquilla – Ballena.

Bloque VIM 22: El operador al que la ANH le adjudicó este bloque para producción principalmente de gas, manifestó que podría tener hasta 30 MPCD a partir de enero de 2025, se necesitaría una infraestructura para entregar el gas al SNT de por lo menos 100 km de longitud.

Drummond: podría disponer de cantidades de gas para ventas a partir de enero 2021 que inicialmente serían del orden de 25 MPCD y con posibilidad de incrementarse progresivamente. Sin embargo, para tal fin se requeriría: i) dar viabilidad a los yacimientos de gas de mantos de carbón, aclarando que el ámbito de aplicación del marco regulatorio del mecanismo de fracturamiento hidráulico no es aplicable a todos los yacimientos no convencionales sino a los yacimientos tipo “shale” y ii) dar viabilidad social y ambiental al desarrollo de los yacimientos convencionales de la Cuenca Cesar Ranchería. Adicionalmente, para aprovechar el importante potencial de gas natural en los yacimientos no convencionales de la Cuenca Cesar Ranchería se requiere dar viabilidad al desarrollo de los llamados Proyectos Pilotos de Investigación Integral (PPII).

Ecopetrol: Estima a partir de enero 2024 tener una producción en promedio entre 70 y 80 MPCD, provenientes de recursos Offshore alrededor de La Guajira, campo Orca y según lo informado por Ecopetrol, la decisión final de inversión será toma a finales del año 2019. Así mismo, Ecopetrol está realizando la búsqueda de socio estratégico para los Campos Kronos, Gorgon y Glaucus (KGG), campos que en el largo plazo señala Ecopetrol pueden llegar a aportar entre 400 y 700 MPCD. Dada la incertidumbre de estos recursos toda vez que la decisión de inversión del bloque de La Guajira será tomada hasta finales de 2019, y la decisión de inversión del Bloque Caribe Sur (KGG) hasta 2024, para efectos del balance de gas natural, estos valores se excluyen del análisis.

Como resultado de este ejercicio se puede concluir principalmente lo siguiente:

- i) Existen expectativas de poder incrementar la oferta de gas natural en el mediano plazo,
- ii) Todas estas expectativas se encuentran al norte de Colombia con los productores Canacol Energy, Lewis, Drummond, Ecopetrol (Orca), Bloque VIM 22 y los PPAA³ de la ANH.
- iii) Para materializar las expectativas es necesario realizar refuerzos en el SNT de la Costa Caribe y la definición de los cargos de transporte que permitan llevar este gas al interior del País con precios competitivos.

³ Procesos Permanentes de Asignación de Áreas

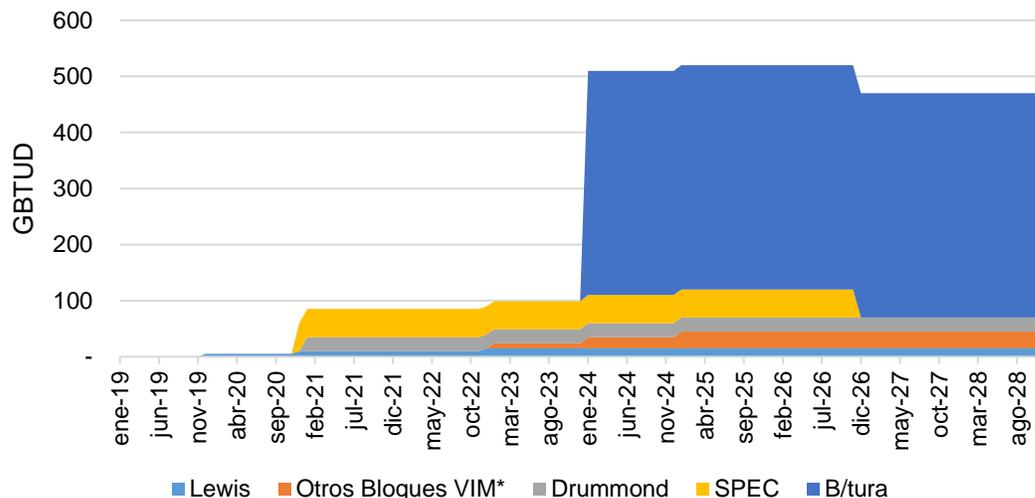
1.4 Escenarios de oferta de gas natural para elaboración del balance

Con el objeto de elaborar el balance volumétrico se definieron tres (3) escenarios de oferta de gas natural, a corto, a mediano y a largo plazo. Cada uno de estos escenarios, permite identificar la infraestructura de suministro y transporte necesaria para atender el abastecimiento y la confiabilidad de gas natural en el país y son los siguientes:

Escenario de oferta de gas natural 1. Corresponde con la declaración de producción de gas natural de 2019-2028 presentada en la Gráfica 4 y construida con la información reportada por los productores de gas natural en cumplimiento a lo establecido en el Decreto 1073 de 2015.

Escenario de oferta de gas natural 2. Este incluye el escenario de oferta 1, más los volúmenes que se estiman tienen posibilidad de ser inyectados al sistema y no han sido declarados al Ministerio de Minas y Energía para formar parte de la Declaración de Producción. Estos son volúmenes que se ubican en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, y Cuenca Cesar Ranchería; adicionalmente se agregan 50 MPCD que se esperan estén disponibles de CALAMARI LNG S.A ESP hasta noviembre de 2026 y finalmente se adicionan 400 MPCD disponibles desde 2024 por la entrada en operación de la Infraestructura de Importación del Pacífico.

Gráfica 6. Escenarios de oferta gas natural a mediano plazo

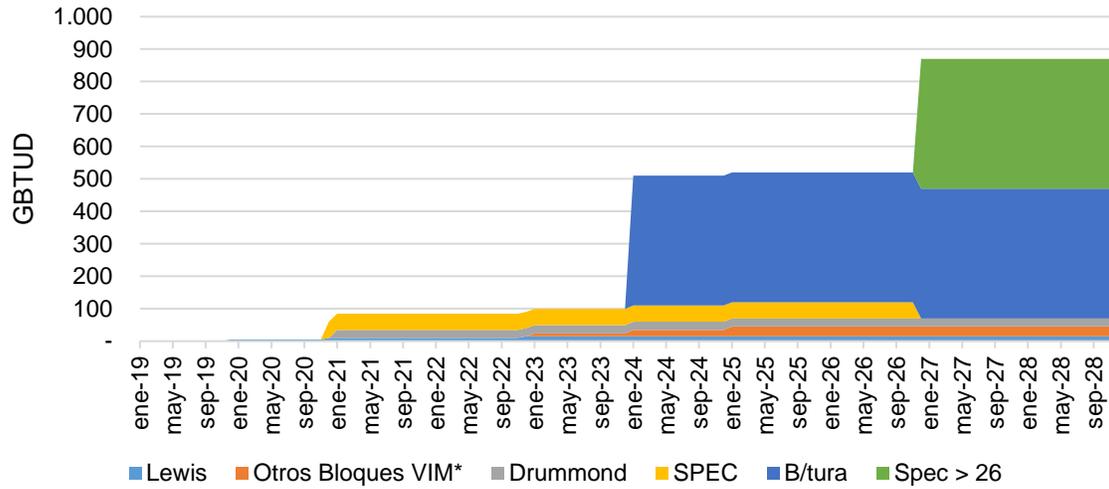


* PPAA

Fuente: Productores - UPME

Escenario de oferta de gas natural 3. Este escenario incluye el escenario de oferta 2 más la continuación de los 400 MPCD proveniente de la Planta de regasificación de la Sociedad Portuaria El Cayao a partir de diciembre de 2026, lo cual puede implicar la necesidad de disponer de volúmenes adicionales de importación a partir del año 2026 para atender la demanda nacional y no solo para la atención de las obligaciones de energía en firme del grupo térmico de la costa caribe conformado por TEBSA S.A ESP, Celsia S.A ESP y Termocandelaria S.A ESP.

Gráfica 7. Escenarios de oferta de gas natural a largo plazo



Fuente: Productores – UPME

2 PROYECCIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL

La proyección de precios de largo plazo de las distintas fuentes energéticas se efectúa a partir de las perspectivas del mercado internacional y de la aplicación de la regulación y normatividad nacional existente para cada uno de los energéticos.

Como el comportamiento de los precios en los distintos mercados es incierto y pueden fluctuar de manera fortuita, aunque existan factores y variables que permiten pronosticar su evolución, se utilizan tendencias de comportamientos estimadas por distintas agencias internacionales o consultores especializados como la Agencia Internacional de Energía⁴, el Departamento de Energía de los Estados Unidos⁵, Wood Mackenzie y Argus entre otras fuentes.

2.1 Escenarios de precios de GNL

Este numeral hace referencia a las estimaciones de precio de corto y largo plazo del GNL de los tres principales mercados internacionales de GNL (Estados Unidos, Europa y Asia), cada uno con su propia estructura donde el precio es inherente a la cadena de valor, aunque el grado del riesgo difiere entre los mercados.

Los escenarios son realizados por expertos internacionales que se apoyan en la dinámica de la económica mundial, situación de las principales economías, restricciones regulatorias sobre el cambio de carbón a gas, condiciones de almacenamiento, construcción de proyectos de GNL, grado de abastecimiento de la demanda, tipo de contratos y las restricciones ambientales generadas por el cambio climático entre otros elementos.

Los precios considerados corresponden a las estimaciones contenidas en el “*LNG short-term trade and price Outlook tercer trimestre 2019*” y “*Global gas spot prices (long term)-H1 2019*” de Wood Mackenzie. A continuación se presenta una breve descripción de los supuestos utilizados por la firma consultora para la estimación del precio de GNL en corto plazo.

2.1.1 Corto Plazo

Las fuentes consultadas proyectan que en el corto plazo el precio medio del gas natural en el Henry Hub se ubicará cerca de los USD 2,64/MBTU entre 2019 y 2021 con un comportamiento estable. De otra parte, se proyecta un suministro continuo de gas natural en esta región y la entrada en operación de los proyectos de licuefacción de Corpus Christi T2, Freeport T1, que representan la mayor parte del crecimiento de la oferta mundial de GNL hasta 2021.

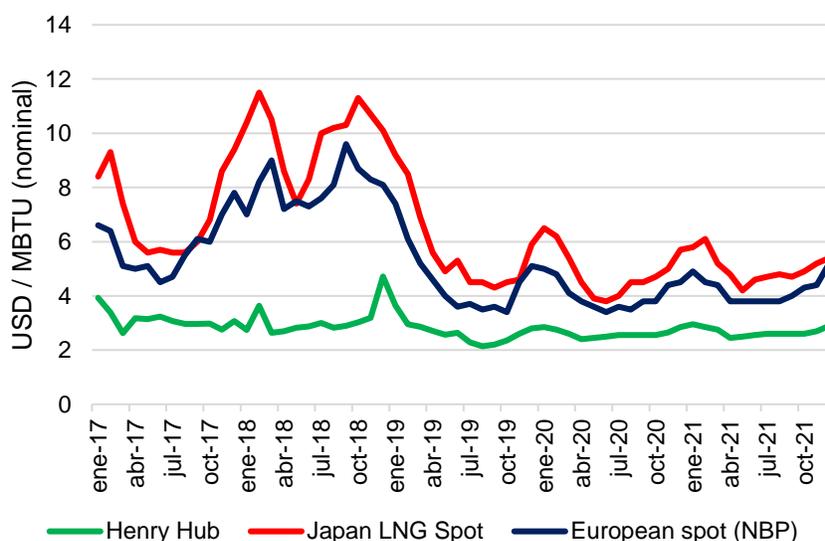
Entre tanto, en Europa se observa una caída de precio hacia finales de 2019, debido a altos almacenamientos que mantienen el mercado en equilibrio y por el tránsito de gas vía gasoducto desde Rusia que viene aumentando levemente, impactando el precio del GNL en ese mercado, por lo que proyectan que el precio promedio del GNL puede alcanzar los USD 4,12/MBTU en el horizonte 2019-2021.

⁴ World Energy Outlook (2018), Tabla B4

⁵ Anual Energy Outlook (2019), Tabla A1

De otra parte, los precios en Japón superan los observados en Europa, debido al mecanismo de contratación y de metodología de fijación del precio en Japón, el cual se encuentra atado a la evolución de la cotización del crudo, además del pago de una prima para asegurar el abastecimiento. Según Wood Mackenzie los precios en el mercado asiático alcanzarían en promedio los USD 5.2/MBTU hacia finales de 2021. La *Gráfica 8* presenta la evolución esperada de los precios de GNL de corto plazo en los principales mercados.

Gráfica 8. Estimación de precio Spot GNL y Henry Hub Corto Plazo



Fuente: Argus Media, Nymex, Wood Mackenzie

2.1.2 Largo Plazo

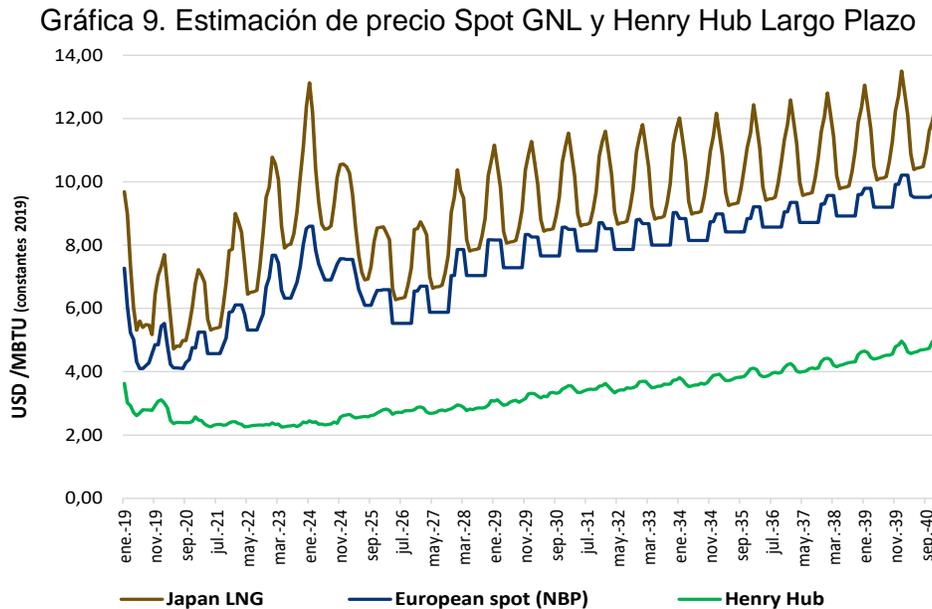
En el horizonte de largo plazo, se estima que se presentará un equilibrio frágil entre oferta y demanda cambiando las condiciones de mercado, que fueron originadas por la falta de decisiones de inversión en proyectos de GNL entre mediados de 2015 y 2018, significando incremento limitado de la oferta de GNL en el período 2021-2024 y con ello un aumento en los precios.

A pesar de los bajos precios actuales se han sancionado proyectos de licuefacción que impulsarán nuevamente el suministro hacia el año 2027 en volúmenes superiores a los que el mercado asiático de GNL puede absorber y los volúmenes en exceso serán tomados por Europa, de forma similar a lo que está sucediendo actualmente.

Posterior al año 2027 las fuentes consultadas prevén un crecimiento más equilibrado de la oferta de GNL, por las posibilidades de desarrollos más económicos, procedentes de África, Rusia, Canadá y Oriente Medio. Consideran que hacia mediados del año 2023 Estados Unidos se convertirá en el mayor proveedor de GNL del mundo y los precios spot de GNL deberán reflejar el costo de agregar suministro adicional de GNL en ese país, induciendo a que los precios en Asia y Europa alcancen en promedio USD 10,5/MBTU y USD 9,1/MBTU

en términos reales de 2019 respectivamente, mientras que el Henry Hub llegue a los USD 4.7,5/MBTU, en el horizonte 2035-2040.

En la siguiente gráfica se presenta la evolución estimada de los precios de GNL y Henry Hub en el largo plazo, en el que se aprecia la convergencia de los precios de GNL.



Fuente: Argus Media, Nymex, Wood Mackenzie

2.2 Fuentes de Exportación de GNL

Con base en la información presentada en el documento “*Natural Gas Information 2019*” del IEA⁶ y el “*Annual Report 2019*” del grupo GIIGNL⁷, se determinó el grupo de países exportadores en los cinco continentes y se establecieron los potenciales oferentes para el mercado colombiano, así como la capacidad de oferta disponible para la suscripción de contratos de largo plazo.

A partir de lo anterior se efectuó el cálculo del costo de suministro de potenciales proveedores futuros de GNL para Colombia, considerando que podrían ser Estados Unidos, Perú, Trinidad y Tobago, Argelia, Omán y Malasia. Definidos los virtuales vendedores, se calculó la cadena de valor del GNL de cada punto de suministro con el fin de precisar el punto de menor costo de adquisición con destino al mercado colombiano, según la siguiente relación.

$$PGNL_{colombia} = P_{FOB} + C_{transporte} + C_{regasificación}$$

⁶ International Energy Agency

⁷ International Group of Liquefied Natural Gas Importers

Donde:

- P_{FOB}**: Precio (free on board) en fuente de suministro
C_{transporte}: Costo promedio de transporte desde fuente de suministro hasta Cartagena y Buenaventura pasando por canal de Panamá
C_{regasificación}: Costo de regasificación calculado según necesidades de importación.

Es de mencionar que el precio FOB además de reflejar el precio de la fuente de suministro, incluyendo el precio de licuefacción, representa el precio del gas en estado líquido puesto en el buque listo para su transporte y posterior proceso de regasificación.

2.3 Costo de GNL en Colombia

Definido el punto de suministro se determina la ruta óptima de transporte y el costo del mismo hasta Cartagena, así como el costo del paso por el canal de Panamá para llegar hasta Buenaventura. Los costos de transporte calculados de esta manera oscilan entre los USD 0,5/MBTU y USD 1/MBTU. Luego se determina el costo de licuefacción que se estima varía entre USD 2/MBTU y USD 3.5/MBTU, y finalmente se calcula el costo de regasificación el cual se establece en función de los volúmenes de importación cuyo resultado para el caso colombiano oscila entre los USD 0,50/MBTU y USD 1.5/MBTU, finalmente se adicionan los precios de cada uno de los mercados. *Tabla 1*

De acuerdo con las fuentes consultadas para el caso de Colombia se debería utilizar una metodología **Cost Plus** a partir de Henry Hub⁸. Esto teniendo en cuenta que el exceso de oferta de gas natural en Estados Unidos lo convirtió en exportador neto de GNL y que el mecanismo de formación de precios considera un precio del gas comercializado localmente más una tarifa de licuefacción y una de transporte a cargo del comprador.

La razón fundamental de esta metodología es la existencia de un mercado de gas doméstico maduro y líquido con muchos proveedores, además de las bajas inversiones en infraestructura para cambiar de importador de GNL a exportador, y aun vendiendo cargas de GNL a precios de mercado de gas natural comercializado localmente, seguían siendo rentables. En tal sentido se utiliza la siguiente fórmula:

$$PGNL_{(DES)Colombia} = HH * 1.15 + C_{transporte} + C_{licuefacción} + C_{regasificación}$$

Donde:

- PGNL_{(DES)Colombia}**: Precio del gas en puerto colombiano regasificado.
HH: Precio del Henry Hub⁹.
C_{transporte}: Costo promedio de transporte marítimo desde la Costa del Golfo a Cartagena y Buenaventura pasando por canal de Panamá

⁸ Metodología donde el precio de venta se determina agregando un margen adicional al costo unitario del gas y se establece sobre la base de factores de abastecimiento, pero no tiene en cuenta la demanda.

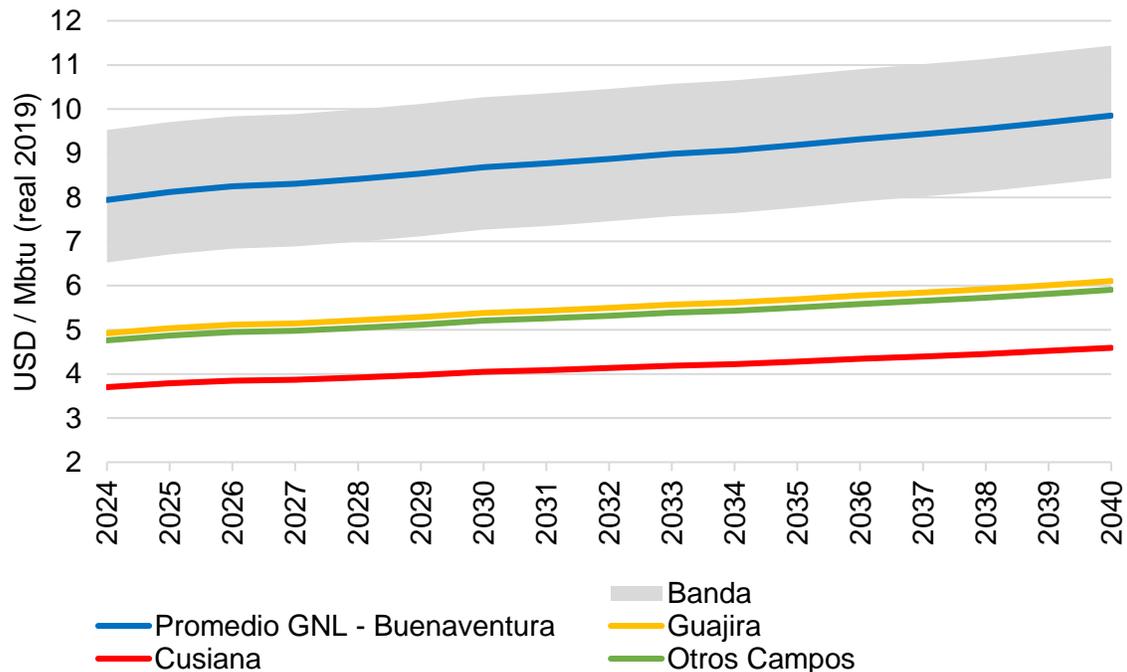
⁹ Promedio de las proyecciones de IEA, EIA y Wood Mackenzie

Clicuefacción: Capex de licuefacción
Cregasificación: Capex de regasificación

Este resultado, luego es utilizado para estimar los precios de fuentes nacionales en el largo plazo, teniendo en cuenta la perspectiva e influencia del mercado internacional en el precio del gas colombiano, cuya importancia será mayor en la medida que las importaciones tengan más peso sobre la oferta nacional.

A continuación se presenta una senda en donde podría oscilar el posible precio del GNL en Buenaventura teniendo en cuenta los diferentes los costos de licuefacción, transporte marítimo y regasificación, estos valores referencia provienen de diferentes fuentes de información IHS, Kogas y Oxford Institute for Energy Studies¹⁰, Wartsila¹¹

Gráfica 10. Rango de Precios del GNL en Buenaventura regasificado Vs precios nacionales.



Fuente: Wood Mackenzie, Argus, IHS, Kogas, Oxford Institute.

¹⁰ "Outlook for Competitive LNG Supply", "The Political and Commercial Dynamics of Russia's Gas Export Strategy", "Panama Canal and LNG: Congestion Ahead"

¹¹The LNG Logistics Chain"

Tabla 1. Rango costos licuefacción, transporte marítimo y regasificación

Licuefacción USD/MBTU			Transporte Marítimo hasta Buenaventura USD/MBTU		Regasificación USD/MBTU		
Min	Prom	Max	Min	Max	Min	Prom	Max
2	2,5	3,5	0,5	1	0,5	1	1,5

Fuente: IHS, Kogas y Oxford Institute

Con respecto a la *Gráfica 10*, para determinar los precios medios de arranque de la proyección de los precios nacionales en boca de pozo (Guajira, Cusiana y Otros), se utilizaron los valores reportados por el Gestor del Mercado de Gas Natural.

3 PROYECCIONES DE DEMANDA

Por su parte, del lado de la demanda conviene destacar las expectativas de mayores consumos derivados de los nuevos proyectos de generación eléctrica con Obligación de Energía Firme, así como las expectativas de mayores consumos en transporte masivo. Desde el punto de vista de generación eléctrica hay más capacidad instalada y se tienen expectativas de incremento en los despachos producto de la penetración de renovables que ha generado un cambio importante en la canasta energética.

Se han revisado los modelos de los diferentes sectores para hacer frente al comportamiento “estático” de la demanda de los últimos 4 años. Por tal motivo a continuación se presenta un resumen del contexto actual de la demanda de gas natural, para luego analizar la posible evolución de las variables que afectan la proyección de gas natural como lo son la demografía, el crecimiento económico y los precios de los energéticos.

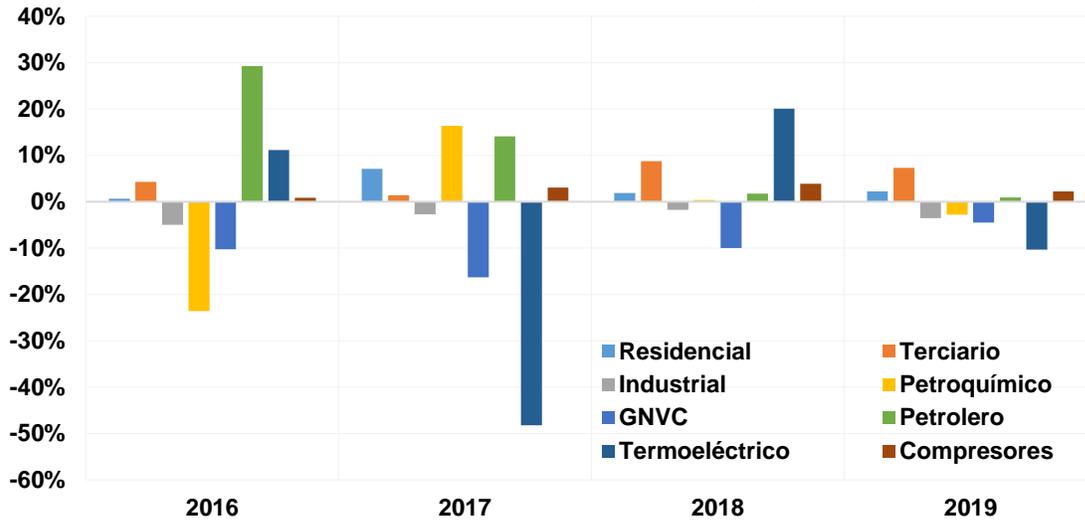
3.1 Contexto actual

Durante los primeros siete meses de 2019, el consumo de gas natural tuvo una disminución de 2,55% con respecto al mismo período en 2018. Esta caída en el consumo nacional puede ser explicada por el crecimiento negativo de los sectores de mayor consumo, como lo son el industrial y el termoeléctrico.

Para 2019 los sectores que presentan crecimiento positivo son los del mercado regulado, es decir, el residencial (2,23%) y el terciario (7,31%) y los consumos en el sistema de transporte nacional (compresores, 2,21%). El crecimiento de los sectores regulados se puede explicar por el aumento en la cobertura del servicio en 4,8% para el residencial y 5,29% en el terciario¹² En el mercado no regulado, los clientes con crecimiento positivo en 2019 fueron los del sector petrolero, con una tasa de 0,92%. Este sector ha sido el segundo mayor consumidor en el primer semestre de 2019.

¹² Cobertura del servicio de gas natural. Ministerio de Energía y Minas. En línea:
<https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24109840/Consolidado+Cobertura+GN+RED+I+-+2019.pdf/d9b0069b-a9a7-4c70-91f7-7f67f71e0745>

Gráfica 11. Evolución del crecimiento de demanda por sectores de consumo



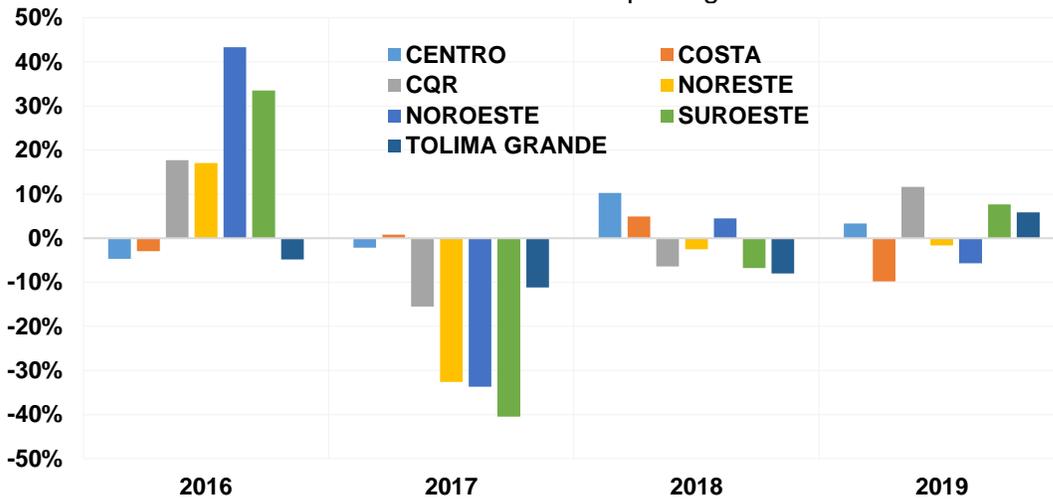
Fuente: Concentra. Cálculos: UPME

Sin embargo, el resto de sectores presentaron crecimiento negativo o mantuvieron los niveles presentados el año anterior. El sector industria, que representa el 24% del consumo total en el país, tuvo una disminución de 3,51%. Lo anterior puede ser explicado por una caída en el Índice de Crecimiento de la Economía para la industria manufacturera en 3,7% con respecto al año anterior y a caídas en el índice de producción industrial de industrias como alimentos y bebidas, minerales no metálicos e industrias básicas del hierro y del acero.

El consumo en el sector transporte ha continuado su caída en los primeros meses de 2019. Sin embargo, se ha atenuado la caída en comparación con el mismo período en los tres años anteriores, ya que venía con una pendiente negativa alrededor del 10%, y en 2019 ha sido del 5% igualmente de forma negativa.

Si se analiza el comportamiento de las regiones, se aprecia que en cuatro de las siete analizadas se presentan crecimientos positivos. Sin embargo, el comportamiento a la baja de regiones como Costa o Noroeste, impacta de manera importante el comportamiento del consumo total. En la región Costa, que representa el 32,6% de la demanda nacional, los consumos del sector termoeléctrico y el del sector industrial disminuyeron en un 22,64% y 3,41% respectivamente.

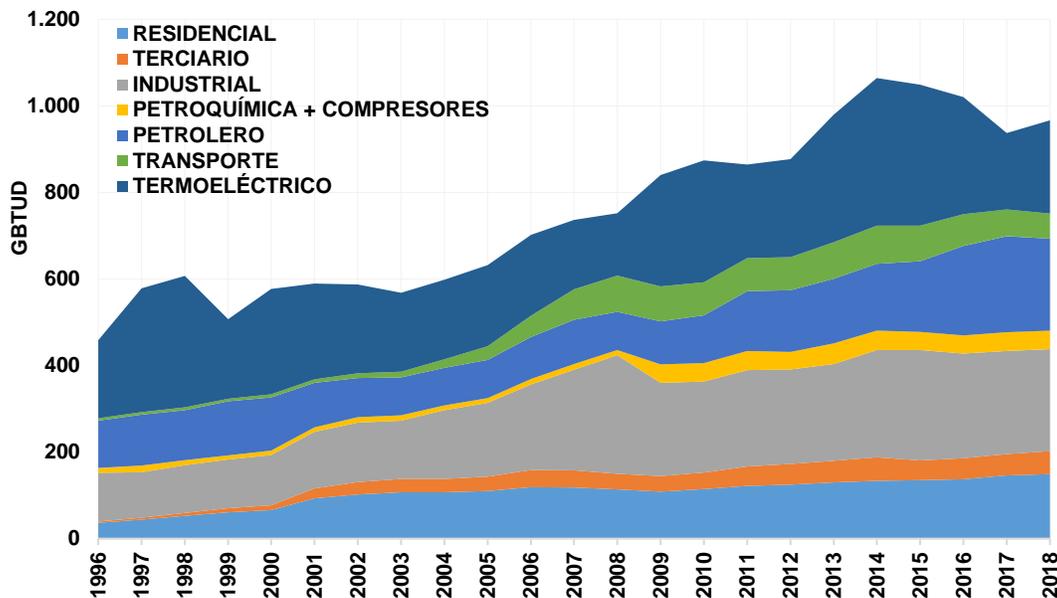
Gráfica 12. Evolución demanda por regiones de consumo



Fuente: Concentra. Cálculos: UPME.

Por otra parte, regiones como Centro presentan crecimientos positivos como consecuencia del incremento en consumo de los sectores industrial (1,18%) y termoeléctrico (16,32%).

Gráfica 13. Evolución del consumo de gas natural 1996 – 2018



Fuente: Ecopetrol, Chevron, CNO-GAS, Concentra. Cálculos: UPME.

El comportamiento de la demanda de gas natural no es ajeno a las variaciones de variables económicas y demográficas. Por este motivo, se presenta un análisis del comportamiento y posible evolución de la población, el crecimiento económico y los precios de los energéticos.

3.1.1 Demografía

En el año 2018 el Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas, DANE, realizó el censo poblacional de todo el país. Como resultados principales se encontró que:

- La población de Colombia es de 48.258.494 de personas.
- Por área geográfica, en 2018, la población en cabecera representó el 78%, y el llamado resto (centro poblado y rural disperso) el 22%.
- Entre 2005 y 2018, los hogares redujeron su tamaño en 21%, pasando de 3,9 a 3.1 personas por hogar
- En 2018 el número de hogares estimado es 14,2 millones, lo que representa un crecimiento promedio anual de 2,1% entre 2005 y 2018.

A partir de éstos y otros resultados, y de las perspectivas de crecimiento para Colombia de las Naciones Unidas y CEPAL, se presentan los siguientes análisis:

- En 2050 Colombia tendrá 54 millones de personas. Esto implica que, el crecimiento anual poblacional será 0,2% y que hacia el final del período de análisis, la población se estabilizaría alrededor del valor previamente citado.
- Las proyecciones a 2050 de la distribución de la población por área, muestran una transición de la población (que será cada vez menos joven) hacia áreas urbanas, a tasas cada vez mayores. Por tal motivo, en el año 2050 la población rural se reducirá a más de la mitad respecto a los niveles existentes en 2018.
- En 2050 el tamaño por hogar estimado de 2.2 hijos, evidencia la aceleración del envejecimiento (menos nacimientos, mayor esperanza de vida) y que se seguirán en aumento los hogares de 1 y 2 personas (. La reducción en el tamaño del hogar en Colombia, se profundiza: Entre 2018 y 2050, su tamaño se reducirá 29%.
- En 2050 habrán 24 millones de hogares, con un ritmo de crecimiento anual de 1.7% entre 2018 y 2050.

3.1.2 Crecimiento económico

Las perspectivas de crecimiento económico están en línea con el Marco Fiscal de Mediano Plazo, por tal motivo, el crecimiento económico previsto entre 2019 y 2022, es de 3,8%, que significa una aceleración del 50% en la dinámica de crecimiento económico a observar.

A 2050, se proyecta que:

- El Escenario Base de crecimiento Económico de Colombia se acelere del 3.3% previsto en 2019 a 3,8%
- Colombia se consolide como una Economía de Servicios.
- El sector primario siga cediendo participación, estabilizándose a 2050, en el 12% del PIB.
- El PIB se concentre cada vez más en sectores menos intensivos en consumo de energía.
- El sector transporte tenga un crecimiento promedio de 3,7% hacia 2050, por encima de su dinámica de crecimiento en la presente década, impulsado por la masificación

de sistemas de transporte, la mejor infraestructura para viajes al interior con vías 4G – 5G y renovación parque automotor industrial en 2050.

3.1.3 Precios

En Colombia, la tasa de crecimiento de las tarifas de energía eléctrica, gas y combustibles para vehículos automotores se han ubicado en promedio por encima del crecimiento del total del índice de precios al consumidor.

Se destaca que en el año 2019 todos los energéticos han aumentado su precio por encima del total de la inflación, sin embargo, es importante destacar el marcado y continuo crecimiento de los precios del gas (6,82% en septiembre de 2019), respecto a lo que se viene evidenciando en los precios de energía eléctrica (4,38% en septiembre de 2019) y de los combustibles (4,37% en septiembre de 2019), los cuales sí han moderado su crecimiento en los últimos meses.

Adicionalmente, de acuerdo a las últimas dos revisiones del Índice de Precios al Consumidor (IPC) que ha realizado el DANE se ha identificado que, el gasto que realizan los hogares en gas natural pasó de 0,9% en la revisión 2008 a 1,02% del total de la canasta.

Algunos de los aspectos más importantes que están incidiendo en el aumento de precios por encima de la meta del emisor se encuentran: la devaluación de la tasa de cambio y el aumento de los precios de los combustibles

3.2 Escenario medio de proyección de demanda de gas natural

3.2.1 Proyección de demanda sector no termoeléctrico

Las proyecciones de demanda utilizadas en el presente balance corresponden a la revisión de septiembre de 2019 realizada por la UPME.

Para los sectores residencial, terciario, industrial y petroquímico, la proyección de demanda se realizó mediante modelos econométricos en los que no sólo se tiene en cuenta la evolución de la variable de consumo de gas natural, sino que se relacionan diferentes variables.

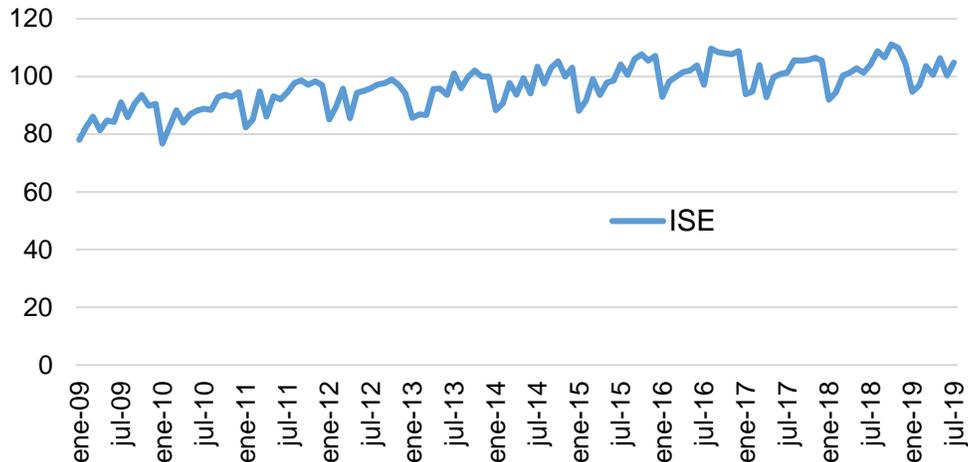
Las variables que se relacionan son la cobertura del servicio¹³ y su posible evolución de acuerdo con las perspectivas demográficas; el índice de precios de gas natural tomado hasta julio de 2019 del Departamento Administrativo Nacional de Estadística¹⁴ y proyectado con base en los pronósticos de precios de gas natural nacional e importado estimados por la UPME en la revisión más reciente (octubre 2019); así mismo, se utiliza el índice de seguimiento de la economía¹⁵ para el sector manufacturero.

¹³ Tomado del Sistema Único de Información – SUI. SSPD

¹⁴ <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc>

¹⁵ <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/cuentas-nacionales/indicador-de-seguimiento-a-la-economia-ise>

Gráfica 14. Índice de Seguimiento a la economía, sector Manufacturero



Fuente: DANE. Elaboración: UPME.

En los sectores residencial y terciario se esperan crecimientos consistentes con el aumento en el número de suscriptores, que para el año 2033 se proyecta en un poco más de 13 millones. En el sector industrial se pronostica un crecimiento vegetativo, en el que durante los primeros cinco años se aprecian demandas alrededor de los valores actuales como respuesta al incremento por encima del 10% del índice de precios, y a partir de 2024 se aprecia un crecimiento de la demanda alrededor del 1,5.

Para el sector transporte se utilizó un modelo técnico económico en el que se relacionan los costos de las tecnologías y los precios de los energéticos para simular sustituciones de acuerdo a supuestos de sensibilidad al precio y restricciones ambientales a través del impuesto al carbono.

El sector petrolero toma las expectativas de consumo, actualizadas a 2019, de Ecopetrol y otros agentes que utilizan gas natural para sus procesos de producción de petróleo, combustibles líquidos y generación eléctrica.

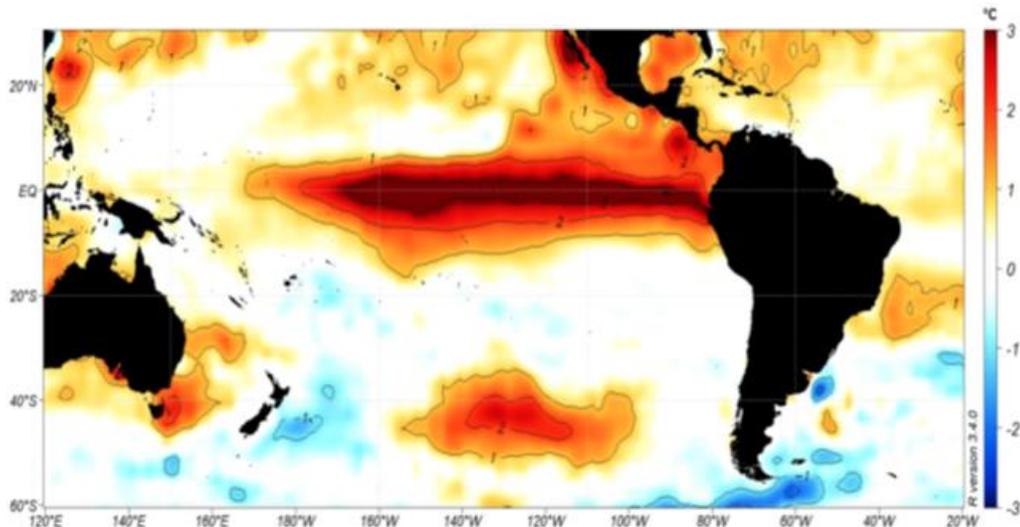
3.2.2 Proyección de demanda del sector termoeléctrico

3.2.2.1 Escenario Estocástico

3.2.2.1.1 Introducción: Fenómenos de El Niño y La Niña

El llamado *Fenómeno de El Niño* se refiere a eventos atmosféricos relacionados con el calentamiento del mar en el área centro-este del Océano Pacífico. Durante éste cambian los patrones de lluvia desde el sureste asiático hasta la costa oeste de Suramérica.

Ilustración 1. Calentamiento del Mar área centro-este del Océano Pacífico

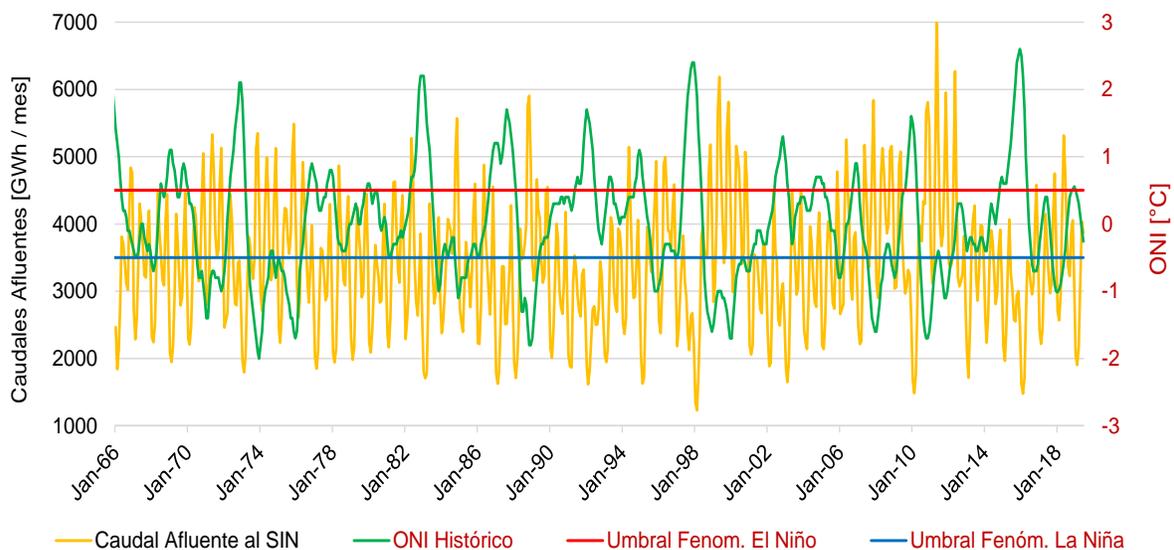


Fuente: NOAA

En Colombia, los efectos para el Sistema Interconectado Nacional son reducciones en sus aportes hidrológicos y una consecuente mayor generación termoeléctrica.

Las variabilidades climáticas determinan la confiabilidad del suministro nacional de energía eléctrica y, consecuentemente, del suministro de gas natural. Para asegurar tal suministro ambos sistemas energéticos se proyectan en su operación de manera paralela:

Gráfica 15. Caudales Afluentes



Fuente: NOAA

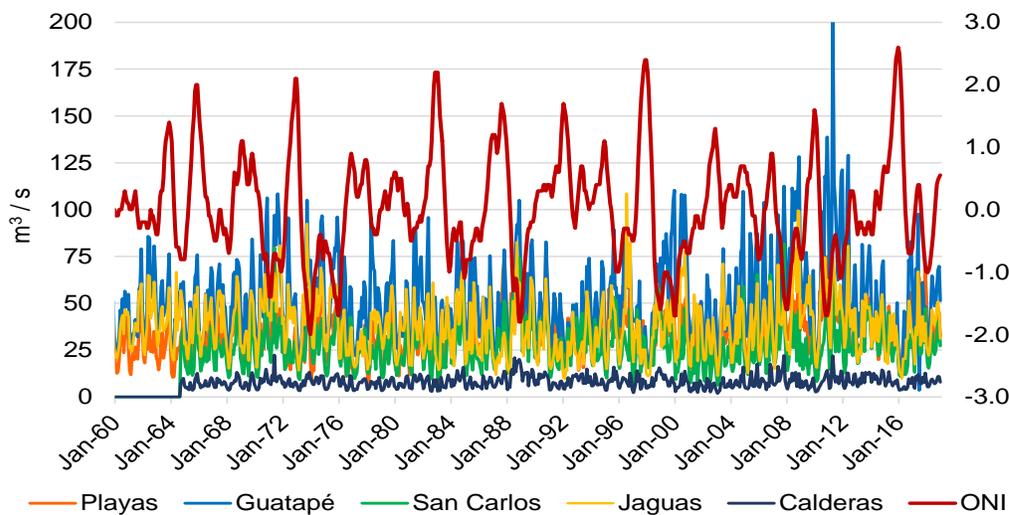
3.2.2.1.2 Metodología:

Caudales Afluentes

Se utilizaron, en primer lugar, modelos de regresión estadística para establecer la relación entre las series históricas de caudales afluentes al SIN Q_t^i y el ONI (*Ocean Niño Index*):

$$Q_t^i = c_0^i + c_n^i \cdot Q_{t-n}^i + c_m^i \cdot Q_{t-m}^i + \dots + c_{ONI}^i \cdot ONI_t + \epsilon_t^i$$

Gráfica 16. Series de caudales al SIN y ONI



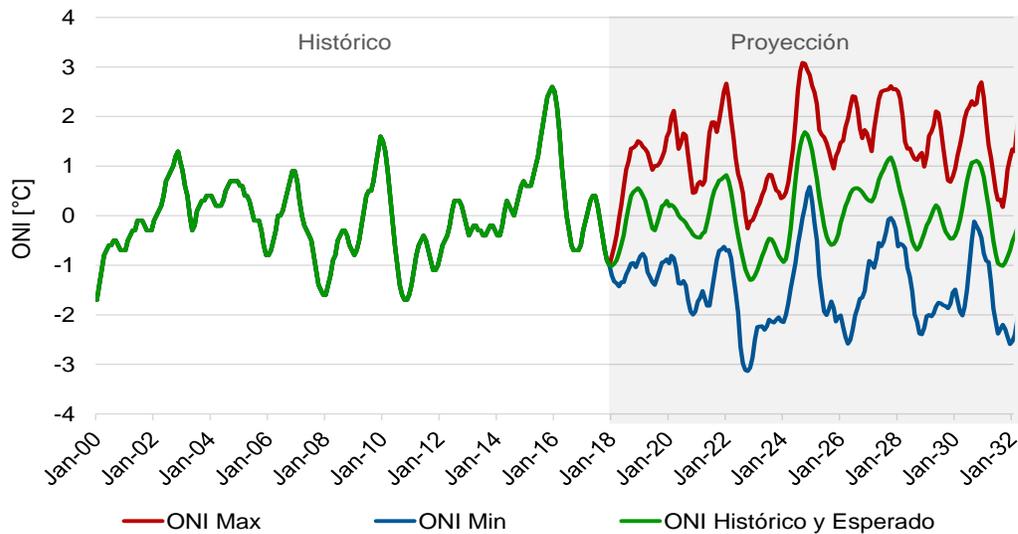
Fuente: UPME

Proyección del ONI

Posteriormente, mediante modelos auto-regresivos, se proyectaron 39 series de ONI:

$$ONI_t = a_0 + a_n \cdot ONI_{t-n} + a_m \cdot ONI_{t-m} + \dots + \epsilon_t^i$$

Gráfica 17. Proyección ONI

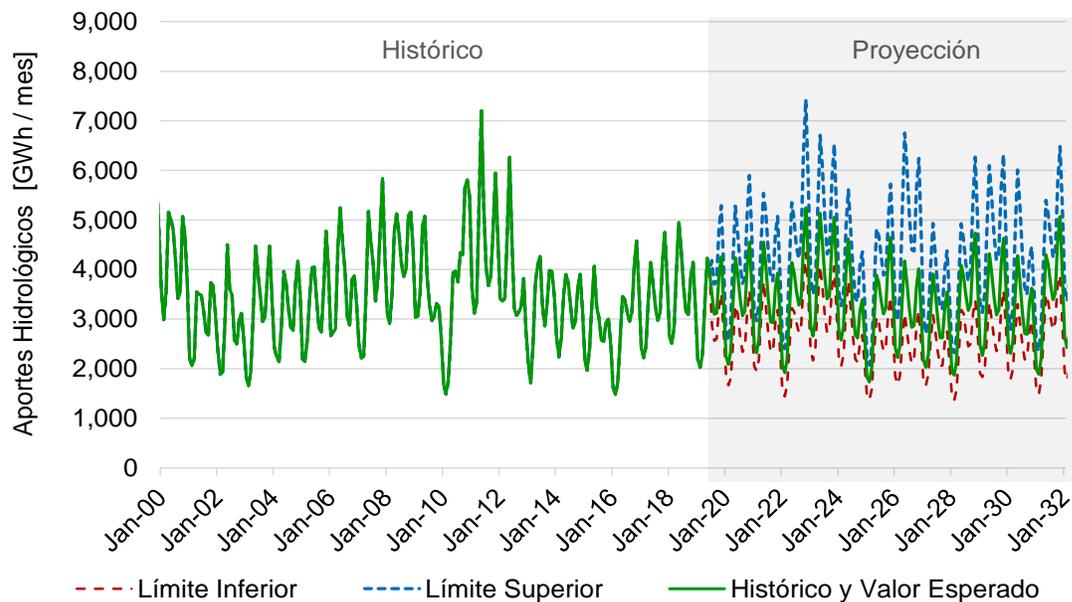


Fuente: NAA - UPME. Cálculos: UPME

Aportes energéticos

Articulando ambos modelos se proyectaron los caudales y aportes energéticos al SIN:

Gráfica 18. Aportes Energéticos



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Nota: Se proyectaron 39 series para cada uno de los caudales afluentes a los generadores hidroeléctricos del SIN (los cuales determinan una confiabilidad del 95% sobre los aportes hidrológicos totales).

Función Objetivo

Para la simulación del despacho de generación se utilizó un modelo de programación dinámica de minimización de costos operativos que consideraba los parámetros característicos de las centrales presentes y futuras del sistema (eficiencias, capacidades máximas, indisponibilidades, costos O&M, de combustibles y “del agua”, etc.). La resolución temporal es mensual y el horizonte de proyección comprende el periodo enero 2019 – diciembre 2032.

$$\text{MIN } \{C^{Total}\} = \text{MIN } \left\{ \sum_{t=1}^T C_t^{Oper} \right\}$$

$$C_t^{Oper} = CRac_t \cdot (D_t^i - \delta_t^i) + (CO\&M_t^j + CComb_t^j) \cdot \sigma_t^j + (CO\&M_t^j + CAgua_t^j) \cdot QTurb_t^j + CArr_t^j \cdot (\sigma_t^j - \sigma_{t-1}^j)$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

$$\begin{aligned} D_t^i &\geq \delta_t^i \\ \sigma_t^j &= S_t^j [0, 1] \\ V_t^j &\geq QAf_t^j - QTurb_t^j + V_{t-1}^j \\ CAgua_t^j &= f_t^j(ONI_t) \\ \sigma_t^j &= \eta_t^j QComb_t^j : \text{generadores térmicos} \\ \sigma_t^j &= \eta_t^j QTurb_t^j : \text{generadores hidráulicos y no convencionales} \end{aligned}$$

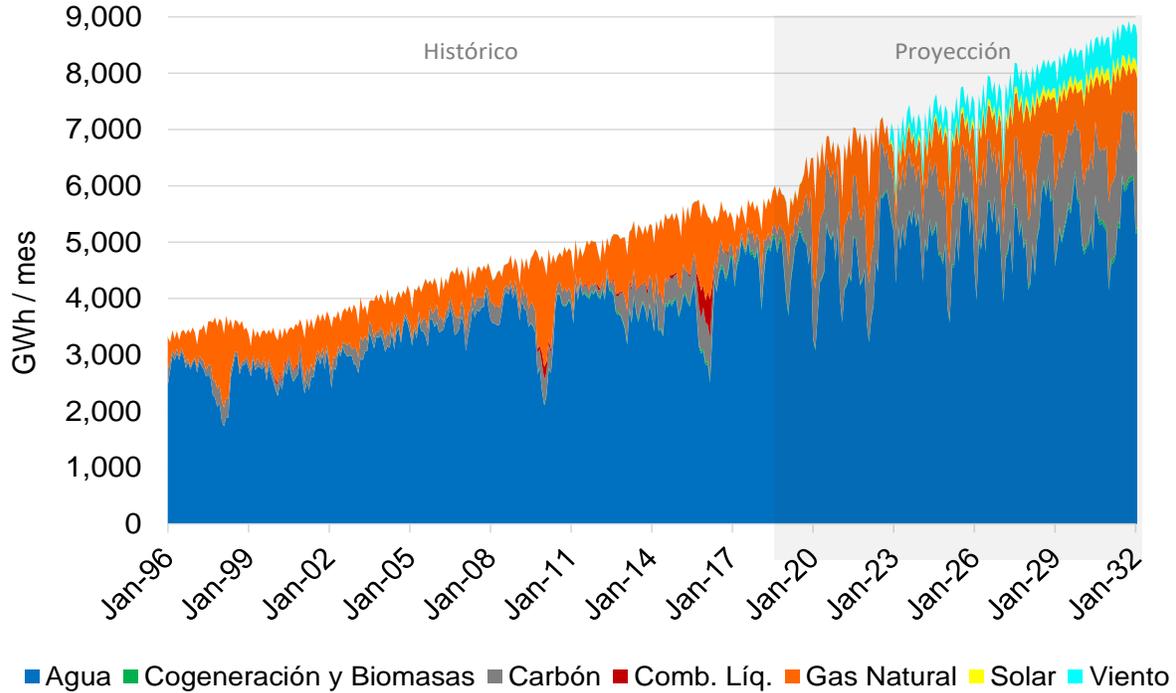
(El modelamiento se codificó en el software MatLab de Simulink.)

3.2.2.1.3 Resultados:

Despacho de generación

Se simuló el despacho futuro de generación del SIN para el valor esperado de aportes hidrológicos. Como resultado, frente a la estacionalidad hidrológica, el carbón mineral y el gas natural se mantienen ofreciendo el soporte de confiabilidad necesario.

Gráfica 19. Despacho de Generación

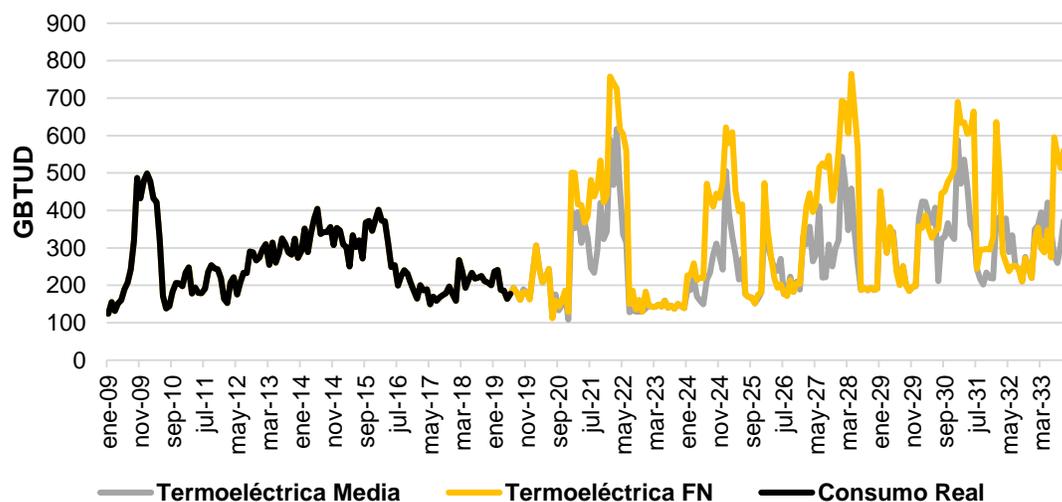


Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Despacho de generación térmica a gas natural

Teniendo en cuenta los supuestos anteriormente mencionados se tienen los siguientes consumos de gas natural en un escenario medio y en Niño.

Gráfica 20. Proyección sector termoeléctrico escenario estocástico



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

3.2.2.2 Escenario Determinístico

Ante la incertidumbre de la efectiva ocurrencia de un evento del Fenómeno del Niño, y teniendo en cuenta que la demanda termoeléctrica es la que ocasiona estrés a los sistemas de producción y transporte de gas natural, se elaboró un escenario determinístico para el sector termoeléctrico, el cual consiste en asumir la ocurrencia de un Fenómeno del Niño en el período comprendido entre noviembre y marzo y durante cualquier año del período de proyección, que corresponden a los períodos más calientes del país, con una exigencia de consumo de gas de 705 GBTUD equivalente a la totalidad de la capacidad máxima de generación del parque térmico actual. No se tienen en cuenta las unidades de generación térmica de Cartagena y Guajira por tener como combustible de respaldo carbón.

En la siguiente tabla se presenta las capacidades por planta y su consumo máximo de gas:

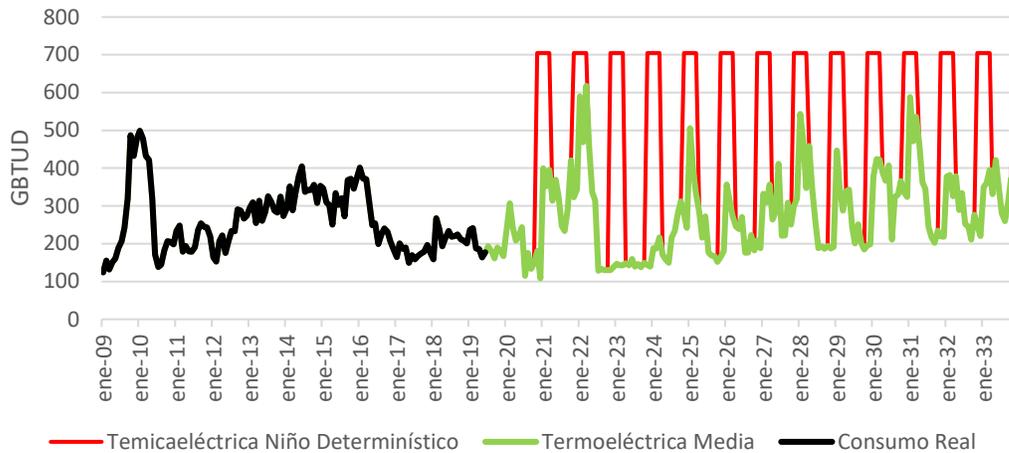
Tabla 2. Consumo de gas por planta térmica

Planta Térmica	MW	Heat Rate: MBtu/MWh			GBTUD
		Gas	ACPM	Jet A1	
Barranquilla 3	60	10,4846			15
Barranquilla 4	60	11,8308			17
Flores 1	160	7,3505			28
Flores 4B	450	6,9107			75
Merieléctrica 1	167	9,76			39
Proeléctrica 1	45	7,942			9
Proeléctrica 2	45	7,9418			9
Tebsa B	791	7,2131			137
Termocandelaria 1	157	10,4868			40
Termocandelaria 2	155	10,4914			39
Termocentro	300	7,2683			52
TermoDorada 1	51			10,5559	13
TermoEmcali 1	229		7,4639		41
TermoSierra B	460		7,1417		79
TermoValle 1	205		6,9421		34
Termo Yopal 2	30	12,0234			9
Cimarron	20	13,5			6
El Morro 1	20	12,4			6
El Morro 2	20	13,84			7
Termoyopal 1	20	12,7057			6
Tesorito	200	9,374			45
Total	3.645				705

Fuente: XM - UPME. Cálculos: UPME.

A continuación, se presenta el escenario determinístico para la demanda de gas natural del sector termoeléctrico utilizado para los análisis:

Gráfica 21. Escenario determinístico sector termoeléctrico

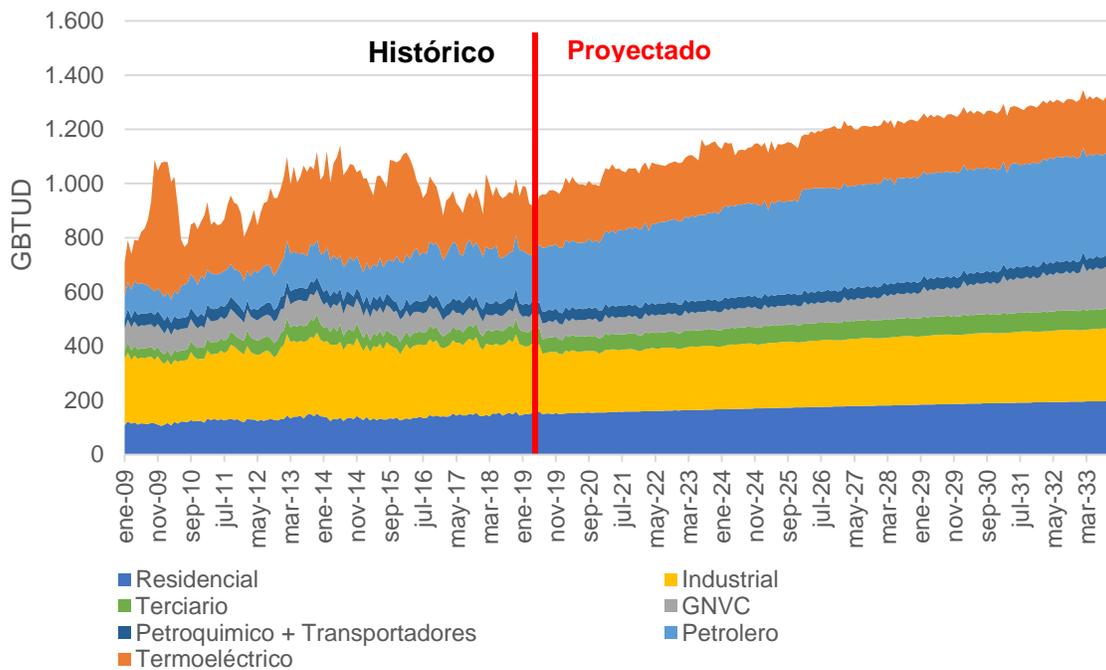


Fuente: Concentra - UPME. Cálculos: UPME.

3.2.3 Agregado de la proyección de demanda por sectores de consumo

A continuación, se presenta el resultado agregado por sectores de la proyección de demanda, así como las tasas de crecimiento anual promedio por sector de consumo, para el sector termoeléctrico se considera una proyección de demanda promedio.

Gráfica 22. Escenario medio proyección de demanda, sept. 2019



Fuente: Concentra - UPME. Cálculos: UPME.

Tabla 3. Tasas de crecimiento anual promedio por sector de consumo, sept. 2019

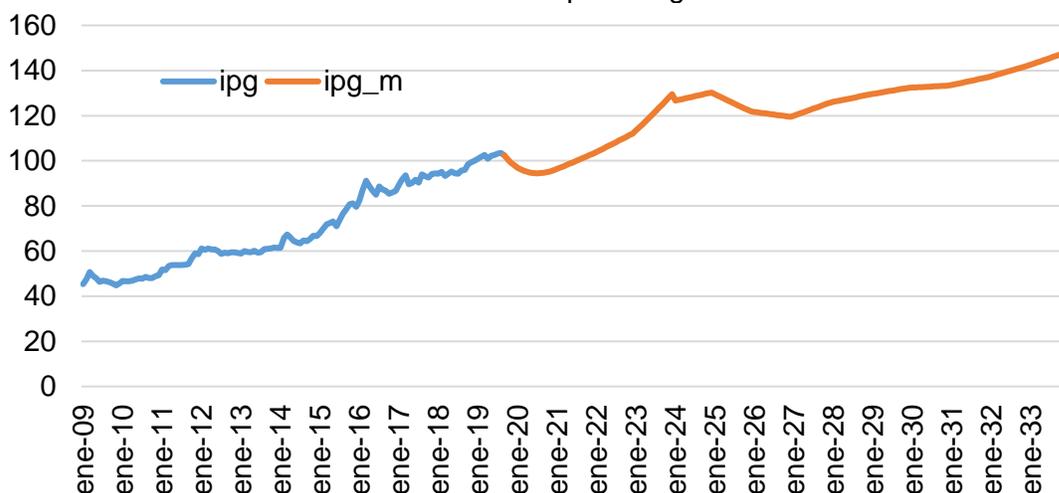
SECTOR	2019-2033
RESIDENCIAL	1,91%
COMERCIAL	2,01%
INDUSTRIAL	1,21%
PETROQUÍMICO + COMPRESORES	-0,10%
GNV	3,52%
PETROLERO	6,34%
TERMOELÉCTRICO	4,30%
TOTAL	2,96%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Los resultados de la proyección indican para el período de análisis 2019 – 2033, un crecimiento total de 2,01% promedio anual. La tasa es mayor que la del balance presentado en 2018 por el incremento en los valores proyectados en el sector petrolero.

Para el sector industrial se proyecta una tasa de crecimiento de 1,21%, para el período 2019 a 2023, de acuerdo con las proyecciones de precios, en el período 2024 – 2030 se presentaría una estabilización de estos en términos constantes, permitiendo un crecimiento de la demanda por encima de 1,5% promedio anual.

Gráfica 23. Evolución índice de precios gas natural sector industrial

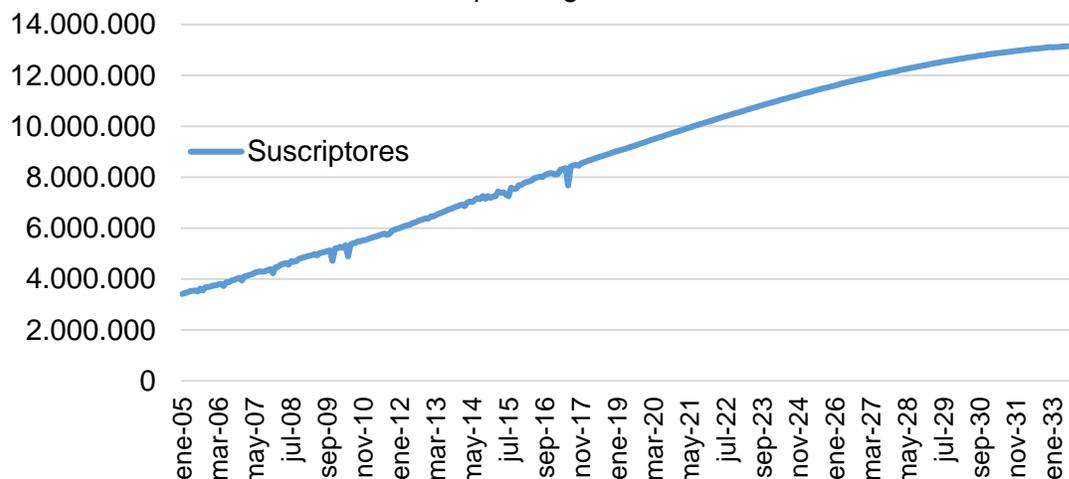


Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Para el sector transporte, se proyecta que el consumo en los vehículos tanto convertidos como dedicados a gas natural se sitúe a largo plazo alrededor de 65 GBTUD. Así mismo, se proyecta la entrada de GNL para vehículos de carga a partir de 2024.

En el resto de sectores se resalta el crecimiento del sector terciario con una tasa promedio anual esperada de 2,01% que puede reflejar el crecimiento económico del sector. Por su parte el sector residencial presenta un crecimiento de 1,91% promedio anual, con una tasa de crecimiento de hogares de 2,6% promedio anual en el período evaluado. Con respecto al balance 2018, el aumento en proyecciones se impulsó por las nuevas conexiones presentadas en el último año (5,3% nuevos usuarios entre diciembre 2017 y diciembre 2018).

Gráfica 24. Suscriptores gas natural sector residencial



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Por último, en los sectores de petroquímica y compresores no se proyectan aumentos en los consumos actuales.

3.3 Escenarios de demanda de gas natural en los sectores de consumo final Plan Energético Nacional (PEN)

En el numeral anterior se presentó la metodología y resultados de la proyección de demanda de gas natural para el corto y mediano plazo, como respuesta al comportamiento del mercado en los últimos años y a las expectativas de los agentes en cuanto a la posible evolución del mismo. El escenario medio de proyección de demanda mencionado, que aun siendo muy conservador frente al Escenario 266 del PEN¹⁶, evidencia la necesidad de contar con un nuevo punto de suministro de gas natural, que de acuerdo a los análisis realizados en la UPME, corresponde a una planta de regasificación en la bahía de Buenaventura.

Sin embargo, consideramos importante presentar escenarios alternativos a largo plazo, específicamente a 2050, que están plasmados en el Plan Energético Nacional, PEN, en la cual se presentan nuevas oportunidades para la expansión del consumo de este energético, considerado de transición.

¹⁶ Escenario del Plan Energético Nacional en el cual el país cumple con la meta de reducción de un 20% de emisiones en el año 2030 con respecto a la línea base definida en el año 2014, En este escenario el nivel de emisiones para el año 2030 se sitúa en 266 Millones de toneladas de CO₂.

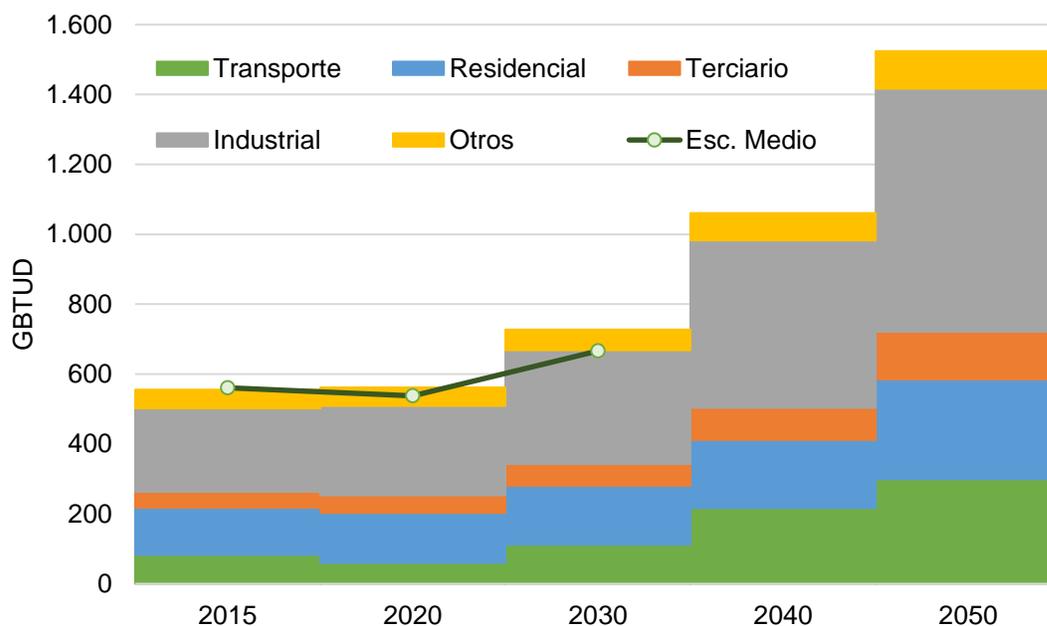
Los escenarios PEN se modelaron de la siguiente manera: Para los sectores residencial, terciario, industrial, agricultura, construcción y minería, se utilizó la herramienta MAED del Organismo Internacional de Energía Atómica, OIEA, el cual recibe como insumos datos de crecimiento del PIB, la población, las intensidades de energía útil de los usos específicos de cada sector (por ejemplo cocción en residencial, o calor directo e indirecto en la industria), así como la penetración de los energéticos en cada uso. El sector transporte fue modelado en la herramienta ENPEP del Laboratorio Argonne del Departamento de Energía de los Estados Unidos, como fue explicado en el numeral 2.5.

A continuación se presentan los escenarios PEN identificados como 266 y Nuevas apuestas, así como los resultados de gas natural:

3.3.1 Escenario 266

Este escenario recibe su nombre de la cantidad de emisiones en millones de toneladas de CO₂ que Colombia debe lograr para cumplir con la reducción del 20% con respecto a lo presentado en París¹⁷. Adicionalmente se impulsan medidas de eficiencia energética y cambio tecnológico por las mejores tecnologías disponibles a nivel nacional.

Gráfica 25. Evolución demanda de gas natural en sectores de consumo final escenario 266



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Como se aprecia en la Gráfica 25, el crecimiento de la demanda en sectores de consumo final en el escenario 266 es mayor que en el escenario medio del presente plan. Lo anterior se explica por los supuestos de sustitución en los diferentes sectores, dado el bajo factor de emisión del gas natural en comparación con otros energéticos fósiles. Por ejemplo, en el sector residencial se supone que el gas natural sustituye el uso de la leña remanente en

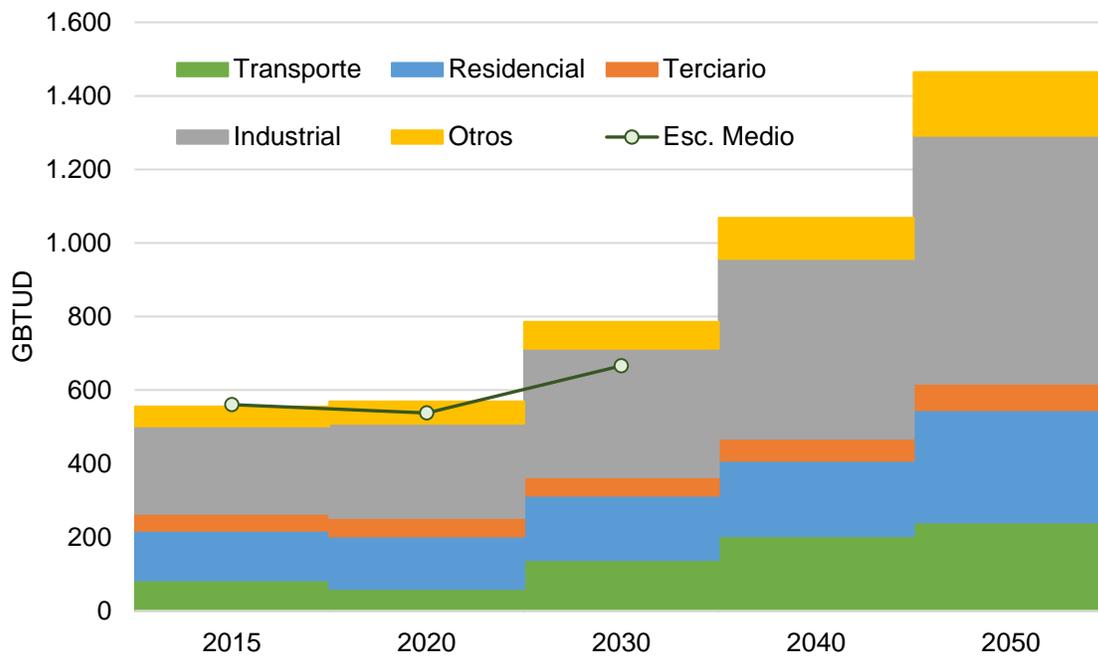
¹⁷ UPME (2020). Plan Energético Nacional.

sectores urbanos; en los sectores terciario e industrial se supone una sustitución de carbón mineral en usos de calor directo e indirecto.

3.3.2 Escenario Nuevas Apuestas

Este escenario alcanza la meta condicionada a la que se comprometió el país en 2030. Para lograr este objetivo de reducción, se modela una mayor penetración de la electricidad en diferentes procesos industriales, así como una mayor electrificación en el transporte. Adicionalmente se impulsan medidas de eficiencia energética y cambio tecnológico por las mejores tecnologías disponibles a nivel mundial.

Gráfica 26. Evolución demanda de gas natural en sectores de consumo final escenario Nuevas Apuestas



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Como en el escenario 266, en Nuevas Apuestas (Gráfica 26) el gas natural se posiciona como energético de transición e incrementa su demanda en línea con las políticas ambientales y de eficiencia energética.

4 BALANCE OFERTA - DEMANDA

El balance oferta -demanda de gas natural para un horizonte de 10 años, elaborado con el fin de establecer los momentos en los cuales podría presentarse un déficit de gas natural a nivel nacional, se construyó a partir de balances volumétricos nacionales de gas natural del Escenario Medio con resolución mensual y con los balances regionales Costa e Interior.

Para esto, se tienen en cuenta los escenarios de oferta 1, 2 y 3 presentados en el numeral 1.4 y escenario medio de la proyección de demanda presentada en el numeral 3.2. Tal como se mencionó anteriormente, ante la incertidumbre de la ocurrencia del Fenómeno del Niño, los balances que se presentan a continuación se elaboraron con el escenario determinístico del sector termoeléctrico. De otro lado, el escenario de oferta 3 solo tendrá en cuenta además del escenario de oferta 2 el supuesto de la continuación del contrato de SPEC para la atención de toda la demanda nacional, no se incluyen expectativas de “Off Shore” o desarrollo de yacimientos no convencionales por su nivel de incertidumbre al momento de elaboración de estos análisis.

La curva de producción y el momento de inicio de la producción proveniente de yacimientos no convencionales, dependerá de los resultados de las pruebas de los proyectos piloto de investigación que darán inicio en el 2020. En cuanto al “Off Shore” se espera entre 2024 y 2028 la entrada de oferta de gas natural proveniente de los campos Orca y Bloque Caribe Sur con volúmenes desde 80 MPCD y hasta 400-700 MPCD.

Como resultado de cada uno de los balances elaborados, se identifica la conveniencia de contar con una red de transporte enmallada que permita flujos en sentidos bidireccionales de modo que se interconecten los mercados de gas natural del interior y la costa favoreciendo el abastecimiento Nacional y la atención plena de la demanda ante una falla de algún elemento del sistema.

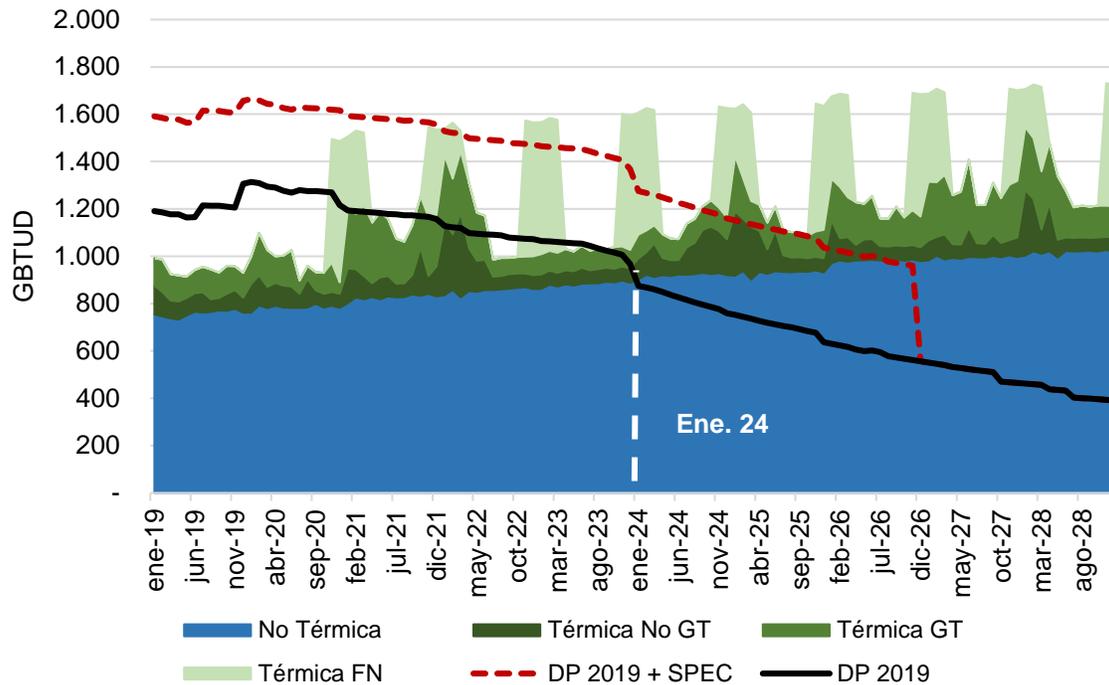
4.1 Balance Nacional

Debe señalarse que si bien el balance nacional da señales de momentos de exceso o déficit de oferta, este supone implícitamente e idealmente dos situaciones, i) una red de transporte que permite flujos en cualquier dirección, lo que hace que se disponga de todas las corrientes de gas en todo el territorio nacional y ii) transacciones comerciales que permiten el flujo físico o no del gas natural en el sistema, es decir, solo se pierde el equilibrio hasta tanto la demanda supera la oferta independiente de la localización de las fuentes de gas natural.

4.1.1 Balance1: Escenario de Oferta 1 & Escenario medio de proyección de demanda

Como ya se ha mencionado, este balance presenta en la oferta la Declaración de Producción 2019-2028 publicada por el Ministerio de Minas y Energía y el escenario medio de la proyección de demanda elaborado por la UPME versión septiembre 2019.

Gráfica 27. Balance 1, Escenario de Oferta 1 & Escenario medio de proyección de demanda



Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME

En este escenario se puede observar que se presentaría el punto de corte entre la oferta y la demanda a partir de **Ene. 2024**, mostrando un déficit para toda la demanda nacional.

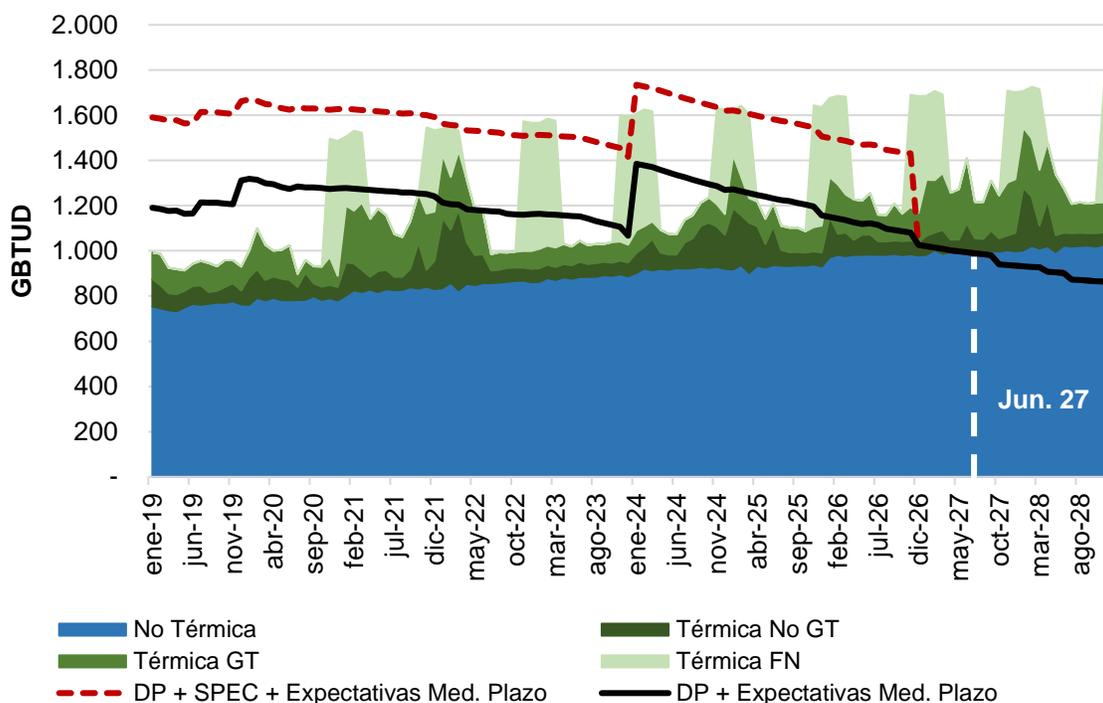
Sin embargo, de presentarse un Fenómeno del Niño entre el 2022-23, y bajo el supuesto que todo el parque térmico genera con gas, se evidencia que aun contando con SPEC se presentaría déficit en los requerimientos de gas natural para la generación térmica.

Ahora bien, suponiendo que la demanda termoeléctrica diferente a la del grupo térmico se abastece con combustibles líquidos como consecuencia del déficit de gas natural, a partir de **Ene. 2024** se presentaría un déficit sobre la demanda no termoeléctrica la cual no cuenta con un sustituto directo para su abastecimiento tal como se supuso con la generación termoeléctrica y tampoco podría abastecerse con gas natural importado proveniente de la Planta de Regasificación de Cartagena. A partir de este momento, se consideraría como fecha máxima para que el País cuente con un nuevo punto de suministro de gas natural, que de acuerdo con la última información disponible y con los resultados de la planeación centralizada de la UPME, este punto de suministro se suple con la Infraestructura de Importación de gas natural del Pacífico garantizando la seguridad de abastecimiento y confiabilidad de este energético en el mediano plazo.

4.1.2 Balance 2: Escenario de oferta 2 & Escenario medio de proyección de demanda

Este Balance 2 presenta en la oferta la Declaración de Producción 2019-2028 publicada por el Ministerio de Minas y Energía más las expectativas de oferta mencionadas en el numeral 1.4 y el escenario medio de proyección de demanda elaborada por la UPME versión septiembre 2019.

Gráfica 28. Balance 2, Escenario de oferta 2 & Escenario medio de proyección de demanda



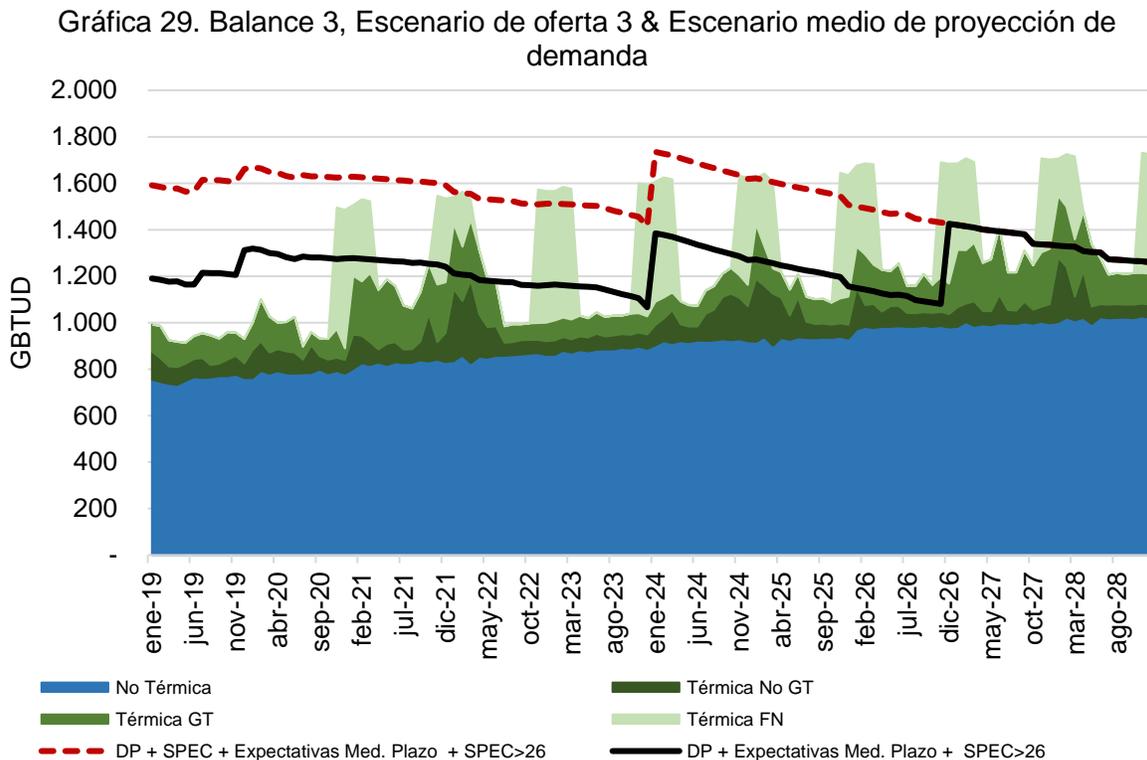
Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME

Manteniendo el supuesto que la demanda termoeléctrica diferente a la del grupo térmico se abastece con combustibles líquidos como consecuencia del déficit de gas natural, y de materializarse todas las expectativas incluyendo la entrada en operación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico se tiene que a partir de **Jun. 2027** se requiere el nuevo punto de suministro de gas natural para la demandar no térmica nacional.

Lo anterior refleja la importancia de la materialización de las expectativas y de la entrada oportuna de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, bajo estas condiciones y supuestos, se podría decir que se garantiza el abastecimiento a mediano plazo en el País. De igual manera, de presentarse un evento Niño fuerte, se contaría con el abastecimiento pleno hasta finales del 2025, sin embargo, se presenta un déficit puntual para el sector termoeléctrico a finales del 2022 y principios del 2023.

4.1.3 Balance 3: Escenario de oferta 3 & Escenario medio de proyección de demanda

Este Balance 3 presenta en la oferta la Declaración de Producción 2019-2028 publicada por el Ministerio de Minas y Energía más las expectativas de oferta mencionadas en el numeral 1.4 más el supuesto de la continuación de la planta de SPEC, u otra planta de Regasificación en el Caribe disponible para toda la demanda nacional a partir de diciembre de 2026 y el escenario medio de la proyección de demanda elaborada por la UPME versión septiembre 2019.



Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME

Los resultados del Balance 3, evidencian que de contar con la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y una Planta de Regasificación de la Costa Caribe para la atención de toda la demanda nacional a partir de diciembre de 2026, para este período de análisis 2019-28, se garantiza el abastecimiento pleno de la demanda de gas natural del País. Sin embargo, a finales del 2027 se presenta un déficit que podría atenderse sustituyendo gas natural por líquidos para generación térmica.

El balance oferta-demanda para este escenario podría mejorar a largo plazo con el desarrollo de los prospectos de gas natural del “Off Shore” y de yacimientos no convencionales, los cuales de ser viables (económica, financiera y técnicamente) podrían estar disponibles a partir del 2027-28, de acuerdo con las conversaciones sostenidas con algunos de los agentes que cuentan con compromisos contractuales con la ANH en las cuencas del “offshore” de la Costa Caribe. Así mismo, en el mediano plazo se podría contar con nuevos recursos de gas natural como resultado de la exploración y explotación de los

bloques asignados por la ANH resultantes de los dos Procesos de Asignación Permanente de áreas -PPAA-.

Los proyectos “Off Shore”, algunos recursos contingentes y la mayor parte de los bloques asignados por la ANH se encuentran en la zona noroccidental del País. En la medida en que se avance en la actividad exploratoria, se considera necesario iniciar el estudio de una nueva interconexión de los mercados Costa Atlántica - Interior, que conforme con los análisis realizados por la UPME correspondería a una interconexión entre la cuenca del Valle Inferior y el gasoducto Sebastopol – Medellín.

En cuanto a la conveniencia de la Infraestructura de Importación frente a la materialización de éstos recursos prospectivos, la UPME realizó un ejercicio de *costo de arrepentimiento*¹⁸ en donde se comparó cuál sería el costo de inversión y de racionamiento en el cual incurre el país por disponer de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y obras asociadas para llevar el gas hasta el interior del país, frente a el desarrollo de infraestructura para la incorporación del gas natural del offshore. Esto es el arrepentimiento en MUSD, de disponer o no de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico contra el costo de realizar o no las obras necesarias de infraestructura de transporte para materializar las expectativas del gas nacional (Offshore y Valle Inferior del Magdalena).

Como resultado de este ejercicio, se obtiene que el *Costo de Arrepentimiento* es menor si se construye la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y se llegasen a materializar las expectativas de gas nacional, frente a la adecuación de la infraestructura de transporte existente y la no materialización de las expectativas de gas nacional.

Ahora bien, con respecto a la ubicación de la Infraestructura de Importación, conforme con los análisis realizados por la UPME se concluyó que la mejor ubicación de la Infraestructura de Importación es la Bahía de Buenaventura por motivos de confiabilidad ya que permite la diversificación de las fuentes de producción y relaja el sistema nacional de transporte. Adicionalmente esta ubicación representa menores costos económicos contra una ampliación de la Terminal de Cartagena para la atención de toda la demanda nacional, tal como se presentó en el numeral 9.4 del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural de noviembre de 2016.

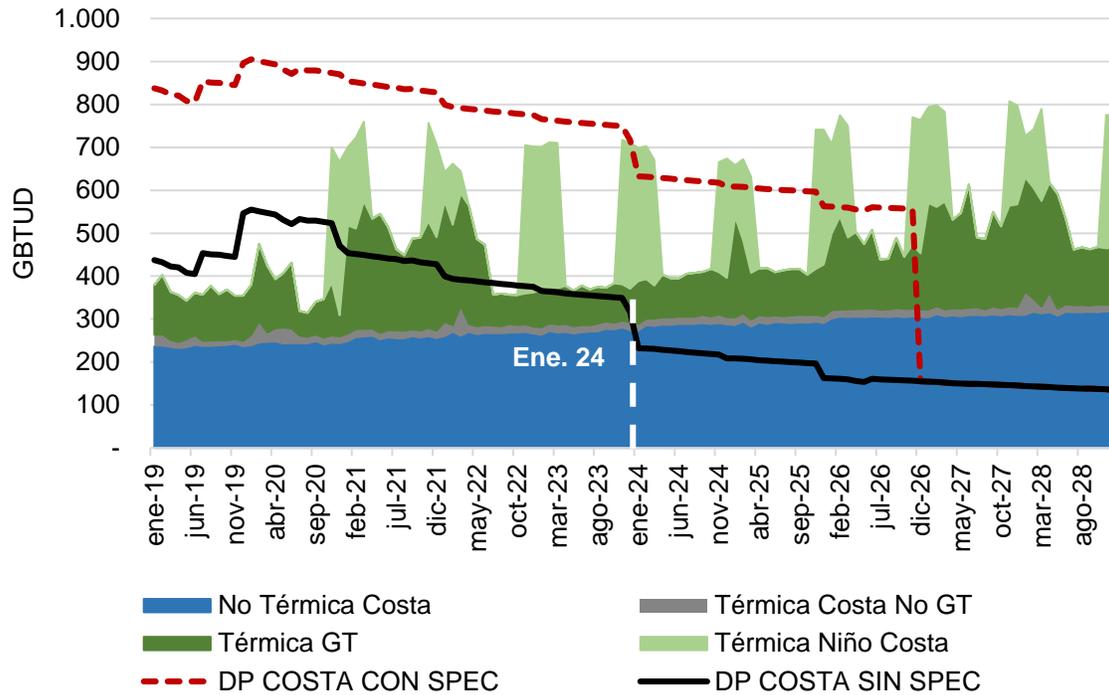
4.2 Balance Regional

4.2.1 Balance Costa

En este balance se tiene la declaración de producción de las cuencas de la Costa Atlántica del país Guajira Offshore, Importado, Sinú Jacinto y VIM. La demanda de la Costa corresponde a todos los nodos de la Costa Caribe.

¹⁸ http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Convocatorias_Doc_General_MME_VF.pdf

Gráfica 30. Balance Regional Costa



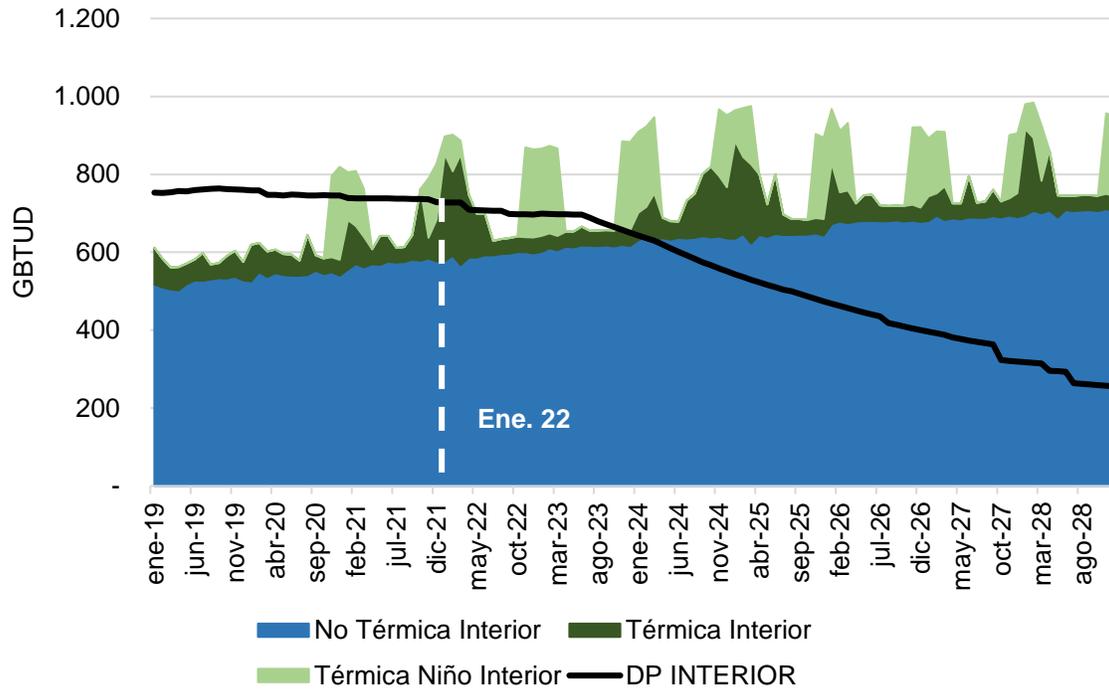
Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME

Asumiendo que el Grupo Térmico de la Costa Caribe atiende sus requerimientos de gas con la planta de regasificación de Cartagena, y que conforme con la información registrada en la Declaración de Producción de las cuencas productoras de la Costa Caribe mencionadas anteriormente, se evidencia que esta región cuenta con excedentes de gas nacional para transferir al interior del país hasta enero de 2024. Con base en lo anterior, se considera que dichos excedentes podrían aprovecharse en el interior para resolver inconvenientes de abastecimiento que se vislumbran a mediano plazo y que se muestran en el numeral 4.2.2 de este documento. Esta situación, ratifica la necesidad de contar con una capacidad bidireccional en el tramo Barranquilla – Ballena.

4.2.2 Balance Interior

En este balance se tiene la Declaración de Producción de las cuencas del interior del país Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Central, Llanos, VMM y VSM. La demanda Interior corresponde a todos los nodos del interior.

Gráfica 31. Balance Regional Interior



Fuente: MME - UPME. Cálculos: UPME

Como se puede observar, a partir de **enero de 2022** la demanda del interior podría empezar a presentar déficit en el suministro de gas natural que se podría atender con gas nacional producido de la Costa Caribe siempre y cuando exista una capacidad bidireccional en el tramo Barranquilla – Ballena. De no contar con el recurso, la generación térmica del interior tendría que recurrir a los combustibles líquidos.

5 OBRAS DE INFRAESTRUCTURA

5.1 Obras de infraestructura identificadas

En cumplimiento a lo establecido en el Decreto 2345 de 2019 así como con la última información disponible y análisis del presente Estudio Técnico, la UPME ratifica las siguientes obras necesarias para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural en el corto y mediano plazo:

Tabla 4. Obras identificadas Plan Abastecimiento de Gas Natural

Nro.	Descripción Obra	Causa Obra	FPO	Costo estimado de la Inversión
1	Planta de Almacenamiento (170.000m ³) y Regasificación (400 MPCD) en la Bahía de Buenaventura	Abastecimiento y Confiabilidad	Sept 2023	327 MUSD (+/- 15 % Desviación Presupuesto tipo IV).
2	Gasoducto Buenaventura/Yumbo con una capacidad de transporte de 400 MPCD.	Abastecimiento y Confiabilidad	Ene. 2024	248 MUSD (+/- 30 % Desviación presupuesto tipo IV).
3*	Adecuación y montaje de infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Yumbo – Mariquita de 250 MPCD.	Abastecimiento y Confiabilidad	Ene. 2024	105 MUSD
4	Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barranquilla - Ballena de 170 MPCD.	Abastecimiento y Confiabilidad	Dic. 2021	90 MUSD
5**	Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para la interconexión del tramo Barranquilla – Ballena y el tramo Ballena – Barrancabermeja con una capacidad Bidireccional de 170 MPCD	Abastecimiento y Confiabilidad	Ene. 2021	5 MUSD
6	Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barranca - Ballena de 100 MPCD.	Confiabilidad	Ene. 2021	5 MUSD
7	Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria en el ramal Jamundí que garantice la atención de la demanda en el nodo Popayán de 3 MPCD.	Abastecimiento	Mar. 2022	6 MUSD

Nro.	Descripción Obra	Causa Obra	FPO	Costo estimado de la Inversión
8	Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday 20 MPCD.	Abastecimiento	Mar. 2022	6 MUSD

Fuente: UPME.

* La ejecución de este proyecto está condicionado a la selección del Inversionista seleccionado por la UPME para la ejecución del proyecto de Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Se han considerado diferentes Fechas de Puesta en Operación –FPO- para la Planta de Regasificación y el Gasoducto Buenaventura-Yumbo, considerando que ésta última infraestructura demanda un mayor tiempo de ejecución. Adicionalmente es posible tener en operación la terminal de regasificación para el último trimestre del año 2023.

5.2 Principales servicios asociados de las obras de infraestructura identificadas

A continuación se relacionan los principales servicios asociados a cada uno de los proyectos mencionados en el numeral 5.1 del presente documento.

5.2.1 Planta de Almacenamiento y Regasificación

- Descargue y recibo de gas natural licuado.
 - ✓ Tiempo de transferencia de GNL desde el Buque Carrier a la terminal no más de 18 horas para 170.000 m3 de GNL. Este tiempo incluye el atraque, llenado de la terminal y des-atraque del Buque Carrier.
- Almacenamiento de gas natural licuado.
 - ✓ Capacidad de almacenamiento: No menos de 170.000 m3 de GNL.
 - ✓ Boil of gas (BOG): 0,15% por día de GNL almacenado.
 - ✓ Inventario Mínimo: 34.000 m3 de GNL.
- Regasificación:
 - ✓ Capacidad Máxima: 400 MPCD
 - ✓ Capacidad Mínima: 50 MPCD
 - ✓ Tiempo de arranque en frío: No más de seis (6) horas.
 - ✓ Disponibilidad: Mínimo 98,5% anual.
- Carga de Carrotanques de gas natural licuado:
 - ✓ Mínimo dos (2) bahías de carga.
 - ✓ Rata de carga por bahía de 50 m3/hora.
- Trasvase de gas natural licuado a buques metaneros y puesta en frío:
 - ✓ Rata de trasvase no menos de 2.000 m3/hora.

- Entrega de gas en el SNT:
 - ✓ Una (1) estación de transferencia y custodia de entrega de gas natural en condiciones RUT al gasoducto Buenaventura – Yumbo (el cual hace parte del SNT) incluyendo entre otros, el monitoreo de los parámetros físico-químicos del gas natural.

5.2.2 Gasoducto Buenaventura - Yumbo

- Un (1) gasoducto enterrado con una capacidad de transporte 400 MPCD sin compresión en sentido unidireccional Buenaventura – Yumbo.
- Presión de entrega al gasoducto Mariquita – Yumbo: No menos de 1.000 Psig.
- Una (1) estación de transferencia y custodia de entrega gas natural en condiciones RUT al gasoducto Mariquita-Yumbo (el cual hace parte del SNT).

5.2.3 Bidireccionalidad en el tramo Yumbo – Mariquita

- Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Yumbo – Mariquita de 250 MPCD.
- Presión de entrega en el nodo Mariquita: No menos de 800 Psig.

5.2.4 Bidireccionalidad en el tramo Barranquilla – Ballena

- Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barranquilla – Ballena de 170.
- Presión de entrega en el nodo Ballena: No menos de 900 Psig.

5.2.5 Interconexión tramo Barranquilla – Ballena con el tramo Barrancabermeja - Ballena

- Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar la interconexión del tramo Barranquilla – Ballena y el tramo Ballena Barrancabermeja una capacidad de transporte bidireccional de 170 MPCD.

5.2.6 Bidireccionalidad en el tramo Barrancabermeja – Ballena

- Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para garantizar una capacidad de transporte bidireccional en el tramo Barranquilla – Ballena de 100 MPCD.
- Presión de entrega en el nodo Ballena: No menos de 900 Psig.

5.2.7 Ampliación capacidad de transporte ramal Jamundí

- Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para ampliar la capacidad de transporte en el ramal Jamundí a 11 MPCD que garantice la atención de la demanda en el nodo Popayán de 3 MPCD.
- Presión de entrega en el nodo Popayán: No menos de 250 Psig.

5.2.8 Ampliación capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday

- Adecuación y montaje de la infraestructura necesaria para ampliar la capacidad de transporte en el tramo Mariquita - Gualanday a 20 MPCD.
- Presión de entrega en el nodo Gualanday: No menos de 800 Psig.

La totalidad de las obras recomendadas incluyen, en general, todos los elementos y adecuaciones tanto civiles, mecánicas, eléctricas y de instrumentación, así como físicas necesarias para cumplir con los servicios asociados requeridos garantizando siempre su compatibilidad con la infraestructura existente y el medio ambiente.

5.3 Obras de infraestructura en estudio

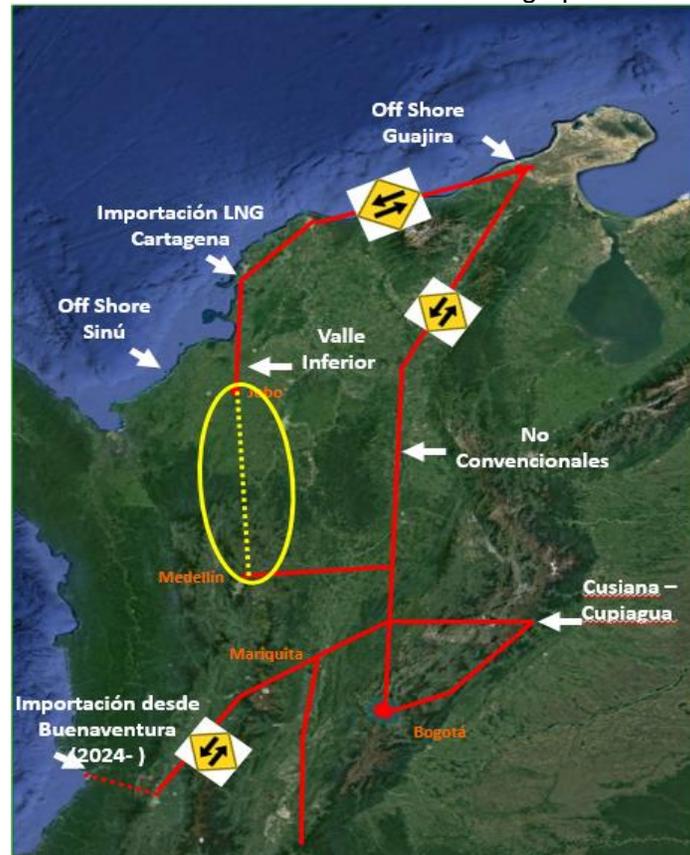
5.3.1 Interconexión Costa- Interior

Teniendo en cuenta que las expectativas de oferta de gas natural se encuentran en la zona norte del País, ya sea *Offshore*, recursos prospectivos, producción adicional del VIM o los resultados de exploración y explotación de los bloques asignados por la ANH resultantes del PPAA se evidencia la posibilidad de que la actual interconexión Costa Caribe – interior del país (gasoducto Ballena – Barrancabermeja) se haga insuficiente en su capacidad de transporte de gas natural al interior del país.

Con base en lo anterior, se ve la necesidad de contar con una nueva interconexión entre la Costa y el Interior enmallando la red de transporte, que permita flujos en sentidos bidireccionales brindando así seguridad de abastecimiento y confiabilidad del sector de gas natural a nivel nacional y en todo el Sistema Nacional de Transporte. Para lo anterior, la UPME está realizando los análisis pertinentes para llevar a cabo esta nueva interconexión entre la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena y el gasoducto Sebastopol - Medellín; por considerarlo la opción más económica y eficiente frente a los costos de una ampliación del gasoducto actual Ballena – Barrancabermeja. Así mismo, se recomienda dar inicio al desarrollo de una ingeniería conceptual de esta obra de infraestructura tal como se realizó con el Gasoducto Buenaventura – Yumbo.

No obstante, la decisión definitiva sobre la construcción de esta obra de infraestructura dependerá de la certeza sobre la materialización efectiva de la posible nueva oferta, los análisis aquí iniciados se extenderán en las siguientes versiones de este Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural a fin de asegurar su oportuna entrada en operación, si es el caso.

Ilustración 2. Red enmallada a largo plazo



Fuente: UPME.

5.3.2 Bidireccionalidad Medellín – Sebastopol

A la nueva interconexión Costa Caribe – interior en estudio entre el Valle Inferior y el gasoducto Sebastopol - Medellín, se le debe adicionar una obra tendiente a disponer de una capacidad de transporte en sentido Bidireccional en el gasoducto existente entre Medellín y Sebastopol el cual permita transportar el gas natural proveniente de la zona norte del País hasta el Magdalena Medio y al interior. Los resultados preliminares indican que esta capacidad de transporte en sentido Bidireccional oscila entre 60-100 MPCD.

5.3.3 Interconexión Cúcuta al Sistema Nacional de Transporte

Teniendo en cuenta los inconvenientes presentados con el abastecimiento en la ciudad de Cúcuta y poblaciones cercanas, por la insuficiente producción de los campos locales para la atención plena de la demanda de la región, se realizó un análisis de interconexión con el Sistema Nacional de Transporte. El análisis de esta obra de infraestructura realizado por la UPME se presenta en el anexo de este Estudio Técnico.

6 ANÁLISIS ECONÓMICOS DE LAS OBRAS DE INFRAESTRUCTURA

6.1 Beneficio / Costo obras de infraestructura identificadas (B/C)

Teniendo en cuenta las obras identificadas en el numeral 5.1 se procede a estimar el beneficio de cada uno de los proyectos de infraestructura.

Para calcular la relación (B/C), primero se determina la sumatoria de la demanda beneficiada traída al presente y definida como el valor esperado de la demanda no abastecida multiplicada por el costo de racionamiento asociado¹⁹, sobre la sumatoria de los costos (Capex y Opex) también traídos a valor presente para un período de análisis de 20 años en los cuales se van a remunerar las obras de infraestructura. En confiabilidad, el cálculo de la demanda no abastecida tiene en cuenta la indisponibilidad de los campos de producción.

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum VPN \text{ Demanda Beneficiada (MUSD)}}{\sum VPN \text{ Costo proyecto de Infraestructura (MUSD)}}$$

6.2 Indisponibilidad campos de producción

Para establecer la indisponibilidad de los campos de producción se utilizó información registrada en el aplicativo del Sistema de Información de Mantenimiento e Intervenciones (SIMI) del Consejo Nacional de Operación de gas natural para el periodo comprendido entre el 2015 y el 2018.

Conforme con la información remitida se asume el mantenimiento o indisponibilidad más severa que corresponde a una disponibilidad de suministro de cero (0) MPCD y que se reflejan a continuación para los principales campos de producción del País:

Gráfica 32. Reporte SIMI 2015-2018, CNO- GAS



Fuente: SIMI CNO GAS. Cálculos: UPME

¹⁹ https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/Estudios%202014-2016/Presentacion_Econometria_22Jul2015.pdf

6.3 Costo de racionamiento

Se actualizó el costo de racionamiento asumido en la versión del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural versión noviembre 2016, teniendo en cuenta la variación mensual del IPC reportada por el Banco de la República²⁰. Conforme con lo anterior, se tiene que para los análisis del costo-beneficio de las obras de infraestructura realizados en este Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, se utilizó un valor del costo de racionamiento de **29,59 USD/Kpc** a precios de diciembre de 2018.

6.4 Infraestructura de Importación de gas del Pacífico y obras asociadas

El numeral 9.4.1 del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural se presenta el ejercicio de la evaluación económica de la obra. Aunque los valores insumo hayan cambiado con el tiempo, a la fecha se sigue presentando de igual manera una relación beneficio / costo mayor a 1²¹.

Para estimar la relación beneficio – costo por abastecimiento de esta obra de infraestructura, se estableció la demanda estimada no abastecida por no contar con la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y obras asociadas con la declaración de producción 2019-28 y la proyección de demanda media del sector no termoeléctrico y el escenario estocástico de proyección de demanda del sector termoeléctrico.

Teniendo el valor estimado de demanda no abastecida y el Capex de la obra de 680 MUSD presentado en la Tabla 4 del presente documento, se procede a calcular el VPN de la inversión y de la demanda estimada no abastecida para un período de la remuneración de 20 años.

Tabla 5. Valor presente de la Demanda No Abastecida y de la inversión Infraestructura de Importación por abastecimiento y confiabilidad

Valor Presente de la Demanda Estimada No Abastecida (KPC)	Costo de Racionamiento USD/Kpc (Dic 2018)	Valor Presente del Costo de Racionamiento Estimado de la Demanda No Abastecida MUSD (Dic 2018)	Valor Presente de Inversión MUSD (Dic 2018)
625.291.236,37	29,59	18.500,83	463,21

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Al aplicar la relación beneficio / costo, se tiene un valor de 39,94 para el período análisis 2024-2043.

²⁰ <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/indice-precios-consumidor-ipc-base-diciembre-2008-100>

²¹ https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Transitorio_Abastecimiento_Gas_Natural.pdf

6.5 Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena

6.5.1 Evaluación por confiabilidad

Para la determinación de los beneficios por confiabilidad se asume un evento de falla en el campo productor de Cusiana/Cupiagua que no permitiría atender en condiciones normales de operación la demanda del Interior, y que en caso de presentarse este evento, serían suplidos con gas de la Costa Caribe transportados a través de la Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena.

Conforme con lo anterior, se procede a determinar el valor estimado de demanda no abastecida teniendo en cuenta el porcentaje de indisponibilidad del evento más alto del Campo Cusiana /Cupiagua presentado en la Gráfica 32 que corresponde a un evento ocurrido en el mes de enero de año 2016, el cual representó una indisponibilidad del campo Cusiana/Cupiagua de 4,93% equivalentes a 18 días del año.

Tabla 6. Valor Estimado Demanda No Abastecida Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena por confiabilidad

Indisponibilidad Campo Cusiana/Cupiagua (Días)	Capacidad Bidireccionalidad Requerida (MPCD)	Valor Estimado de Demanda No abastecida	
		MPC	KPC
18	170	3.060,00	3.060.000,00

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Teniendo el valor esperado de demanda no abastecida y el Capex de la obra de 90 MUSD presentado en la Tabla 4, se procede a calcular el VPN de la inversión y de la demanda estimada no abastecida para un período de la remuneración de 20 años.

Tabla 7. Valor presente de la Demanda Estimada No Abastecida y de la inversión Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena por abastecimiento

Valor Presente de la Demanda Estimada No Abastecida (KPC)	Costo de Racionamiento USD/Kpc (Dic 2018)	Valor Presente del Costo de Racionamiento Estimado de la Demanda No Abastecida MUSD (Dic 2018)	Valor Presente de Inversión MUSD (Dic 2018)
19.355.113,71	29,59	572,67	87,87

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Al aplicar la relación beneficio / costo, se tiene un valor de 6,51 para el período análisis.

6.6 Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena

6.6.1 Evaluación por confiabilidad

Para determinar los beneficios por confiabilidad se asume un evento de falla en los campos de La Guajira el cual no permitiría transportar en el tramo Ballena – Barranquilla 80 MPCD

que son transportados actualmente por este tramo, y que en caso de presentarse este evento serían suplidos con gas del interior con la Bidireccionalidad Barrancabermeja - Ballena.

Conforme con lo anterior, se procede a determinar el valor estimado de demanda no abastecida teniendo en cuenta el porcentaje de indisponibilidad de La Guajira presentado en la Gráfica 32 que corresponde a un evento ocurrido en el mes de enero de año 2018, el cual representó una indisponibilidad de los de La Guajira de 1,58% equivalentes a 5,75 días del año.

Tabla 8. Valor Estimado Demanda No Abastecida Barrancabermeja – Ballena por abastecimiento

Indisponibilidad Campo Ballena (Días)	Capacidad Bidireccionalidad Requerida (MPCD)	Valor Estimado de Demanda No abastecida	
		MPC	KPC
5,75	80	460,00	460.000,00

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Teniendo el valor estimado de la demanda no abastecida y el Capex de la obra de 5 MUSD presentado en la Tabla 4, se procede a calcular el VPN de la inversión y de la demanda estimada no abastecida para un período de la remuneración de 20 años.

Tabla 9. Valor presente de la Demanda Estimada No Abastecida y de la inversión Barrancabermeja – Ballena por abastecimiento

Valor Presente de la Demanda Estimada No Abastecida (KPC)	Costo de Racionamiento USD/Kpc (Dic 2018)	Valor Presente del Costo de Racionamiento Estimado de la Demanda No Abastecida MUSD (Dic 2018)	Valor Presente de Inversión MUSD (Dic 2018)
2.909.502,26	29,59	86,09	4,88

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Al aplicar la relación beneficio / costo, se tiene un valor de 17,63 para el período de análisis.

6.7 Ampliación Capacidad de Transporte Ramal Jamundí

Como resultado de las simulaciones del sistema de transporte del ramal Jamundí hasta Popayán, se evidencia que éste presenta inconvenientes de presión que en eventos de Fenómeno del Niño afecta el abastecimiento pleno de la demanda en el nodo Popayán en promedio de 3 MPCD²² en el mediano plazo ocasionando en agregado una demanda desabastecida de 2 MPCD. Conforme con lo anterior, se procede a determinar el valor estimado de demanda no abastecida.

²² Los análisis se hacen con 2 MPCD que corresponden a la demanda estimada desabastecida.

Tabla 10. Valor Estimado Demanda No Abastecida Ramal Jamundí por Abastecimiento

Valor Estimado de Demanda No abastecida		
MPCD	MPC	KPC
2,00	730,00	730.000,00

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Teniendo el valor esperado de demanda no abastecida y el Capex de la obra de 6 MUSD presentado en la Tabla 4, se procede a calcular el VPN de la inversión y de la demanda estimada no abastecida para un período de la remuneración de 20 años.

Tabla 11. Valor presente de la Demanda Estimada No Abastecida y de la inversión Ramal Jamundí por Abastecimiento

Valor Presente de la Demanda Estimada No Abastecida (KPC)	Costo de Racionamiento USD/Kpc (Dic 2018)	Valor Presente del Costo de Racionamiento Estimado de la Demanda No Abastecida MUSD (Dic 2018)	Valor Presente de Inversión MUSD (Dic 2018)
4.095.251,80	29,59	121,17	5,20

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Al aplicar la relación beneficio / costo, se tiene un valor de 23,32 para el período de análisis.

6.8 Ampliación Capacidad de Transporte Mariquita – Gualanday

6.8.1 Evaluación por abastecimiento

Como resultado de las proyecciones de demanda de la Región Tolima Grande, se evidencia que ésta sobrepasa la capacidad actual de gasoducto Mariquita – Gualanday y se presenta un desabastecimiento de la región cercana a los 4 MPCD.

Conforme con lo anterior, se procede a determinar el valor estimado de demanda no abastecida.

Tabla 12. Valor Estimado Demanda No Abastecida Mariquita – Gualanday por abastecimiento

Valor Estimado de Demanda No abastecida		
MPCD	MPC	KPC
4,00	1.460,00	1.460.000,00

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Teniendo el valor estimado de demanda no abastecida y el Capex de la obra de 6 MUSD presentado en la Tabla 4, se procede a calcular el VPN de la inversión y de la demanda estimada no abastecida para un período de la remuneración de 20 años.

Tabla 13. Valor presente de la Demanda No Abastecida y de la inversión Mariquita – Gualanday por abastecimiento

Valor Presente de la Demanda Estimada No Abastecida (KPC)	Costo de Racionamiento (Dic 2018)	Valor Presente del Costo de Racionamiento Estimado de la Demanda No Abastecida MUSD (Dic 2018)	Valor Presente de Inversión MUSD (Dic 2018)
9.234.792,82	29,59	273,23	5,86

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Al aplicar la relación beneficio / costo, se tiene un valor de 46,64 para el período de análisis.

7 BENEFICIARIOS DE LAS OBRAS

Conforme con los análisis realizados por la UPME, a continuación se presenta el análisis de los beneficiarios para cada una de las obras mencionadas en el numeral 5.1 tanto por seguridad de abastecimiento como desde el punto de vista de confiabilidad.

Los beneficiarios que se proponen en este documento tienen como fundamento lo establecido en el artículo 5 del Decreto 2345 de 2015 el cual dicta que *todos los usuarios, incluyendo los de la Demanda Esencial, deberán ser sujetos de cobro para remunerar los proyectos de confiabilidad y de seguridad de abastecimiento de los que son beneficiarios y éste valor no podrá ser superior a su costo de racionamiento*. El ejercicio de verificar si la obra supera el costo de racionamiento se presentó en el numeral 6 del presente documento.

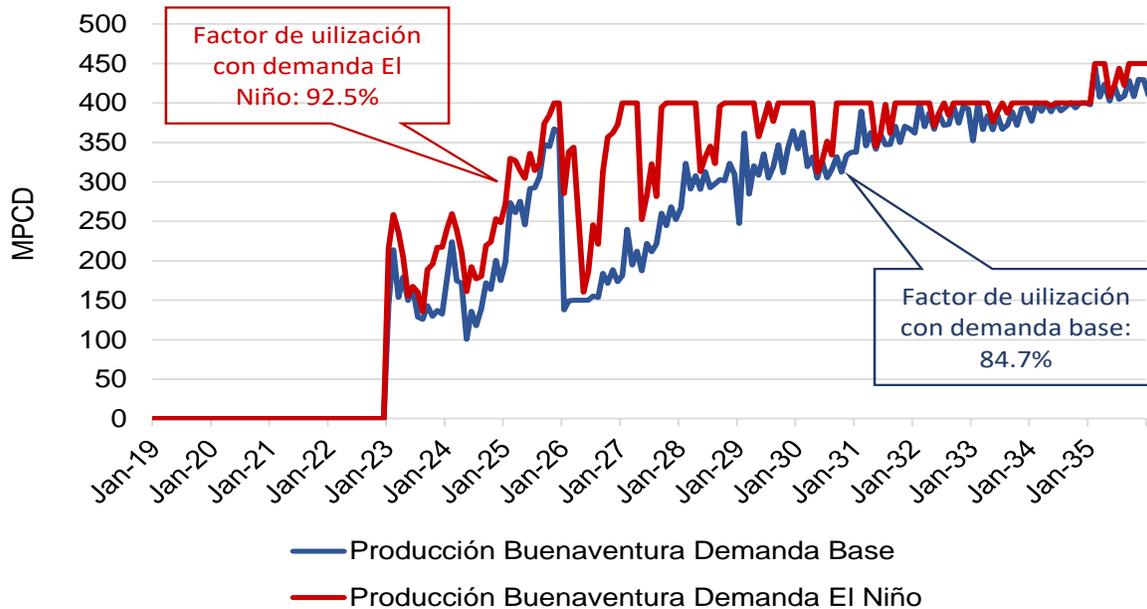
7.1.1 Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y obras asociadas

Los beneficiarios de esta obra de infraestructura se determinan en relación al volumen de gas natural que, haciendo uso del proyecto, abastece y brinda confiabilidad a toda la demanda nacional de las diferentes regiones y nodos del País durante el período de remuneración.

Para este cálculo se simuló la operación del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural con oferta de gas natural escenario base y bajo tres condiciones: i)- Escenario Medio de Proyección de demanda; ii)- Demanda bajo condiciones hidrológicas de Fenómeno de El Niño; y iii)- Condiciones de falla de la infraestructura (n-1).

De acuerdo a la información de National Oceanic and Atmospheric Administration – NOAA, las dos primeras condiciones tienen una participación en el tiempo de 88,8% y 11,2%, respectivamente. Ahora bien, entre los años 2023-45 se estima un factor de utilización de la planta del 84,7% en condiciones normales y de 92,5 % en condiciones del Fenómeno del Niño. Ponderando estos factores por el porcentaje de tiempo en cada condición (88,8% y 11,2%, respectivamente) se determina una utilización de 85,6% de la planta por requerimientos de abastecimiento.

Gráfica 33. Proyección de Regasificación de Gas Natural en Buenaventura.



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Así, puede considerarse que el restante 14,4% de la planta no utilizado en condiciones de abastecimiento estaría disponible para contingencias del sistema y prestaría un servicio de confiabilidad. En resumen se tiene:

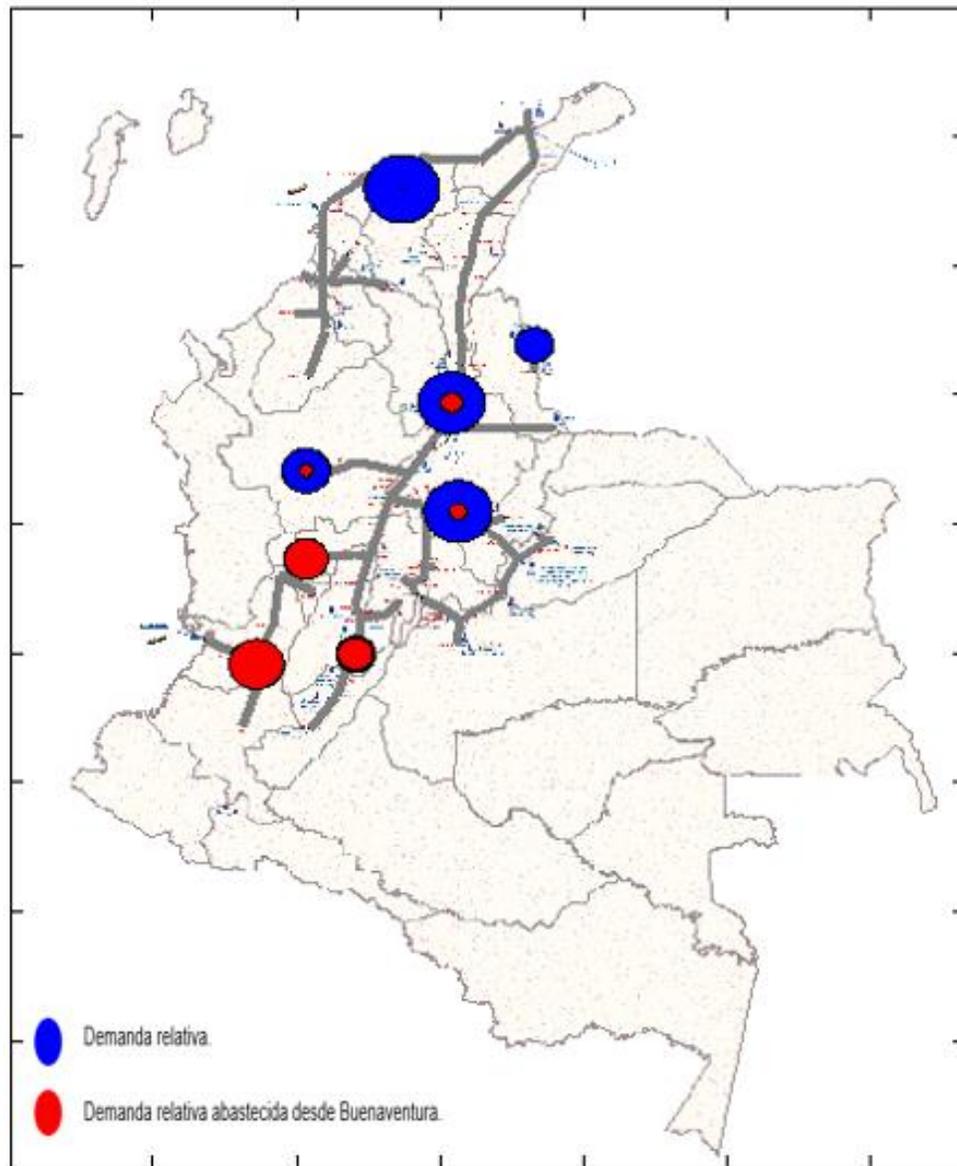
Tabla 14. Proyección porcentaje de utilización por abastecimiento y confiabilidad de la Planta de Regasificación de Buenaventura

Utilización por Abastecimiento	Utilización por Confiabilidad
85,6%	14,4%

Distribución de beneficiarios por abastecimiento

Conforme con las simulaciones realizadas por las UPME, que consideran el menor costo de suministro y transporte de gas natural en las diferentes regiones del sistema, por abastecimiento, se tiene que las regiones del Suroeste (Suroccidente), Centro y CQR son las que principalmente serán abastecidas por esta obra de infraestructura para el período 2024-2044 y por consiguiente pueden remunerar un mayor porcentaje de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Ilustración 3. Uso relativo de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico



Fuente: UPME.
Cálculos: UPME

Tabla 15. Proyección porcentaje de utilización por abastecimiento de la Planta de Regasificación de Buenaventura

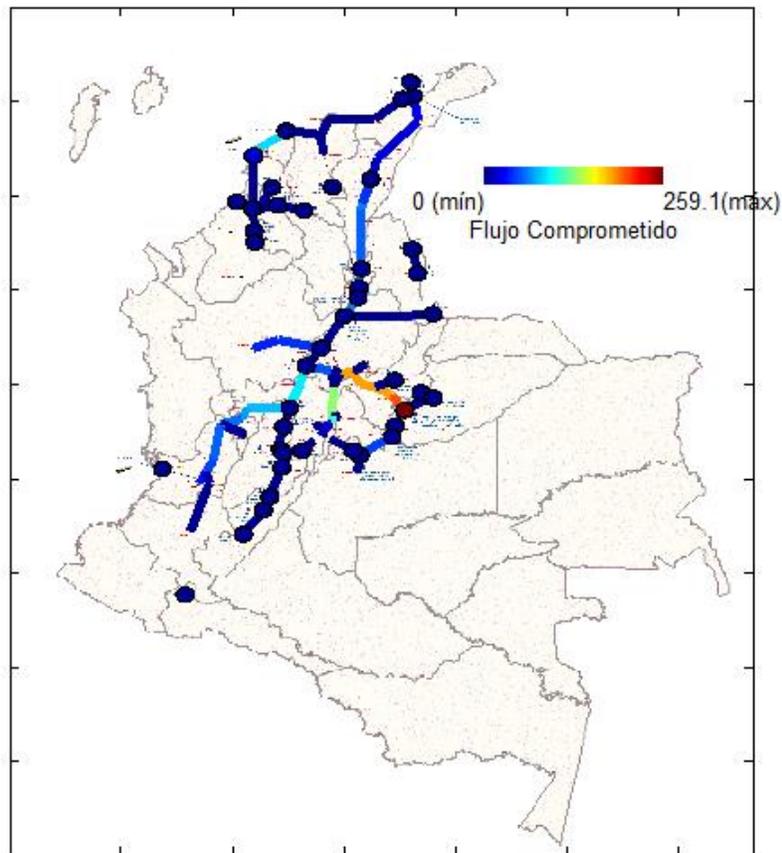
Región	Nodo	Porcentaje de Utilización (%)
Centro	Bogotá	22,030%
Costa Atlántica	Barranquilla/Cartagena	2,510%
Costa Interior	Valledupar	0,230%
CQR	Manizales	9,755%
Magdalena Medio	Barrancabermeja	27,684%
Noreste	Bucaramanga	0,011%
Noroeste	Medellín	4,322%
Suroeste	Cali	28,602%
Tolima Huila	Neiva	4,856%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Distribución de beneficiarios por confiabilidad

La distribución de beneficiarios por confiabilidad se determinó a partir de la demanda no abastecida cuando el elemento seleccionado presenta la falla más crítica durante un período de tiempo. Los gasoductos que causarían mayor impacto en el abastecimiento de gas natural, tomando como referencia diciembre de 2023, serían: i) Cartagena-Barranquilla-Ballena, que se relaciona con el suministro de gas importado a la Costa Atlántica y el Interior del país; ii) Ballena-Vasconia, asociado con el abastecimiento de los campos de La Guajira al Magdalena Medio; iii) El Porvenir-Vasconia/Bogotá, relacionado con suministro de los campos de los Llanos al Magdalena Medio y Bogotá; y iv) Vasconia-Cali, relacionado con el abastecimiento de Cusiana hacia la Zona Cafetera y Suroccidente del país.

Ilustración 4. Uso Flujo comprometido en tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, diciembre de 2023 (MPCD).

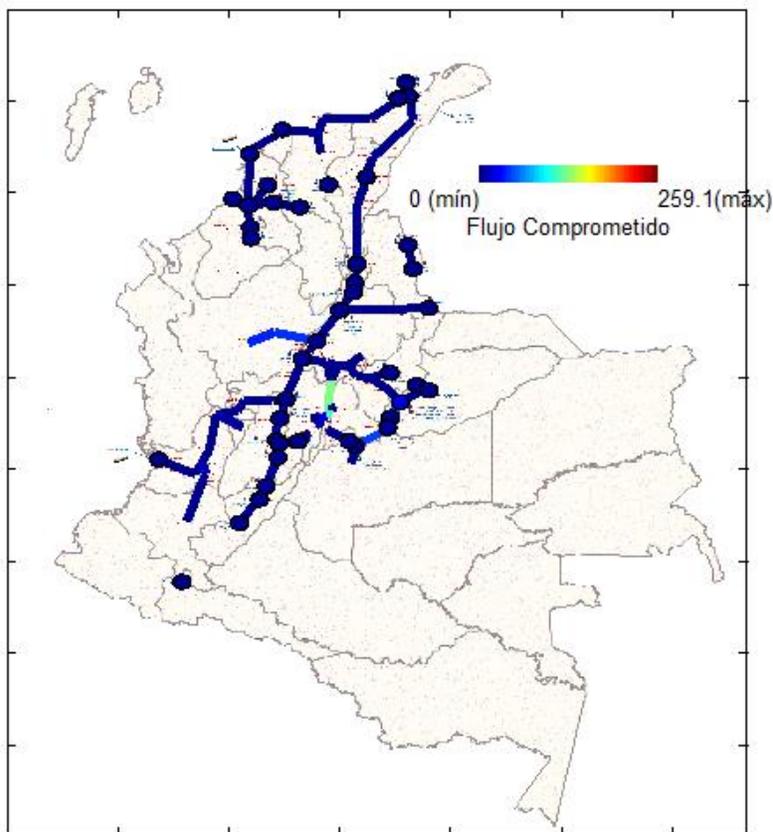


Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Conforme con los resultados de los análisis realizados, la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico ubicada en la Bahía de Buenaventura del Pacífico Colombiano requiere menores costos de infraestructura de interconexión con el Sistema Nacional de transporte, frente a los costos por aumento de capacidad de transporte entre la Costa Atlántica y el interior particularmente en el tramo Ballena - Barrancabermeja, lo cual sería necesario de cara a un nuevo punto de suministro ubicado en la Costa Caribe, de no contarse con la alternativa de suministro en Buenaventura.

El disponer de un puerto alternativo de entrada de gas natural al sistema, como lo es Buenaventura, diversifica el riesgo de manera que los flujos comprometidos por fallas en los gasoductos y campos de producción, y en consecuencia el valor esperado de la demanda no abastecida del país baje. Por otra parte, la importación por el puerto de Buenaventura reduciría el flujo de gas natural entre la Costa Atlántica y el interior del país relajando en general al sistema nacional de transporte de gas y a largo plazo podría ser una fuente de suministro que reemplaza los volúmenes que deja de entregar Cusiana/Cupiagua por su declinación propia.

Ilustración 5. Uso Flujo comprometido en tramos del sistema nacional de transporte de gas natural, con la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, enero de 2024 (MPCD)



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Los beneficiarios por confiabilidad de la planta de regasificación serían los siguientes:

Tabla 16. Proyección porcentaje de utilización por confiabilidad de la Planta de Regasificación de Buenaventura

Región	Nodo	Porcentaje de Utilización (%)
Centro	Bogotá	21,732%
Costa Atlántica	Barranquilla/Cartagena	2,550%
Costa Interior	Valledupar	0,203%
CQR	Manizales	9,784%
Magdalena Medio	Barrancabermeja	28,370%
Noreste	Bucaramanga	0,028%
Noroeste	Medellín	4,216%

Región	Nodo	Porcentaje de Utilización (%)
Suroeste	Cali	28,399%
Tolima Huila	Neiva	4,719%

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

7.1.2 Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena

Esta obra de infraestructura es justificada por seguridad de abastecimiento y por confiabilidad de la demanda del interior. El análisis presentado de Costo – Beneficio por confiabilidad asume una falla en el Campo Cusiana y por abastecimiento se asume la atención del déficit presentado en el interior para el año 2021 según el balance regional. Conforme con lo anterior los beneficiarios de esta obra de infraestructura corresponden a la demanda del interior del País.

7.1.3 Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena

Esta obra de infraestructura es justificada por confiabilidad. El análisis presentado de Costo – Beneficio por confiabilidad asume una falla en el Campo Ballena que obligaría a transportar gas del interior a la Costa Caribe. Conforme con lo anterior los beneficiarios de esta obra de infraestructura corresponden a la demanda de la Costa Caribe.

7.1.4 Aumento capacidad de transporte en el ramal Jamundí

Esta obra de infraestructura es justificada por abastecimiento para la atención de una demanda ubicada en esta cola del sistema. Por lo tanto, esta obra de infraestructura debe ser remunerada por la demanda de gas natural atendida a través del ramal Jamundí por tratarse una obra que garantiza el abastecimiento de esta Región en particular.

7.1.5 Aumento capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday

Esta obra de infraestructura es justificada por abastecimiento. Por lo tanto, esta obra de infraestructura debe ser remunerada por la demanda de gas natural de la región Tolima Grande por tratarse de una obra de infraestructura que garantiza el abastecimiento de esta Región en particular.

8 ANÁLISIS DEL IMPACTO TARIFARIO AL USUARIO FINAL

Para el análisis de este tópico se utilizaron varios supuestos de determinación de costos medios de las inversiones y demandas proyectadas en el Plan de Abastecimiento de gas natural. Para tal efecto se calcularon estampillas regionales o por proyecto con la distribución de beneficiarios que se presenta en el numeral 7 del presente documento.

El valor de la estampilla corresponde a la sumatoria del valor presente neto de los costos del proyecto de infraestructura en USD (Capex y Opex), sobre la sumatoria del valor presente neto de la demanda beneficiada por la misma en MBTU, para un período de análisis de 20 años en los cuales se van a remunerar las obras de infraestructura.

$$\text{Estampilla (USD/MBTU)} = \frac{\sum \text{VPN Costos proyecto de infraestructura (USD)}}{\sum \text{VPN Demanda Beneficiada (MBTU)}}$$

Al respecto, es oportuno mencionar que el cálculo de la estampilla se llevó a cabo con el escenario estocástico de la proyección de demanda del sector termoeléctrico presentado en el numeral 3.2.2.1 de este Estudio Técnico.

El cálculo se realiza conforme con la demanda beneficiada según lo propuesto en el capítulo 7, es decir, la estampilla de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico se calcula a partir de los porcentajes de beneficios por región y las demás obras según la demanda beneficiada propuesta, a manera de ejemplo se cita la Bidireccionalidad Barrancabermeja Ballena, donde se mencionó que los beneficiarios de esta obra de infraestructura corresponden a la demanda de la Costa Caribe y por consiguiente la estampilla se calcula con base en esta demanda y de la misma manera se procede para las demás obras de infraestructura propuestas.

De otro lado, se presenta el cálculo de una estampilla nacional por obra de infraestructura, las cuales suponen que la obra será remunerada por toda la demanda nacional sin importar región o beneficio.

8.1 Valoración de estampillas según los beneficiarios identificados

De acuerdo a lo expresado en el capítulo 7 sobre los beneficiarios identificados para las obras de infraestructura, a continuación se presentan los resultados del cálculo del valor de la estampilla a remunerar por los beneficiarios por región y nacional.

Tabla 17. Consolidado estampillas por beneficio regional

Región	Ciudad	Valor Estampilla (USD/MBTU)					Estampilla Total	
		(1C)	(1A)	(2)	(3)	(4)		(5)
Centro	Bogotá	0,021	0,125		0,045			0,191
Costa Atlántica	Barranquilla/ Cartagena	0,003	0,015	0,005				0,023
Costa Interior	Valledupar	0,002	0,011		0,045			0,058
CQR	Manizales	0,127	0,751		0,045			0,923

Región	Ciudad	Valor Estampilla (USD/MBTU)					Estampilla Total	
		(1C)	(1A)	(2)	(3)	(4)		(5)
Magdalena Medio	CIB	0,077	0,444		0,045			0,566
Nororiente	Bucaramanga	0,001	0,002		0,045			0,048
Noroccidente	Medellín	0,027	0,166		0,045			0,238
Suroccidente	Cali	0,115	0,688		0,045	0,251		1,099
Tolima Grande	Neiva	0,102	0,623		0,045		0,136	0,906

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

(1C) Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y obras asociadas por confiabilidad.
 (1A) Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y obras asociadas por abastecimiento.

(2) Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena

(3) Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena

(4) Ampliación capacidad de transporte Ramal Jamundí

(5) Ampliación capacidad de transporte gasoducto Mariquita - Gualanday

En la siguiente Tabla se presentan los resultados de la estampilla nacional por obra de infraestructura en caso de que toda la demanda nacional asuma los costos de las diferentes obras del plan de abastecimiento.

Tabla 18. Consolidado estampillas por beneficio nacional

Región	Ciudad	Valor Estampilla (USD/MBTU)					Estampilla Total	
		(1C)	(1A)	(2)	(3)	(4)		(5)
Nacional		0,032	0,192	0,002	0,031	0,002	0,002	0,261

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

(1) Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico y obras asociadas por abastecimiento y confiabilidad.

(2) Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena

(3) Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena

(4) Ampliación capacidad de transporte Ramal Jamundí

(5) Ampliación capacidad de transporte gasoducto Mariquita - Gualanday

8.2 Impacto tarifario a usuario final.

Para el análisis del impacto tarifario y la identificación de la fuente de suministro de menor costo se construyó una matriz origen destino de costos de transporte. Los valores calculados se presentan en la siguiente Tabla, en la cual se muestra el costo actual del transporte desde la fuente de producción y cada una de las regiones consideradas:

Tabla 19. Costo de transporte actual y con estampilla

Región	Ciudad	Cusiana (USD/MBTU)		Ballena (USD/MBTU)		VIM (USD/MBTU)		Buenaventura
		Actual	Con Estampilla Regional	Actual	Con Estampilla Regional	Actual	Con Estampilla Regional	Con Estampilla Regional
Centro	Bogotá	1,54	1,736	3,08	3,276	4,85	5,046	3,486
NorOccidente	Medellín	2,45	2,694	2,83	3,074	4,6	4,844	3,624
SurOccidente	Cali	3,25	4,354	3,95	5,054	5,72	6,824	1,104
Costa Atlántica	Cartagena	4,13	4,198	1	1,068	0,91	0,978	5,028
Costa Atlántica	Barranquilla	3,86	3,928	0,74	0,808	1,18	1,248	4,758
Tolima Grande	Neiva	4,38	5,291	5,08	5,991	6,85	7,761	5,161
CQR	Manizales	1,79	2,718	2,51	3,438	4,43	5,358	1,958

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Las casillas resaltadas con color corresponden al menor valor actual del costo de transporte (T) sin incluir las estampillas para remunerar las obras de seguridad de abastecimiento y confiabilidad y las casillas resaltadas con color corresponden al menor valor del T incluyendo las estampillas regionales.

Así las cosas, sin tener en cuenta el precio de la componente G se evidencia que para las regiones Suroccidente, Tolima Grande y CQR es más económico el transporte desde la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico con respecto a los cargos actuales de transporte que están remunerando por el gas transportado desde el campo Cusiana.

8.2.1 Impacto tarifario (G+T) estampillas y beneficiarios identificados

A continuación se presenta el impacto tarifario por región considerando el efecto combinado de las componentes G y T de la estructura tarifaria y teniendo en cuenta las estampillas regionales propuestas en el numeral 8.1 para remunerar las obras de seguridad de abastecimiento y confiabilidad. Para el ejercicio se asumen los siguientes precios: Cusiana 4,7 USD/MBTU²³, Ballena 4,73 USD/MBTU, VIM 5 USD/MBTU y Buenaventura 6,5 USD/MBTU.

²³ Valor del contrato resultante del proceso de comercialización de gas natural para Cusiana realizado en agosto y con fecha de inicio a partir de diciembre de 2019. <https://www.bmcbec.com.co/media/3097/resultados-comercializaci%C3%B3n-de-suministro-de-gas-natural-de-largo-plazo-2019.pdf>.

Tabla 20. Impacto tarifario (G+T) de las estampillas regionales

		Cusiana (USD/MBTU)	4.7	Ballena (USD/MBTU)	4.73	VIM (USD/MBTU)	5	B/tura (USD/MBTU)	6.5
Región	Ciudad	Actual	Con Estampilla Regional	Actual	Con Estampilla Regional	Actual	Con Estampilla Regional	Con Estampilla Regional	
Centro	Bogotá	6.24	6.436	7.81	8.006	9.85	10.046	9.986	
NorOccidente	Medellín	7.15	7.394	7.56	7.804	9.6	9.844	10.124	
SurOccidente	Cali	7.95	9.054	8.68	9.784	10.72	11.824	7.604	
Costa Atlántica	Cartagena	8.83	8.898	5.73	5.798	5.91	5.978	11.528	
Costa Atlántica	Barranquilla	8.56	8.628	5.47	5.538	6.18	6.248	11.258	
Tolima Grande	Neiva	9.08	9.991	9.81	10.721	11.85	12.761	11.661	
CQR	Manizales	6.49	7.418	7.24	8.168	9.43	10.358	8.458	

Fuente: UPME BMC. Cálculos: UPME

Las casillas resaltadas con color  corresponden al menor valor actual del G+T sin incluir las estampillas para remunerar las obras de seguridad de abastecimiento y confiabilidad y las casillas resaltadas con color  corresponden al menor valor del G+T incluyendo las estampillas regionales.

Así las cosas, incluyendo las estampillas para remunerar las obras se puede concluir que en todas las regiones se presenta un incremento en el costo del G+T, excepto la región Suroccidente, donde presenta un menor valor en el costo de suministro y transporte G+T respecto a los valores cubiertos actualmente.

8.2.2 Impacto tarifario (G+T) estampilla nacional

A continuación se presenta el impacto tarifario por región de las componentes G y T de la estructura tarifaria, teniendo en cuenta la estampilla nacional propuesta en el numeral 8.1 para remunerar las obras de seguridad de abastecimiento y confiabilidad.

Tabla 21. Impacto tarifario (G+T) de la estampilla nacional

Región	Ciudad	Cusiana (USD/MBTU)	4,7	Ballena (USD/MBTU)	4,73	VIM (USD/MBTU)	5	B/tura (USD/MBTU)	6,5
		Actual	Con Estampilla Nacional	Actual	Con Estampilla Nacional	Actual	Con Estampilla Nacional	Con Estampilla Nacional	
Centro	Bogotá	6.24	6.501	7.81	8.071	9.85	10.111	10.051	
NorOccidente	Medellín	7.15	7.411	7.56	7.821	9.6	9.861	10.141	
SurOccidente	Cali	7.95	8.211	8.68	8.941	10.72	10.981	6.761	
Costa Atlántica	Cartagena	8.83	9.091	5.73	5.991	5.91	5.910	11.721	
Costa Atlántica	Barranquilla	8.56	8.821	5.47	5.731	6.18	6.441	11.451	
Tolima Grande	Neiva	9.08	9.341	9.81	10.071	11.85	11.850	11.011	
CQR	Manizales	6.49	6.751	7.24	7.501	9.43	9.430	7.791	

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Las casillas resaltadas con color corresponden al menor valor actual del G+T sin incluir la estampilla nacional para remunerar las obras de seguridad de abastecimiento y confiabilidad y las casillas resaltadas con color corresponden al menor valor del G+T incluyendo la estampilla nacional.

Así las cosas, incluyendo la estampilla nacional para remunerar las obras se puede concluir que en todas las regiones se presenta un incremento en el costo del G+T, excepto la región Suroccidente, donde presenta un ahorro en el G+T de 1,188 USD/MBTU con respecto al actual.

8.3 Comparativo estampilla regional y nacional

A continuación se presenta un comparativo del valor de las componentes G y T de la estructura tarifaria incluyendo de la estampilla regional y la estampilla nacional.

Tabla 22. Comparativos (G+T) estampilla

Región	Ciudad	Cusiana (USD/MBTU)	4,7	Ballena (USD/MBTU)	4,73	VIM (USD/MBTU)	5	B/tura (USD/MBTU)	6,5
		Con Estampilla Regional	Con Estampilla Nacional						
Centro	Bogotá	6,436	6,501	8,006	8,071	10,046	10,111	9,986	10,051
NorOccidente	Medellín	7,394	7,411	7,804	7,821	9,844	9,861	10,124	10,141
SurOccidente	Cali	9,054	8,211	9,784	8,941	11,824	10,981	7,604	6,761
Costa Atlántica	Cartagena	8,898	9,091	5,798	5,991	5,978	5,910	11,528	11,721
Costa Atlántica	Barranquilla	8,628	8,821	5,538	5,731	6,248	6,441	11,258	11,451
Tolima Grande	Neiva	9,991	9,341	10,721	10,071	12,761	11,850	11,661	11,011
CQR	Manizales	7,418	6,751	8,168	7,501	10,358	9,430	8,458	7,791

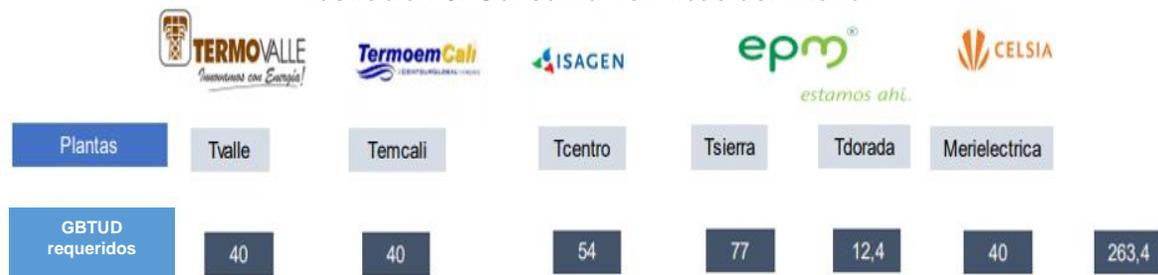
Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Las casillas resaltadas con color corresponden al menor valor del G+T. Como se puede observar a las regiones Centro, Noroccidente y Costa Atlántica es más favorable contar con una estampilla regional y a las demás regionales con una estampilla nacional.

8.4 Estampilla asumiendo contratación del sector termoeléctrico

Las centrales térmicas del interior Termovalle, Termoemcali, Termocentro, Termosierra, Termodorada y Merielectrica han manifestado su interés de respaldar sus Obligaciones de Energía Firme con la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. La demanda de gas a plena carga de estas centrales de generación en total representan 263,4 GBTUD, volumen que equivale el 65,85% de la capacidad de regasificación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.

Ilustración 6. Consumo Térmicas del interior



Fuente: Generadores térmicos del Interior.

Sin embargo, a título ilustrativo y bajo el supuesto de que los generadores térmicos del interior del país respaldarían hasta el 35% de la inversión de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico, se realizó el cálculo de la estampilla por región y nacional. Bajo este supuesto, el resto de la demanda remuneraría el 65% de la inversión. De igual forma, para el cálculo de la estampilla se asumió que la demanda de las térmicas del interior contratan el 35% de la capacidad de regasificación, que corresponde a 140 GBTUD, de los cuales 97 GBTUD serían contratos por las térmicas ubicadas en la región Magdalena Medio (Termo Centro, Termo Sierra, Termo Dorada y Merielectrica) y los restantes 42 GBTUD serían contratados por la región SurOccidente (Termo Valle y Termo Cali).

Tabla 23. Estampillas Infraestructura de Importación por beneficio regional y respaldo del grupo térmico del interior

Región	Ciudad	Con Térmicos sin asumir porcentaje de estampilla por respaldo		Con Térmicos asumiendo porcentaje de estampilla por respaldo	
		Estampilla Planta Confiabilidad (USD/MBTU)	Estampilla Planta Abastecimiento (USD/MBTU)	Estampilla Planta Confiabilidad (USD/MBTU)	Estampilla Planta Abastecimiento (USD/MBTU)
Centro	Bogotá	0,021	0,125	0,013	0,081
Costa Atlántica	Barranquilla/Cartagena	0,003	0,015	0,002	0,010
Costa Interior	Valledupar	0,002	0,011	0,001	0,007
CQR	Manizales	0,127	0,751	0,082	0,488
Magdalena Medio	CIB	0,077	0,444	0,130	0,753
Nororient	Bucaramanga	0,001	0,002	0,001	0,001
Noroccidente	Medellín	0,027	0,166	0,018	0,108
Suroccidente	Cali	0,115	0,688	0,125	0,751
Tolima Grande	Neiva	0,102	0,623	0,066	0,405

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Como resultado de lo anterior, se puede observar que de llegar a contratar el grupo térmico del interior parte de la Infraestructura de Importación, se presentaría un alivio considerable en las estampillas regionales y la estampilla nacional para el resto de la demanda, tal como se muestra a continuación:

Tabla 24. Estampillas Infraestructura de Importación por beneficio regional y respaldo del grupo térmico del interior

Región	Ciudad	Con Térmicos sin asumir porcentaje de estampilla por respaldo		Con Térmicos asumiendo porcentaje de estampilla por respaldo	
		Estampilla Planta Confiabilidad (USD/MBTU)	Estampilla Planta Abastecimiento (USD/MBTU)	Estampilla Planta Confiabilidad (USD/MBTU)	Estampilla Planta Abastecimiento (USD/MBTU)
Nacional		0,032	0,192	0,024	0,14

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

9 RESUMEN Y CONCLUSIONES

- 9.1 Este documento, el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, presenta tres (3) escenarios de oferta. En el escenario de oferta 1, que considera únicamente las Declaraciones de Producción se evidencia que el país no cuenta con la oferta necesaria para satisfacer plenamente la demanda no térmica a partir de **enero de 2024**. Esta fecha se estima como máxima para la entrada en operación de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico.
- 9.2 En el escenario de oferta 2, que tiene en cuenta algunas expectativas de corrientes de gas natural disponibles en las cuencas del Valle Inferior del Magdalena y Cesar Ranchería que podrían estar disponibles siempre y cuando se cuente con la Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena y Barrancabermeja – Ballena, se observa un posible desbalance a partir de **agosto de 2024**.
- 9.3 En el escenario de oferta 3 dependiendo de la ubicación de los recursos prospectivos de gas provenientes de *Offshore* y *Yacimiento no Convencionales* se evidencia la necesidad de una nueva interconexión entre la Costa Atlántica y el Interior del País. Sin embargo, se recomienda dar inicio a los estudios de ingeniería conceptual tendientes a establecer un estimado de costos y condiciones técnicas de esta obra de infraestructura.
- 9.4 La opción de construir la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico en la Bahía de Buenaventura es la que presenta menor Costo de Arrepentimiento, respecto a la alternativa de no hacerlo y contar con recursos contingentes de gas natural. Frente a la incertidumbre sobre la oferta futura, disponer de tal infraestructura en la Bahía de Buenaventura en el pacífico colombiano es la que ofrece mayor confiabilidad ya que permite diversificar las fuentes de producción al no concentrarlas en la zona norte del país, además flexibiliza el sistema nacional de transporte ante eventos de falla en el sistema.
- 9.5 En el caso de una posible modificación de la fecha de puesta en operación de la Infraestructura de Importación del Pacífico, se puede tener como alternativas las siguientes opciones: i) Asegurar que las corrientes de las expectativas que se mencionan en el mediano plazo entren para la atención de la demanda de gas natural; ii) Abastecer con transporte de GNL en cisternas el Suroccidente Colombiano, lo anterior, frente a la posibilidad que se tiene de que la Planta de Regasificación entre en operación con anterioridad al gasoducto Buenaventura – Yumbo; y iii) consumo de combustibles líquidos para respaldar Obligaciones de Energía Firme del parque térmico del interior del país.
- 9.6 Se recomienda la ampliación de la capacidad de transporte entre los nodos Mariquita y Gualanday de modo que se logre la atención de la demanda de la región en hasta 20 MPCD. La opción de una estación de compresión intermedia entre ambos nodos resultaría suficiente para tal cometido. Así mismo, con una estación de compresión, se recomienda la ampliación del transporte del ramal de Jamundí que permita la atención de una demanda de gas natural en el nodo Popayán de hasta 3 MPCD.
- 9.7 A fin de asegurar el abastecimiento y aumentar la confiabilidad del sistema nacional de transporte, las bidireccionalidades Barranquilla - Ballena y Barrancabermeja – Ballena

siguen recomendándose teniendo en cuenta que no se requieren mayores inversiones y presentan un mayor beneficio frente a los costos de inversión que demandan.

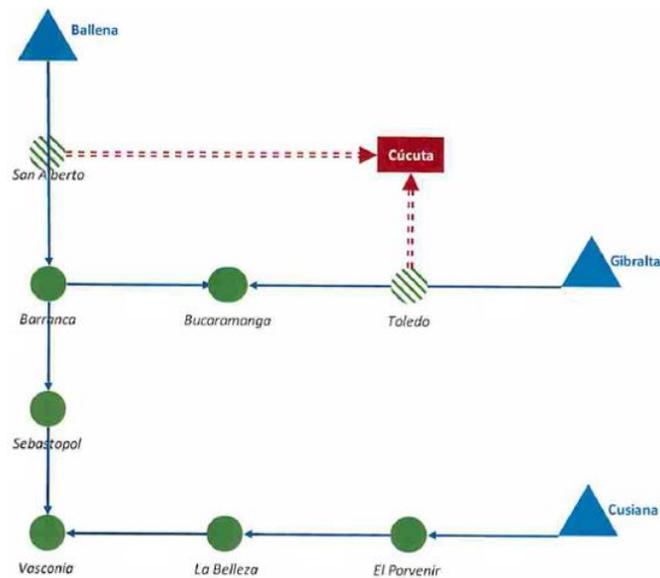
- 9.8 La situación de abastecimiento en la ciudad de Cúcuta podría ser resuelta con la interconexión de esta zona aislada al Sistema Nacional de transporte. Conforme con los resultados preliminares se tiene que éste interconexión sería viable desde el nodo San Alberto, sin embargo, se debe continuar con el estudio minucioso de esta obra para determinar su viabilidad técnica.
- 9.9 Las estampillas calculadas de remuneración de las obras infraestructura propuestas en este Estudio Técnico son el resultado de un ejercicio de impacto tarifario de las mismas. La decisión de la estructura tarifaria que se adopte quedarán a criterio de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.
- 9.10 Las obras de infraestructura propuestas permiten conformar un mercado nacional de gas natural que debe ser complementado con la institucionalidad respectiva y un régimen regulatorio que facilite estos intercambios.
- 9.11 Con el objeto de contar con capacidad de análisis de las obras de expansión propuestas se recomienda crear un Comité Asesor de Planeamiento de Gas Natural. Éste estaría compuesto por agentes públicos y privados representativos del sector.
- 9.12 Cualquier escenario más favorable en reservas y producción permitirá disminuir las necesidades de importación de Gas Natural.

Anexo

Anexo 1. Análisis Interconexión Cúcuta

Se analizan dos alternativas de interconexión de la ciudad de Cúcuta y poblaciones cercanas con el Sistema Nacional de Transporte, así: i) Construcción de un gasoducto en el trayecto Gibraltar – Cúcuta y ii) Construcción de un gasoducto en el trayecto San Alberto – Cúcuta. Los resultados de estos análisis se comparan contra el costo de prestación del servicio a través de gasoductos virtuales de gas natural comprimido y GLP.

Ilustración 1. Alternativas interconexión Cúcuta y poblaciones cercanas



Fuente: UPME.

Con la metodología para determinar el costo de los gasoductos y compresores expuesta en los numerales 9.1 y 9.2 del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural de noviembre de 2016, se estimaron los siguientes costos de las alternativas propuestas.

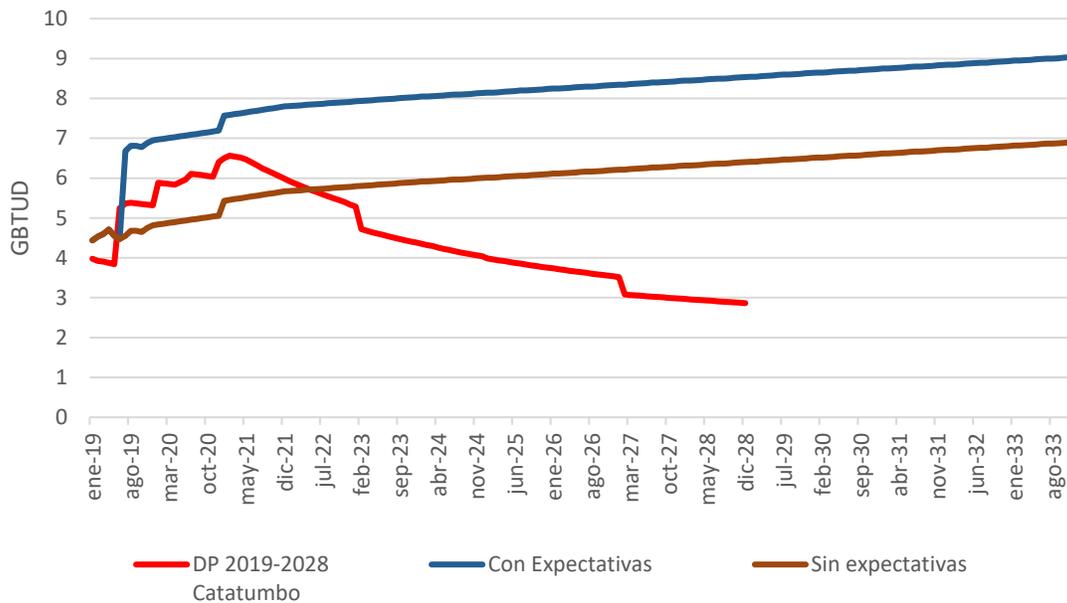
Tabla 1. Costos alternativas interconexión Cúcuta y poblaciones cercanas

Alternativa	Longitud (Km)	Diámetro (Pulgadas)	Capacidad (MPCD)	Inversión (MUSD Dic 2018)
Gasoducto Gibraltar	100	6	10	23,13
Gasoducto San Alberto	130	6	10	31,63

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Conforme con la demanda presentada por el principal distribuidor de la zona a la UPME, se tienen los siguientes estimados de proyección de demanda²⁴ con y sin expectativas de crecimiento de la demanda industrial²⁵:

Gráfica 1. Proyección demanda Gases del Oriente



Fuente: Gases de Oriente Cálculos: UPME

En la Declaración de Producción 2019-2028 de la cuenca Catatumbo se registra la producción disponible para la venta de los campos Cerrito, Oripaya, Sardinata y Tibú. Existen otros campos de producción como Cerro Gordo y Zulia en la región que no declararon cantidades disponibles para la venta.

Teniendo el valor estimado de la inversión y la demanda proyectada se calcula el valor de la tarifa por alternativa²⁶.

Tabla 2. Tarifa alternativas interconexión Cúcuta y poblaciones cercanas

Alternativa	USD/MBTU
Gasoducto Gibraltar	1,46
Gasoducto San Alberto	2,01

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

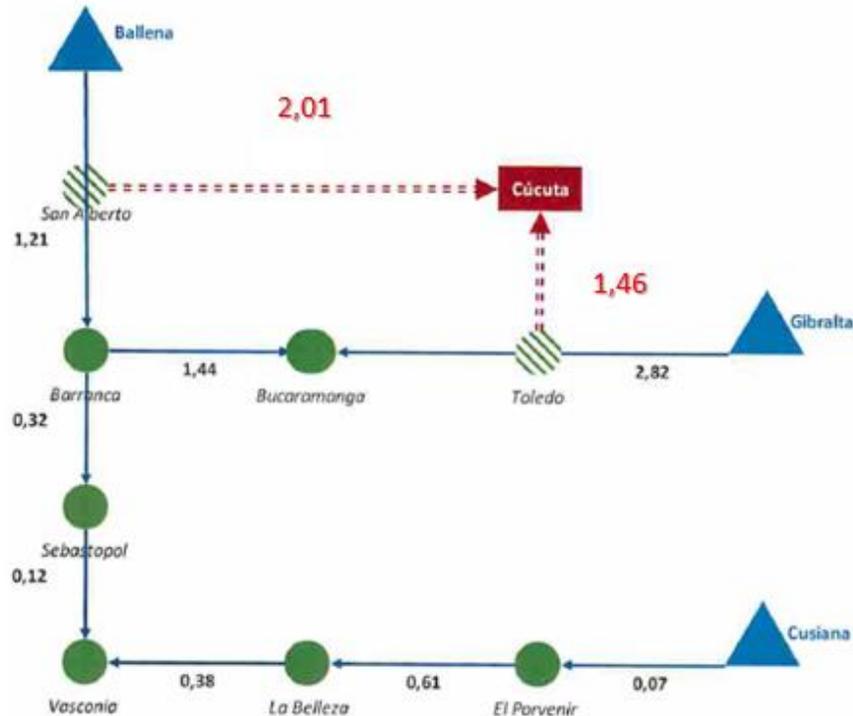
²⁴ Gases de Oriente remitió la información hasta enero del 2024, la UPME aplicó las tasas de crecimiento para proyectar la demanda hasta el 2033

²⁵ Las expectativas que se tienen de crecimiento en el sector industrial podrían incrementar la demanda en 5 GBTUD esencialmente en el sector de producción de cerámica.

²⁶ Este valor se determinó asumiendo fecha de entrada en operación 2025 (cinco años de construcción y licenciamiento), sobre la sumatoria del valor presente neto de la demanda beneficiada por la obra en para un período de remuneración de 20 años. Se asume un Opex de 3% anual del Capex y un Wacc del 12,75%.

Asumiendo los costos actuales de transporte por los tramos existentes, se procedió a estimar el costo de prestación del servicio al usuario final en Cúcuta²⁷.

Ilustración 2. Costos de transporte alternativas interconexión Cúcuta y poblaciones cercanas (USD/MBTU)



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Bajo estos supuestos, interconectando Cúcuta al SNT con las dos alternativas propuestas, se tiene el siguiente costo unitario de prestación del servicio ($C_u = G + T + D + C$) de gas natural para la ciudad de Cúcuta:

Tabla 3. Costos de prestación del servicio alternativas interconexión Cúcuta

Fuente	Costo Prestación del Servicio (USD/MBTU)	
	San Alberto	Gibraltar
Ballena	15,674	19,386
Cusiana	16,104	18,606

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Lo anterior solución de interconectar Cúcuta al Sistema Nacional de Transporte en el nodo San Alberto, se ratifica por el costo de prestación del servicio actual el cual se encuentra en 17,64 USD/MBTU (valor tomado de la publicación tarifaria de Gases del Oriente para el

²⁷ Para este cálculo se asumió el precio del campo Cusiana de 3,66 USD/MBTU y el campo Ballena de 4,73 USD/MBTU, los cargos de distribución y comercialización corresponden a 833,97 \$/m³ y 2.606,30 \$/Factura respectivamente tomados de Gases del Oriente S.A ESP del mes de septiembre de 2019²⁷.

mes de septiembre de 2019) y su comparativo con el transporte virtual de gas natural comprimido.

A continuación se presenta el ejercicio realizado desde con fuente de Guajira y con la desagregación de cada una de las componentes de la estructura tarifaria por modalidad de prestación:

Tabla 4. Costos de prestación del servicio GNC a Cúcuta (USD/MBTU)

Componente Tarifario / Item		Gases del Oriente Sept. 2019	Gasoducto San Alberto - Cúcuta	Gasoducto o Gibraltar - Cúcuta	Comprimido o San Alberto - Cúcuta	Comprimido Bucaramanga - Cúcuta
G	Ballena	8,02	4,73	4,73	4,73	4,73
T	Ballena - San Alberto		1,21		1,21	
T	Ballena - Gibraltar			5,47		
T	Gibraltar - Cúcuta			1,46		
T	San Alberto - Cúcuta		2,01			
T	Ballena - Cúcuta	1,90				
T	Ballena - Bucaramanga					2,65
T	San Alberto - Cúcuta				16,14	
D	Compresión San Alberto				1,85	
D	Compresión Bucaramanga					1,85
T	Terrestre Bucaramanga - Cúcuta					10,14
D	sep-19	6,68	6,68	6,68	6,68	6,68
C	sep-19	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
	(USD/MBTU)	17,64	15,67	19,39	31,65	27,09

Fuente: Gases del Oriente – Invercolsa - UPME. Cálculos: UPME

Los principales servicios asociados a esta obra de infraestructura son los siguientes:

- Un (1) gasoducto enterrado con una capacidad de transporte 10 MPCD sin compresión en sentido unidireccional San Alberto – Cúcuta.
- Presión de entrega al nodo Cúcuta: No menos de 700 Psig.
- Una (1) estación de transferencia y custodia de recibo de gas natural en condiciones RUT del gasoducto Barrancabermeja - Ballena (el cual hace parte del SNT).

Análisis Beneficio / Costo (B/C)

Como resultado de las proyecciones de demanda de Cúcuta y municipios cercanos por parte del distribuidor de la zona, se evidencia a largo plazo un crecimiento de la demanda de hasta 3 GBTUD sin contar las expectativas que tienen de crecimiento en el sector industrial que podrían incrementar la demanda en 5 GBTUD.

Teniendo el valor esperado de demanda no abastecida y el Capex estimado de la obra de 31,63 MUSD, se procede a calcular el VPN de la inversión y de la demanda estimada no abastecida para un período de la remuneración de 20 años.

Tabla 5. Valor presente de la Demanda No Abastecida y de la inversión Cúcuta por abastecimiento y confiabilidad

Valor Presente de la Demanda Esperada No Abastecida (KPC)	Costo de Racionamiento (Dic 2018)	Valor Presente del Costo de Racionamiento Esperado de la Demanda No Abastecida MUSD (Dic 2018)	Valor Presente de Inversión MUSD (Dic 2018)
4.315.271,15	29,59	127,68	19,11

Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Al aplicar la relación beneficio / costo, se tiene un valor de 6,68 para el período de análisis.

Beneficiarios

Esta obra de infraestructura es justificada por seguridad de abastecimiento y confiabilidad. Por lo tanto, esta obra de infraestructura debe ser remunerada por la demanda de gas natural de la región de Cúcuta y municipios cercanos por tratarse de una obra de infraestructura que garantiza el abastecimiento y la confiabilidad de esta Región en particular.

Conclusión

Conforme a los resultados preliminares, la construcción del gasoducto San Alberto – Cúcuta sería la alternativa de menor costo para los usuarios finales. Sin embargo, es importante que el trayecto proyectado para este gasoducto incluya la posibilidad de conectar Ocaña y otros municipios los cual ayuden a incrementar la demanda y reducir la tarifa tal como se realizó el análisis de esta obra de infraestructura.

Esta obra no ha sido incluida dentro del listado de obras de infraestructura mencionadas en el numeral 5 de este Estudio Técnico y para tal fin, se recomienda continuar con los estudios tendientes a determinar la viabilidad económica y técnica de esta obra de infraestructura.