



Radicado No.: 20181700030861

Fecha: 27-07-2018

Bogotá

Doctor:
GERMÁN ARCE ZAPATA
Ministro
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Ciudad

ASUNTO: Documento de análisis de abastecimiento y confiabilidad del sector Gas Natural para ajuste de Resolución MinMinas 40006 de 2017.

Respetado Ministro Arce:

De manera atenta ponemos a su disposición, el documento: **ANÁLISIS DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD DEL SECTOR GAS NATURAL**, mediante el cual se soportan los ajustes a considerar para la modificación de la Resolución No. 40006 de 2017, cuyos elementos más relevantes se resumen a continuación:

i) Teniendo en cuenta los resultados de la estructuración de la ingeniería conceptual del gasoducto y de la planta de regasificación, es necesario desplazar la fecha de puesta en Operación de esta infraestructura para junio de 2023 con el objeto de considerar tiempos suficientes para la ejecución de estas infraestructuras. No obstante, es importante señalar que la actualización del balance oferta/demanda de gas natural indica la necesidad de contar con nuevos volúmenes de gas hacia el mes de febrero del año 2022; ii) Se incluye en la Planta de Regasificación la obligación de mantener un inventario mínimo de LNG con el objeto de asegurar la confiabilidad del sistema ante fallas de los elementos que componen la infraestructura de suministro y transporte de gas en el país; iii) Se ha considerado necesario precisar las características de las diferentes obras de infraestructura previstas en el Plan Transitorio de Abastecimiento de acuerdo con las características de los servicios a ofrecer en lugar de los equipos y obras a ejecutar, lo cual genera una descripción más precisa de las obligaciones a cargo del inversionista en cada convocatoria.

En el documento mencionado se presentan los siguientes aspectos: i) Balance Gas Natural 2018-2027, ii) Análisis de la decisión de construir la Planta de Regasificación del Pacífico versus las expectativas de hallazgos de gas en el país, iii) Estimación del Inventario Mínimo por confiabilidad Planta de Regasificación del Pacífico, iv) Ajustes por servicios de las obras propuestas en el plan transitorio de abastecimiento de gas natural y v) Aspectos relevantes de la convocatoria gas natural (Infraestructura de Regasificación del Pacífico), elemento técnico para la modificación de la Resolución MinMinas 40006 de 2017.



Radicado No.: 20181700030861

Fecha: 27-07-2018

A continuación se describen brevemente los resultados de los ejercicios realizados en el citado documento:

1) Balance Gas Natural 2018-2027

Con la declaración de producción publicada por el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resoluciones 31133 del 27 de abril de 2018 y 31526 del 28 de junio de 2018 y la proyección de demanda realizada por la UPME versión julio 2018, se actualizó el balance volumétrico de gas natural para el periodo 2018-2027.

Con este balance se evidencia un déficit de abastecimiento a partir de febrero 2022, fecha en la cual se requeriría el nuevo punto de suministro y al no contar con suficiente gas nacional para atender el mercado nacional se confirma la necesidad de atender la demanda del país con gas importado, a través de la Planta de Regasificación del Pacífico, conforme lo recomendado en el Plan Transitorio de Abastecimiento de gas natural.

Como novedades de oferta y demanda de gas natural se tiene lo siguiente: en cuanto a la declaración de producción, ésta presenta una disminución principalmente originada por la no declaración de los 350 MPCD de la Planta de Regasificación de Cartagena, con respecto a lo declarado en el 2017. Desde el punto de vista de la demanda, se tienen como aspectos relevantes los siguientes: i) Sector residencial: Crecimiento de usuarios a 2032 hasta 13 millones en las regiones en las que ya existe la red con una disminución en el consumo individual promedio nacional de 13.6 a 10 m³ por usuario-mes, ii) Sector industrial: Se evaluaron escenarios de variación de precios de gas natural y de valor agregado de la industria y se tomó un escenario combinado, causándose una disminución de la misma con respecto a las versiones anteriores de proyección, iii) GNV: Entrada de GNL a partir del 2023 (fecha en la que se estima disponibilidad de la infraestructura de regasificación del pacífico) para el sector de transporte de carga en las regiones Costa Atlántica, Suroccidente y Centro, iv) Sector termoeléctrico: Consumos resultantes de simular un escenario en generación ideal asumiendo un retraso en la entrada de Hidroituango de cinco (5) años y la entrada de los proyectos de transmisión que alivian las generaciones de seguridad después del 2022 y v) Sector petrolero: Información remitida por Ecopetrol, sobre consumos esperados en las refinerías y en los proyectos de recuperación mejorada de crudo.

2) Análisis de la Planta Regasificación del Pacífico frente a las expectativas de hallazgos de gas Costa Afuera.

Estos análisis se realizaron dada la necesidad de evaluar la conveniencia o no de contar con la Planta de Regasificación del Pacífico contra las expectativas de descubrimiento de gas nacional, principalmente en el "offshore" de la Costa Caribe.



Radicado No.: 20181700030861

Fecha: 27-07-2018

Para esto se contemplaron diferentes escenarios de abastecimiento que permitieron ratificar la necesidad de contar con la Planta de Regasificación del Pacífico aún de cara a la materialización de las expectativas de gas natural nacional en el "offshore" de la Costa Caribe o en el Valle Inferior del Magdalena, que garantice el abastecimiento y la confiabilidad del sistema de gas natural, conforme lo recomendado en el Plan Transitorio de Abastecimiento de gas natural.

Con lo anterior, se analizó cuál sería el costo del arrepentimiento de disponer o no de la Planta de Regasificación del Pacífico contra el costo de arrepentimiento de realizar o no las obras necesarias para materializar las expectativas del gas nacional.

Como resultado se obtiene que el Costo de Arrepentimiento es mayor si no se construye la Planta de Regasificación del Pacífico frente a la espera de la materialización de las expectativas del gas natural nacional. Al respecto, es oportuno mencionar que de ser viables los proyectos (económica, financiera y técnicamente) que materialicen las expectativas de gas nacional, la fecha más cercana de disponibilidad de estos recursos es en el año 2027, de acuerdo con las conversaciones sostenidas con algunos de los agentes que cuentan con compromisos contractuales de evaluación técnica y/o exploración y producción con la ANH en las cuencas del "offshore" de la costa caribe.

3) Inventario Mínimo por confiabilidad Planta de Regasificación del Pacífico

Teniendo en cuenta que la función de la Planta de Regasificación del Pacífico es el de brindar seguridad en el abastecimiento y confiabilidad al sistema de gas natural en el País, la UPME considera de la mayor importancia implementar los mecanismos que permitan mitigar el riesgo de ocurrencia de indisponibilidad de inventarios de gas natural en la Planta de Regasificación del Pacífico, exigiéndose un inventario mínimo el cual servirá para atender la demanda en eventos de falla en el sistema.

En este sentido, en el documento adjunto se presentan los resultados de los ejercicios de confiabilidad realizados por la UPME, en donde se plantean diferentes escenarios de falla del sistema (n-1), con el objeto de estimar el inventario mínimo a tener en el almacenamiento de LNG en la Planta de Regasificación del Pacífico.

Conforme a los resultados obtenidos, la UPME estimó que por confiabilidad ante falla en el sistema, se debe disponer de un 20% de almacenamiento de GNL, con esto se garantiza la atención de la demanda durante tres (3) días.



Radicado No.: 20181700030861

Fecha: 27-07-2018

- 4) Precisiones a las obras propuestas en el Plan Transitorio de Abastecimiento de gas natural

Con base en las observaciones recibidas en el proceso de consulta y a fin de precisar las características del servicio de cada infraestructura, se ha considerado necesario precisar estos aspectos en la Resolución 40006 de 2017 en lugar de las características físicas de cada infraestructura como se indica más adelante

- 5) Compresor ramal Jamundí – aguas abajo del nodo Pradera

En el proceso de confirmación de la declaratoria de proyectos que los transportadores incumbentes prevén ejecutar, de conformidad con lo establecido en el Art. 4 de la Resolución 107 de 2017, se encontró necesario precisar la localización de Un compresor en el ramal Jamundí, Valle del Cauca, (propiedad de TGI), aguas abajo del nodo denominado Pradera, con el objeto de garantizar la atención de la demanda de gas natural, estimada por la UPME para esa región del país.

- 6) Propuesta de modificación Resolución MinMinas 40006 de 2017

Con todo lo expuesto anteriormente soportado en el documento adjunto, la UPME propone los siguientes ajustes a lo dispuesto en el Artículo 1 de la Resolución 40006 de 2017, la cual quedará así:

- i) **Planta de Regasificación del Pacífico**
- Construcción de una Planta de Regasificación en el municipio de Buenaventura (Valle del Cauca) con los siguientes servicios: i) Capacidad de regasificación de 400 MPCD estándar; ii) Capacidad de almacenamiento de 170.000 m³ de gas natural licuado – GNL; iii) Inventario mínimo de gas licuado de 34.000 m³.
 - Fecha de Puesta en Operación: Septiembre de 2023.
- ii) **Gasoducto Buenaventura – Yumbo**
- Construcción de un gasoducto entre Buenaventura y Yumbo con una capacidad de 400 MPCD estándar.
 - Fecha de Puesta en Operación: Septiembre de 2023.
- iii) **Bidireccionalidad Yumbo- Mariquita**
- Adecuación y montaje de infraestructura necesaria para garantizar la capacidad de transporte bidireccional en el tramo Yumbo – Mariquita de 250 MPCD estándar.



Radicado No.: 20181700030861

Fecha: 27-07-2018

- Fecha de Puesta en Operación: Septiembre de 2023.
- iv) **Construcción Loop 10", Mariquita – Gualanday**
 - Construcción de Loop de 10" en el ducto Mariquita-Gualanday con una longitud aproximada de 150 Km.
 - Fecha de Puesta en Operación: enero 2020.
- v) **Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena.**
 - Adecuación de facilidades existentes para habilitar la bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena y su interconexión con el gasoducto Ballena - Cartagena.
 - Fecha de Puesta en Operación: Enero de 2020.
- vi) **Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena**
 - Adecuación de facilidades existentes para habilitar la bidireccionalidad del gasoducto Barranquilla – Ballena y su interconexión con el gasoducto Ballena Barrancabermeja.
 - Fecha de Puesta en Operación: Enero de 2020.
- vii) **Compresor ramal Jamundí – aguas abajo del nodo Pradera**
 - Instalación de una estación de compresión cuya potencia pico es 780 HP aproximadamente.
 - Fecha de Puesta en Operación: Enero de 2020.

Cordialmente,



RICARDO RAMÍREZ CARRERO
Director General

Anexo: Documento análisis de abastecimiento y confiabilidad del sector Gas Natural.
Elaboró: Andrés Popayan
Revisó: Sandra Leyva

**DOCUMENTO ANÁLISIS DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD DEL SECTOR
GAS NATURAL**

**CONVOCATORIA UPME
(PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO Y GASODUCTO BUENAVENTURA –
YUMBO)**

**Subdirección Hidrocarburos
Unidad de Planeación Minero Energética
Julio 2018**

TABLA DE CONTENIDO

1	BALANCE GAS NATURAL 2018-2027	8
1.1	Declaración de producción de gas natural.....	8
1.2	Demanda de gas natural	10
1.3	Proyecciones de demanda de gas natural.....	11
1.4	Balance oferta demanda de gas natural.....	15
2	ANÁLISIS DE LA PLANTA REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO FRENTE A LAS EXPECTATIVAS DE HALLAZGOS DE GAS COSTA AFUERA.....	17
2.1	What if?.....	17
2.1.1	Escenarios de Oferta.....	17
2.1.2	Infraestructura	18
2.2	Costo de Arrepentimiento	21
2.2.1	Costos de racionamiento de los escenarios.....	21
2.2.2	Costos de infraestructura de los escenarios	23
3	INVENTARIO MÍNIMO POR CONFIABILIDAD PLANTA REGASIFICACION DEL PACIFICO	28
3.1	Cálculo de Inventarios	28
3.2	Determinación de producción en Buenaventura bajo condiciones normales y de falla, <i>Q0</i> y <i>QF</i>	29
3.3	Empaquetamientos.....	32
3.4	Relación Beneficio / Costo (B/C) en una condición n-1.....	33
3.5	Resultados	33
3.6	Conclusión.....	35
3.7	Anexo escenario alternativo	36
3.7.1	Relación Beneficio / Costo (B/C) en una condición n-2.....	38
4	Análisis Gasoducto Buenaventura – Yumbo y Bidireccionalidad hasta Vasconia.....	40
4.1	Condiciones Físicas de Bidireccionalidad	40
4.2	Escenario 1: Carga máxima en el Magdalena Medio	41
4.3	Escenario 2: Carga máxima en la Región Centro	43
5	ASPECTOS RELEVANTES CONVOCATORIAS GAS NATURAL (PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACIFICO Y GASODUCTO BUENAVENTURA – YUMBO)	45
6	PROPUESTAS UPME	47

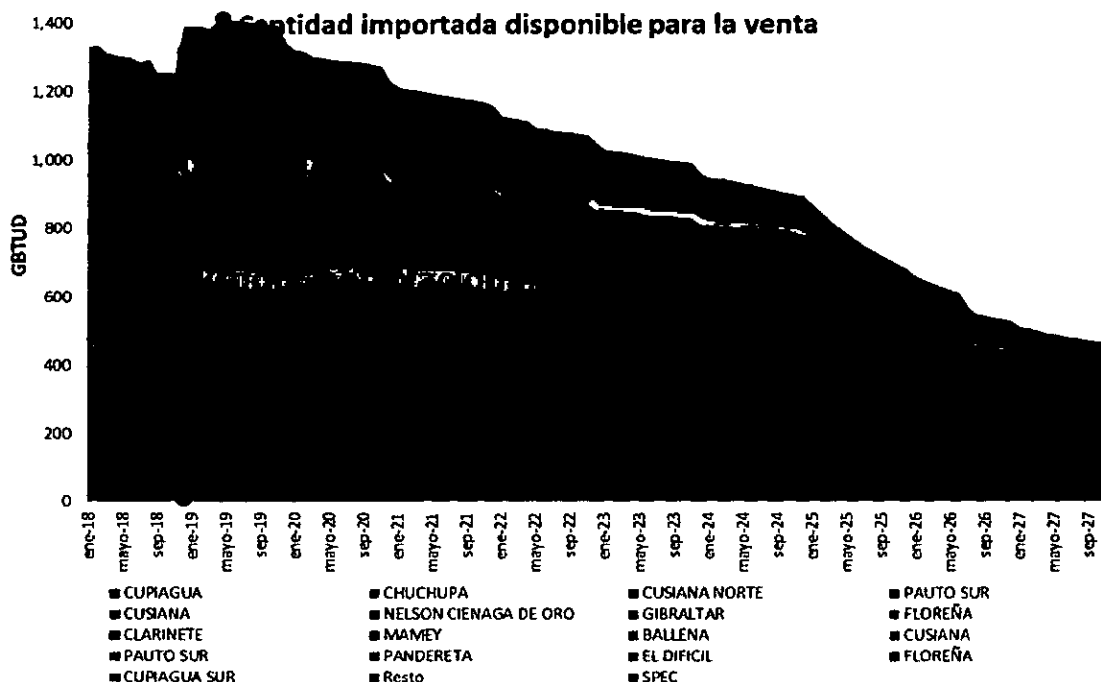
ANÁLISIS DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD DEL SECTOR GAS NATURAL

1 BALANCE GAS NATURAL 2018-2027

1.1 Declaración de producción de gas natural.

La declaración de producción fue publicada por el Ministerio de Minas y Energía mediante las Resoluciones 31133 del 27 de abril de 2018 y 31526 del 28 de Junio de 2018, las cuales están conformadas por el potencial de producción (PP), el gas de operación (GAS OP) y las cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV). Así mismo, el potencial de producción incluye la producción total disponible para la venta (PTDV) y la producción comprometida (PC).

Gráfica 1. Potencial de producción total



Fuente: MME. Cálculos: UPME

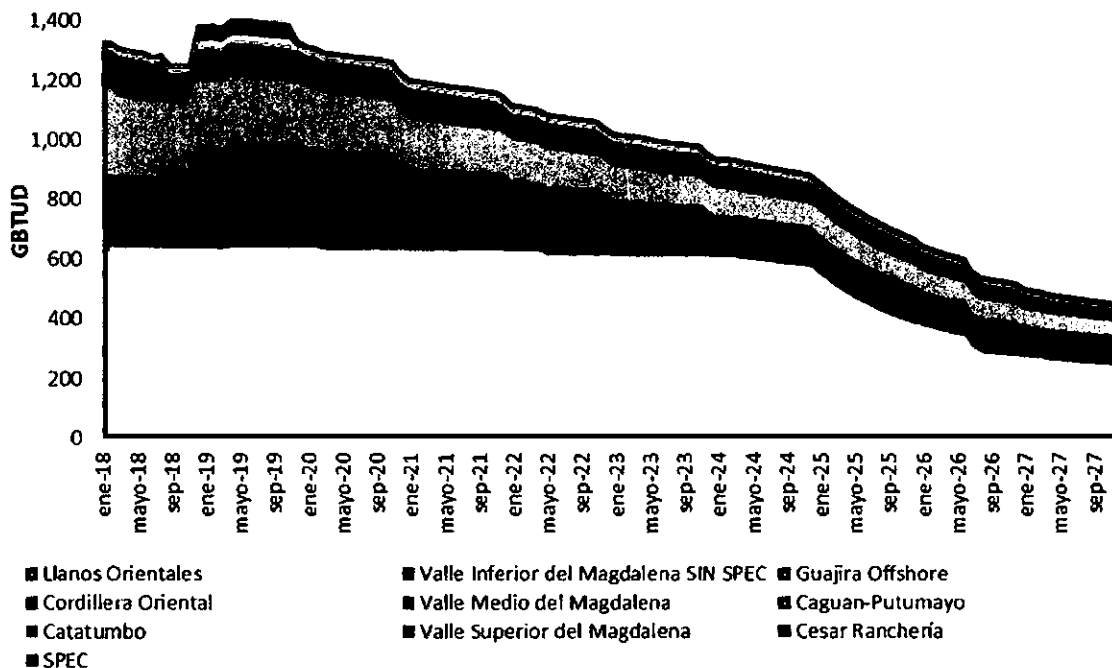
En la Gráfica 1 se observa el potencial de producción total, el cual está compuesto por el potencial de producción más las cantidades importadas disponibles para la venta. Este año a diferencia del anterior, el potencial de producción está compuesto únicamente por producción nacional, ya que ningún importador reportó potencial de producción comprometida ni potencial disponible para la venta. Otra diferencia importante es que las cantidades importadas disponibles para la venta son reportadas solamente por SPEC a

través de la planta de regasificación de Cartagena, no hay declaración de importación por parte de Ecopetrol ni de Petromil, tal como se realizó el año anterior.

El máximo valor de producción total se reporta para el mes de mayo de 2019 con un volumen de 1,408 GBTUD. Este valor incluye la producción nacional y las cantidades importadas disponibles para la venta, es decir 50 GBTUD. De acuerdo a esta declaración los principales aportantes a la oferta durante enero de 2018 hasta diciembre de 2027 son los campos de Cupiagua con un aporte del 21%, Chuchupa y Cusiana norte, cada uno con un aporte del 10%. En la Gráfica 2 se agrupó la producción de 100 campos (Resto) que en total aportan a la oferta un 14% pero que de forma individual no superan el 1%.

Las cuencas que representan un mayor aporte a la oferta total son los Llanos Orientales y el Valle Inferior del Magdalena, Ver Gráfica 2. La cuenca de los Llanos Orientales alcanza un máximo de aporte a la oferta nacional de 64% en diciembre de 2024, la cuenca Valle Inferior del Magdalena alcanza un valor máximo de aporte a la oferta nacional del 26% en diciembre de 2019.

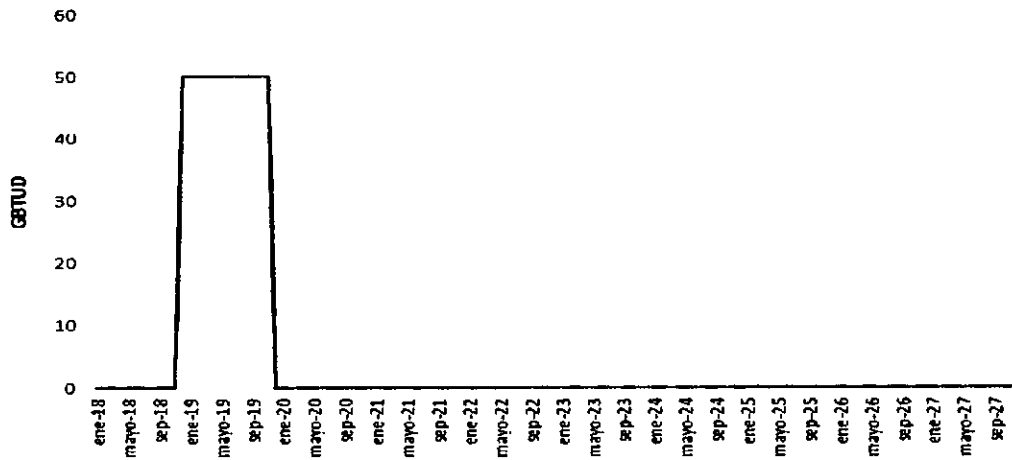
Gráfica 2. Participación por cuenca en el potencial de producción total.



Fuente: MME. Cálculos: UPME

En la Gráfica 3 se presentan las cantidades importadas disponibles para la venta, este volumen es declarado por Calamary a través de la planta de SPEC, el volumen disponible es de 50 GBTUD desde diciembre de 2018 hasta noviembre de 2019.

Gráfica 3. Cantidades importadas disponibles para la venta

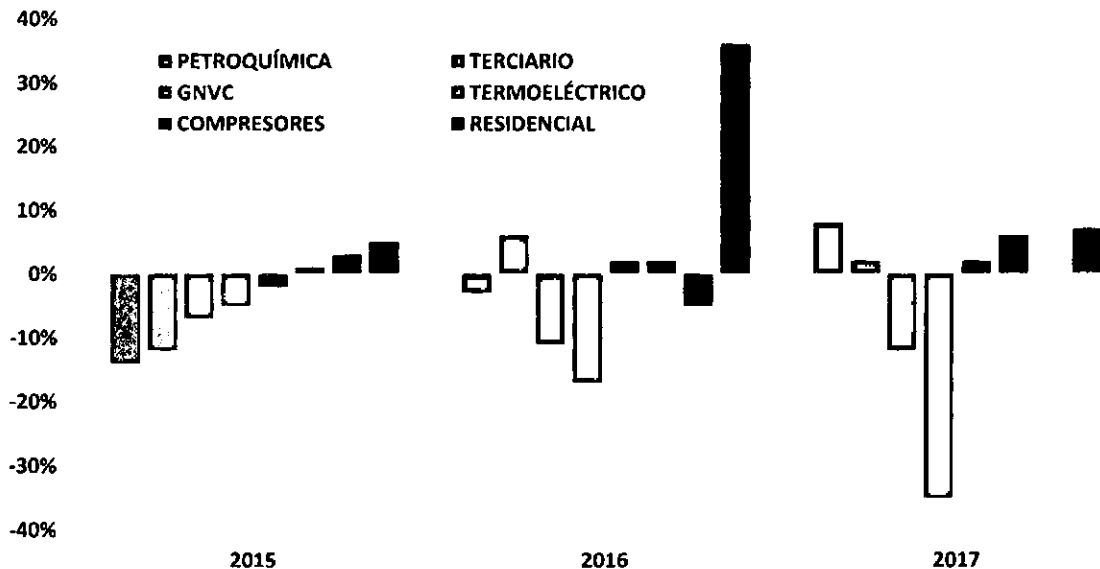


Fuente: MME. Cálculos: UPME

1.2 Demanda de gas natural

En el año 2017 el consumo de gas natural en Colombia tuvo una caída de 7,75%, esta disminución es explicada por la baja en el consumo en los sectores termoeléctrico (-35,07%) y de transporte (-11,84%). Debido a las condiciones meteorológicas presentadas en 2016 y 2017, las necesidades de generación con plantas termoeléctricas disminuyó, mientras que en el sector transporte, la pérdida de competitividad del gas natural frente a la gasolina ocasionó caídas en el consumo desde 2015.

Gráfica 4. Crecimiento anual del consumo de gas natural por sector.

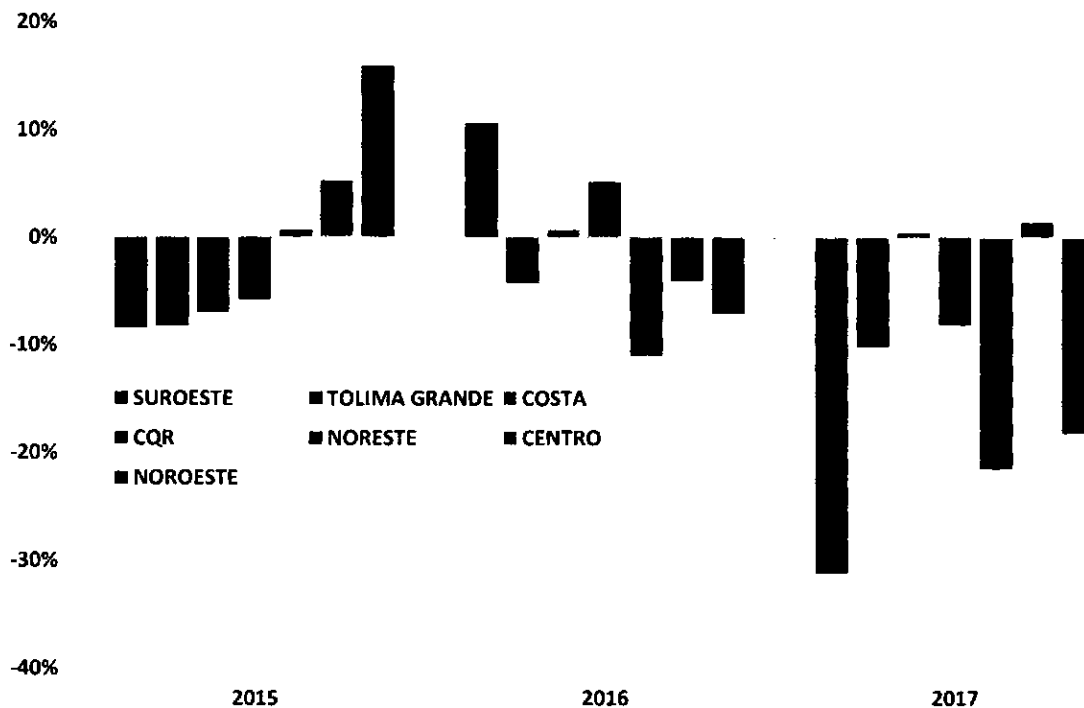


Fuente: Concentra, elaboración UPME, 2018.

A diferencia de 2016, en el año 2017 el sector industrial presentó un crecimiento leve, pero positivo (0,04%). Lo anterior a pesar de que el valor agregado del sector presentó un crecimiento negativo de 1% en 2017. El sector petrolero es el que sigue jalando el crecimiento de la demanda, gracias a los consumos reportados por las refinerías. Por su parte, los sectores residencial y terciario continúan presentando crecimientos positivos.

A nivel regional, se tiene que el suroeste (principalmente Valle del Cauca) tuvo la mayor disminución en el consumo en 2017 reflejado en una disminución del 31% como consecuencia de la caída en los sectores de generación de electricidad y de industria. En las regiones de noroeste (Antioquia), noreste (santanderes) y CQR (eje cafetero) también se presentó la disminución de consumo en el sector termoeléctrico por la recuperación de la generación de electricidad con plantas hidroeléctricas.

Gráfica 5. Crecimiento anual del consumo de gas natural por región.



Fuente: Concentra, elaboración UPME, 2018.

Las únicas regiones que presentaron crecimiento positivo en 2017 fueron costa y centro, que son las mayores consumidoras de gas natural. Sin embargo su crecimiento también se vio afectado por la disminución de generación por parte de las plantas termoeléctricas.

1.3 Proyecciones de demanda de gas natural

Las proyecciones de demanda utilizadas en el presente balance corresponden a la revisión de julio de 2018 realizada por la UPME.

Las proyecciones de los sectores residencial y terciario se realizaron mediante modelos de Vectores AutorRegresivos – VAR, relacionando la variable de consumo de gas natural con la facturación y el número de suscriptores al servicio de gas natural.

Los sectores industrial y petroquímico se proyectaron mediante vectores de corrección del error – VEC. Para el primero se relacionó el consumo con el valor agregado de la industria manufacturera, el índice de precio de gas natural y la demanda de energía eléctrica. Se plantearon 5 escenarios diferentes en los que se variaron tanto el índice de precios como el valor agregado esperado. A partir de los resultados de estos escenarios se planteó un escenario combinado con un crecimiento conservador. Para el segundo se relacionó el consumo de gas natural con el índice de producción industrial (CIU 2410 Químicas básicas para la costa y para Medellín) y con el índice de precio de gas natural.

Para el sector transporte se utilizó un modelo analítico de equilibrio no lineal entre demanda de energía, recursos energéticos y tecnológicos disponibles. Se basa en una simulación de mercado que permite determinar la respuesta de varios segmentos del sistema energético a cambios en los precios de la energía y niveles de demanda. El modelo se soporta en un proceso de decisión descentralizado, calibrado con diferentes preferencias de los usuarios de la energía y de oferentes.

Por las características del sector transporte y de los demás usos útiles que tienen los combustibles líquidos, de los cuales es sustituto el gas natural, se caracterizó el sector transporte en cuatro subsectores claramente definidos así: i) transporte urbano de pasajeros, ii) transporte de carga urbana, iii) transporte interurbano de pasajeros y iv) transporte de carga interurbana. Estos sectores se definen por tecnologías disponibles para movilidad de pasajeros y carga y consecuente de los energéticos involucrados, que en este caso hacen referencia a gasolina, ACPM, GNV y se analiza la entrada de Electricidad, GNL y GLP como alternativa potencial de acuerdo con las tendencias actuales.

Para el sector termoeléctrico se simularon los siguientes supuestos para posteriormente construir los escenarios:

- Generación SDDP:
 - Con hidroituango entrando en 5 años (Ituango + 5)
 - Sin hidroituango
- Generación por seguridad:
 - Restricciones 1: Considera entrada de cuarto circuito a la costa pero no atlántico (2019); considera la entrada de todos los proyectos (incluido Río, atlántico 1 y 2 toluviejo) (2020).
 - Restricciones 2: Considera la entrada de todos los proyectos (2022).

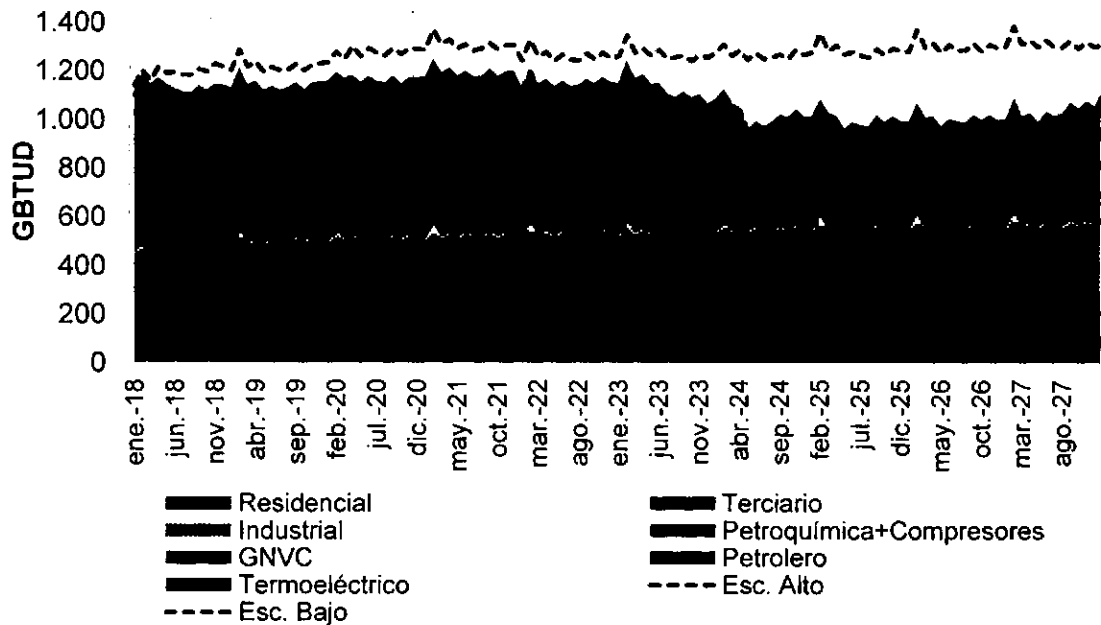
Como se ha explicado en anteriores documentos, se relacionaron los consumos resultantes de simular la generación del SDDP con los de la generación por seguridad y se plantearon los siguientes escenarios:

- Escenario medio: Generación SDDP (Ituango + 5) + Restricciones 2.
- Escenario alto: Generación SDDP sin hidroituango + Restricciones 2.
- Escenario bajo: Generación SDDP (Ituango + 5) + Restricciones 1.

Para el sector petrolero se tomaron las expectativas de consumo de las refinerías y de los proyectos de recuperación mejorada de petróleo (EOR), valores informados por Ecopetrol en el primer semestre de 2018.

A continuación se presenta el resultado agregado por sectores de la proyección de demanda Gráfica 6, así como las tasas de crecimiento anual promedio por sector de consumo Tabla 1.

Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.



Fuente: elaboración UPME, 2018.

Tabla 1. Tasas de crecimiento anual promedio por sector de consumo

	2018-2032	2018-2022	2023-2027	2028-2032
RESIDENCIAL	1,66%	2,35%	1,64%	1,07%
COMERCIAL	3,93%	4,49%	3,92%	3,44%
INDUSTRIAL	1,85%	3,88%	0,69%	1,23%
PETROQUÍMICO + COMPRESORES	0,33%	0,01%	0,47%	0,48%
GNV	6,10%	2,49%	6,84%	9,09%
PETROLERO	1,02%	5,63%	-1,23%	0,00%
TERMOELÉCTRICO	-1,44%	-4,82%	-14,52%	11,17%
TOTAL	1,11%	1,22%	-1,99%	3,77%

Fuente: Concentra, elaboración UPME, 2018.

En el período 2018 – 2032 se proyecta un crecimiento de 1,11%, inferior al presentado en el balance de gas natural de 2017, por la disminución en consumo en gran parte de los sectores, particularmente en el petrolero, termoeléctrico e industrial.

Los cambios estructurales están motivados por los sectores: termoeléctrico, transporte y petrolero. El primero ha demostrado que en situaciones de bajas hidrologías alcanza una participación de más del 35% del total de la demanda nacional. Por su parte, dada la importancia del desempeño del sector petrolero en la economía colombiana, se espera que se desarrollen proyectos cuyo objetivo es maximizar la extracción y procesamiento de crudo.

Con relación al sector transporte, a pesar de la disminución del consumo en años recientes como consecuencia de la pérdida de competitividad frente a la gasolina (pasando del 50% a casi el 80% del precio) se considera que si se mantiene una competitividad del 60% se pueden mantener sus consumos actuales. Sin embargo, a partir del año 2023 se espera la entrada de vehículos de carga que sean dedicados a gas natural licuado, lo que aumentaría de manera sustancial el consumo del sector transporte.

En el resto de sectores se resalta el crecimiento del sector terciario mayor al 3%, que puede reflejar el crecimiento económico del sector. Por su parte el sector residencial presenta una tasa de crecimiento de 1,66% anual promedio. El bajo crecimiento responde a la saturación del consumo que ya se está presentando en las regiones consumidoras, en donde cada vez hay menos usuarios nuevos y donde el consumo por usuario continúa su tendencia a la baja.

Por último el sector industrial presenta un crecimiento de 1,85% promedio anual. Aunque en el escenario base de crecimiento económico se esperan tasas de 1,6% en promedio en

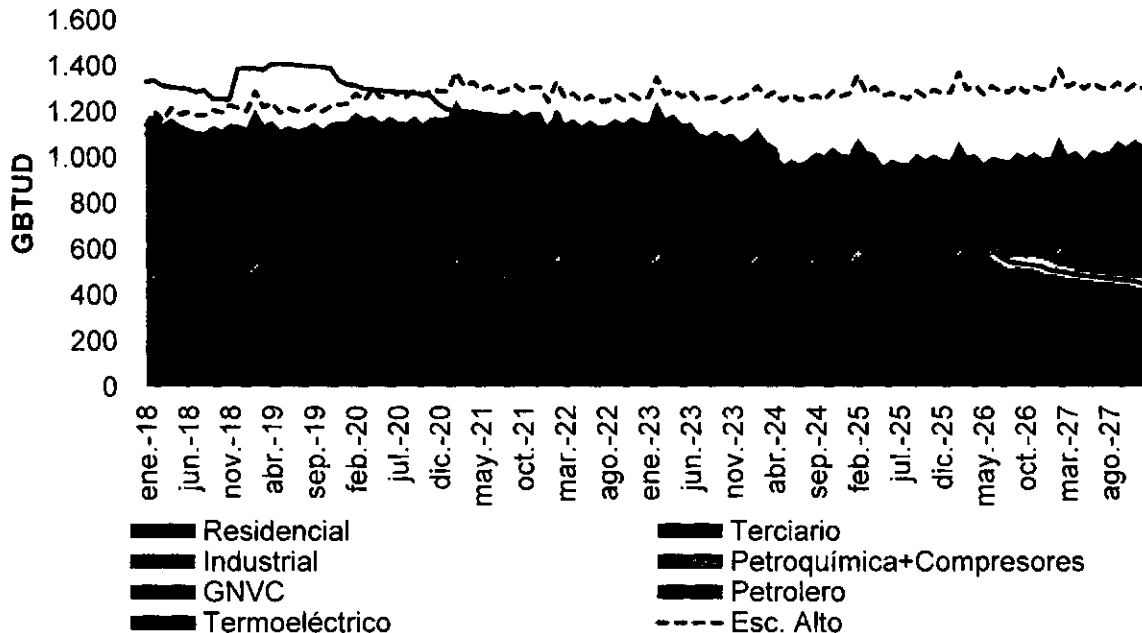
el período de análisis, las variaciones en los precios podrían afectar el desempeño de la demanda de gas natural del sector.

1.4 Balance oferta demanda de gas natural.

Con el fin de establecer con detalle los periodos en los cuales podría presentarse un déficit de gas natural a nivel nacional, se realizó el balance con resolución mensual. Para la demanda se considera el escenario medio y para la oferta se utiliza la declaración de producción total, con base en lo publicado por el Ministerio de Minas y Energía mediante Resolución 31133 del 27 de abril de 2018 y 31526 del 28 de Junio de 2018.

En la Gráfica 7 se presentan los resultados obtenidos, en esta se observa que el déficit iniciaría en febrero de 2021 y de disponer nuevos puntos de suministro de gas natural, nacional o importado, serían necesarios 45 GBTUD para abastecer la demanda en dicho mes, alcanzándose un máximo de 607 GBTUD en febrero de 2027.

Gráfica 7. Balance mensual de Gas Natural.



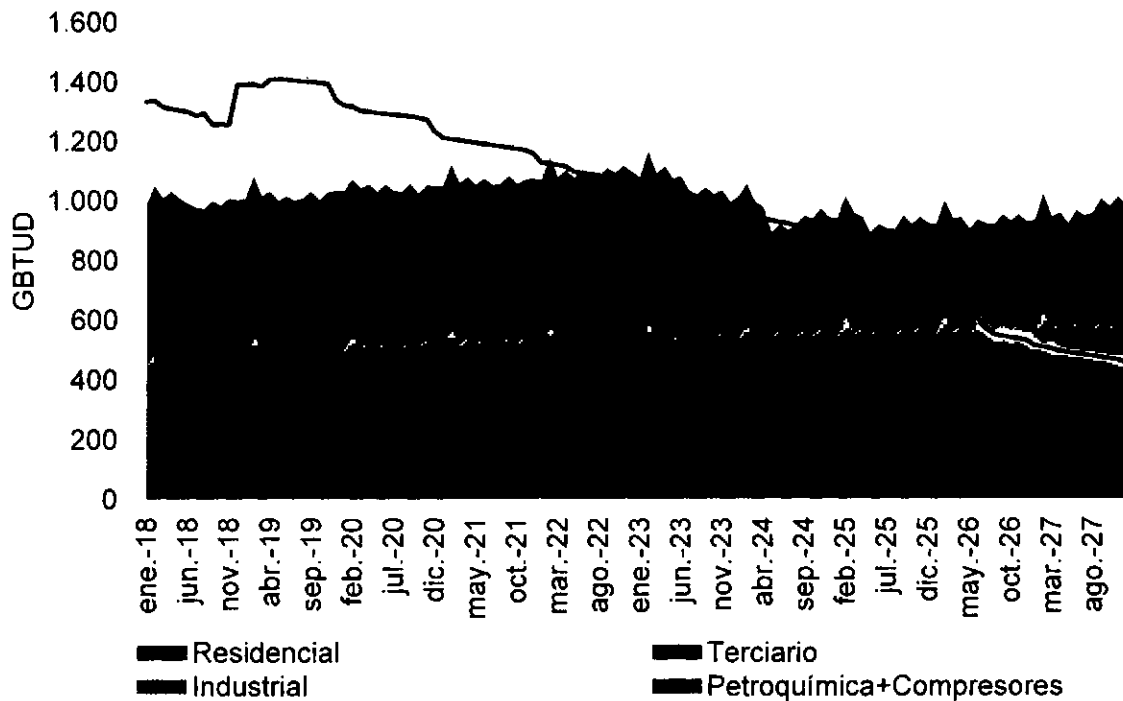
Fuente: MME, UPME, CONCENTRA. Cálculos: UPME

La demanda del sector termoeléctrico, presentada en la Gráfica 7, incluye el gas natural requerido para el despacho de las plantas de generación del Grupo Térmico (GT) de la Costa Atlántica, debe aclararse que, si bien estas plantas respaldan sus obligaciones de energía firme con gas natural importado, bajo condiciones normales de mercado optarán generar con gas natural nacional por efecto de costos, y solo se verán obligados a generar con gas natural importado en el momento en el cual el precio de la electricidad en bolsa supere el precio de escases, haciéndose efectivo el cargo por confiabilidad. Esta particularidad del sector eléctrico, genera una distorsión en el balance de gas natural, la cual no permite evidenciar la fecha real de déficit.

Sin embargo, para efectos de correspondencia entre la oferta y la demanda, dado que la curva de oferta no incluye el gas natural para respaldo de obligaciones de energía en firme de las plantas del grupo térmico, en la Gráfica 8 se presenta el balance nacional restándole al sector térmico los volúmenes de gas requeridos para generación bajo despacho ideal de las plantas Tebsa, Flores y Celsia.

Como resultado se presenta desbalance puntual en los meses de febrero y junio de 2022 y constante desde el mes de septiembre de 2022.

Gráfica 8. Balance sin consumo del grupo térmico bajo despacho ideal



Fuente: MME, UPME, CONCENTRA. Cálculos: UPME

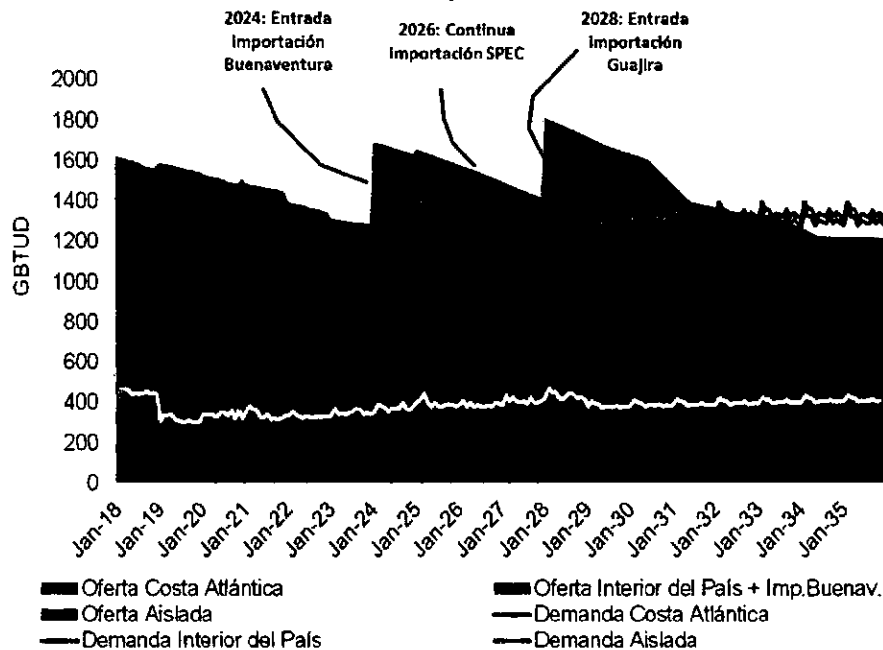
2 ANÁLISIS DE LA PLANTA REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO FRENTE A LAS EXPECTATIVAS DE HALLAZGOS DE GAS COSTA AFUERA

2.1 What if?

2.1.1 Escenarios de Oferta

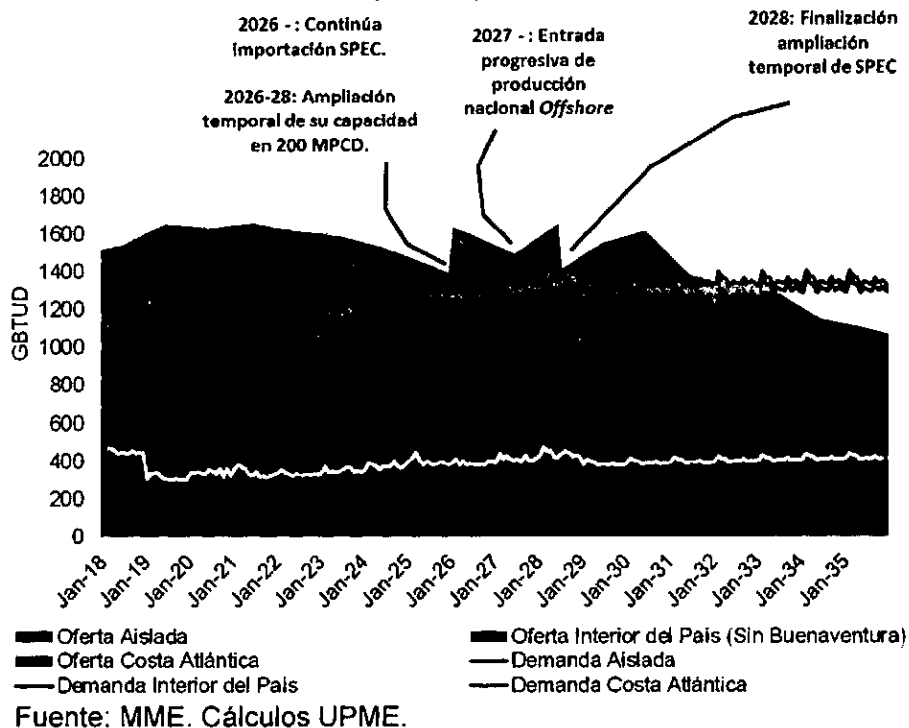
En la presentación del dilema se encuentran dos escenarios de oferta, medio y alto. El escenario medio se basa en la declaración de producción del año 2017 y la incorporación del total de reservas probadas y probables. Implica la incorporación de nueva capacidad de importación en Buenaventura desde el año 2024 en donde se mantiene la importación actual desde Cartagena (SPEC, año 2026) y nueva importación en La Guajira desde el año 2028. En la Gráfica 9 se muestra la producción para el escenario medio. El escenario alto de oferta asume la incorporación de todas las reservas probadas, probables y posibles, así como recursos por encontrar especialmente costa afuera (Offshore), disponibles desde el año 2027. En este caso se tomó el estudio de incorporación de reservas de Arthur de Little (2016). Complementariamente, se precisaría mantener la importación desde Cartagena (SPEC, año 2026) y aumentarla en 200 MPCD temporalmente entre los años 2026-28. En la Gráfica 10 se muestra la producción respectiva de este escenario.

Gráfica 9. Producción supuesta para el escenario medio de oferta



Fuente: MME. Cálculos UPME.

Gráfica 10. Producción supuesta para el escenario alto de oferta



2.1.2 Infraestructura

Cada escenario supuesto debe ajustarse ante una infraestructura adaptada para que la demanda pueda ser atendida por dicha oferta. Se tiene entonces una infraestructura adaptada para cada escenario. Es posible también que se planee una infraestructura y se dé el otro escenario, para lo cual se deben atender contingencias, de modo que se tienen cuatro posibles infraestructuras. Las adaptadas y las de contingencias que son las que aparecen cuando el escenario de oferta que se da es opuesto al previamente supuesto.

2.1.2.1 Infraestructura adaptada al escenario medio

En este escenario, a los campos que tradicionalmente han abastecido la demanda nacional (algunos en declinación) se debe adicionar la siguiente oferta, que implica obras asociadas:

- Importación desde Buenaventura por 400 MPCD en el año 2024.
- Gasoducto Buenaventura-Yumbo y Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita en el año 2024.
- Continuación de la importación desde Cartagena (SPEC), 400 MPCD en el año 2026.
- Nueva importación desde La Guajira, 400 MPCD en el año 2028.

- Gasoducto NorOccidente (Jobo-Medellín-Mariquita-Bogotá) como segunda interconexión de la Costa Atlántica con el interior del país en el año 2030.

En la Gráfica 11 se muestra la infraestructura supuesta para el escenario medio de oferta.

Gráfica 11. Infraestructura adaptada al escenario medio



Fuente: UPME.

2.1.2.2 Infraestructura adaptada al escenario alto

En este escenario, a los campos que tradicionalmente han abastecido la demanda nacional (algunos en declinación) se debe adicionar la siguiente oferta, que implica obras asociadas:

- Continuación de la importación desde Cartagena (ahora SPEC), 400 MPCD en el año 2026.
- Nueva importación temporal desde La Guajira, 300 MPCD entre los años 2026 a 2028.
- Interconexión de los campos OffShore de La Guajira y Sinú, 688 MPCD en el año 2027.
- Gasoducto NorOccidente (Jobo-Medellín-Mariquita-Bogotá) como segunda interconexión de la Costa Atlántica con el interior del país en el año 2030.

En la Gráfica 12 se muestran las obras asociadas al escenario alto de oferta.

Gráfica 12. Infraestructura adaptada al escenario alto.



Fuente: UPME.

2.1.2.3 Infraestructura de contingencia: Escenario supuesto medio y efectivo alto

Cuando ocurre una contingencia es posible reaccionar ante la nueva situación. Esto es, ante el nuevo escenario. A continuación presentamos las obras asociadas y las obras que se dejan de construir ante el cambio de escenario:

- Importación desde Buenaventura por 400 MPCD en el año 2024 (no se alcanza a visualizar la nueva oferta).
- Gasoducto Buenaventura-Yumbo y Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita en el año 2024 (ídem).
- Continuación temporal de SPPEC en los años 2026 a 2028.
- Gasoductos para Offshore Sinú y Guajira en el año 2028.
- Gasoducto NorOccidente en el año 2030.

2.1.2.4 Infraestructura de contingencia: Escenario supuesto alto y efectivo medio.

En esta contingencia, debido a no tener la oferta del YTF y demás supuestos del escenario alto, se reacciona tarde ante la necesidad de construir la planta de regasificación. Además las obras de los gasoductos Offshore ya no serían necesarias. Las obras requeridas son:

- Planta de regasificación en Buenaventura y obras asociadas en el año 2026.
- Continuación de la importación de SPEG en el año 2026.
- Nueva importación en Guajira en el año 2028.
- Gasoducto NorOccidente en el año 2030.

2.2 Costo de Arrepentimiento

El arrepentimiento de haber asumido que se daría la oferta j dado que efectivamente se da la oferta i ($A_{i,j}$) es igual al costo de racionamiento que se presentaría con la oferta i y la infraestructura para la oferta j ($R_{i,j}$), más el sobre costo de haber construido la infraestructura para la oferta j respecto de haber construido la infraestructura para la oferta i ($C_{i,j} - C_{j,j}$), si es positivo.

$$A_{i,j} = R_{i,j} + \max(0, C_{i,j} - C_{j,j}) \quad (1)$$

Siendo i el escenario efectivo de oferta y j el escenario proyectado en infraestructura.

El arrepentimiento es una medida del costo que implicaría que, una vez asumida una oferta futura y consecuentemente construido un tipo de infraestructura, se dé efectivamente otra oferta diferente que implique racionamiento y/o nuevas inversiones.

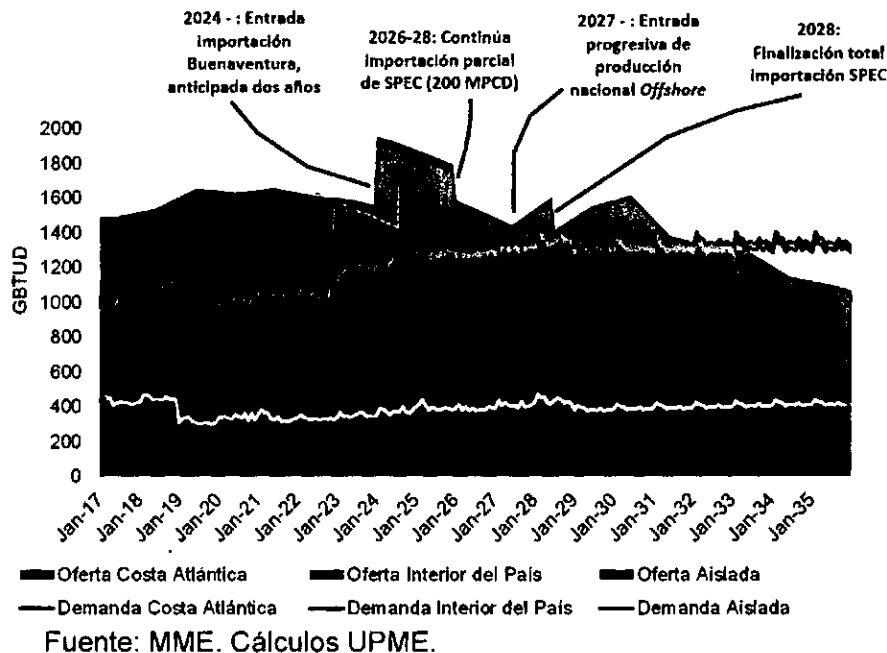
2.2.1 Costos de racionamiento de los escenarios

Al tener adaptación entre las obras no se presenta racionamiento. Con lo que $R_{1,1} = R_{2,2} = 0$.

Los racionamientos, en caso de ocurrir se presentan en las contingencias.

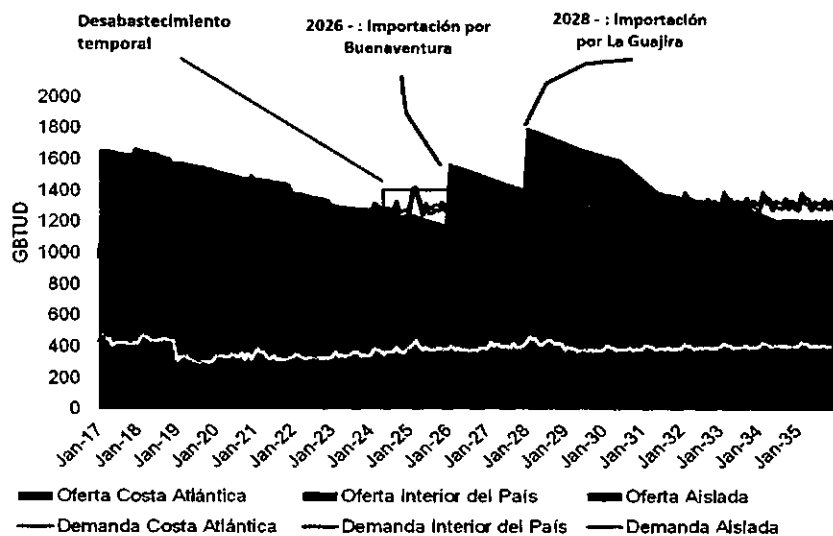
En el caso de suponer el escenario base y darse el alto la planta de Buenaventura resultaría sin uso en los años 2024-25. La importación desde Cartagena se debería prolongar temporalmente hasta el año 2028 con capacidad de 200 MPCD y en el año 2028 ya no sería necesaria. No habría costo de racionamiento con lo que $R_{2,1} = 0$. En la Gráfica 13 se muestra la condición de racionamiento de este caso.

Gráfica 13. Exposición a racionamiento de la contingencia de suponer el escenario medio y darse el alto.



En la otra contingencia, debido al retardo que se tiene al reaccionar ante la necesidad de la Planta de regasificación, entre el 2024 y el 2026 se expone el país a un racionamiento que vale 335 MUSD. Con lo que $R_{1,2} = 335$ MUSD. En la Gráfica 14 se expone la situación.

Gráfica 14. Exposición a racionamiento de la contingencia de suponer el escenario alto y darse el medio



Fuente: MME. Cálculos UPME.

2.2.2 Costos de infraestructura de los escenarios

En la Tabla 2 se muestran los costos necesarios en los que se debe incurrir para implementar la infraestructura adaptada al escenario medio. En total tenemos un costo dado por $C_{1,1} = 995$ MUSD. En este caso se supuso un wacc de 12.75% anual.

Tabla 2. Costos en que se debe incurrir para implementar la infraestructura adaptada al escenario medio (a) Precios corrientes (b) Precios constantes a diciembre de 2017.

(a) MUSD Corrientes					(b) Total: 995 MUSD [Constantes Dic.2017]				
	Planta Regasificación Buenaventura y obras asociadas	Importac. Desde La Guajira	Contn. Import. Desde Cartagena	Gasoducto NorOccidente		Planta Regasificación Buenaventura y obras asociadas	Importac. Desde La Guajira	Contn. Import. Desde Cartagena	Gasoducto NorOccidente
2018					2018				
2019					2019				
2020					2020				
2021					2021				
2022					2022				
2023					2023				
2024	\$ 794				2024	\$ 343			
2025					2025				
2026			\$ 567		2026		\$ 192		
2027					2027				
2028		\$ 567			2028		\$ 151		
2029					2029				
2030				\$ 1,468	2030				\$ 308
2031					2031				
2032					2032				

Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

En la Tabla 3 se muestran los costos necesarios en los que se debe incurrir para implementar la infraestructura adaptada al escenario alto. En total tenemos un costo dado por $C_{2,2} = 930$ MUSD. El wacc supuesto es el mismo del ítem anterior.

Tabla 3. Costos en que se debe incurrir para implementar la infraestructura adaptada al escenario alto (a) Precios corrientes (b) Precios constantes a diciembre de 2017.

(a) MUSD Corrientes					(b) Total: 930 MUSD (Dic.2017)				
	Gasoductos Offshore Sinú Y Guajira	Importación Temporal Cartagena	Continuación Importación SPEC	Gasoducto NorOccidente		Gasoductos Offshore Sinú Y Guajira	Importación Temporal Cartagena	Continuación Importación SPEC	Gasoducto NorOccidente
2018					2018				
2019					2019				
2020					2020				
2021					2021				
2022					2022				
2023					2023				
2024					2024				
2025					2025				
2026		\$ 38	\$ 567		2026	\$ 13	\$ 192		
2027	\$ 1,328	\$ 38			2027	\$ 400	\$ 11		
2028		\$ 19			2028		\$ 5		
2029					2029				
2030				\$ 1,468	2030				\$ 308
2031					2031				
2032					2032				

Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

En la Tabla 4 se muestran los costos asociados a las obras dada la infraestructura de contingencia de suponer el escenario medio y darse el alto.

Tabla 4. Costos en que se debe incurrir para implementar la infraestructura adaptada al escenario alto (a) Precios corrientes (b) Precios constantes a diciembre de 2017.

(a) MUSD Corrientes

	Gasoductos para OffShore Sinú y Guajira	Planta de Regasificación de Buenaventura y obras asociadas	Continuación temporal SPEC	Gasoducto NorOccidente
2018				
2019				
2020				
2021				
2022				
2023				
2024		\$ 794		
2025				
2026			\$ 38	
2027			\$ 38	
2028	\$ 1,328		\$ 19	
2029				
2030				\$ 1,468
2031				
2032				

(b) Total: 1035 MUSD (Dic.2017)

	Gasoductos para OffShore Sinú y Guajira	Planta de Regasificación de Buenaventura y obras asociadas	Continuación temporal SPEC	Gasoducto NorOccidente
2018				
2019				
2020				
2021				
2022				
2023				
2024		\$ 343		
2025				
2026			\$ 13	
2027			\$ 11	
2028	\$ 355		\$ 5	
2029				
2030				\$ 308
2031				
2032				

Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

En la Tabla 5 se muestra los costos de la infraestructura de contingencia cuando se supone el escenario de oferta medio y se tiene el alto. En este caso se incurre en un costo $C_{2,1} = 1035$ MUSD.

Tabla 5. Costos en que se debe incurrir para implementar la infraestructura de contingencia donde se supuso el medio (a) Precios corrientes (b) Precios constantes a diciembre de 2017.

(a) MUSD Corrientes

	Gasoductos para OffShore Sinú y Guajira	Planta de Regasificación de Buenaventura y obras asociadas	Continuación temporal SPEC	Gasoducto NorOccidente
2018				
2019				
2020				
2021				
2022				
2023				
2024		\$ 794		
2025				
2026			\$ 38	
2027			\$ 38	
2028	\$ 1,328		\$ 19	
2029				
2030				\$ 1,468
2031				
2032				

(b) Total: 1035 MUSD (Dic.2017)

	Gasoductos para OffShore Sinú y Guajira	Planta de Regasificación de Buenaventura y obras asociadas	Continuación temporal SPEC	Gasoducto NorOccidente
2018				
2019				
2020				
2021				
2022				
2023				
2024		\$ 343		
2025				
2026			\$ 13	
2027			\$ 11	
2028	\$ 355		\$ 5	
2029				
2030				\$ 308
2031				
2032				

Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

Finalmente, en la Tabla 6 se muestran los costos de la infraestructura de contingencia restante, lo que da un valor de costo $C_{1,2} = 922$ MUSD. El wacc usado fue el mismo que en los casos anteriores.

Tabla 6. Costos en que se debe incurrir para implementar la infraestructura de contingencia donde se supuso el alto (a) Precios corrientes (b) Precios constantes a diciembre de 2017.

(a) MUSD Corrientes					(b) Total: 922 MUSD (Dic.2017)				
	Planta de Regasificación de Buenaventura y Obras Asociadas	Nueva Importación Guajira	Continuación Importación SPEC	Gasoducto NorOccidente		Planta de Regasificación de Buenaventura y Obras Asociadas	Nueva Importación Guajira	Continuación Importación SPEC	Gasoducto NorOccidente
2018					2018				
2019					2019				
2020					2020				
2021					2021				
2022					2022				
2023					2023				
2024					2024				
2025					2025				
2026	794		567		2026	270		192	
2027					2027				
2028		567			2028		151		
2029					2029				
2030				1,468	2030				308
2031					2031				
2032					2032				

Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

Una vez obtenidos los costos de infraestructura y racionamiento, es posible calcular los costos de arrepentimiento mediante la aplicación directa de la ecuación (1). Los resultados obtenidos son:

$$\begin{aligned}
 A_{1,1} &= 0 + \max(0,995 - 995) = 0 \\
 A_{1,2} &= 335 + \max(0,922 - 930) = 335 \text{ MUSD} \\
 A_{2,1} &= 0 + \max(0,1035 - 995) = 40 \text{ MUSD} \\
 A_{2,2} &= 0 + \max(0,930 - 930) = 0
 \end{aligned}$$

Para decidir la obra de infraestructura a implementar debo tomar los peores arrepentimientos cuando supongo un escenario de oferta. En este caso, al suponer el escenario 1 (medio) se tiene:

$$A_1 = \max(A_{1,1}, A_{2,1}) = 40 \text{ MUSD} \quad (2)$$

Cuando se considera el escenario 2 (alto) el arrepentimiento que se tiene es:

$$A_2 = \max(A_{1,2}, A_{2,2}) = 335 \text{ MUSD} \quad (3)$$

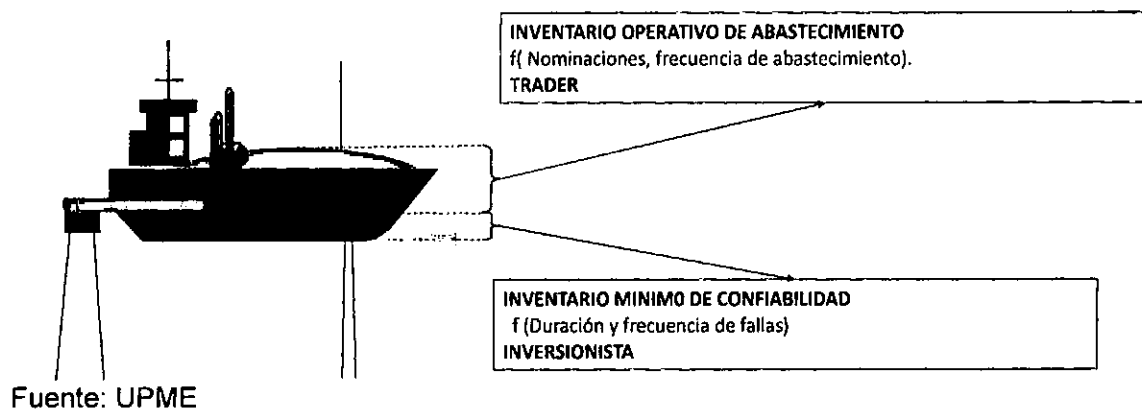
Con lo que el escenario medio tiene un máximo arrepentimiento valorado en 40 MUSD pero el alto, en contraste vale 335 MUSD. Por tanto, el escenario medio, que es el que supone la construcción de la planta de regasificación de Buenaventura es el que brinda el menor arrepentimiento.

3 INVENTARIO MÍNIMO POR CONFIABILIDAD PLANTA REGASIFICACION DEL PACIFICO

Dentro del aspecto de confiabilidad, el almacenamiento de LNG debe contar con un volumen interno de inventario con el cual se pueda contar en caso de contingencias. A continuación, la UPME hace la descripción de como estima dicho volumen de inventario acompañado de otras variables como la frecuencia con que la planta regasificadora debe ser llenada y se compara con otras opciones que se consideran menos viables como el empaquetamiento. En el documento se presenta la memoria de cálculos, los resultados y las conclusiones a que se llegaron en este análisis.

Gráfica 15. Inventario Tanque LNG

VOLUMEN DEL TANQUE = 170,000 m³ ≈ 3.54 GPC gas natural



3.1 Cálculo de Inventarios

La planta entrega un caudal bajo condiciones de falla Q_F y un caudal en condiciones de abastecimiento Q_0 , como se considera en la Gráfica 16. Se considera T como el tiempo que dura la planta abasteciendo la contingencia.

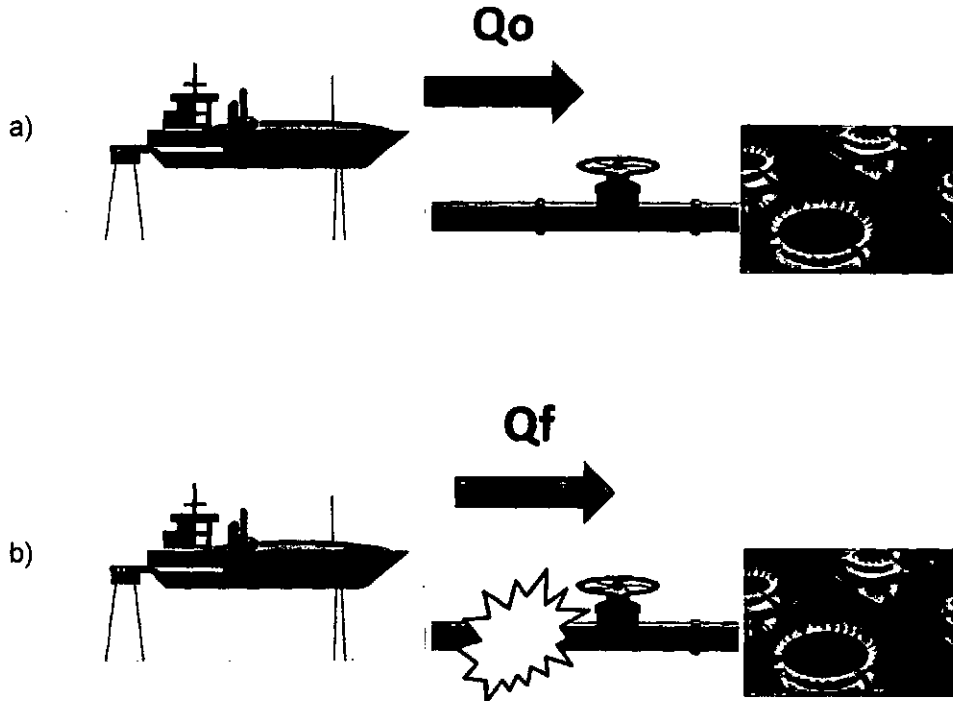
El volumen destinado a confiabilidad viene dado por:

$$V = \frac{(Q_F - Q_0)T}{L} \quad (1)$$

Donde L es la relación de volumen de gas a líquido, típicamente asumida en 590.

Se asume que T sería menor que el tiempo de recarga del tanque.

Gráfica 16. (a) Operación bajo condiciones normales. (b) Operación bajo falla



Fuente: UPME

El resto del volumen de la planta es destinado a abastecimiento. Por consiguiente se despacha al caudal promedio Q_0 .

Si V_0 es el volumen de la planta, el periodo de recarga del tanque por abastecimiento viene dado por:

$$T_D = \frac{(V_0 - V)L}{Q_0} \quad (2)$$

3.2 Determinación de producción en Buenaventura bajo condiciones normales y de falla, Q_0 y Q_F .

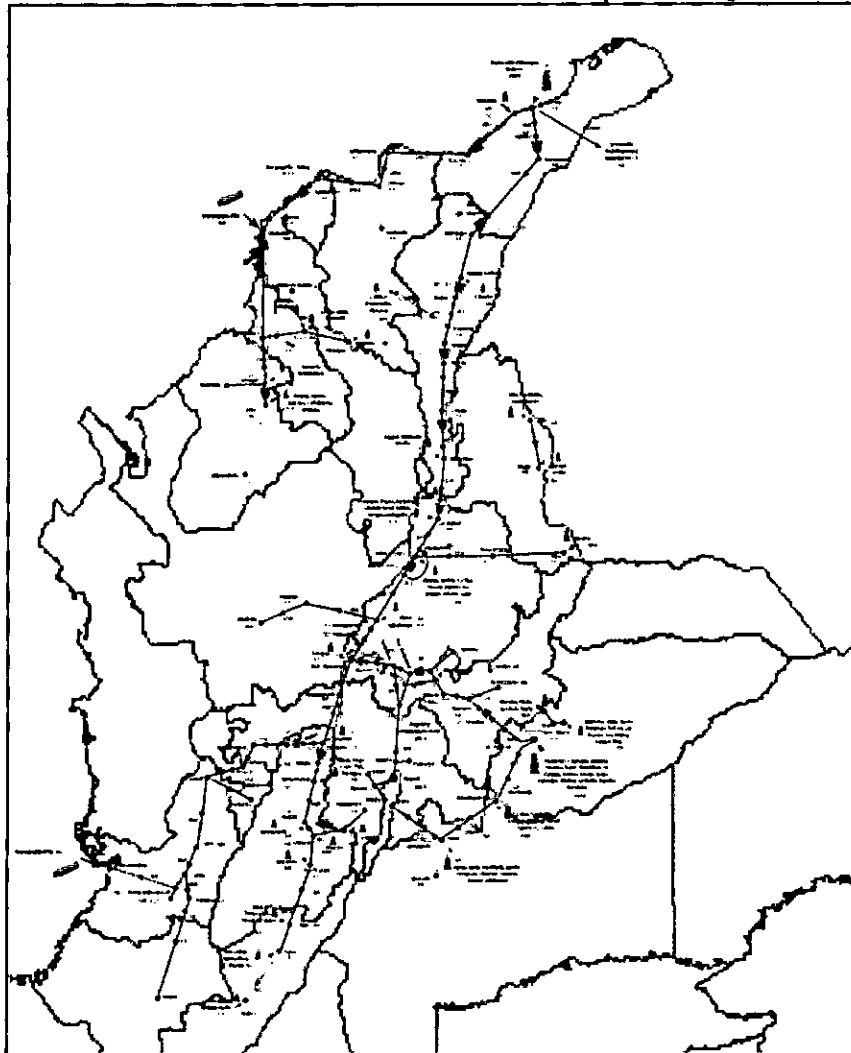
Se analiza la red con el modelo de transporte de mínimo costo operativo. El sistema está simplificado a un total de 105 nodos como se muestra en la Gráfica 17. El costo viene dado por tres componentes: racionamiento, producción y transporte. La función objetivo a minimizar viene dada por (3).

$$C = p_R \sum_{n=1}^D (D_n - \delta_n) + \sum_{m=1}^S p_m^S \sigma_m + \sum_{l=1}^E c_l^T |f_l| \quad (3)$$

Siendo p_R el costo de racionamiento, D la cantidad de nodos de demanda de la red, D_n la demanda del nodo n , δ_n es el consumo que efectivamente se pudo entregar dadas las condiciones de oferta y de transporte, S es la cantidad de nodos de oferta o que entregan

gas al sistema. Entre ellos se encuentra incluida la planta de regasificación de Buenaventura. p_m^S es el costo de producción del nodo de oferta m , E es la cantidad de tramos de la red (112) en ese sistema, c_l^T es el costo de transporte del tramo l y f_l es el flujo que pasa a través del tramo l . El tramo l conecta dos nodos de la red en donde se ha establecido previamente de cuál nodo proviene y a cuál nodo entrega. Su signo positivo significa que el flujo coincide con el sentido previamente estipulado y el negativo quiere decir que el flujo va en dirección contraria.

Gráfica 17. Sistema nacional de transporte de gas



Fuente: UPME

Adicionalmente la minimización de (3) está sujeta a las siguientes restricciones:

$$\delta_n \leq D_n \tag{4.a}$$

$$\begin{aligned}\sigma_m &\leq S_m && (4.b) \\ -k_l^p &\leq f_l \leq k_l^u && (4.c) \\ \sum_{l(in)} f_{l(in)} + \sigma_k &= \sum_{l(out)} f_{l(out)} + \delta_k && (4.d)\end{aligned}$$

La restricción (4.a) significa que el consumo no supera la demanda. En caso de desigualdad se tiene racionamiento. (4.b) significa que la oferta no puede superar la producción máxima del campo, previamente estipulada en la declaración de producción. (4.c) implica una cota para el flujo, limitando la capacidad en sentido convencional por la parte superior y el contraflujo por la inferior. Finalmente (4.d) es la ecuación de balance en cada nodo. Lo que quiere decir que el flujo producido difiere del consumido por el gas que se transporta.

Adicionalmente se consideraron fallas que estresarían mayormente al sistema, como la salida de los siguientes elementos:

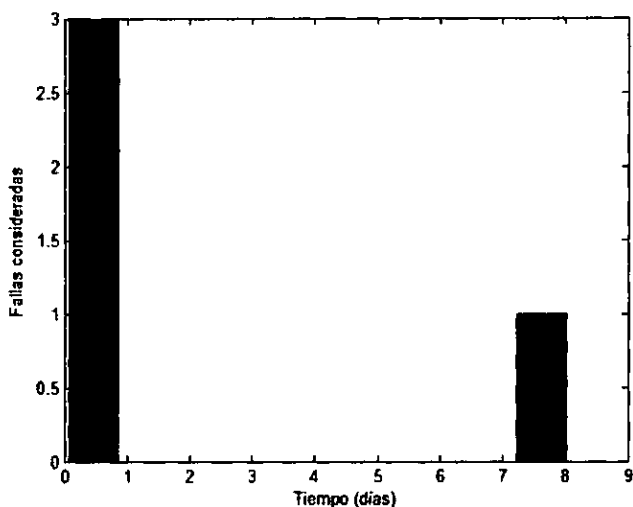
- Gasoducto Ballena-Barranca
- Planta de Regasificación de Buenaventura
- Gasoducto Cartagena-Barranquilla
- Gasoducto Tuluá-Cerrito
- Producción en Cusiana
- Producción en La Guajira
- Planta de Regasificación de Cartagena -SPEC
- Gasoducto Vasconia-La Belleza.

De acuerdo a la salida considerada, la producción o capacidad se imputa en cero ante el modelo de mínimo costo operativo. Por ejemplo, en el caso del gasoducto Ballena-Barranca se tendría $k_l^p = k_l^u = 0$ donde l es el tramo que falla y en el caso de la producción de Cusiana la restricción para ese nodo sería $S_m = 0$. En cada una de las contingencias se mide el flujo que entrega la planta de Buenaventura determinando Q_F bajo cada contingencia (se tiene un valor diferente para cada contingencia) y en caso de no fallas se realiza el mismo procedimiento determinando Q_0 .

Para la simulación se considera la variabilidad horaria de la demanda para cada uno de los sectores en cada hora. Cabe resaltar que los valores de caudales son susceptibles al año de observación y por ende, para cada año se tendrán valores diferentes del volumen de inventario destinado a confiabilidad.

El tiempo de contingencia en que se debe atender la falla se halla dominado por la salida de las diferentes fuentes del sistema. A lo largo de 6 años de observación (2008-2013) sólo se presentaron 4 fallas. 3 de duración inferior y 1 de elevada duración. En la Gráfica 18 se muestra el histograma. El promedio de estas fallas se estima en tres días, con lo que se calcula el valor de T determinando el volumen de confiabilidad.

Gráfica 18. Histograma del histórico de fallas.

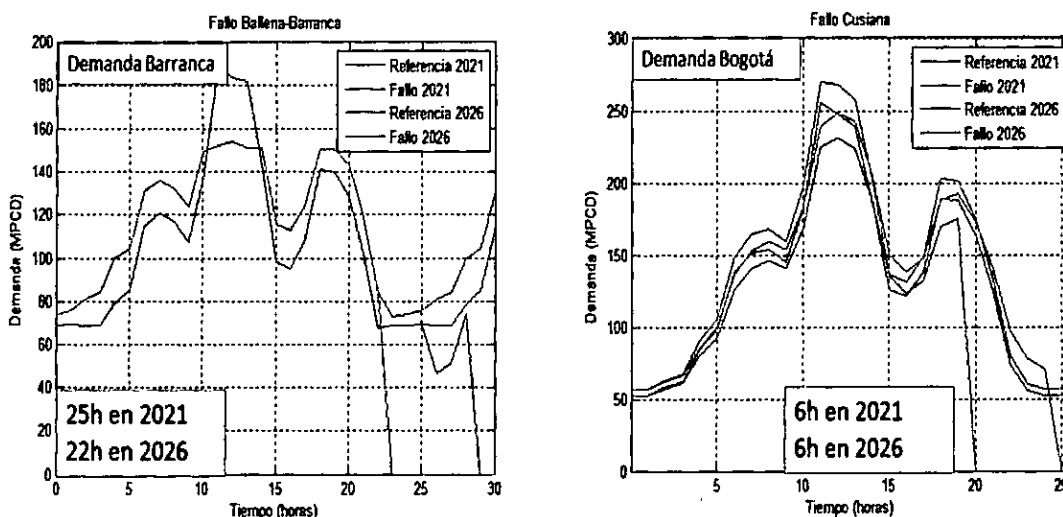


Fuente: SSPD, CNO Gas. Cálculos UPME

3.3 Empaquetamientos

El gas natural almacenado en el mismo sistema de transporte puede abastecer parcialmente, dependiendo del elemento en falla, des varias horas hasta cerca de un día la demanda. La Gráfica 19 muestra las demandas abastecidas bajo condición de empaquetamiento.

Gráfica 19. Resultados de los empaquetamientos



Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

3.4 Relación Beneficio / Costo (B/C) en una condición n-1

Es el resultado de la diferencia entre el caudal bajo falla y el caudal en operación, medida por el valor presente neto del costo de racionamiento de la demanda que se evita desabastecer. En éste caso el beneficio es:

$$\Delta D = (Q_F - Q_0)p$$

$$B = p_R(Q_F - Q_0)pPrA \sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+i)^{n+m}}$$

Siendo:

$$p_R = 29 \frac{\text{USD}}{\text{kpc}}$$

$$Q_F \approx 400 \text{ MPCD}$$

$$Q_0 \approx 218.70 \text{ MPCD}$$

$$A = 1 \text{ año}$$

$$p = 0.01$$

$$N = 25$$

$m = 2024 - 2015$ Tiempo entre la entrada (2023) de la planta y el 2016.

$$i = 12.75\%$$

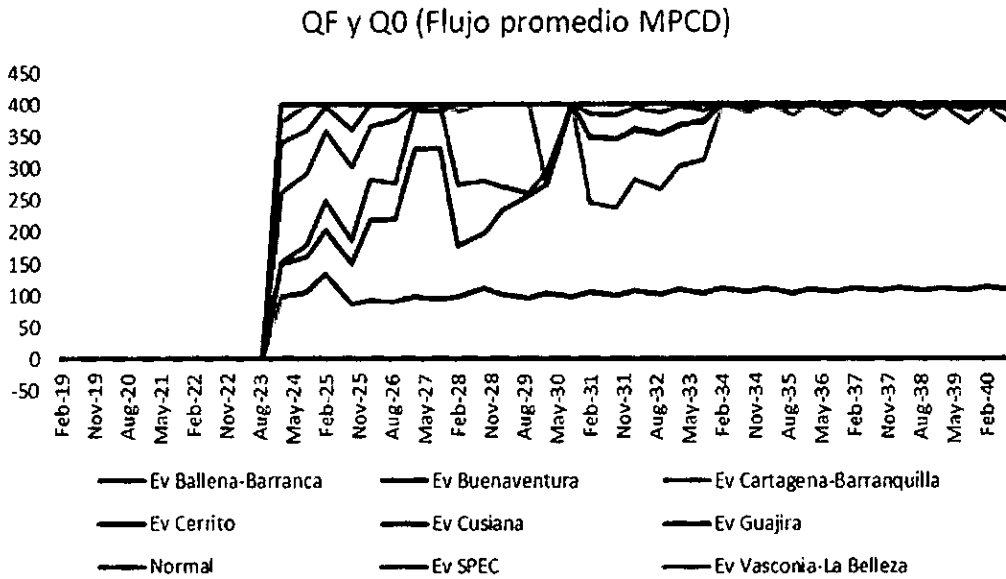
$Pr =$ Probabilidad de no superar tres días la falla ≈ 0.95

El beneficio corresponde a 46.17 MUSD. Por otra parte, el costo de almacenamiento y evaporación es 12.6 MUSD (Valor estimado por la UPME para propuesta de remuneración de la Planta de Regasificación de Buenaventura), con lo que se tiene una relación Beneficio / Costo de 3.86.

3.5 Resultados

En la Gráfica 20 se presentan la producción de Buenaventura, de acuerdo con el análisis de mínimo costo operativo. Las columnas representan las salidas de los elementos considerados y se adiciona la condición de no falla. En los casos donde se presentan salidas la producción de Buenaventura es Q_F y en donde no es Q_0 de acuerdo con lo expuesto en la ecuación (1). Cabe resaltar la reducción que tiene Q_0 del año 2026 al 2028 pasando de 218.70 MPCD a 178.15. Lo anterior se debe a la inclusión de un tercer punto de importación que se ha establecido en Guajira debido a análisis económicos hechos previamente, con el fin de aprovechar el offshore y darle mayor confiabilidad al sistema.

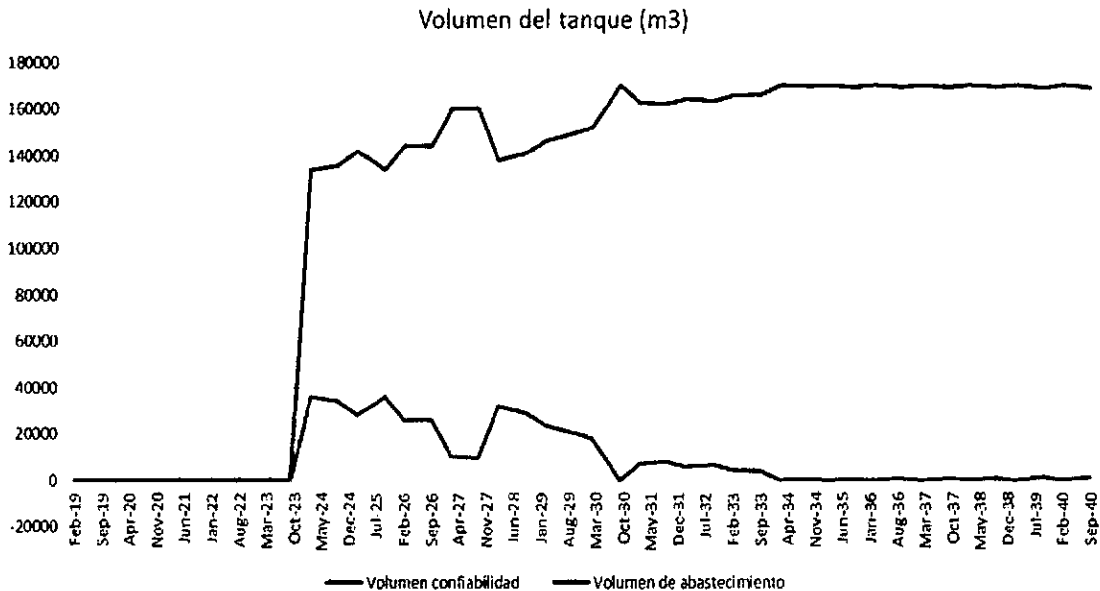
Gráfica 20. Flujo promedio de curva de carga ante condiciones de falla y sin falla. Cálculos UPME



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

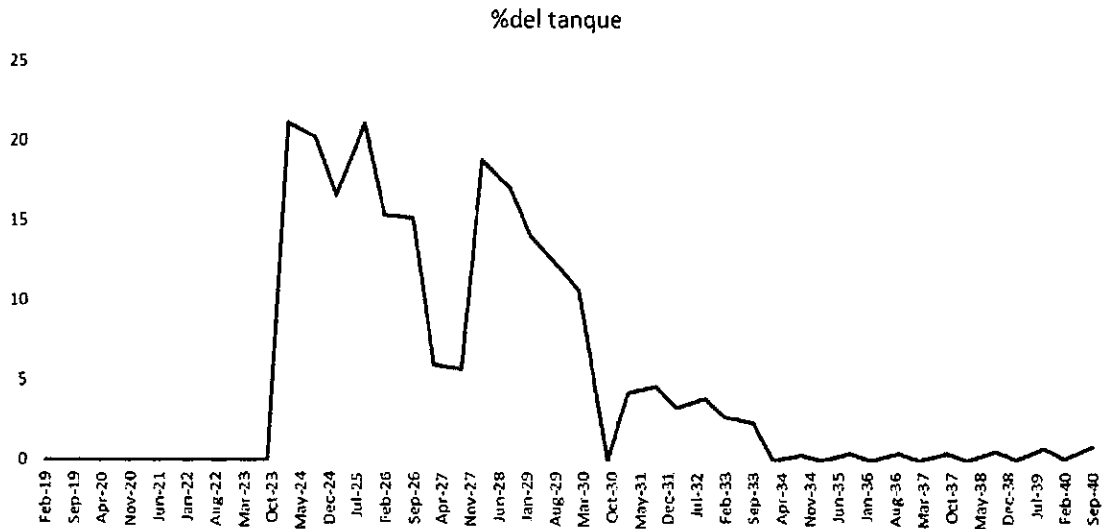
Las Gráfica 21 a la Gráfica 23 muestran los inventarios de acuerdo con la aplicación de las ecuaciones (2) y (3) para los años 2019 a 2040 respectivamente.

Gráfica 21. Resumen de inventarios para el año 2024. Cálculos UPME.



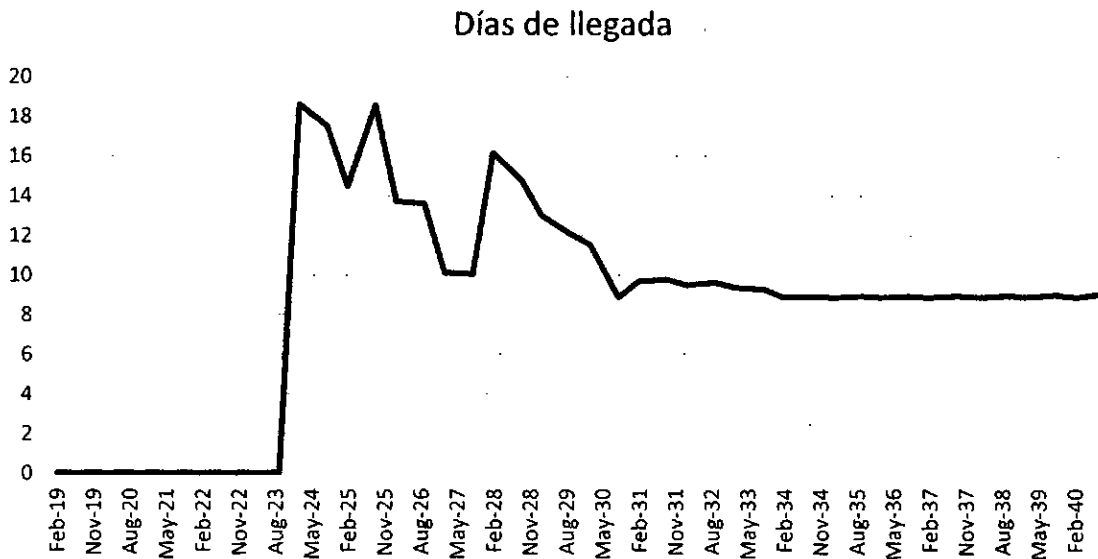
Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Gráfica 22. Resumen de inventarios para el año 2026. Cálculos UPME.



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Gráfica 23. Resumen de inventarios para el año 2028. Cálculos UPME.



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

3.6 Conclusión

Dentro de los aspectos más importantes del cálculo de inventarios es de resaltar su carácter dinámico, debido a las condiciones diferentes de oferta y demanda gas a las que el país se somete para cada año en consideración.

Se recomienda usar el 20% del volumen del tanque dado que ese es el volumen del que se debe disponer cuando entra la Planta de Regasificación. Cabe resaltar el alivio que representa para la planta la inclusión del tercer punto de importación en Guajira, dado que permite destinar más volumen dedicado a confiabilidad para el año 2028.

El tiempo de recarga del buque resulta suficientemente holgado para atender las contingencias, alrededor de 18 días con un estrechamiento de 13 para el año 2026 y no se compromete el abastecimiento. Finalmente el abastecimiento no es una opción viable para estos tiempos de requerimiento de atención de la falla, por lo que se recomienda no usar esta opción ante tipos de contingencias similares a las consideradas en el documento.

3.7 Anexo escenario alternativo

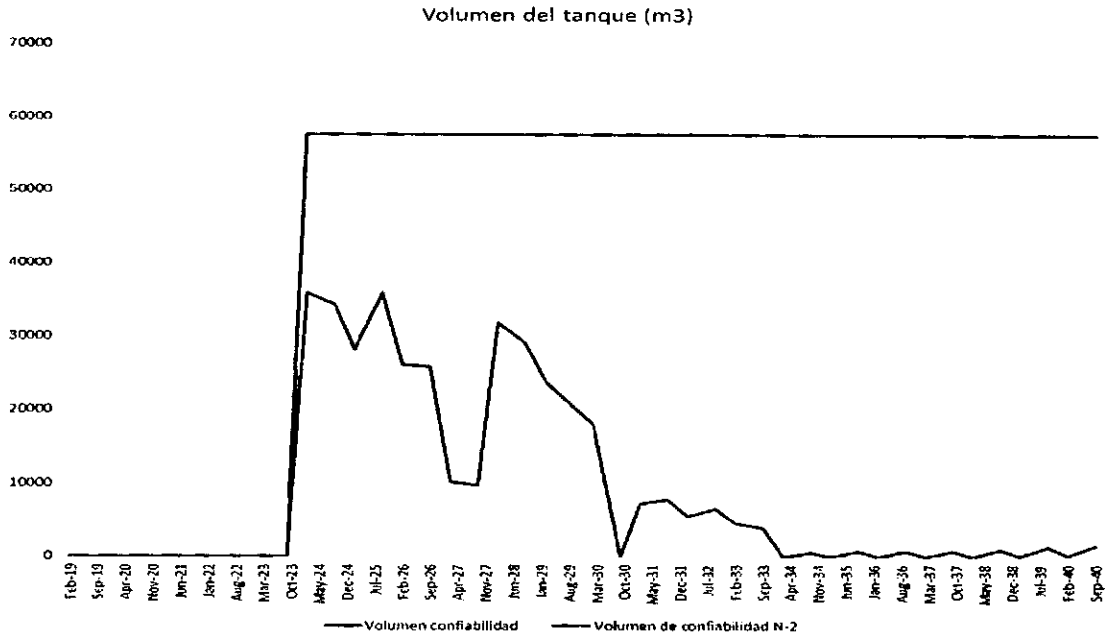
En el presente anexo se muestra el escenario alternativo en donde ocurre la falla y además la planta no puede recargarse con el metanero. En ese caso se debe disponer de un volumen extra para las contingencias. Éste caso es en realidad una falla de al menos dos elementos. El primero es el tramo en consideración y el segundo es la no llegada del metanero. En la presente situación el volumen dado en (1) debe corregirse a:

$$V = \frac{Q_F T}{L} \quad (A.1)$$

El tiempo de tránsito para recarga del buque se mantiene en (2) y Q_F se determina siguiendo el programa lineal gobernado por las ecuaciones (3) y (4).

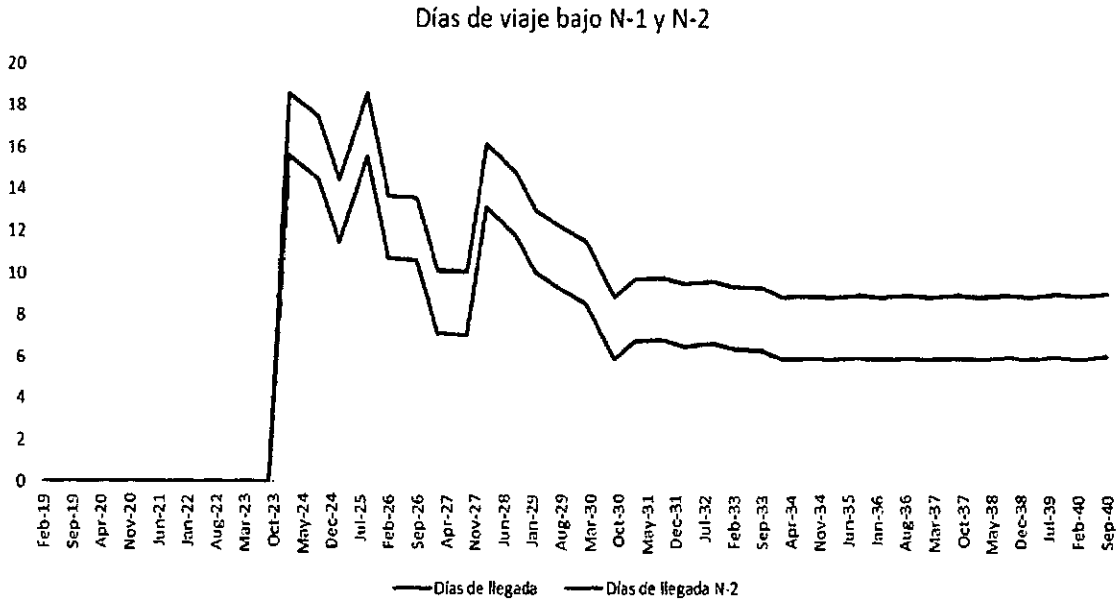
En la Gráfica 24 se comparan los volúmenes del tanque destinado a confiabilidad y en la Gráfica 25 se comparan los tiempos de viaje. En la Gráfica 25 se muestra la reducción de los tiempos de viaje para cargar el volumen de abastecimiento del tanque. Finalmente en la Gráfica 26 se muestra la ocupación del tanque en unidades porcentuales.

Gráfica 24. Comparación de los volúmenes del tanque en condiciones de falla N-1 y N-2, donde N-2 considera la no llegada del metanero.



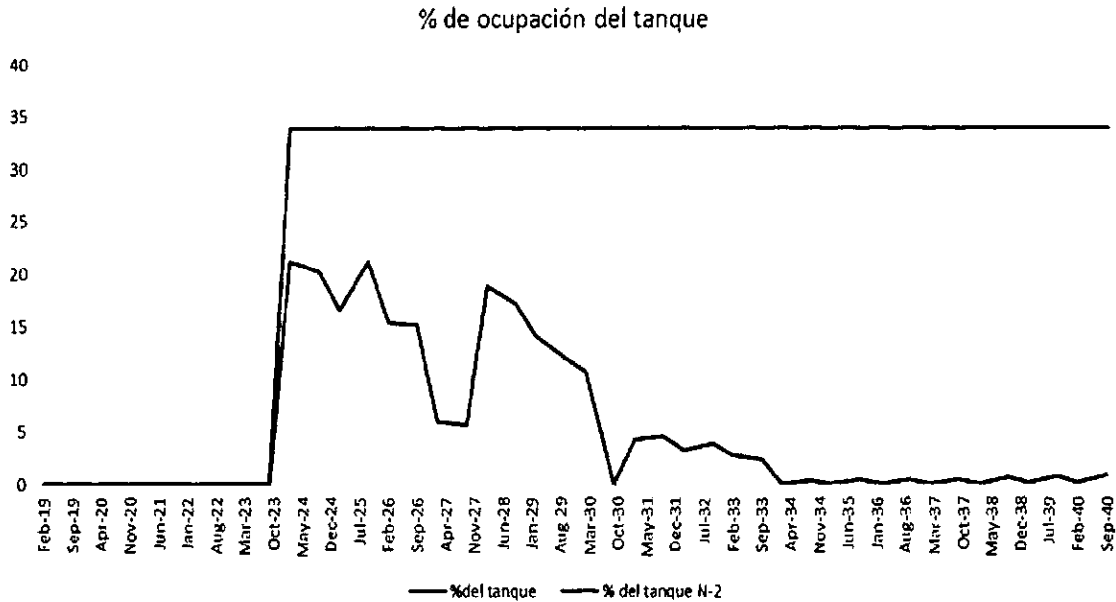
Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Gráfica 25. Tiempo de viaje para la recarga del carguero cuando se decide reservar el volumen extra de confiabilidad.



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

Gráfica 26. Ocupación del tanque bajo las dos condiciones de falla, siendo N-2 la reserva extra por la no llegada del metanero.



Fuente: UPME. Cálculos: UPME

3.7.1 Relación Beneficio / Costo (B/C) en una condición n-2

Al considerar la demanda atendida sin el tanque de reserva de almacenamiento se tiene un evento de orden de probabilidad p^2 dado que se necesita la falla de dos elementos: la no llegada del metanero y la falla propiamente considerada. De lo anterior se obtiene un ahorro en demanda dado por:

$$\Delta D = Q_F p^2 \quad (A.2)$$

Finalmente se obtiene ese beneficio considerando el costo de racionamiento como valor de esa demanda no racionada, el cual viene dado por la expresión:

$$B = p_R Q_F p^2 P r A \sum_{n=1}^N \frac{1}{(1+i)^{n+m}} \quad (A.3)$$

Donde los valores de cada variable son:

$$p_R = 29 \frac{\text{USD}}{\text{kpc}}$$

$$Q_F \approx 400 \text{ MPCD}$$

$$A = 1 \text{ año}$$

$$p = 0.01$$

$$N = 25$$

$m = 2024 - 2015$ Tiempo entre la entrada (2024) de la planta y el 2015.

$i = 12.75\%$

$Pr =$ Probabilidad de no superar tres días la falla ≈ 0.95

Donde $B = 1.0187$ MUSD

Por otra parte, el costo es $C = 12.6$ MUSD (*Valor estimado por la UPME para propuesta de remuneración de la Planta de Regasificación de Buenaventura*), que corresponde una infraestructura extra dedicada a confiabilidad con lo que se tiene una relación B/C inferior a uno, resultando en un proyecto no viable, en una condición de n-2.

Si bien es cierto que el volumen de confiabilidad que es necesario reservar bajo las condiciones de no llegada del metanero es más alto, estamos en un caso donde los dos eventos se resumen en un caso de falla de orden 2, el cual tiene una probabilidad mucho más baja que los considerados en N-1 y por tanto se puede sobreestimar el volumen de reserva del tanque bajo propósitos de confiabilidad, por lo que resulta riesgoso dimensionar los inventarios con N-2 siendo de más baja probabilidad 10^{-4} en lugar de 10^{-2} . Adicionalmente, la relación B/C es muy inferior para considerar la viabilidad del proyecto.

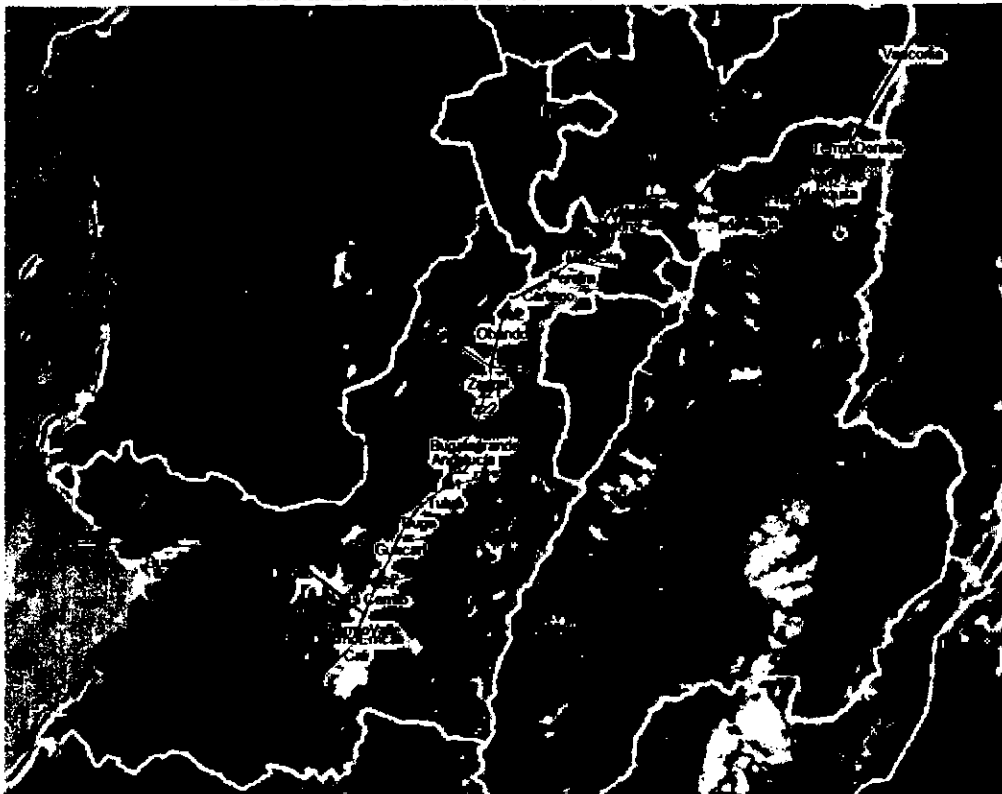
4 Análisis Gasoducto Buenaventura – Yumbo y Bidireccionalidad hasta Vasconia

4.1 Condiciones Físicas de Bidireccionalidad

Para la realización de los diferentes análisis se asumieron los siguientes supuestos:

- Se considera un ducto de 100 km entre Buenaventura y Yumbo con diámetro interior de 29 pulgadas.
- Un ducto de 360 km entre Yumbo y Mariquita con diámetro interior de 19.25 pulgadas.
- Un ducto de 105 km entre Mariquita y Vasconia con diámetro interior de 19.25 pulgadas.

Gráfica 27. Condiciones Bidireccionalidad



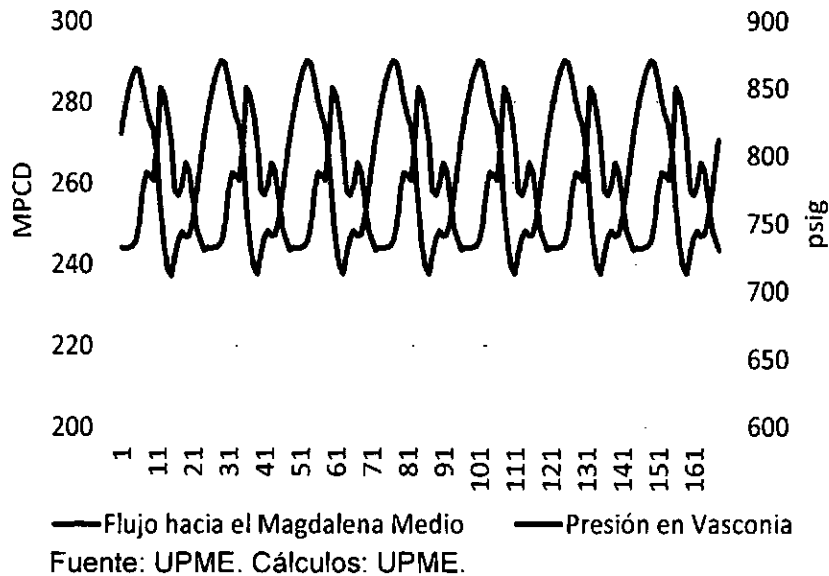
Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

4.2 Escenario 1: Carga máxima en el Magdalena Medio

Se considera en este primer escenario una curva de carga basada en el suministro hacia los sectores petrolero y termo eléctrico, sectores que tienen menor variabilidad horaria.

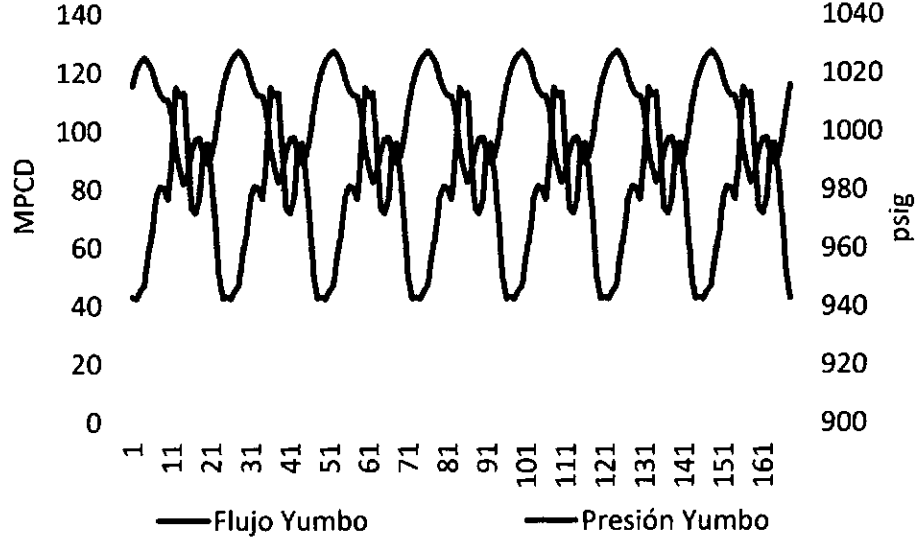
Para un promedio de flujo en Vasconia hacia el Magdalena Medio de 258 MPCD, con la curva de carga mencionada, se tienen presiones mínimas de 711 psig. El compresor en Vasconia exige una presión de entrada mínima de 600 psig. Ver Gráfica 28

Gráfica 28. Promedio flujo en Vasconia hacia Magdalena Medio con curva de carga basada en el suministro hacia los sectores petrolero y termoeléctrico



La demanda media en Cali/Yumbo, excluyendo el sector termoeléctrico tiene una media de 75 MPCD, con la curva de carga graficada. La presión mínima en este nodo es de 940 psig. Ver Gráfica 29.

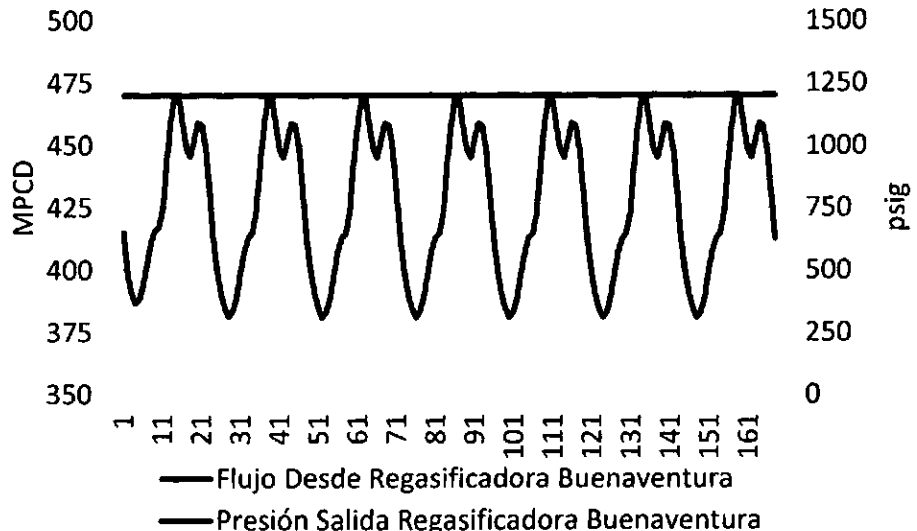
Gráfica 29. Demanda media Cali/Yumbo excluyendo el sector termo eléctrico con curva de carga basada en el suministro hacia los sectores petrolero y termo eléctrico



Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

En la Gráfica 30 se muestra que para lograr las entregas antes mencionadas en Cali/Yumbo y Vasconia y abastecer además el sur del país se precisaría de un flujo medio de 427 MPCD de entrega en la Planta Regasificadora de Buenaventura y una presión de salida de 1200 psig.

Gráfica 30. Entrega demanda Cali/Yumbo y Vasconia con curva de carga basada en el suministro hacia los sectores petrolero y termo eléctrico



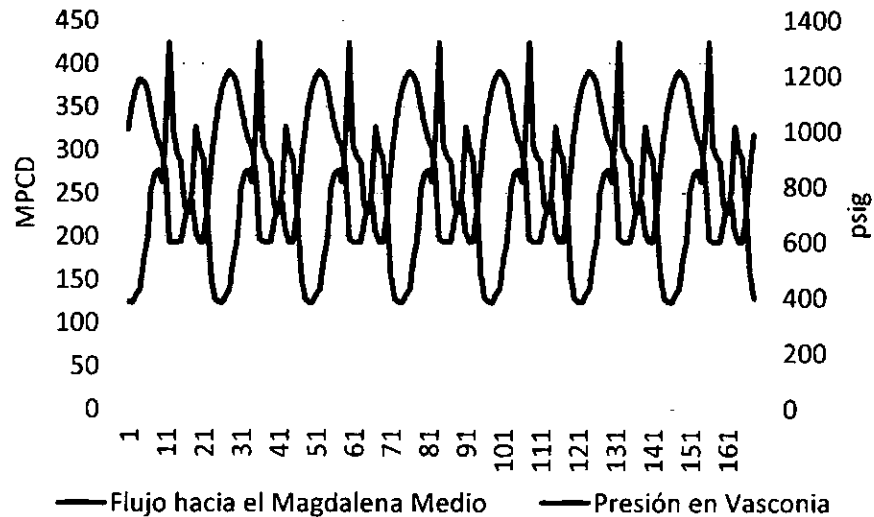
Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

4.3 Escenario 2: Carga máxima en la Región Centro

Se considera en este segundo escenario una curva de carga basada en el suministro hacia los sectores doméstico, industrial y vehicular, los cuales tienen mayor variabilidad horaria.

Para un promedio de flujo en Vasconia hacia el Magdalena Medio de 238 MPCD, con la curva de carga mencionada, se tienen presiones mínimas de 600 psig. El compresor en Vasconia exige una presión de entrada mínima de 600 psig. Ver Gráfica 31.

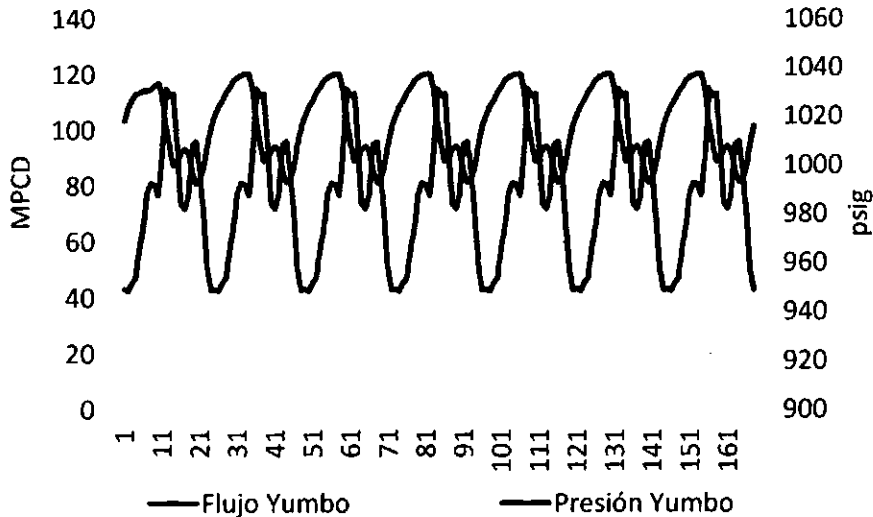
Gráfica 31. Promedio de flujo en Vasconia hacia el Magdalena Medio con curva de carga basada en el suministro hacia los sectores doméstico, industrial y vehicular



Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

La demanda media en Cali/Yumbo, excluyendo el sector termoeléctrico tiene una media de 75 MPCD, con la curva de carga graficada. La presión mínima en este nodo es de 980 psig.

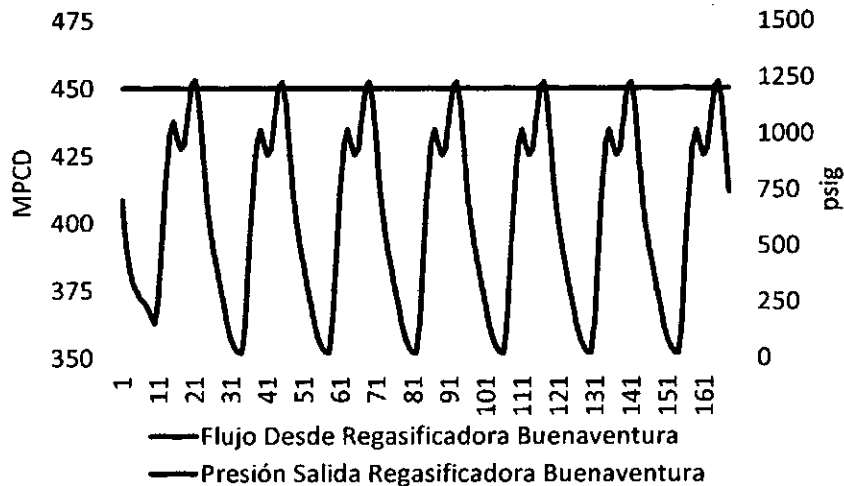
Gráfica 32. Demanda media Cali/Yumbo excluyendo el sector termo eléctrico con curva de carga basada en el suministro hacia los sectores doméstico, industrial y vehicular



Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

En la Gráfica 33 se puede evidenciar que para lograr las entregas antes mencionadas en Yumbo/Cali y Vasconia y abastecer además el sur del país se precisaría de un flujo medio de 402 MPCD de entrega en la Planta Regasificadora de Buenaventura y una presión de salida de 1200 psig.

Gráfica 33. Entrega demanda Cali/Yumbo y Vasconia con curva de carga basada en el suministro hacia los sectores doméstico, industrial y vehicular



Fuente: UPME. Cálculos: UPME.

5 ASPECTOS RELEVANTES CONVOCATORIAS GAS NATURAL (PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACIFICO Y GASODUCTO BUENAVENTURA – YUMBO)

En cumplimiento a lo establecido en el Decreto 2345 de 2015, la UPME se encuentra en proceso de estructuración de la convocatoria para seleccionar el adjudicatario que diseñe, construya, opere y administre la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo, proyectos adoptados por el Ministerio de Minas y Energía e identificados en el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural y que no se encuentran asociados a infraestructura existente.

Dentro del proceso de estructuración, hemos recibido comentarios de diferentes interesados que nos han llevado a tomar decisiones en las condiciones de cómo llevar a cabo la convocatoria que se mencionan a continuación:

- a) Unificación del proceso de selección de inversionista para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la Planta de Regasificación en la Bahía de Buenaventura y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo.

Se realizó un análisis DOFA para determinar la conveniencia de llevar a cabo un único proceso de selección de adjudicatario o continuar con dos procesos de manera independiente, con el propósito de reducir riesgos asociados a tiempos de atraso en la fecha de puesta en operación de uno u otro proyecto, coordinación en la construcción, entre otros aspectos.

Tabla 7. Matriz DOFA

DEBILIDADES	OPORTUNIDADES
<ul style="list-style-type: none"> • Menor concurrencia de inversionistas. • Mayor tiempo de preparación de ofertas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Menor riesgo para la UPME frente al cumplimiento de las fechas de puesta en operación. • Mejor coordinación de la ejecución de los proyectos. • Mayor atractivo para inversionistas.
FORTALEZAS	AMENAZAS
<ul style="list-style-type: none"> • Se mejora el perfil de los inversionistas interesados al demandar más alta competencia para el proyecto. • Se elimina cualquier conflicto debido a la frontera entre los proyectos separados de planta y gasoducto. • Se mitigan los riesgos por desfases de los dos proyectos en aspectos como: presupuesto, plazo, alcance, gestión social; se traslada el riesgo al inversionista, liberando a la entidad de este riesgo. • Unifica criterios para la gestión social y consultas con comunidades. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se aumenta el riesgo de una convocatoria con resultado desierto.

Fuente: UPME.

Como resultado del análisis, la UPME tomó la decisión de integrar los dos proyectos en una sola convocatoria para la selección de un inversionista para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de la Planta de Regasificación en la Bahía de Buenaventura y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo.

b) Tecnología abierta en la planta de regasificación

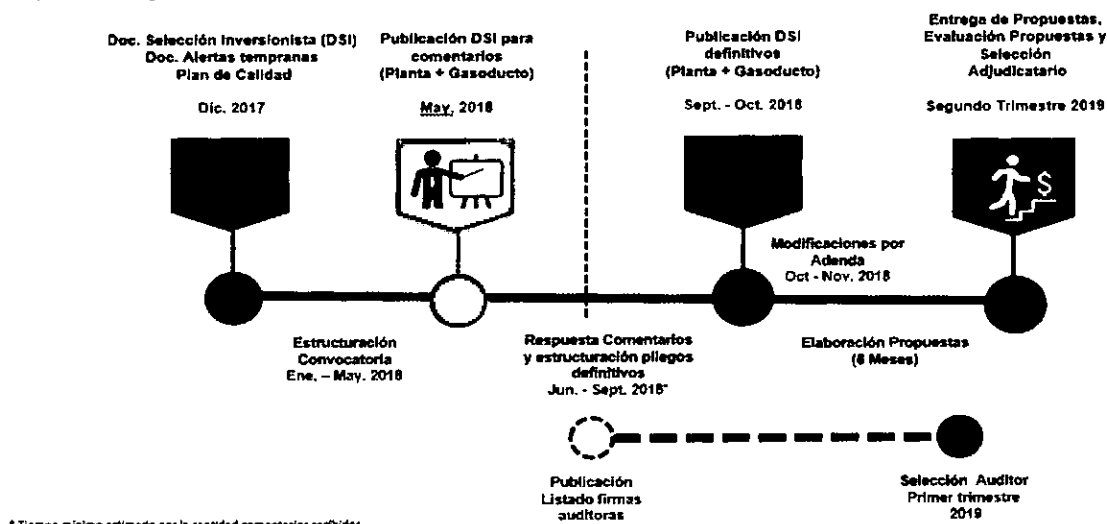
Con el objeto de identificar la tecnología más viable para la construcción de una planta de regasificación en la Bahía de Buenaventura, la UPME contrató una ingeniería conceptual con la firma SENER Pacífico.

La ingeniería conceptual dio como resultado que de acuerdo con las condiciones actuales de la Bahía de la Buenaventura de tipo ambiental, social, marítima, portuaria, entre otras, para construir una Planta de Regasificación en dicha zona, la tecnología más viable es una *Floating Storage Regasification Unit (FSRU)*, es decir, almacenamiento y regasificación off-shore.

No obstante lo anterior, ante la posibilidad de obtener menores costos para los usuarios la UPME ha decidido que la convocatoria no va a exigir una tecnología definida, sino que deja a la libertad del inversionista interesado proponer el tipo de tecnología a implementar en la Bahía de Buenaventura, de acuerdo a su experiencia y resultados de su ingeniería básica y detallada. Lo anterior, cumpliendo con los parámetros técnicos estándares establecidos en los documentos de selección del inversionista (DSI) como lo son: almacenamiento, regasificación, boil off gas, llenado de cisternas, inventario mínimo, entre otros.

Adicionalmente, la UPME lo consideró pertinente al ser un proceso de convocatoria de todo riesgo del inversionista, es decir, es este en últimas quién define las condiciones con las cuales va a cumplir con los parámetros técnicos estándares exigidos.

c) Cronograma de la Convocatoria



6 PROPUESTAS UPME

Con lo anteriormente expuesto y con base en los resultados de la Ingeniería Conceptual contratada por la UPME para la estructuración de la convocatoria de la Planta de Regasificación del Pacífico y el Gasoducto Buenaventura – Yumbo, nos permitimos proponer al Ministerio de Minas y Energía lo siguiente:

- a) Modificar la fecha de puesta en operación de la planta de regasificación del pacífico y del gasoducto Buenaventura – Yumbo, establecida a través de la Resolución MinMinas 40006 de 2017.

Si bien los resultados del balance de gas natural 2018, identifican una posible insuficiencia de gas entre febrero de 2021 y septiembre de 2022, tal como se presentó en el numeral primero de este documento, de acuerdo con los resultados de las ingenierías conceptuales, la ruta crítica de construcción de la infraestructura de regasificación la define el Gasoducto Buenaventura – Yumbo, para el cual se estima incluyendo licenciamiento ambiental, consulta previa y construcción del mismo en mínimo cinco (5) años.

Por otra parte, el cronograma de la convocatoria indicado en el numeral 5 de este documento, señala como fecha estimada de selección del adjudicatario el segundo trimestre de 2019. A partir de lo anterior, la UPME recomienda como fecha de puesta en operación de la infraestructura de regasificación, **Septiembre de 2023**.

- b) Establecer exigencia de un inventario mínimo del 20% de almacenamiento de LNG

A principios de este año el Grupo Térmico de la Costa Caribe no dispuso de los volúmenes suficientes de gas natural licuado almacenados en la Planta de Regasificación para la generación de energía eléctrica por restricciones, causándose serios cuestionamientos sobre la confiabilidad de esta infraestructura.

Con base en este antecedente y teniendo en cuenta que el espíritu de la Planta de Regasificación del Pacífico es el de brindar seguridad en el abastecimiento y confiabilidad al sistema de gas natural en el País, la UPME considera de la mayor importancia no desconocer el evento antes mencionado y propone implementar los mecanismos que permitan mitigar el riesgo de ocurrencia de un suceso semejante en la Planta de Regasificación del Pacífico, exigiéndose un inventario mínimo el cual servirá para atender la demanda en eventos de falla en el sistema.

De acuerdo con los análisis realizados por la UPME se recomienda establecer un inventario mínimo del 20% de almacenamiento de LNG para atender la demanda de gas natural en un evento de falla.

c) Precisar los requerimientos técnicos de las obras adoptadas mediante Resolución MinMinas 40006 de 2017 por el servicio que las mismas prestarán. Se propone modificar la Resolución MinMinas 40006 de 2017, así:

- i) **Planta de Regasificación del Pacífico**
 - Construcción de una Planta de Regasificación en el municipio de Buenaventura (Valle del Cauca) con los siguientes servicios: i) Capacidad de regasificación de 400 MPCD estándar; ii) Capacidad de almacenamiento de 170.000 m³ de gas natural licuado – GNL; iii) Inventario mínimo de gas licuado de 34.000 m³.
 - Fecha de Puesta en Operación: Septiembre de 2023.

- ii) **Gasoducto Buenaventura – Yumbo**
 - Construcción de un gasoducto entre Buenaventura y Yumbo con una capacidad de 400 MPCD estándar.
 - Fecha de Puesta en Operación: Septiembre de 2023.

- iii) **Bidireccionalidad Yumbo- Mariquita**
 - Adecuación y montaje de infraestructura necesaria para garantizar la capacidad de transporte bidireccional en el tramo Yumbo – Mariquita de 250 MPCD estándar.
 - Fecha de Puesta en Operación: Septiembre de 2023.

- iv) **Construcción Loop 10", Mariquita – Gualanday**
 - Construcción de Loop de 10" en el ducto Mariquita-Gualanday con una longitud aproximada de 150 Km.
 - Fecha de Puesta en Operación: enero 2020.

- v) **Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena.**
 - Adecuación de facilidades existentes para habilitar la bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena y su interconexión con el gasoducto Ballena - Cartagena.
 - Fecha de Puesta en Operación: Enero de 2020.

- vi) **Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena**
 - Adecuación de facilidades existentes para habilitar la bidireccionalidad del gasoducto Barranquilla – Ballena y su interconexión con el gasoducto Ballena Barrancabermeja.
 - Fecha de Puesta en Operación: Enero de 2020.

- vii) **Compresor ramal Jamundí – aguas abajo del nodo Pradera**
 - Instalación de una estación de compresión cuya potencia pico es 780 HP aproximadamente.
 - Fecha de Puesta en Operación: Enero de 2020.

La convocatoria que va a realizar la UPME es a todo riesgo del inversionista, lo anterior significa que la ingeniería básica y detallada deberá estar a cargo del inversionista seleccionado. Así las cosas, y con el ánimo de no asemejarlo a una obra pública, la UPME considera que no se debe especificar la dimensión de la infraestructura requerida, haciendo énfasis en el servicio que la misma va a prestar.