



**upme**  
30 años



Unidad de Planeación **Minero Energética**

# Socialización **PAGN** **2023-2038**

Subdirección de Hidrocarburos

**Febrero 2024**

# AGENDA

- **Contexto general**
- **Escenarios de Oferta y Demanda**
- **Balance de Gas Natural**
- **Modelo de Simulación**
- **Recomendaciones Principales**
- **Alternativas de Infraestructura**
- **Enfoque Territorial**
- **Conclusiones**

# Contexto General

## elaboración PAGN

## Insumos

- **Oferta base:** declaración de producción actualizada según Res. MME 00943 de septiembre de 2023.
- **Potencial:** Informe de reservas y recursos ANH a diciembre 2022 (Convenio de cooperación y Acuerdo de confidencialidad).
- **Demanda:** proyección de 3 escenarios a 15 años (Baja, **Media** y Alta)
- **Balance:** nacional y regional a nivel de costa atlántica e interior.
- **Proyección de precios:** estimación de precios de referencia nacionales e internacionales.
- **Simulación de transporte:** evaluación de escenarios de oferta y demanda con menor incertidumbre para identificar necesidades de infraestructura.

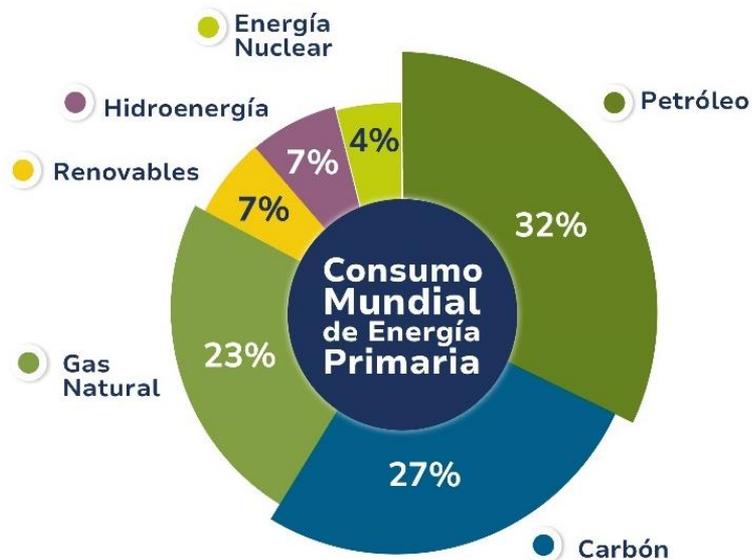
## Infraestructura

- **Sistema Nacional de Transporte – SNT:** capacidades máximas de mediano plazo (CMMP) reportadas a finales de 2023.
- **IPAT aprobados:** cinco (5) proyectos adoptados en proceso de aprobación de cargos y selección de auditorías según FPO.
- **Importación Cartagena – SPEC:** capacidades de licuefacción y regasificación disponibles y proyectadas.

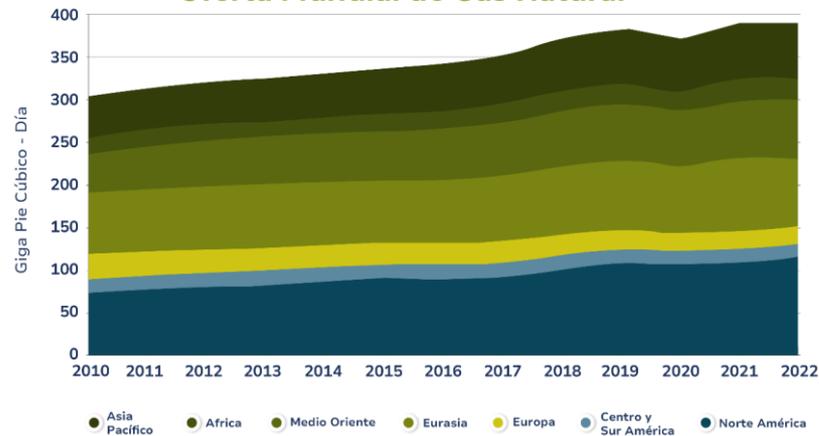
## Hitos

- **Plan Participativo:** sesiones de trabajo interinstitucionales, asociaciones del sector, agentes productores, comercializadores y transportadores.
- **Plan Articulado:** integra cambios presentados en el sector desde 2019 y consideraciones de documentos institucionales como la Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica, Potencia Máxima y Gas Natural, el Plan Energético Nacional, la Proyección de Precios de Energéticos, el Plan Indicativo de Expansión de Generación, el Plan Nacional de Sustitución de Leña, el PAI PROURE, entre otros.

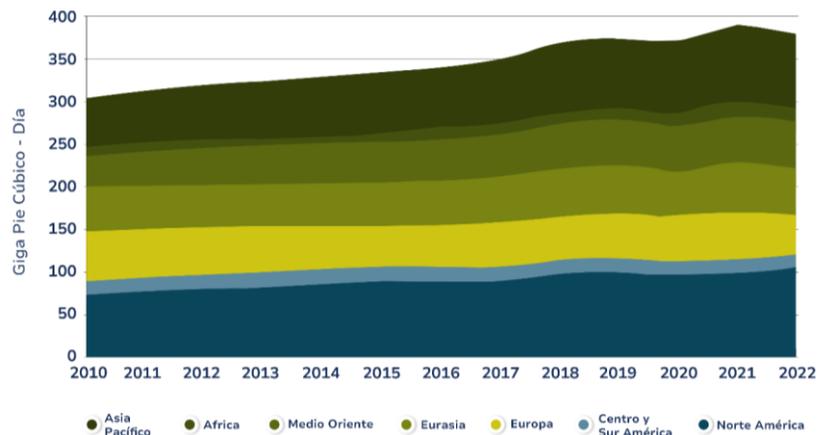
## Consumo Mundial de Energía Primaria 2022



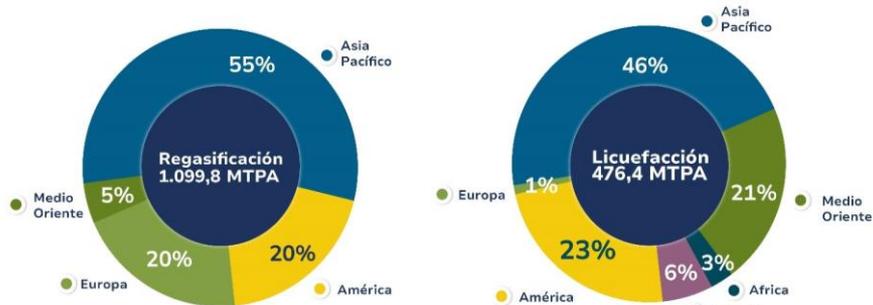
## Oferta Mundial de Gas Natural



## Consumo Mundial de Gas Natural



## Internacional



## América Latina

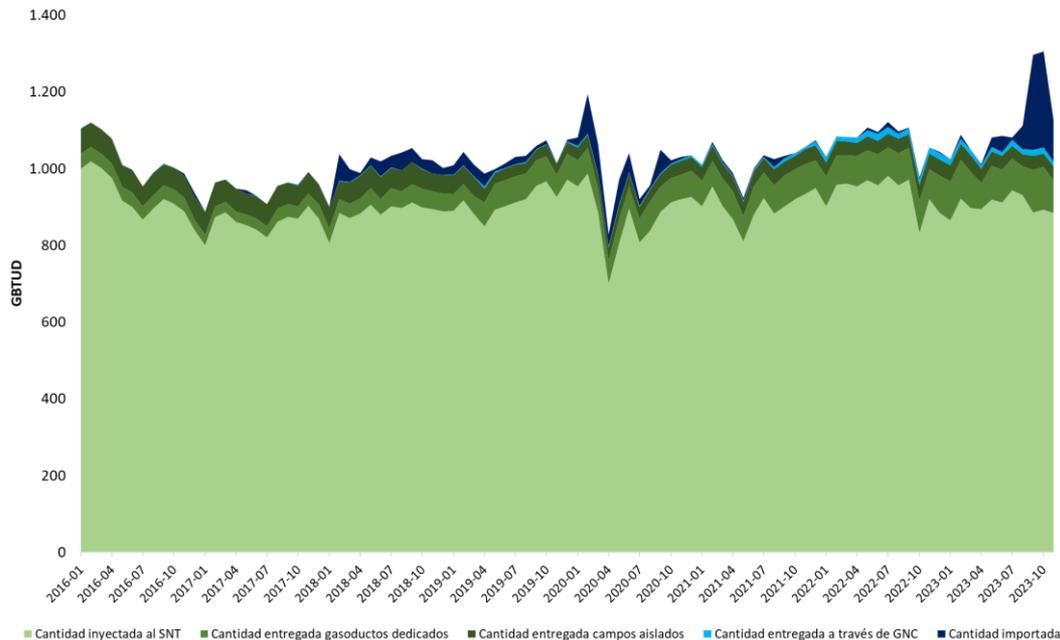
PAÍS	UBICACIÓN	INICIO	TIPO DE TERMINAL	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (Km3)	CAPACIDAD DE IMPORTACIÓN (MTPA)
ARGENTINA	BAHIA BLANCA	2008	FLOATING	151	3,7
	ESCOBAR	2011	FLOATING	151	6,1
BRASIL	PECEM	2009	FLOATING	138	3,8
	GUANABARA BAY	2009	FLOATING	173	6,0
	BAHIA	2013	FLOATING	173	5,6
	SERGIPE	2020	FLOATING	170	5,6
	PORT OF ACU	2021	FLOATING	173	5,6
	SEPETIBA	2022	FLOATING	127	2,7
CHILE	QUINTERO	2009	ONSHORE	334	3,8
	MEJILLONES	2010	ONSHORE	187	1,5
COLOMBIA	CARTAGENA	2016	FLOATING	170	3,0
EL SALVADOR	ACAJUTLA	2022	FLOATING	137	2,0
JAMAICA	OLD HARBOUR	2019	FLOATING	170	3,0
	MONTEGO BAY	2016	ONSHORE	7	0,5
MEXICO	ALTAMIRA	2006	ONSHORE	300	5,7
	ENSENADA	2008	ONSHORE	320	7,6
	MANZANILLO	2012	ONSHORE	300	3,8
	PICHILLINGE	2022	ONSHORE	ND	0,8
PANAMA	COLON, COSTA NORTE	2018	ONSHORE	180	1,5
PUERTO RICO	PEÑUELAS, ECO ELECTRICA	2000	ONSHORE	160	2,0
	SAN JUAN	2020	ONSHORE	ND	1,1
REPUBLICA DOMINICANA	AES ANDRES	2003	ONSHORE	160	1,7

## Plantas de licuefacción y regasificación

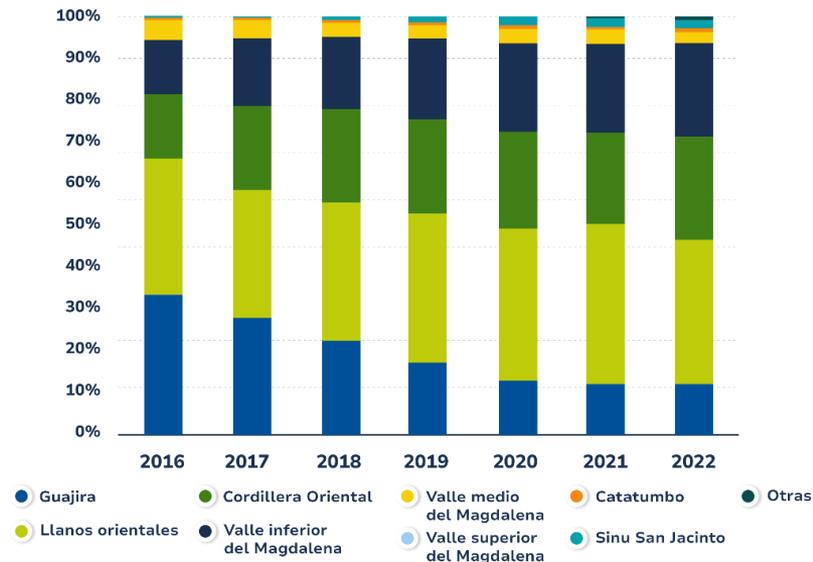


# Escenarios PAGN

## Oferta Histórica de Gas Natural

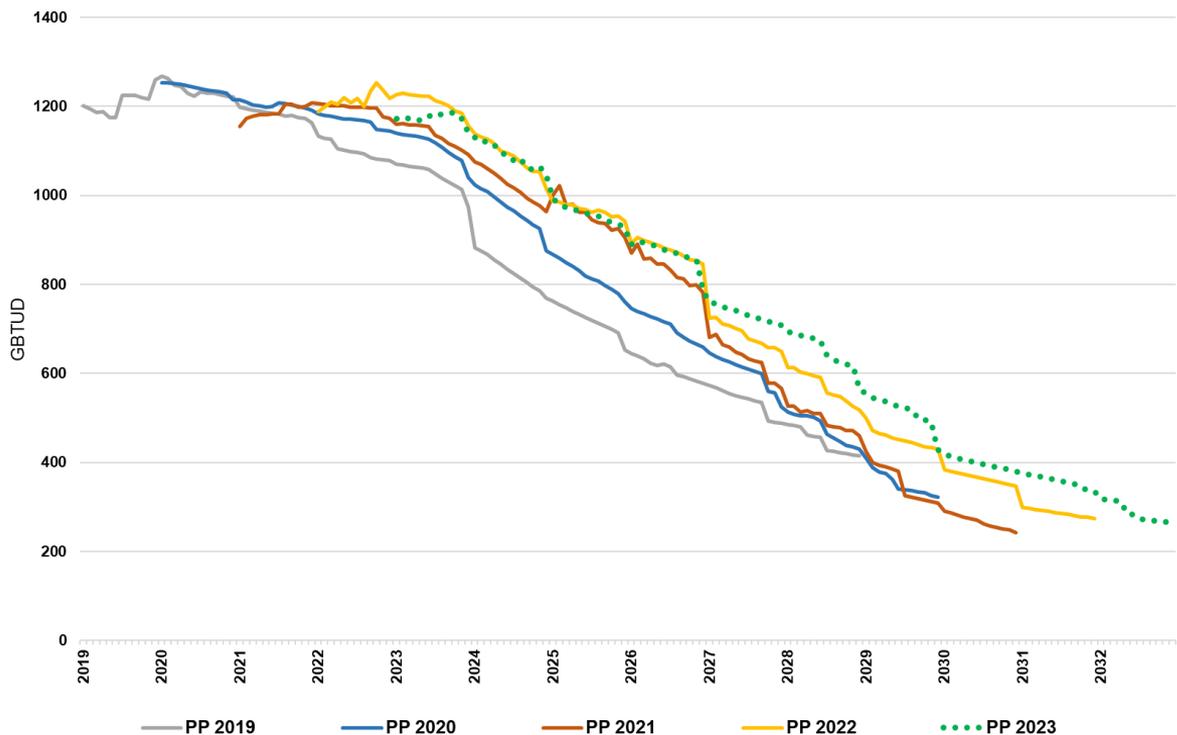


## Distribución de Oferta Nacional

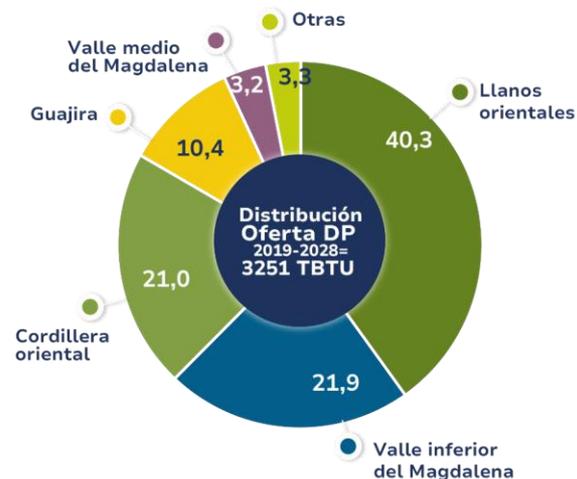
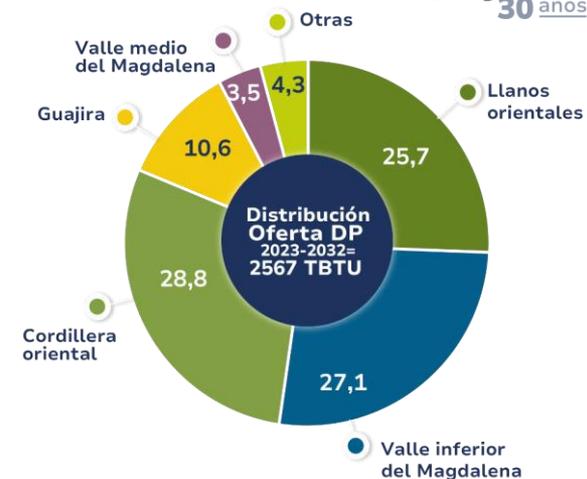


- La oferta nacional se concentra en campos productores de los Llanos Orientales y la Cordillera Oriental a nivel del interior del país, y del Valle Inferior del Magdalena y La Guajira en la costa Caribe.
- Casanare aporta más del 55% de la producción nacional a través de los campos como Cupiagua, Pauto Sur y Cusiana, entre otros, mientras que Sucre y Córdoba han aumentado progresivamente su participación a más del 20%, en contraste con Guajira que aporta un 11%.

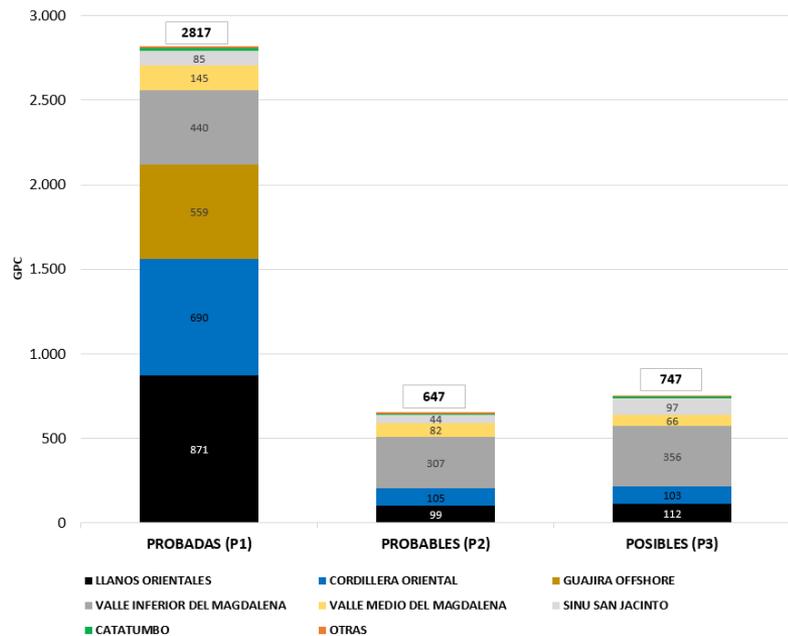
# Potencial de Producción



Explotación de reservas estimadas **reduce** los volúmenes remanentes de los proyectos → Potencial de producción decreciente



## Reservas

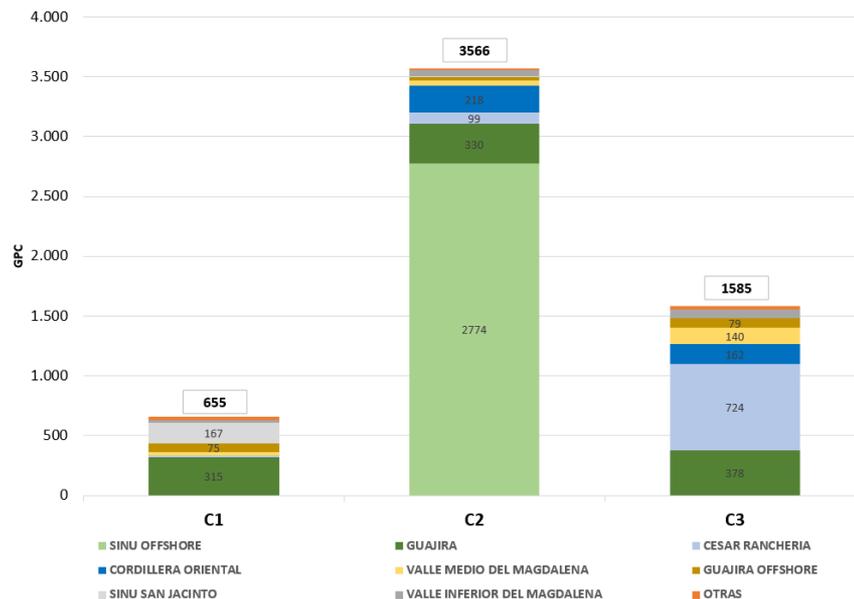


**90% de las reservas probadas** se concentran en 4 cuencas:

- Llanos Orientales - 30%
- Cordillera Oriental - 24%
- La Guajira - 20%
- Valle Inferior del Magdalena - 16%

**48% de las reservas probables y posibles** se encuentra en el Valle Inferior del Magdalena

## Recursos Descubiertos



**89% del potencial C1 + C2** se asocia a proyectos ubicados en la **Costa Atlántica**.

**88% de los recursos contingentes C1** se asocia a proyectos **onshore**.

**79% de los recursos contingentes C2** se asocia a proyectos **offshore**.

## Oferta 1

Potencial de Producción declarado por operadoras de campos productores (Res. MME 00943 de 2023),

Disponibilidad actual de importación de SPEC LNG de 400 GBTUD hasta Noviembre de 2031.

Capacidades equivalentes de importación a partir de finalización contractual de SPEC.

## Oferta 2

Potencial de Reservas **2P** a nivel nacional (IRR corte a Dic. 2022, ANH),

Recursos Contingentes **2C** "ONSHORE" a nivel nacional (IRR corte a Dic. 2022, ANH),

Capacidades de importación descritas en el Escenario 1 con ampliación a **450 GBTUD a partir de 1T 2024**.

## Oferta 3

Oferta nacional descrita en Escenario 2,

Adiciona Recursos Contingentes **2C** "OFFSHORE" (IRR corte a Dic. 2022, ANH),

Capacidades de importación descritas en el Escenario 2 con ampliación a **530 GBTUD a partir de 1T 2027**.

## Demanda 1 - Baja

En función del comportamiento histórico de los diversos sectores de consumo (hidrología media).

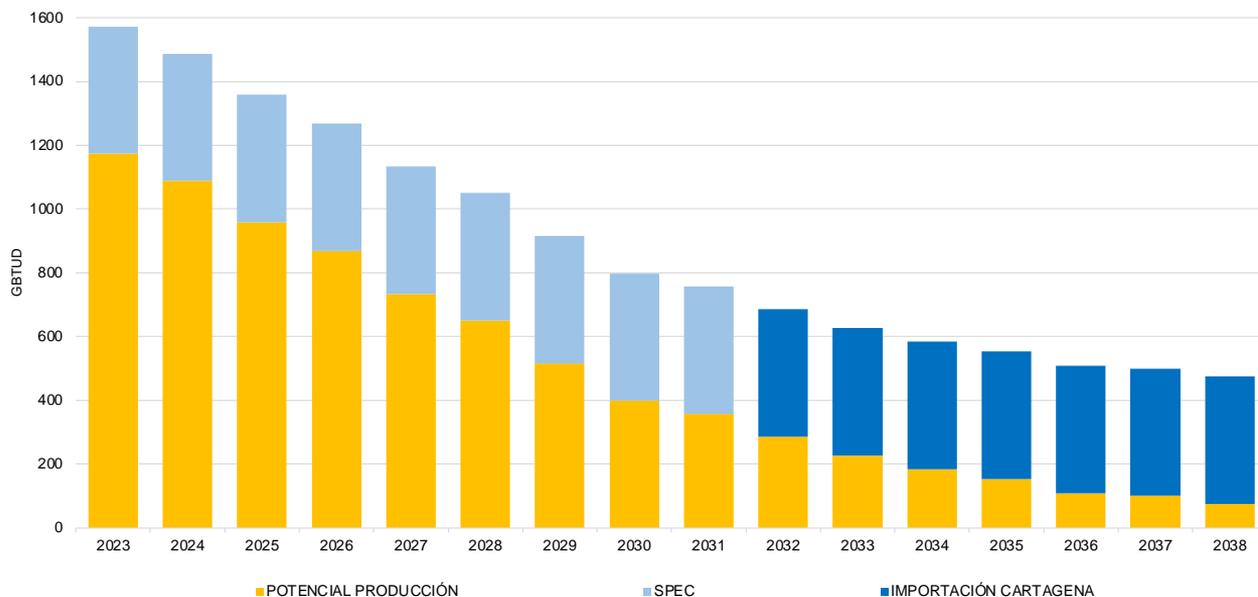
## Demanda 2 - Media

Demanda tendencial de sectores no térmicos y mayor exigencia por efecto del Fenómeno de EL NIÑO (hidrología baja).

## Demanda 3 - Alta

Crecimiento de diversos sectores de consumo.

# Escenario de Oferta 1

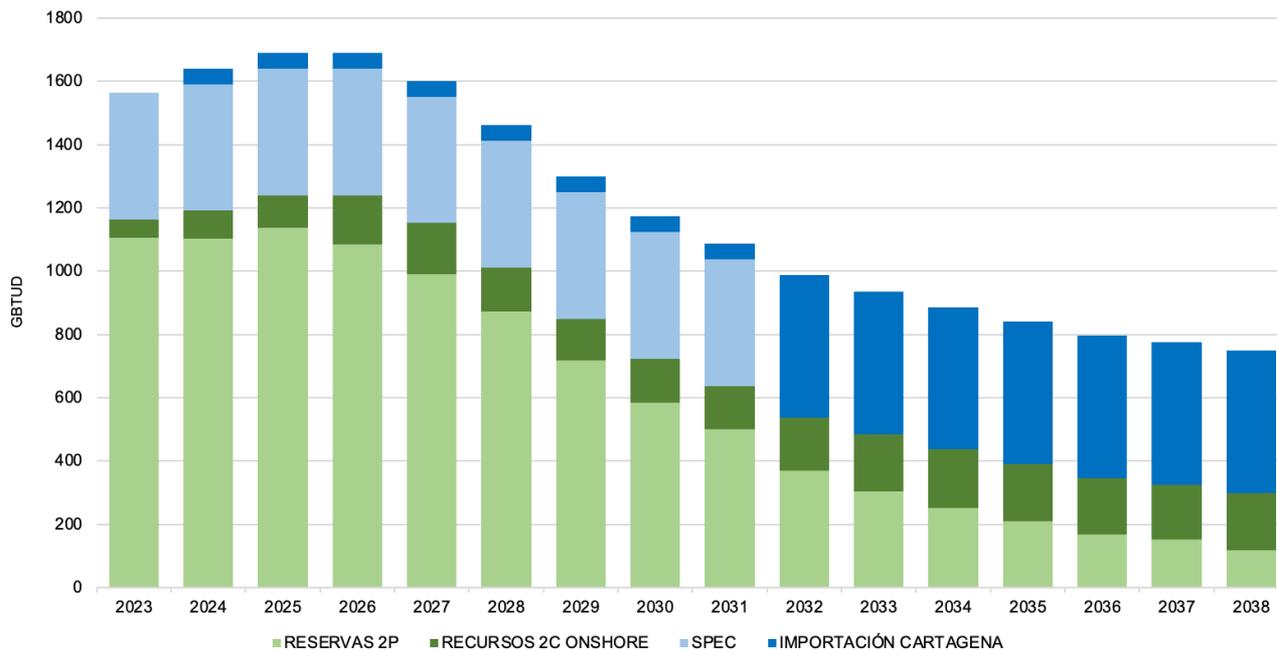


- Proyección de oferta decrece en función de la declinación natural de los campos actuales.

## ESCENARIO 1

- Potencial de Producción declarado por operadoras de campos productores (Res. MME 00943 de 2023),
- Disponibilidad actual de importación de SPEC LNG de 400 GBTUD hasta Noviembre de 2031,
- Capacidades equivalentes de importación a partir de finalización contractual de SPEC.

## Escenario de Oferta 2

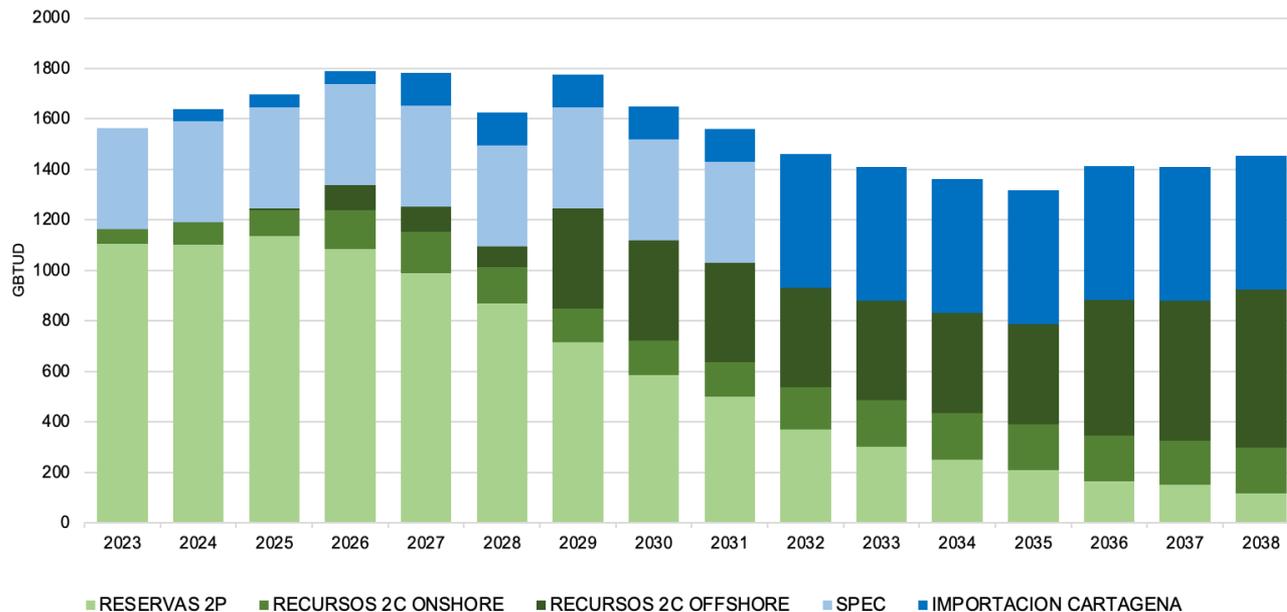


- Contempla nuevas alternativas de oferta desde fuentes nacionales y capacidad de importación.

### ESCENARIO 2

- Potencial de Reservas **2P** a nivel nacional (IRR corte a Dic. 2022, ANH),
- Recursos Contingentes **2C** “**ONSHORE**” a nivel nacional (IRR corte a Dic. 2022, ANH),
- Capacidades de importación descritas en el Escenario 1 con ampliación a **450 GBTUD a partir de 2024**.

## Escenario de Oferta 3

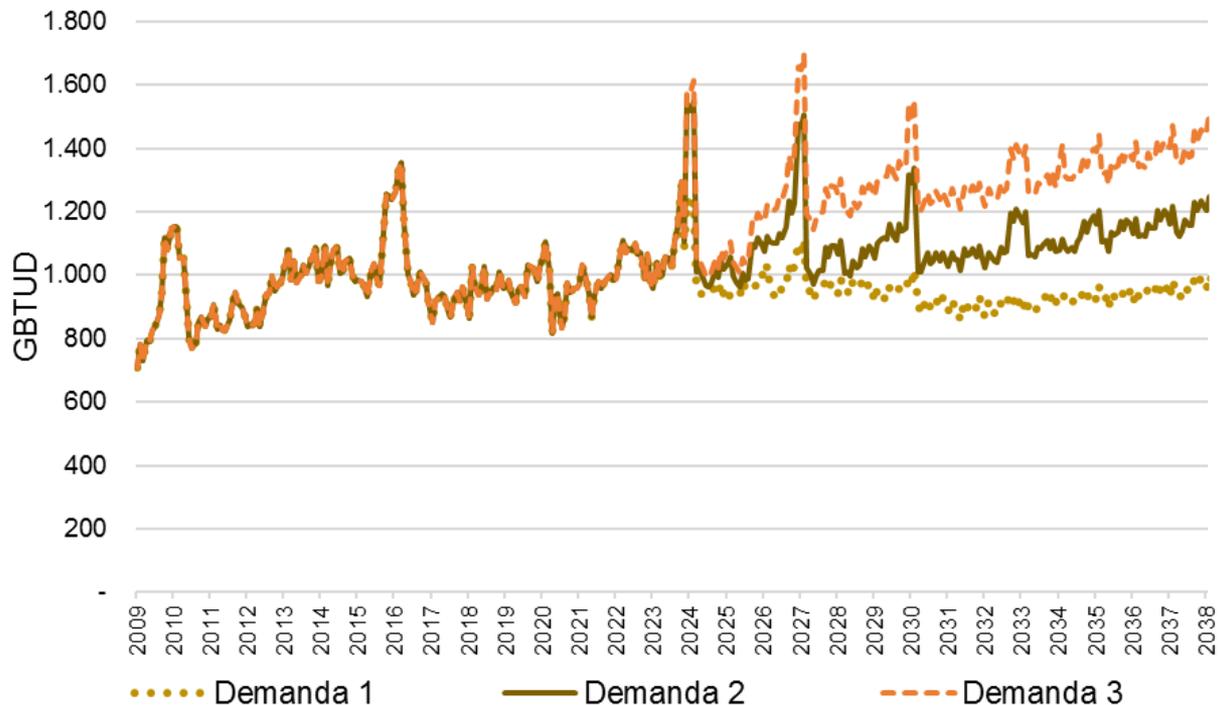


- Amplía la proyección de oferta en el mediano y largo plazo a partir de potencial Offshore y expansión de capacidad de infraestructura de importación.

### ESCENARIO 3

- Oferta nacional descrita en Escenario 2,
- Adiciona cantidades de Recursos Contingentes **2C "OFFSHORE"** (IRR corte a Dic. 2022, ANH),
- Capacidades de importación descritas en el Escenario 2 con ampliación a **530 GBTUD a partir de 1T de 2027.**

# Escenarios de Demanda

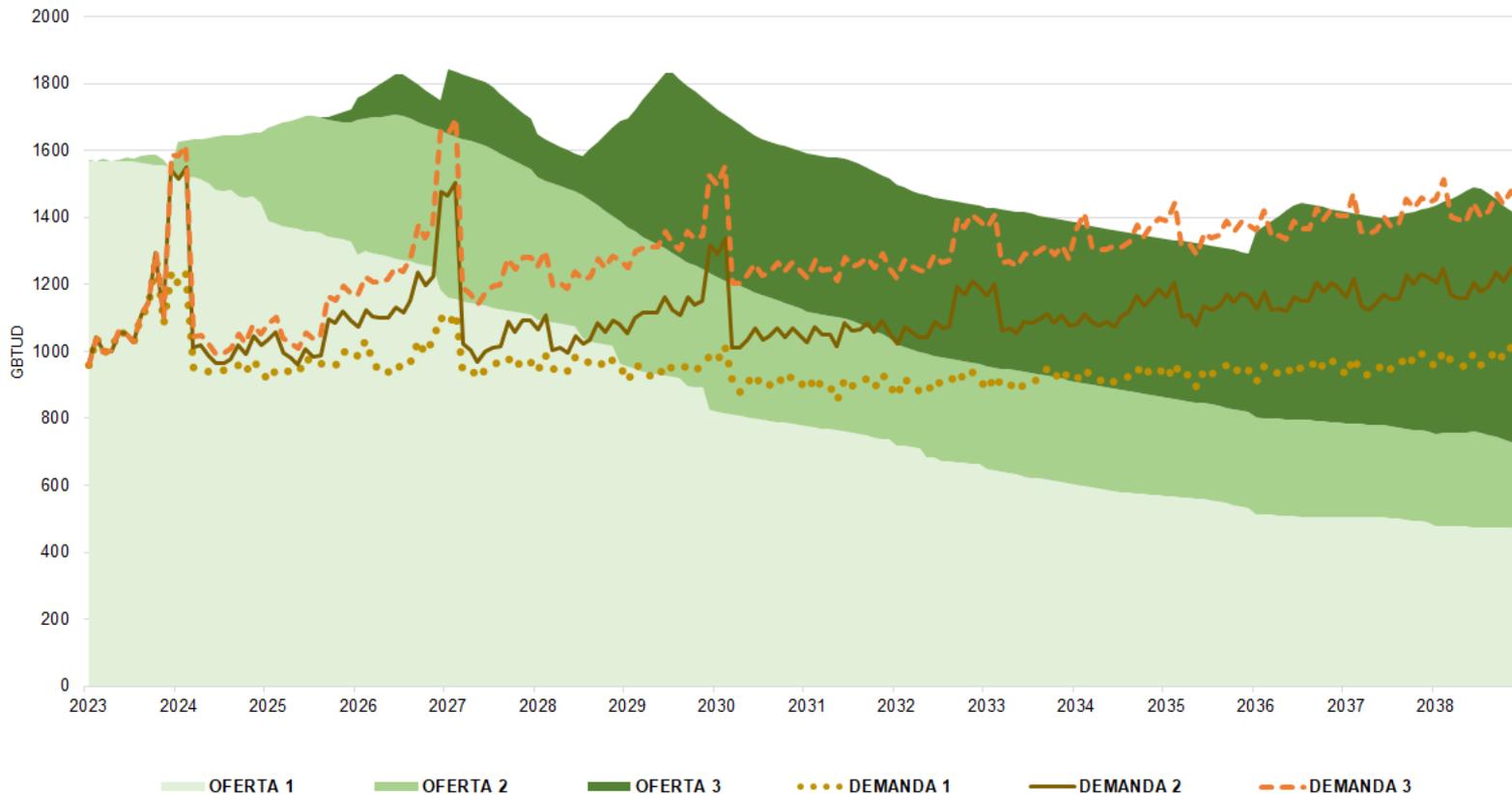


- Se valoran los efectos de diferentes tendencias de crecimiento de los sectores de consumo no térmico, aunado con diversas exigencias de demanda térmica por efecto de ***El Fenómeno de El Niño***.
- **Demanda 2:** principal referencia a nivel de balance y modelamiento de las capacidades y necesidades de infraestructura.
- Hacia diciembre de 2038 se estima que la demanda media nacional alcanzaría valores de 1223 GBTUD.

# Balance

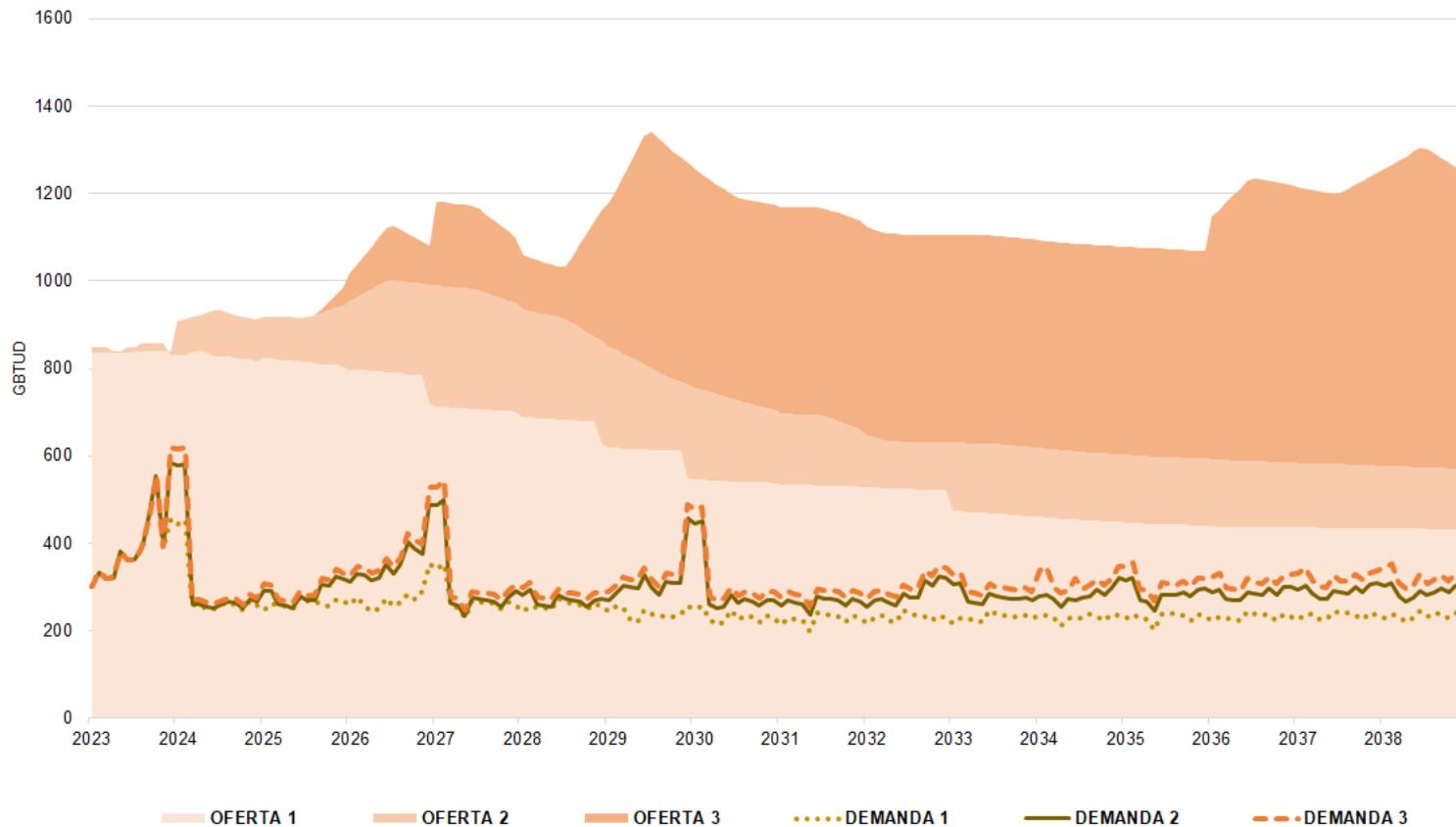
## Oferta - Demanda

# Balance Nacional de Gas Natural



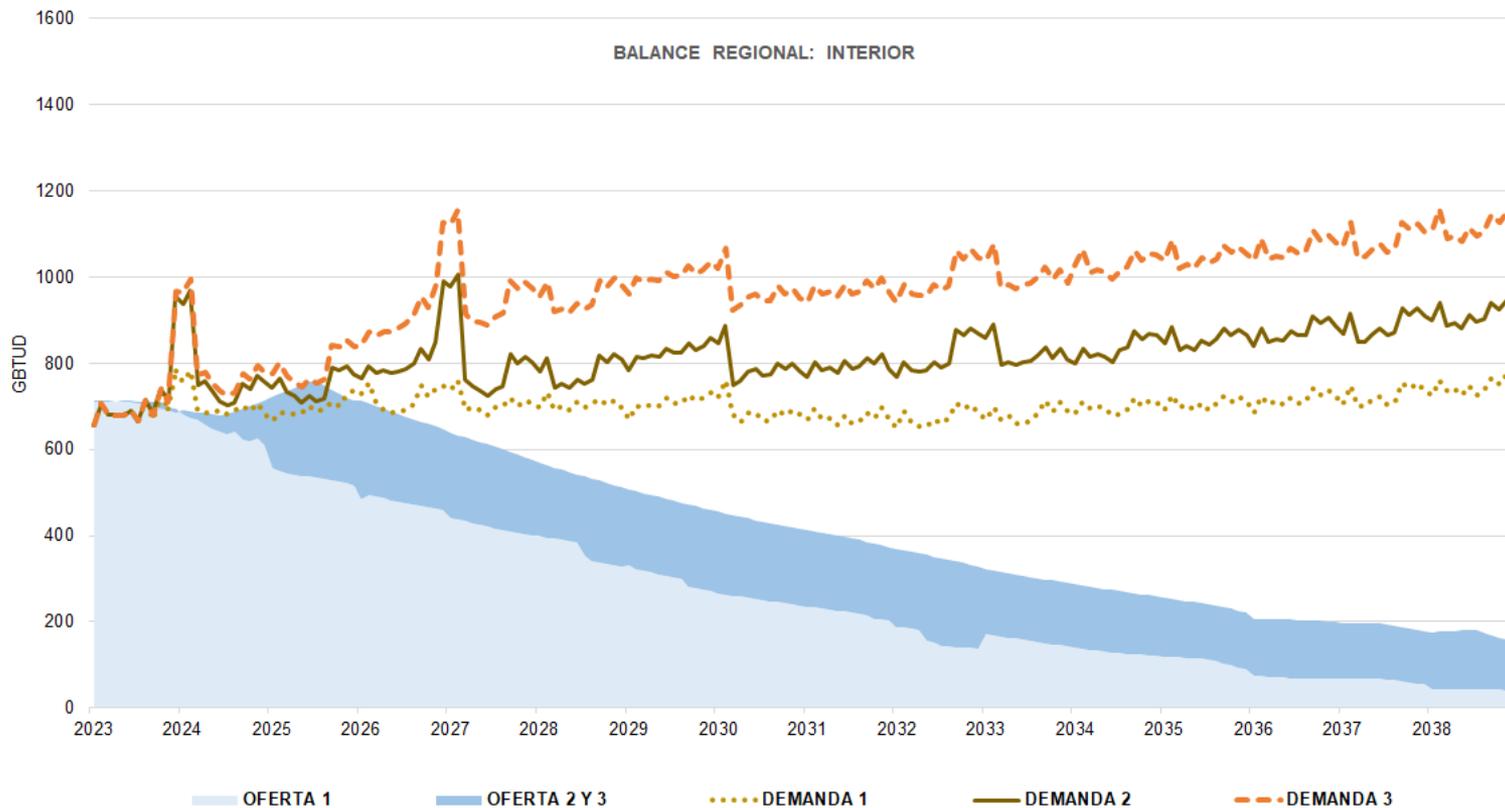
# Balance Regional de Gas Natural

## Costa Atlántica



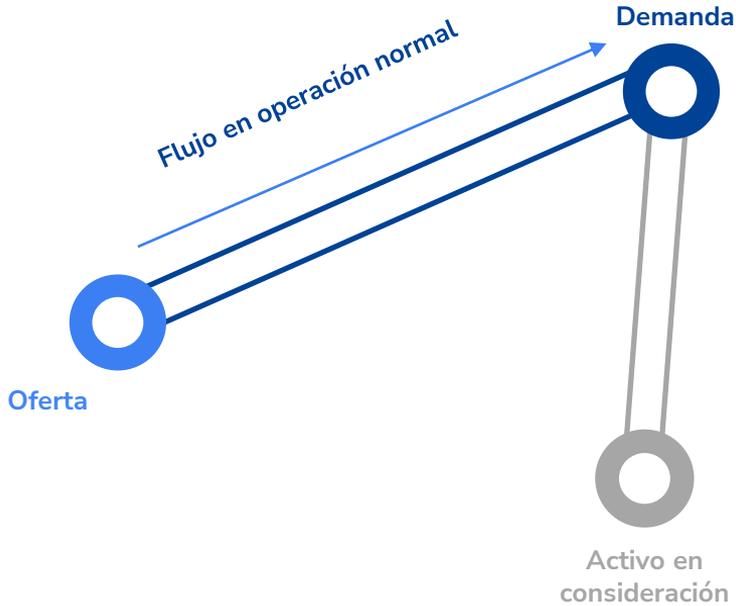
# Balance Regional de Gas Natural

## Interior

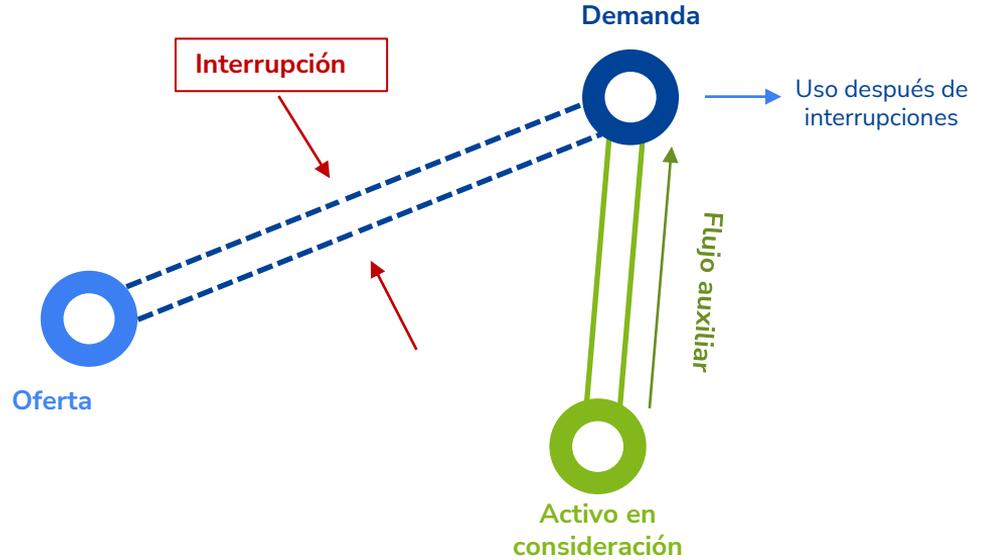


# Simulación de escenarios

### Operación normal



### Operación con interrupción



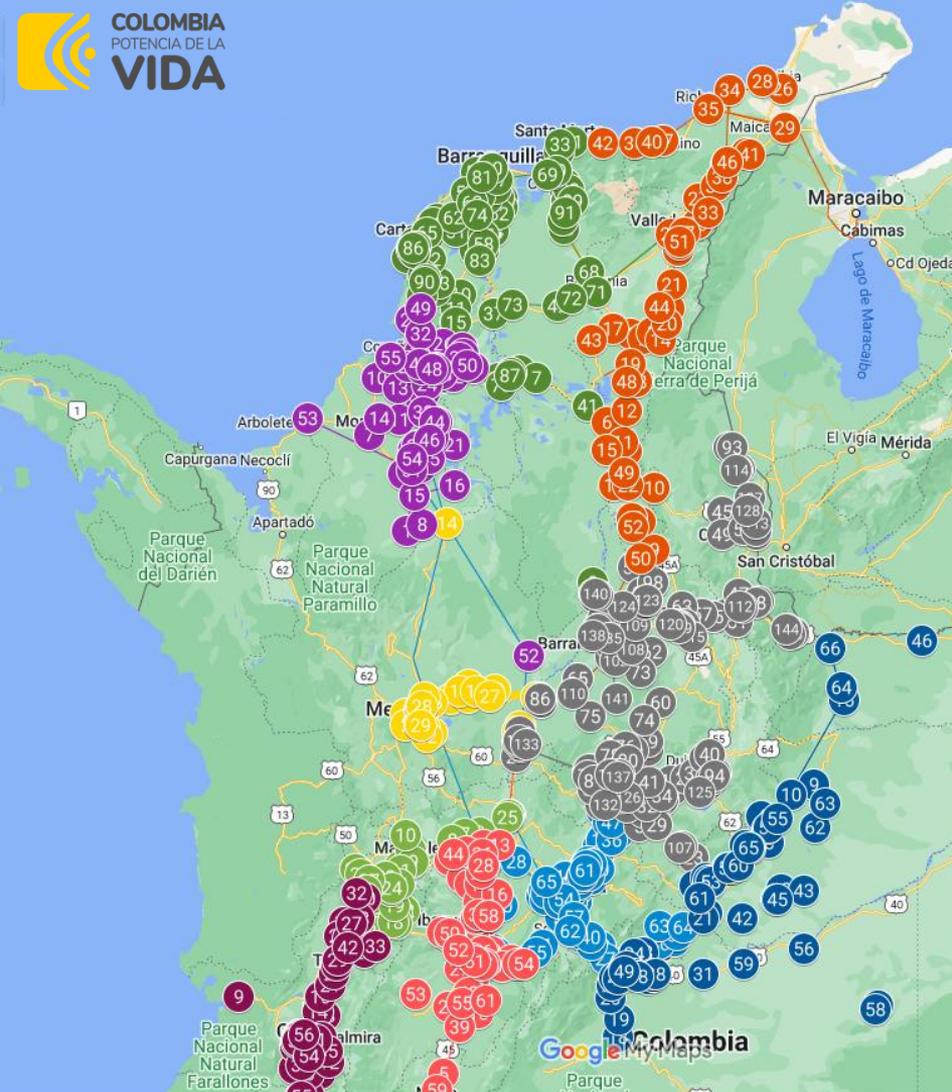
La **simulación de la operación** futura del sistema de suministro de gas natural se realizó con **resolución mensual**, utilizando los valores medios de flujos diarios durante el horizonte comprendido entre los años **2023 y 2038 para los diferentes sectores de consumo**.

- **Actualización** de los puntos de entrada y salida del SNT a nivel regional y nodal.
- **CMMP** del sistema nacional de transporte para conectar los nodos de oferta y demanda. Integra los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos establecido por regulación.
- **Precios de oferta** nacional e internacional (en puerto colombiano) según proyecciones actualizadas y modelo de precios.
- La simulación tiene como **objetivo minimizar el costo operativo** que paga el agregado de los usuarios del país, bajo la restricción de abastecer toda la demanda.
- **Producción prioritaria de la oferta nacional**, de manera que solo se importe el gas natural que la oferta nacional no pueda abastecer, considerando la ubicación geográfica de los puntos de entrada y las capacidades de transporte para conectar a la demanda.

\* CMMP: Capacidad Máxima de Mediano Plazo.

Fuente: Elaboración UPME con datos del Gestor del Mercado de Gas Natural y agentes transportadores.





## Modelo de Simulación Representación Nodal

### Criterios:

- Mínima distancia entre punto de salida y nodo,
- Conectividad a través de estructura de red de transporte,
- Direccionalidad del flujo,
- Distribución espacial y geográfica a nivel de municipios asignados a puntos de salida,
- Definición de nodos específicos para infraestructura con alta demanda como plantas térmicas y refinerías, así como nueva infraestructura no vinculada con puntos de salida actuales,
- Validación mediante herramienta digital de geolocalización.

Integra todos los tramos regulatorios del SNT  
 >780 puntos de referencia registrados

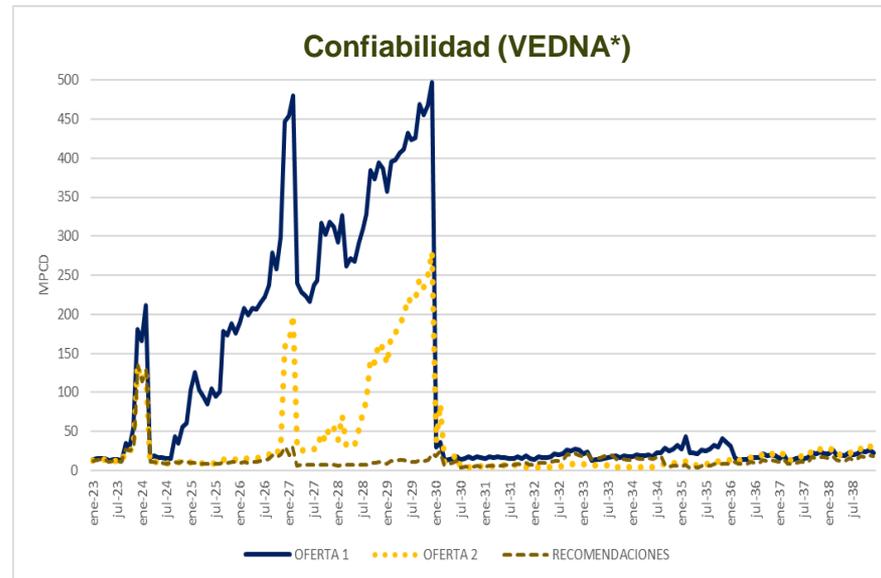
**Modelo UPME** considera 9 regiones y 172 Nodos.  
 Cada nodo se encuentra asociado a un solo tramo regulatorio.

	ESCENARIO OFERTA 1	ESCENARIO OFERTA 2	ESCENARIO RECOMENDACIONES
POTENCIAL DE PRODUCCIÓN (DECLARACIÓN DE PRODUCCIÓN)	SI	NA	NA
RESERVAS 2P	NA	SI	SI
RECURSOS CONTINGENTES 2C	NA	ONSHORE	ONSHORE
SPEC	ACTUAL (CONSTANTE) 400 GBTUD HASTA 2031/11	AMPLIADA FASE 1 400 GBTUD HASTA 2023/12 450 GBTUD ENTRE 2024/01 Y 2031/11	AMPLIADA FASE 2 400 GBTUD HASTA 2023/12 450 GBTUD ENTRE 2024/01 Y 2026/12 530 GBTUD ENTRE 2027/01 Y 2031/11
IMPORTACIÓN CARTAGENA	400 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12	450 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12	530 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12
SUPUESTOS DE SIMULACIÓN DE TRANSPORTE MODELO UPME 2023 (172 NODOS)	A) CONEXIÓN VIM - INTERIOR EN 2030/01 (JOBO-MEDELLÍN-MARIQUITA-BOGOTÁ)  B) CONEXIÓN SNT MM - CÚCUTA EN 2030/01  C) IMPORTACIÓN ADICIONAL POR IIGP 400 GBTUD A PARTIR DE 2030/01.  D) IMPORTACIÓN ADICIONAL EN COSTA ATLÁNTICA A PARTIR DE 2030/01 (VARIABLE SEGÚN DEMANDA)  F) IPAT ADOPTADOS SEGÚN CMMP REGISTRADA EN GESTOR DEL MERCADO y/o FPO APROBADA.	A) CONEXIÓN VIM - INTERIOR EN 2030/01 (JOBO-MEDELLÍN-MARIQUITA-BOGOTÁ)  B) CONEXIÓN SNT MM - CÚCUTA EN 2030/01  C) IMPORTACIÓN ADICIONAL POR IIGP 400 GBTUD A PARTIR DE 2030/01.  D) IMPORTACIÓN ADICIONAL EN COSTA ATLÁNTICA A PARTIR DE 2030/01 (VARIABLE SEGÚN DEMANDA)  E) IPAT ADOPTADOS SEGÚN CMMP REGISTRADA EN GESTOR DEL MERCADO y/o FPO APROBADA.	A) CONEXIÓN VIM - INTERIOR (SINCELJO-VASCONIA) A PARTIR DE 2026/12 (POR DÉFICIT DE TRANSPORTE).  C) CONEXIÓN SNT MM - BOGOTÁ EN 2030/01.  C) CONEXIÓN SNT MM - CÚCUTA EN 2030/01.  D) IMPORTACIÓN ADICIONAL POR IIGP 400 GBTUD A PARTIR DE 2030/01.  E) IMPORTACIÓN ADICIONAL COSTA ATLÁNTICA 50 A 150 GBTUD A PARTIR DE 2025/01.  F) IMPORTACIÓN ADICIONAL CARTAGENA - ABIERTA (DE SER NECESARIO PARA CERRAR DÉFICIT).  G) CAMBIOS EN IPAT ADOPTADOS (DE SER NECESARIO PARA CERRAR DÉFICIT).

DEMANDA PARA TODOS LOS ESCENARIOS: DEMANDA MEDIA (DEMANDA 2)

PERÍODO DE REFERENCIA: 2023 - 2038

PRECIOS DE GAS IMPORTADO: MODELO ASUME PRECIOS IGUALES PARA TODOS LOS PUNTOS DE IMPORTACIÓN



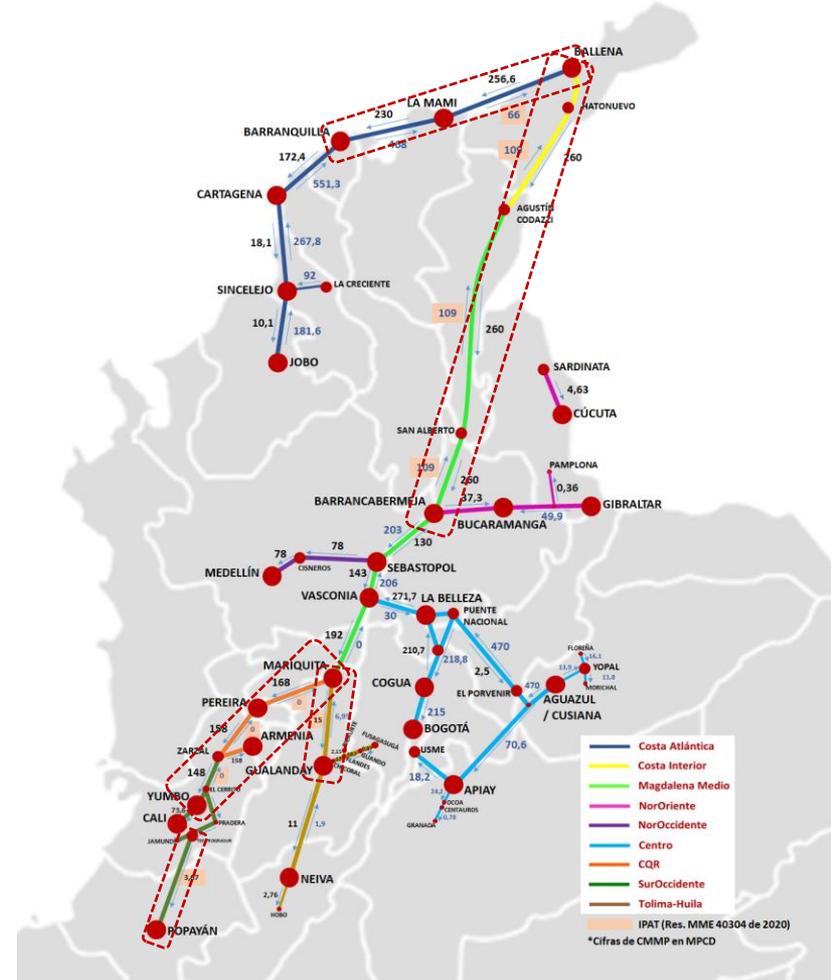
\* VEDNA: Valor Esperado de la Demanda No Abastecida

Fuente: Elaboración UPME con datos de MME, ANH y agentes productores-comercializadores.

# Recomendaciones Principales

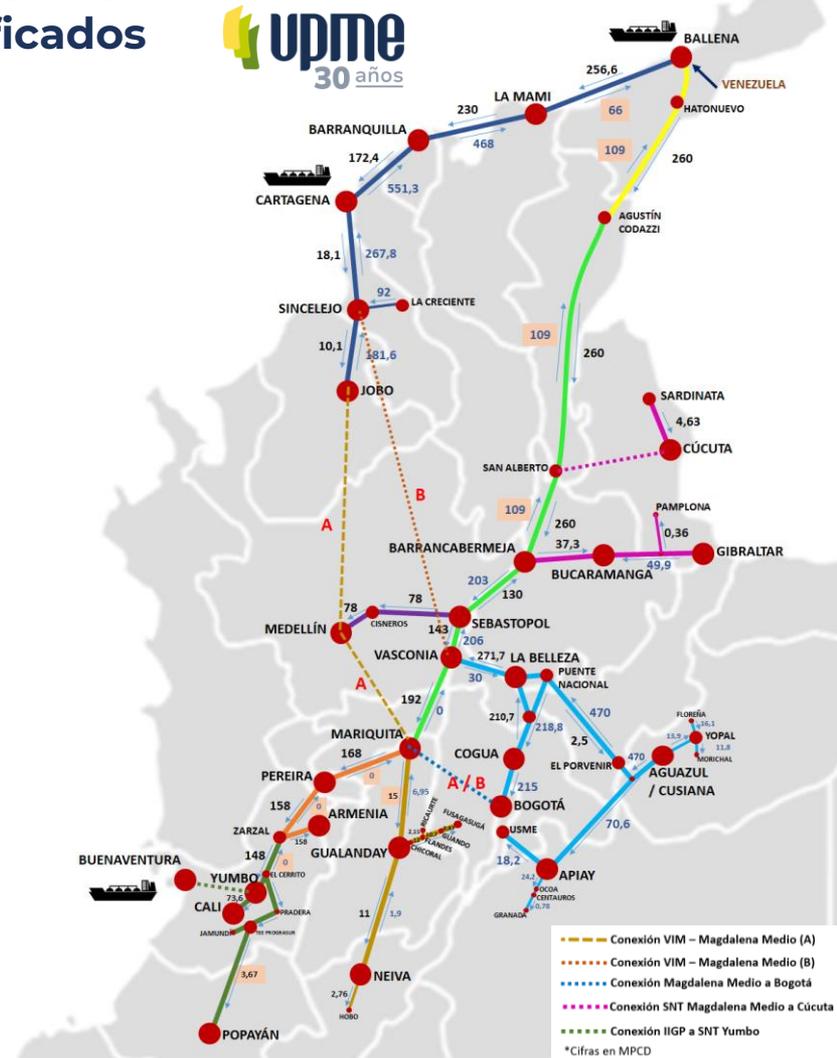
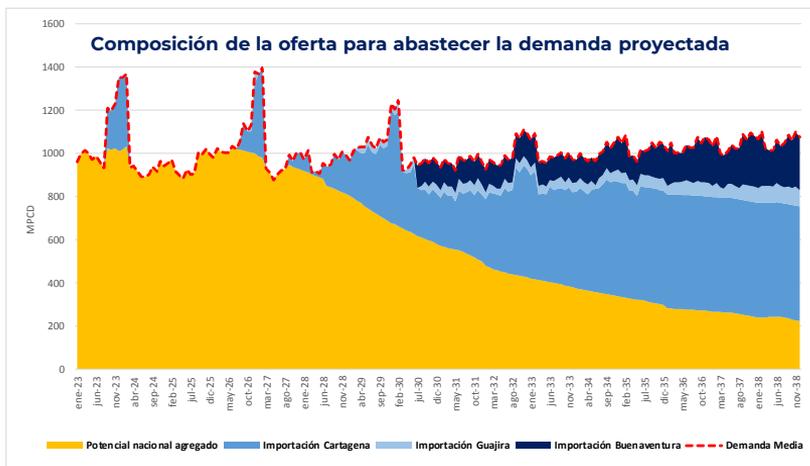
# Proyectos IPAT ADOPTADOS

- Ampliación de capacidad **Mariquita – Gualanday** > 20 MPCD en Gualanday  
**Se ratifica** y se recomienda **realizar seguimiento** a oferta y demanda de la región Tolima - Huila.
- Bidireccionalidad **Barrancabermeja – Ballena** de 100 MPCD. **Se ratifica** por confiabilidad.
- Bidireccionalidad **Barranquilla – Ballena** de 170 MPCD. **Se ratifica** por confiabilidad.
- Interconexión **Barranquilla/Barrancabermeja** de 170 MPCD. **Se ratifica** por confiabilidad.
- Ampliación Ramal **Jamundí hacia Popayán** > 3 MPCD en Popayán.  
**Se ratifica** y se recomienda **realizar seguimiento** a demanda local.
- Bidireccionalidad **Yumbo – Mariquita** de 250 MPCD en Mariquita.  
**Se ratifica** por abastecimiento y confiabilidad.



# Proyectos RECOMENDADOS

1. Conexión **VIM a Interior** (4T 2026 – 350 MPCD) -
2. Conexión **SNT Magdalena Medio a Bogotá** (1T 2030 – 180 MPCD)
3. Conexión **SNT Magdalena Medio a Cúcuta** (1T 2030 – 8 MPCD)
4. **Importación Buenaventura – IIGP** (1T 2030 – 400 MPCD).  
**Adoptado** mediante Res. MME 40304 de 2020.
5. **Importación Cartagena con conexión a SNT** (1T 2027 - 130 MPCD)
6. **Importación Guajira con conexión a SNT** (1T 2025 - 50 a 150 MPCD)
7. **Conexión en tierra de proyectos OFFSHORE al SNT.** *Ubicación, capacidades y FPO dependerán de las características de los proyectos y de confirmación de decisiones finales de inversión (FID).*  
**Realizar seguimiento.**



# INVERSIONES EN PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA EXISTENTE

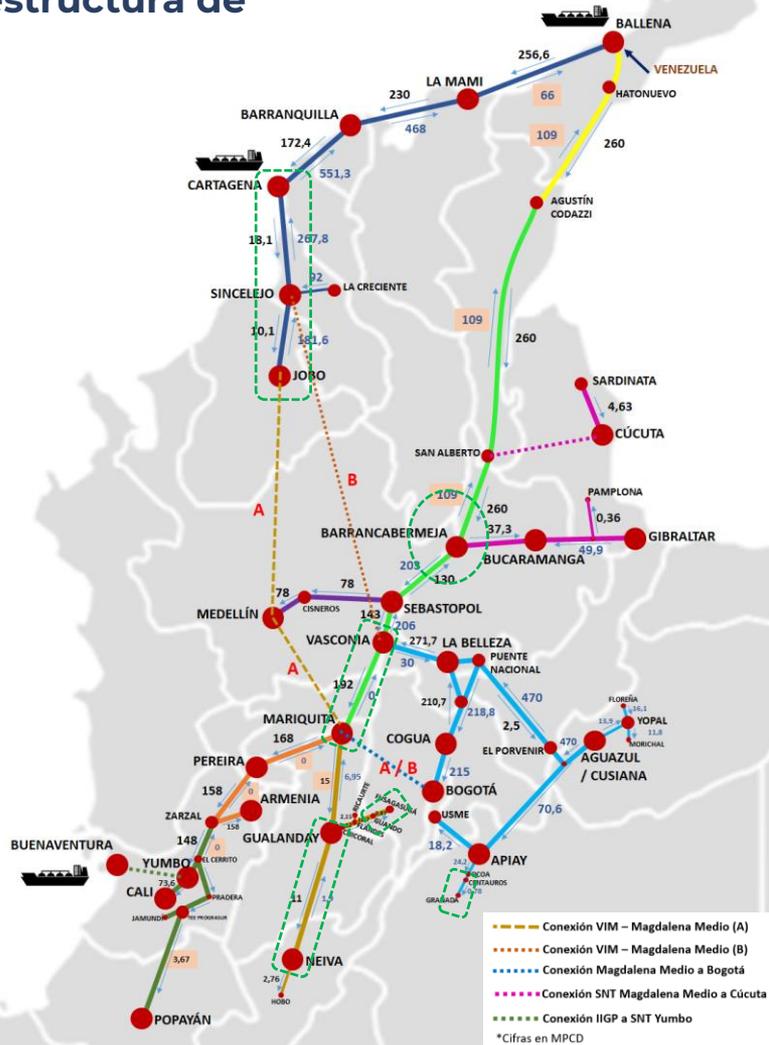
# Inversiones en Proyectos de Infraestructura de Transporte Existentes

## Proyectos Recomendados

1. Bidireccionalidad **Vasconia – Mariquita** con capacidad 192 MPCD. Este proyecto está asociado a IIGP para conectar entrada de oferta desde Suroccidente y a conexión VIM-Interior para entrada de oferta desde Noroccidente.
2. Ampliación de capacidad **Gualanday - Neiva** a 17 MPCD a partir de 2026.
3. Ampliación de capacidad **Guando - Fusagasugá** a 1,6 MPCD a partir de 2024.
4. Bidireccionalidad y ampliación de capacidad **Cartagena – Sincelejo** entre 2029 hasta 2034. Posteriormente, ampliación de capacidad hasta 320 MPCD. **Proyecto recomendado** sujeto a conexión VIM – Interior.
5. Ampliar capacidad **Centauros - Granada** a 1,1 MPCD a partir de 2024.
6. Conexiones de **Ramales Aislados** (Santander, Sur de Bolívar, Antioquia) a SNT por declinación de producción local para abastecer la demanda de gas social (comunidades vulnerables).

## Realizar Seguimiento

7. Bidireccionalidad **Jobo – Sincelejo**. Sujeto a la alternativa adoptada para conexión VIM – Interior.
8. Cambio de direccionalidad **La Creciente – Sincelejo** a partir de 2032 para suplir demanda local.
9. Ampliación de capacidad **Vasconia - La Belleza** a 180 MPCD a partir de 2033.
10. Cambio direccionalidad **Cusiana - El Porvenir - La Belleza** a partir de 2035.
11. Ampliación de capacidad **Aguazul - Yopal y Yopal – Floreña** a partir de 2028 para suplir demanda térmica en Floreña por declinación de oferta local.



# Alternativas de Infraestructura

**Todas las alternativas de infraestructura de suministro y/o transporte contribuyen con la atención plena de la demanda**

## **Almacenamiento estratégico**

Asegurar el suministro continuo en situaciones de emergencia, crisis o fluctuaciones del sistema, ubicados en zonas estratégicas del sistema.

## **Infraestructura de importación**

Iniciativas de importación mediante diferentes alternativas de conexión al SNT con cumplimiento de condiciones RUT.

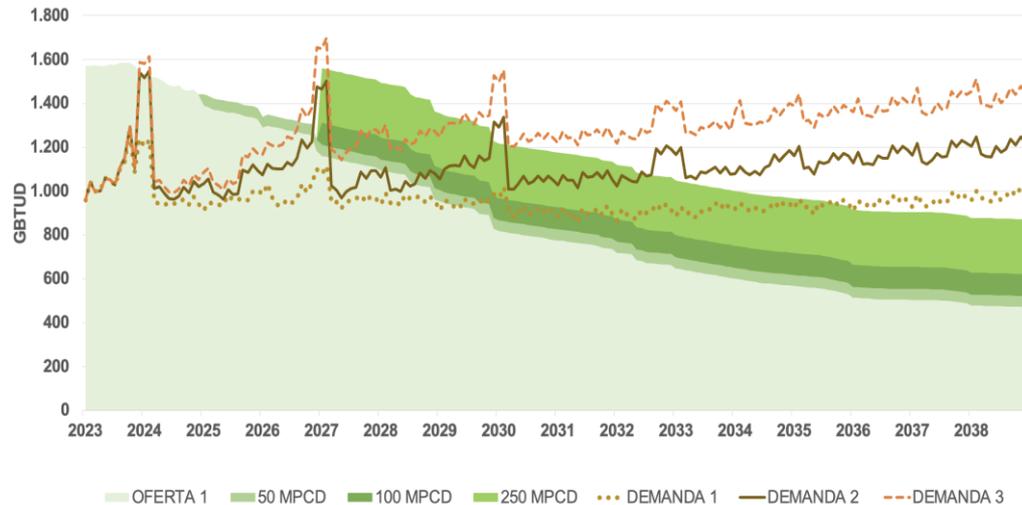
## **Reconversión de Infraestructura**

Aprovechamiento de infraestructura existente de transporte de otros hidrocarburos.

## **Transporte por Oleoducto Multifásico**

Conversión de oleoductos tradicionales a oleoductos multifásicos que tienen por objeto viabilizar el transporte de mezcla de gas no combustible y crudo.

BALANCE NACIONAL. OFERTA 1 - ESCENARIO VENEZUELA



Fuente: Ecopetrol

## Supuestos Balance:

- Escenario de oferta 1.
- 50 MPCD a partir de enero de 2025,
- 100 MPCD adicionales a partir de enero de 2027 con lo que se complementarían la capacidad contractual existente de 150 MPCD.
- 250 MPCD adicionales a partir de enero de 2027 asumiendo que la capacidad de transporte del gasoducto binacional es de 400 MPCD.

## Análisis del Balance:

- Sin importar el escenario analizado se evidencia disminución de autosuficiencia y de seguridad energética.
- Este escenario de oferta de gas natural proveniente del país vecino es similar al escenario de oferta 2 propuesto.
- Para inyectar gas natural por Guajira se requiere ampliar la capacidad de transporte que permita movilizar gas natural nacional y/o importado al interior del país.
- En el PAGN cuando se mencionan cantidades de importación desde la costa atlántica se refiere a gas natural importado en estado gaseoso que puede ser el proveniente del país vecino o con gas natural en estado líquido desde cualquier terminal de licuefacción, **no existe restricción**.
- Cualquier inyección de gas natural adicional contribuye a la atención plena de la demanda nacional.

# Enfoque Territorial PAGN





# Conclusiones

- Balance nacional muestra que **potencial de oferta se encuentra en la costa norte**
  - En los distintos escenarios de balance **no se observa necesidad de oferta adicional en la Costa Atlántica.**
  - **En el Interior del país se proyecta necesidad de oferta** a lo largo del horizonte de tiempo analizado.
- **Alternativas de suministro hacia el Interior**
  - **Infraestructura adicional para conexión VIM con el Interior**
  - Desarrollo de potencial de producción de gas nacional.
  - Diversificación de fuentes de importación (IIGP, Cartagena, Guajira).
- **Necesidad de obras de infraestructura enfocadas principalmente en:**
  - Cambio en la configuración del sistema de transporte para mayor confiabilidad: pasar de radial a anillado.
  - Ampliación y creación de bidireccionalidades en trayectos hacia el interior y los llanos.
  - Nuevas conexiones del SNT hacia Bogotá, Cúcuta y Ramales Aislados.
- Explorar **alternativas** que permitan **fortalecer el suministro, transporte y confiabilidad:**
  - Almacenamientos estratégicos
  - Reconversión de Infraestructura
  - Interconexión zonas aisladas
  - Transporte por oleoducto multifásico

- Importancia de expedir **señales normativas que viabilicen:**
  - Aceleración de inversiones que conecten pozos a las facilidades y sistemas de transporte
  - Iniciativas de regasificación de GNL privadas
  - Reconversión y ampliación de infraestructura de transporte
- Considerando que la **confiabilidad** en un sistema se ve afectada por diversas interrupciones impredecibles, la compensación por este concepto debería aplicarse tanto a la **demanda esencial como a la no esencial.**
- Requerimiento de un **esfuerzo interinstitucional** con el fin de brindar señales que garanticen **seguridad de abastecimiento y confiabilidad** de este energético, considerando aspectos técnicos, financieros, ambientales, socioculturales, entre otros.
- Creación de un **Comité Técnico de Planeación de Gas Natural** conformado por los agentes del sector y entidades de gobierno como la CREG, el MME, la UPME, entre otros, con el objeto de **compatibilizar criterios, estrategias, metodologías e información** para la expansión de la infraestructura de suministro y transporte de gas natural en el país.

# Gracias!



@upmecol



@upmeoficial



@upmeoficial



@upmeoficial

[www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)



Gobierno del  
**Cambio**