upme

30 años



upme

30 años

Unidad de Planeación Minero Energética

COLOMBIA POTENCIA DE LA VIDA

upme
Unidad de Planeación Minero Energética



Estudio para el PAGN 2023-2038

Subdirección de Hidrocarburos



AGENDA

upme 30 años

- Contexto General
- Escenarios Evaluados
- Necesidades de Infraestructura
  - Proyectos Adoptados
  - Proyectos Recomendados
    - Costos Indicativos
    - Estimación del Impacto en Cargos
    - Beneficiarios
- Acciones recomendadas

1. Contexto General

INSUMOS

- **Oferta base:** declaración de producción actualizada **según Res. MME 01743 de diciembre 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. (Pareja de cargos 80% fijo y 20% variable)

INFRAESTRUCTURA

- **Sistema Nacional de Transporte – SNT**: capacidades máximas de mediano plazo (CMMP) **actualizadas a marzo de 2024.**
- **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.

FPO: Fecha de puesta en operación comercial
IPAT: Inversiones en proyectos prioritarios del plan de abastecimiento de gas natural en un sistema de transporte existente.

2. Escenarios de Oferta y Demanda

Oferta 1

Potencial de Producción declarado por operadoras de campos productores (Res. MME 01743 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

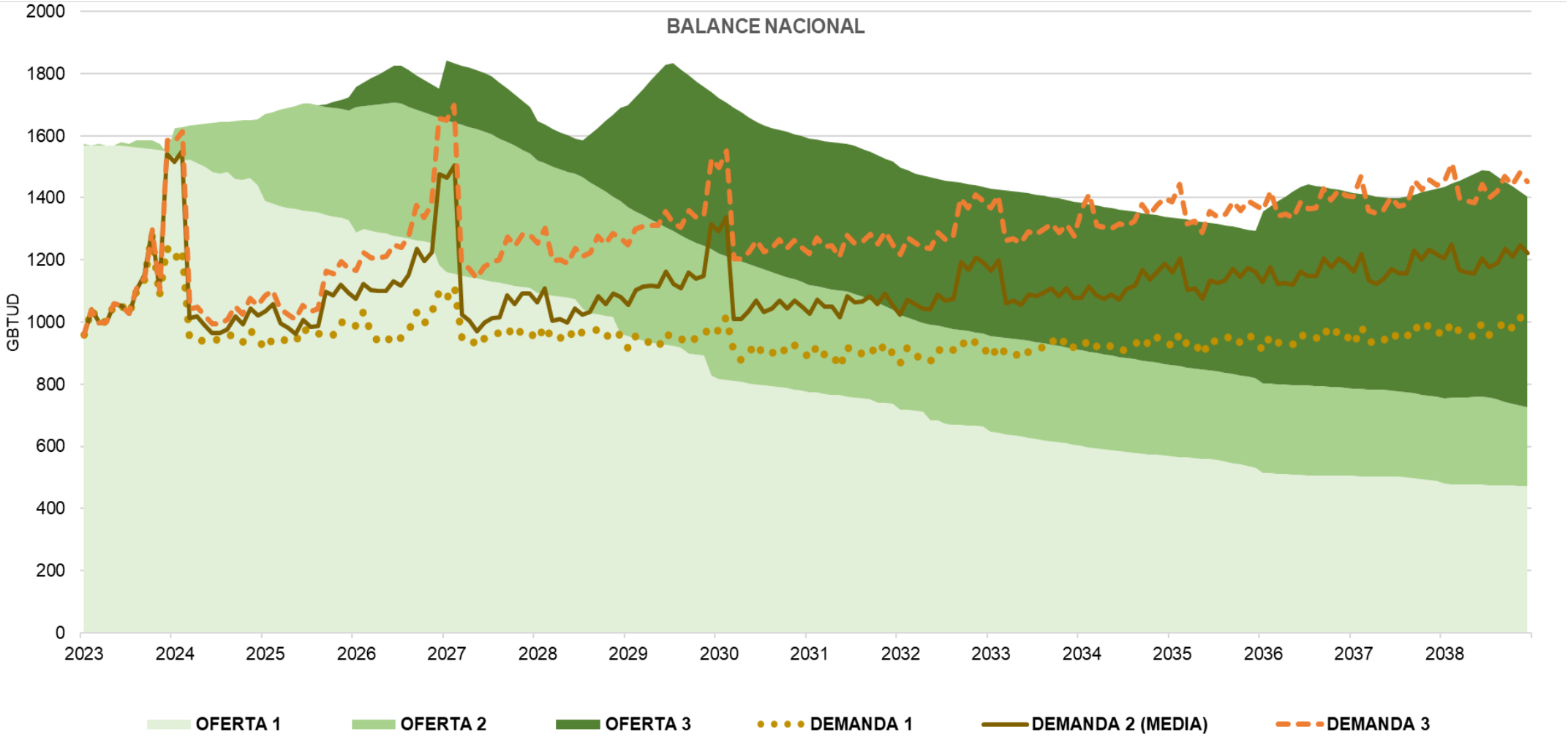
Demanda tendencial de sectores no térmicos y mayor exigencia por efecto del Fenómeno de EL NIÑO en sector térmico (hidrología baja).

Demanda 3 - Alta

Crecimiento de diversos sectores de consumo.

*__SPEC LNG__: 400 GBTUD restringidos para nodos de demanda térmica con OEF hasta 2031/11

3. Balance Nacional de Gas Natural



*__SPEC LNG__: 400 GBTUD restringidos para nodos de demanda térmica con OEF hasta 2031/11 en todos los escenarios.

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



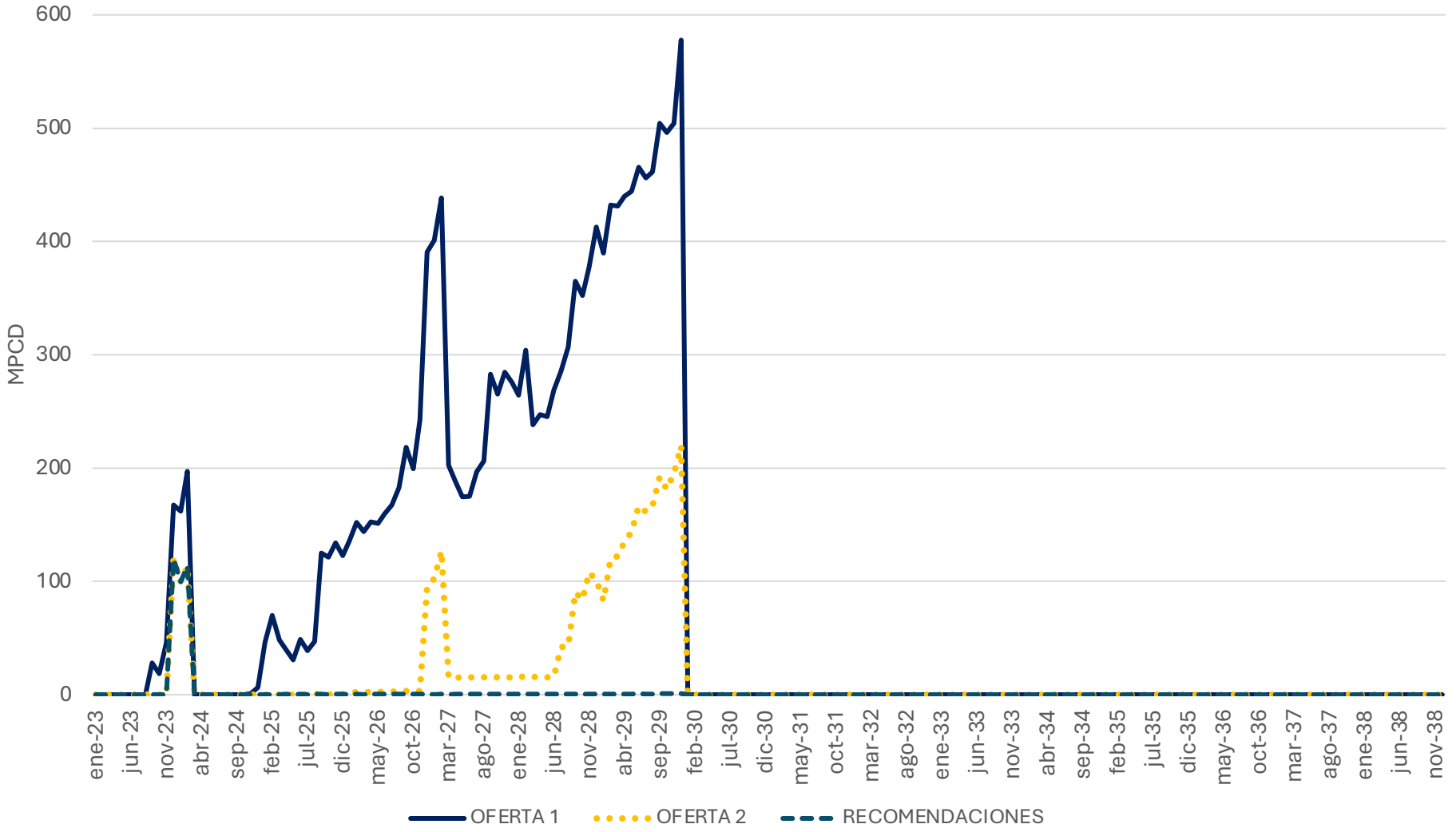
Simulaciones Estudio PAGN

4. Escenarios Evaluados

	ESCENARIO OFERTA 1	ESCENARIO OFERTA 2	ESCENARIO RECOMENDACIONES
POTENCIAL DE PRODUCCIÓN (DECLARACIÓN DE PRODUCCIÓN MME 2023/12)	SI	NA	NA
RESERVAS 2P (IRR ANH 2022/12)	NA	SI	SI
RECURSOS CONTINGENTES 2C (IRR ANH 2022/12)	NA	ONSHORE	ONSHORE
SPEC	ACTUAL (CONSTANTE) 400 GBTUD HASTA 2031/11 - NODOS GRUPO TÉRMICO	AMPLIACIÓN FASE 1 400 GBTUD HASTA 2023/12 - NODOS GRUPO TÉRMICO 450 GBTUD ENTRE 2024/01 Y 2031/11 GBTUD DEMANDA ABIERTA	AMPLIACIÓN FASE 2 400 GBTUD HASTA 2023/12 - NODOS GRUPO TÉRMICO 450 GBTUD ENTRE 2024/01 Y 2026/12 - 50 GBTUD DEMANDA ABIERTA 530 GBTUD ENTRE 2027/01 Y 2031/11 - 130 GBTUD DEMANDA ABIERTA
IMPORTACIÓN CARTAGENA	400 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12 - DEMANDA ABIERTA	450 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12 - DEMANDA ABIERTA	530 GBTUD (REFERENCIA) A PARTIR DE 2031/12 - DEMANDA ABIERTA
SUPUESTOS DE SIMULACIÓN DE TRANSPORTE MODELO UPME 2'23 (172 NODOS)	PROYECTOS ADOPTADOS CON 58 MESES DE FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN A PARTIR DE FECHA DE ADJUDICACIÓN, DANDO COMO RESULTADO 2030		PROYECTOS CON 58 MESES DE FECHA DE PUESTA EN OPERACIÓN A PARTIR DE FECHA DE ADJUDICACIÓN, DANDO COMO RESULTADO 2030 SOBRE ALGUNOS PROYECTOS ADOPTADOS SE RECOMIENDAN MEDIDAS PARA QUE FPO SEA CONSISTENTE CON NECESIDADES DE TIEMPO

DEMANDA PARA TODOS LOS ESCENARIOS DEMANDA 2 (MEDIA)
PERIODO DE REFERENCIA 2023-2038
PRECIOS DE GAS IMPORTADO MODELO ASUME VALORES IGUALES DESDE TODOS LOS PUNTOS DE IMPORTACIÓN

5. Resultados de Abastecimiento de Gas Natural





Necesidades de Infraestructura

6. Proyectos Adoptados

1. Ampliación de capacidad **Mariquita – Gualanday** de 20 MPCD en Gualanday.

2. Bidireccionalidad **Barrancabermeja – Ballena** de 100 MPCD.

3. Bidireccionalidad **Barranquilla – Ballena** de 170 MPCD.

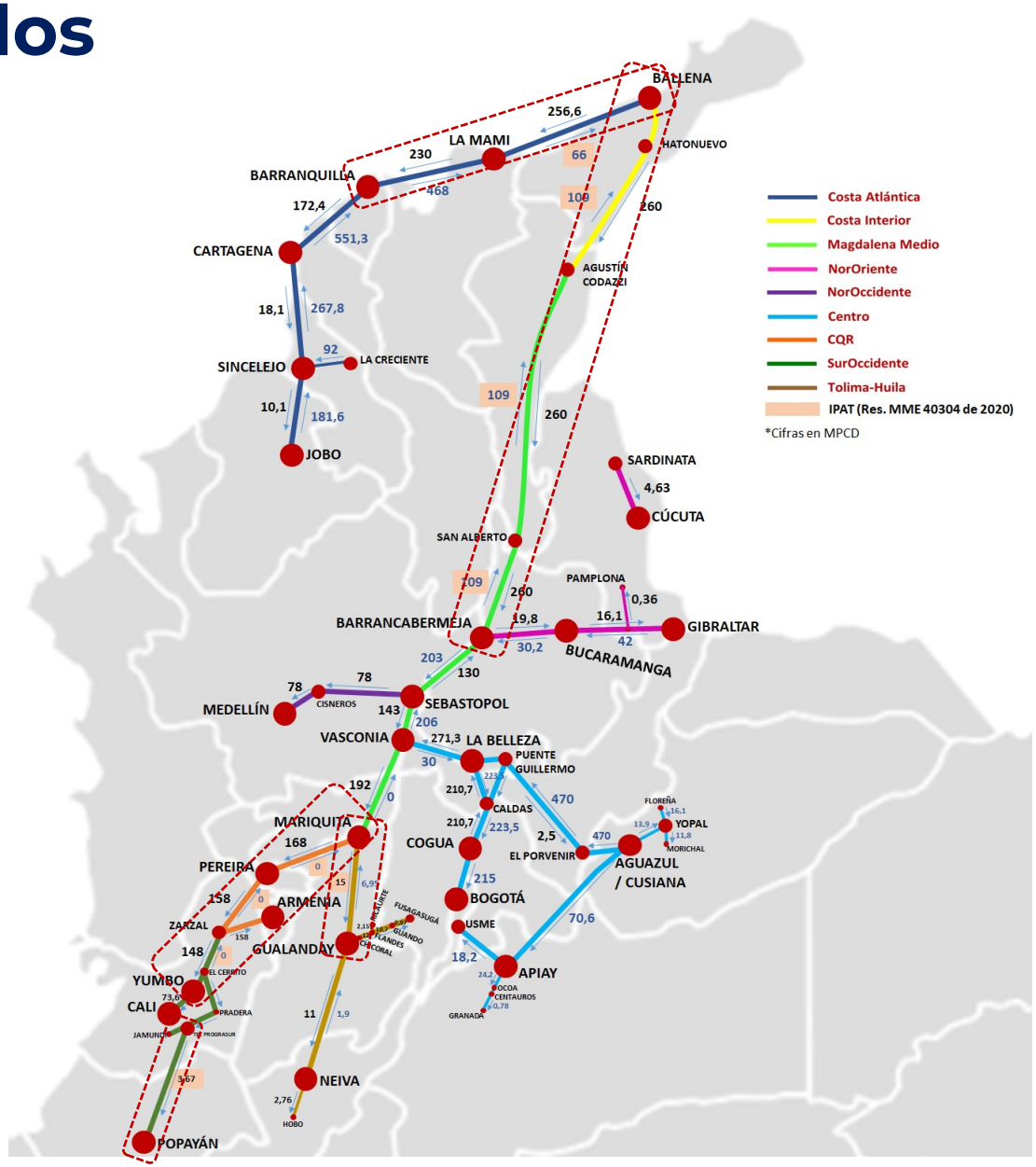
4. Interconexión **Barranquilla/Barrancabermeja** de 170 MPCD.

5. Ampliación Ramal **Jamundí hacia Popayán** > 3 MPCD en Popayán.

6. Bidireccionalidad **Yumbo – Mariquita** de 250 MPCD en Mariquita.

7. **Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico – IIGP** (1T 2030 – 400 MPCD). Planta + Gasoducto Buenaventura-Yumbo

.



Res. MME 40304 de 2020 (Adopción PAGN 2019-2028)
Res. MME 40281 de 2022 (Modificación FPO)

7. Nuevos Proyectos e Identificación de Necesidades

1. **Importación** Cartagena con conexión a SNT
   Fase 1: 2T 2024 – 50 MPCD y Fase 2: 1T 2027- 130 MPCD

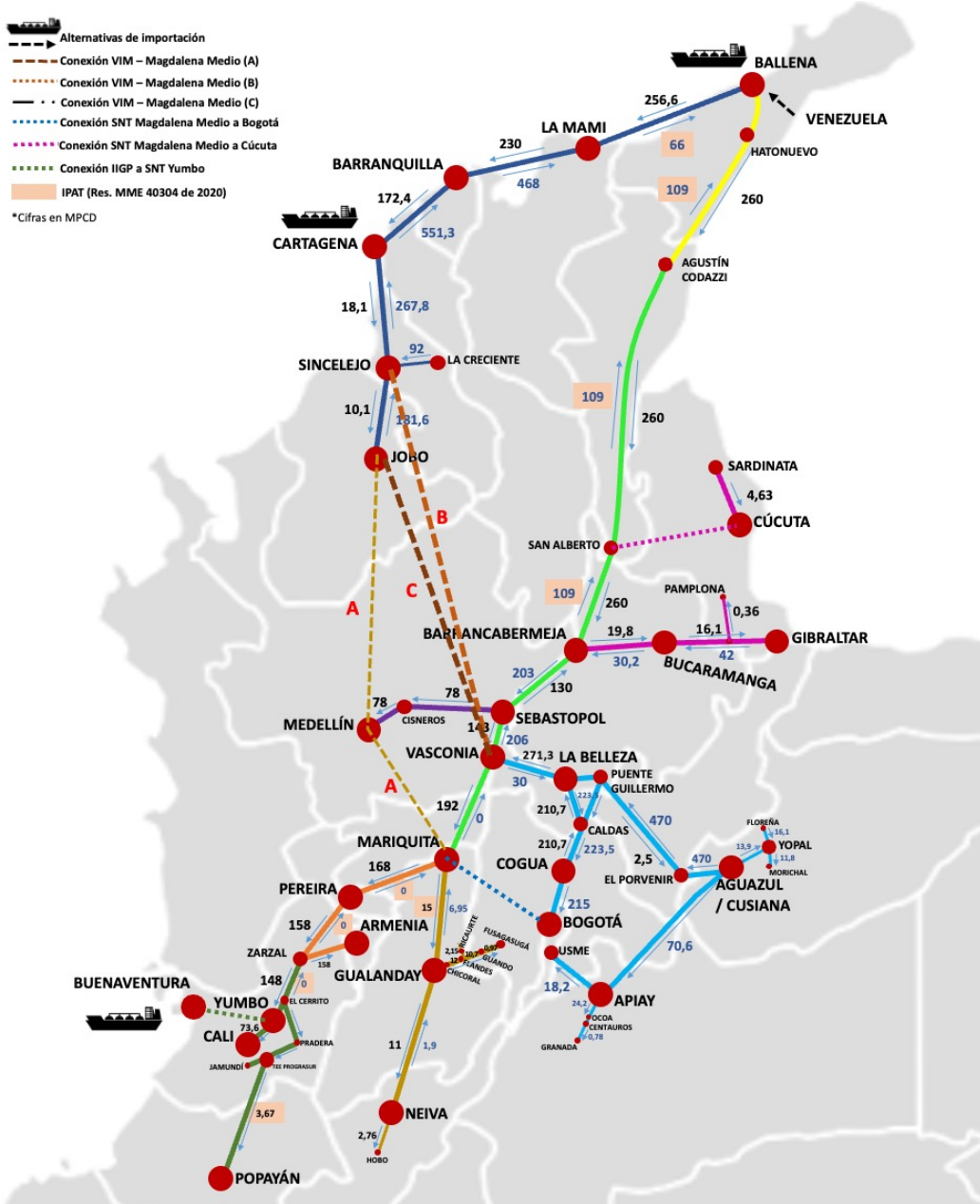
2. **Importación** Guajira con conexión a SNT
   Fase 1: 1T 2026 – 50 MPCD y Fase 2: 2T 2029 - 150 MPCD

3. **Conexión** VIM a Interior (4T 2026 – 400 MPCD)

4. **Conexión** SNT Magdalena Medio a Cúcuta (1T 2030 – 8 MPCD)

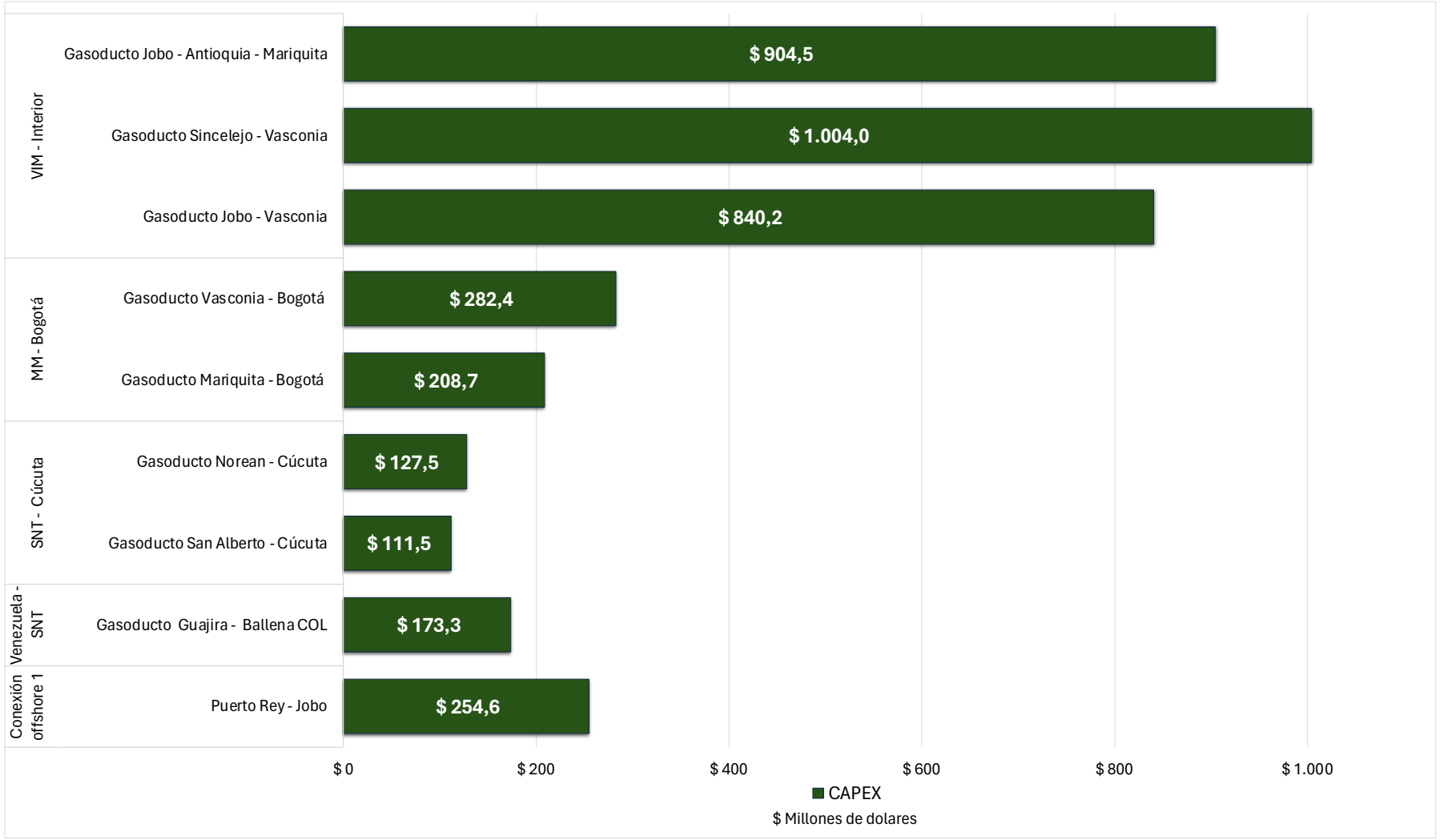
5. **Conexión** SNT Magdalena Medio a Bogotá (1T 2030 – 215 MPCD)

6. **Conexión en tierra de** proyectos OFFSHORE al SNT. *Ubicación, capacidades y FPO dependerán de las características de los proyectos declaradas por operadores.*



Nuevos Proyectos de Infraestructura Identificación de Necesidades y Proyectos Recomendados

8. Estimación de Costos Indicativos Infraestructura de Transporte

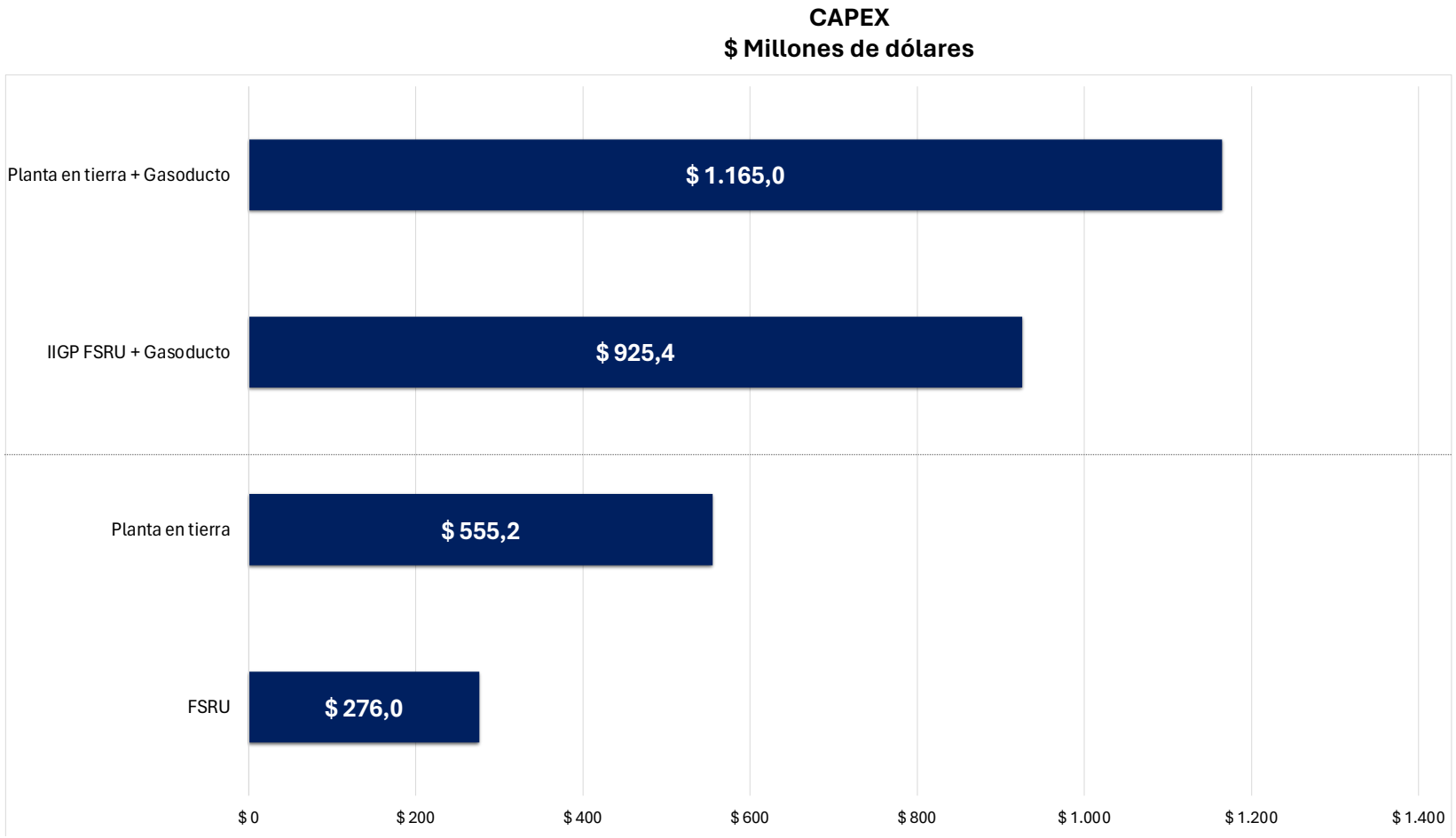


Estimaciones de Costos Indicativos a nuevo
Fuente: Elaboración UPME. Metodología ACI SANING

9. Estimación de Costos Indicativos Infraestructura de Importación

GNL Buenaventura / IIGP
Almacenamiento 170K m3 GNL
Regasificación 400 MPCD
Gasoducto 110 Km y 24”

GNL Guajira
Almacenamiento 120K m3 GNL
Regasificación 150 MPCD



10. Beneficiarios – Estimación Cargos de transporte

BENEFICIARIOS

Se establecen en función de los Beneficios que genere la infraestructura.

- **Beneficiarios directos:** **son aquellos que utilizan de forma continua la infraestructura a través de contratos suscritos con el SNT o como consecuencia de una contingencia.**
- **Beneficiarios Indirectos:** **son aquellos que perciben un beneficio colateral por la mera existencia de la infraestructura.**

Todos los agentes que deban contratar el suministro y el transporte de gas natural y que sean considerados demanda esencial serán beneficiarios

ESTIMACIÓN CARGOS

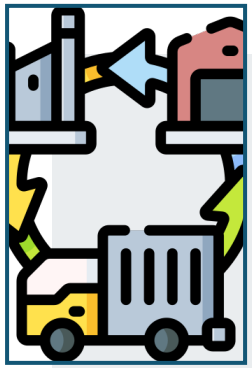
- **Procedimiento: Partiendo de la formulación descrita en la Resolución CREG 175 2021, y considerando el 2023 como año de referencia del procedimiento, se estima el impacto en el cargo de paso de las ciudades principales ante la inclusión de nuevas obras**

Con metodología de cargos de paso se realiza la estimación de la pareja de cargos (CF ; CV) para los siguientes conjuntos de gasoductos :

- **Ciudades principales: Medellín, Barranquilla, Bogotá, Cali. de cargos y selección de auditorías según FPO.**
- **Estimación de cargos para obras nuevas de infraestructura considerando resultados de Costos Indicativos y metodología de simulación de transporte**

Estimación del impacto tarifario en resultado de cargos de paso principales ciudades

11. Acciones Recomendadas

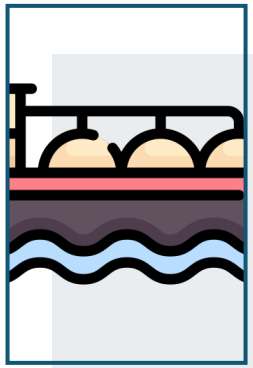


Inversiones en Proyectos de Infraestructura Existente

Aprobación de cargos de proyectos ya adoptados

Adopción de nuevos proyectos

Seguimiento a oferta y demanda regionales

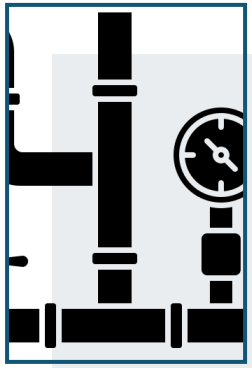


Creación y Modificaciones Regulatorias para Proyectos de Importación y Nuevos Gasoductos

Modificaciones regulatorias a IIGP.

Metodología de remuneración.

Competencia de alternativas.



Estructuración Convocatorias por parte de la UPME

Creación de convocatorias para gasoductos.

Definición de lineamientos regulatorios.



Comités asesores de planeación para los sectores de gas combustible (gas natural y GLP) y combustibles líquidos.

Compatibilizar criterios, estrategias, metodologías e información para la expansión de la infraestructura en suministro y transporte.

Gracias!

upme 30 años

@upmecol @upmeoficial @upmeoficial @upmeoficial

www.upme.gov.co