

Escenarios Energéticos 2030

Subsecretaría de Planeamiento Energético

Diciembre 2019



Secretaría de Gobierno de Energía
Ministerio de Hacienda
Presidencia de la Nación

Los resultados de los ejercicios volcados en estas páginas son función de la combinación de diferentes supuestos de demanda, inversión, precios y productividad. Son estimaciones de lo que podría ocurrir en función de dichas combinaciones de supuestos teniendo en cuenta valores medios de hidraulicidad, factores de planta de generación eléctrica, temperatura y evoluciones y reacciones históricas de los segmentos industriales y residenciales en referencia a la evolución de otras variables utilizadas para la modelización.

Asimismo, se destaca que la SSPE no asigna diferentes probabilidades de ocurrencia a los escenarios modelados, sino que presenta los resultados de manera imparcial como un insumo para la toma de decisiones de los actores del sector público y privado.

Debido a la naturaleza dinámica del sector energético, dichos escenarios son también dinámicos. Es por ello que, en iteraciones sucesivas, los resultados de los mismos pueden variar significativamente en línea con la evolución del contexto nacional e internacional, la evolución económica, los precios internacionales de la energía, la evolución de los acuerdos sobre Cambio Climático o la ocurrencia de eventos de interrupción tecnológica o geopolítica.

Políticas existentes

- ✓ Combinaciones de escenarios de precios y demandas (tendencial y eficiente).
- ✓ Cumplimiento Ley Renovables (y 25% EERR en 2030) e incorporación de grandes proyectos hidroeléctricos y nucleares.

Industrialización del gas

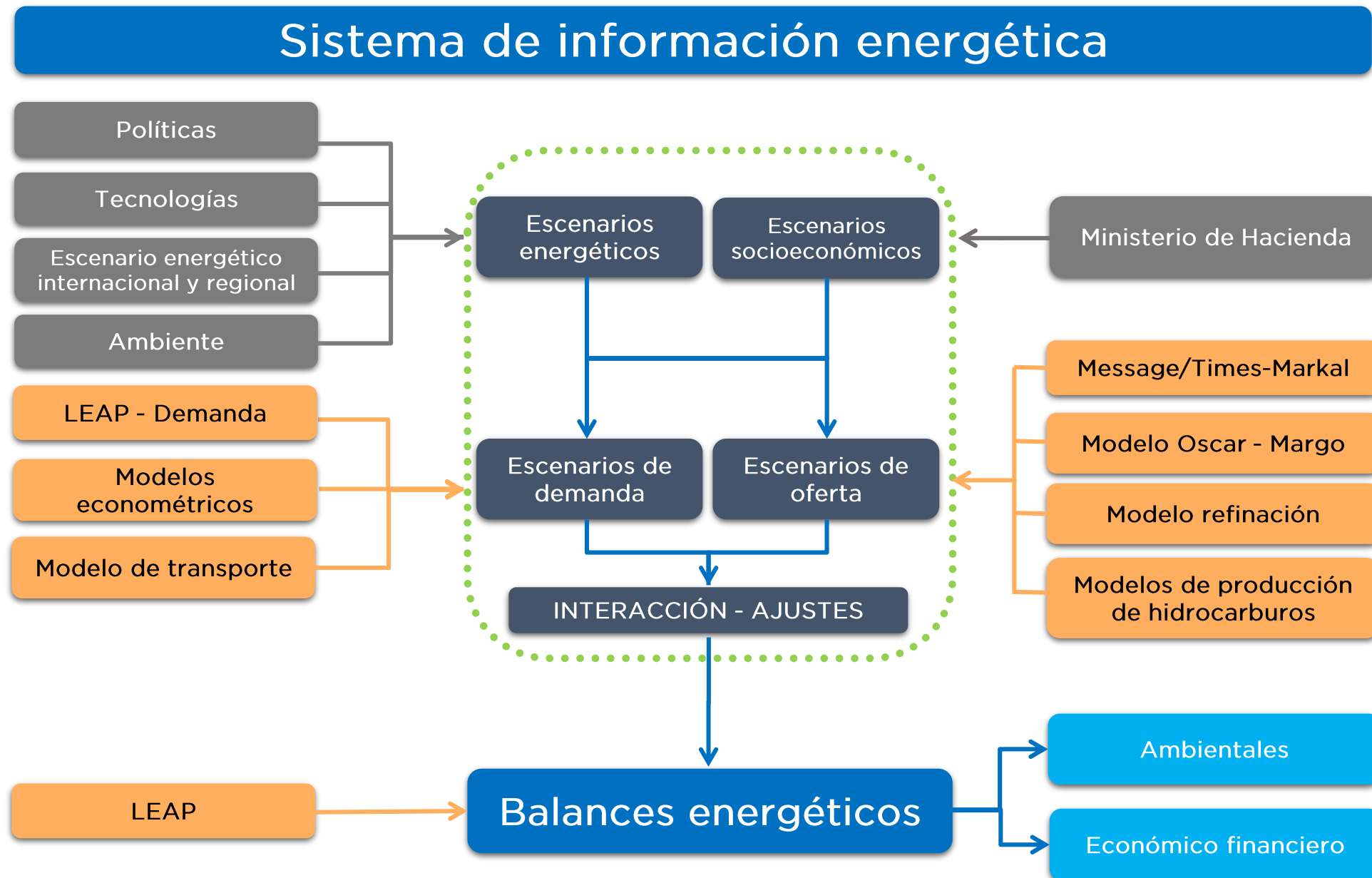
- ✓ Mayor penetración del gas natural en transporte.
- ✓ Incremento de la utilización de gas natural como combustible en industria.
- ✓ Nuevos desarrollos industriales por mayor disponibilidad de gas a precios competitivos (e.g. petroquímica).

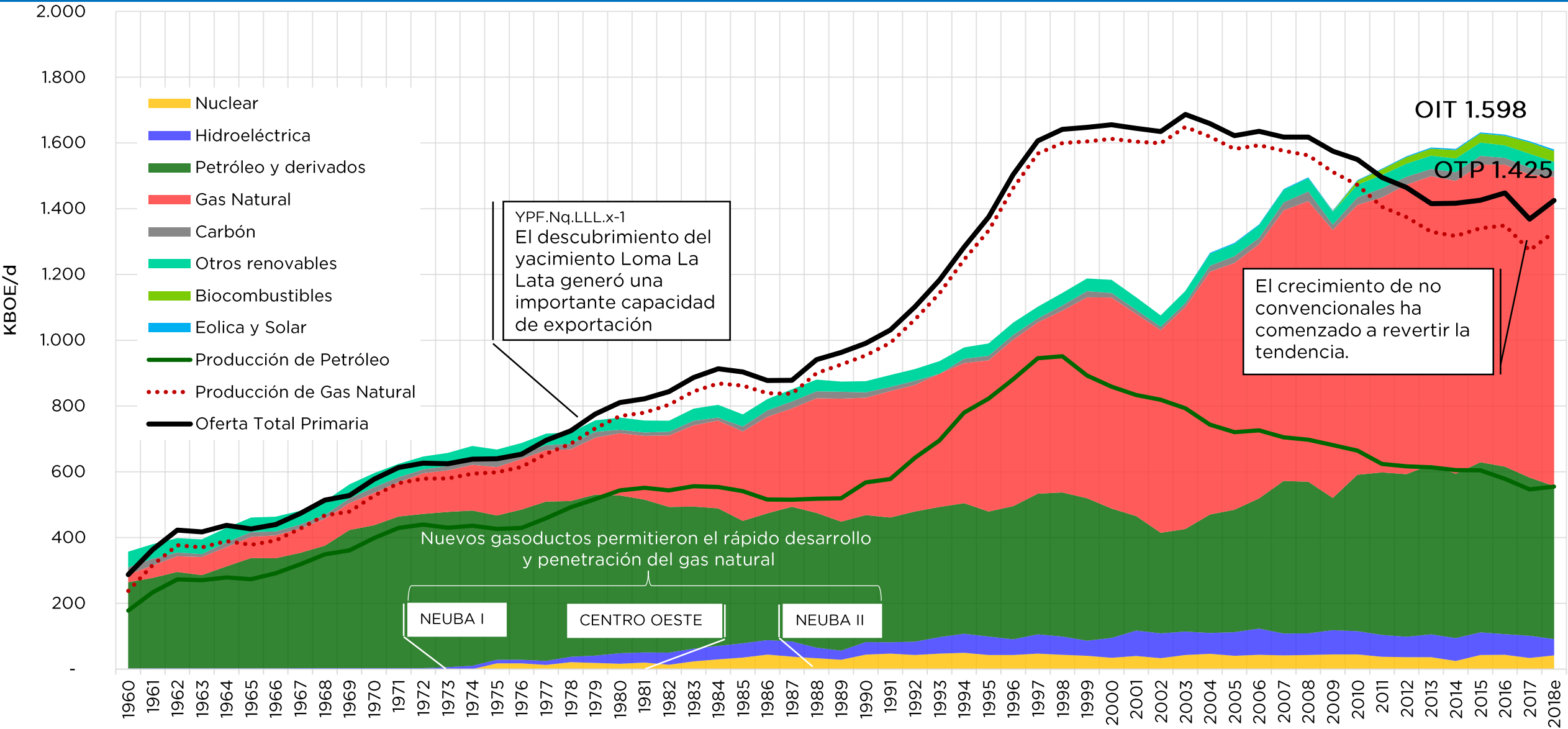
Electrificación

- ✓ Mayores usos en movilidad eléctrica.
- ✓ Sustitución de otros combustibles por electricidad.
- ✓ Mayor utilización de gas y renovables para generación eléctrica.

Escenarios de políticas existentes y políticas activas







Objetivos de Desarrollo Sostenible

Cambio climático – Acuerdo de París

Grupo de trabajo de transiciones energéticas G20

Hacia una Visión Compartida de la Transición Energética
Argentina al 2050



Población

- 2018: 44,5 MM.
- 2030: 49,4 MM.
- 1% a.a.



PIB

- 2018: -2,5%.
- 2019: -2,5%.
- 2018-2030: cagr 2,78%.



Hogares

- 2018: 14,1 MM.
- 2030: 17,3 MM.
- 1,7% a.a.



Cobertura de gas natural

- 2030: 11,8 millones de los hogares que representa el 68% de cobertura.



Cobertura de EERR

- 2030: 25% de demanda eléctrica y 1.000MW de generación distribuida.



Parque automotor

- 2018: 13,9 MM veh. 311 c/1.000 habitantes.
- 2030: 21,3 MM veh. 431 c/1.000 habitantes.



Eficiencia energética

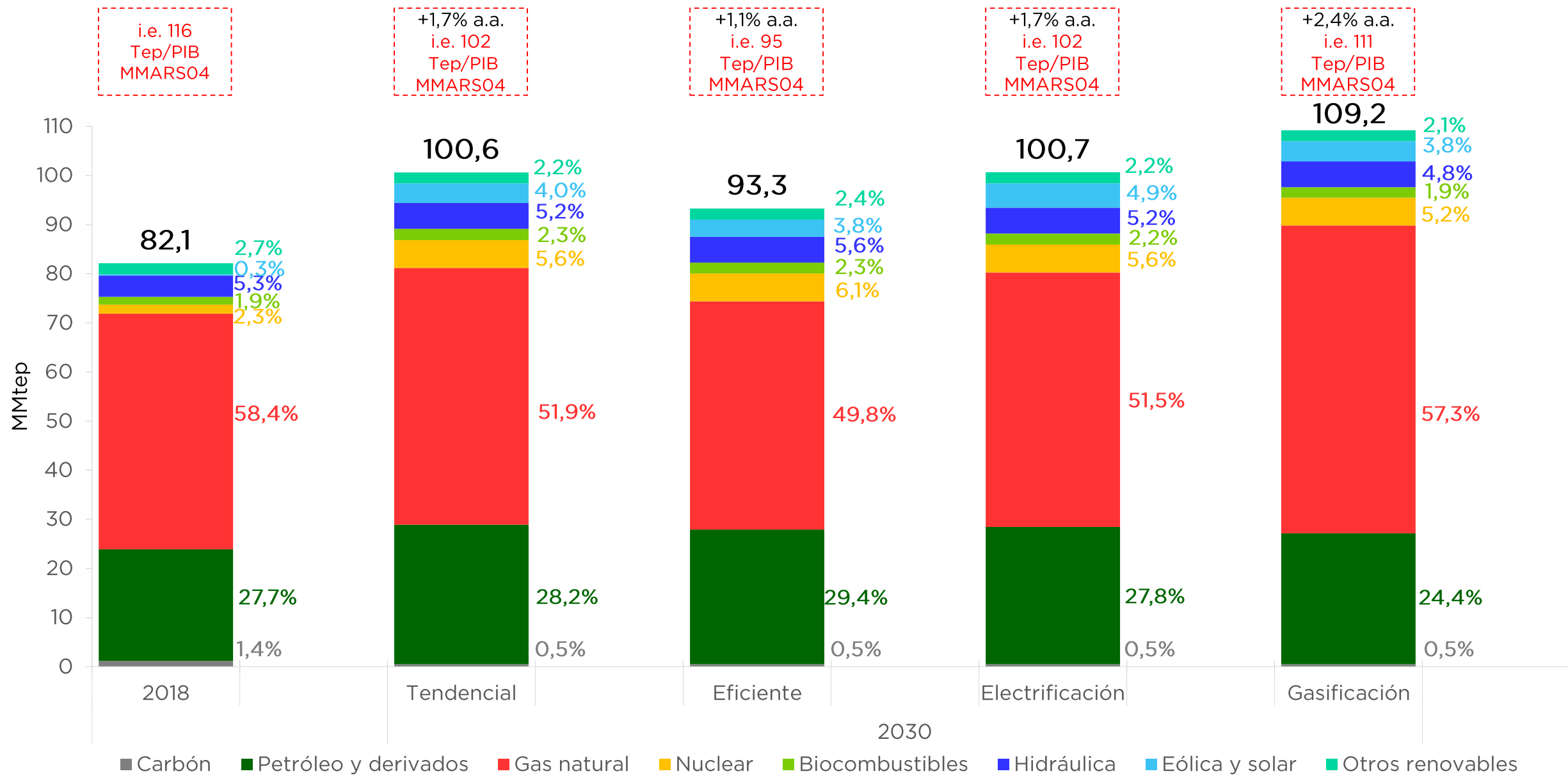
- 2030: Ahorro de 5,7 MMtep (8,3%) en demanda final.



Emisiones

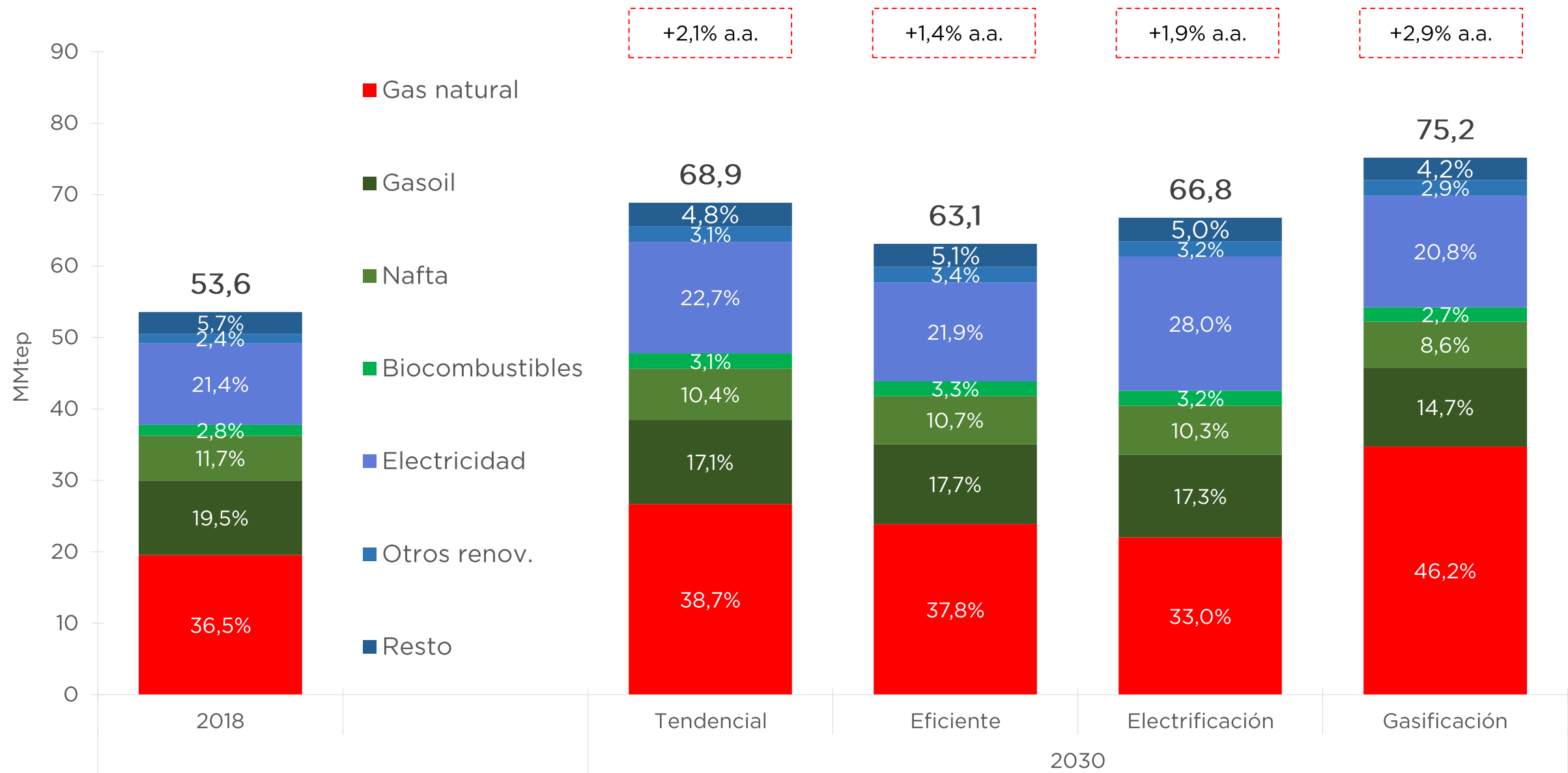
- 2018: 178 MMtCO₂eq.
- 2030 (Esc. Eficiente): 197 MMtCO₂eq.

Oferta interna total (OIT)

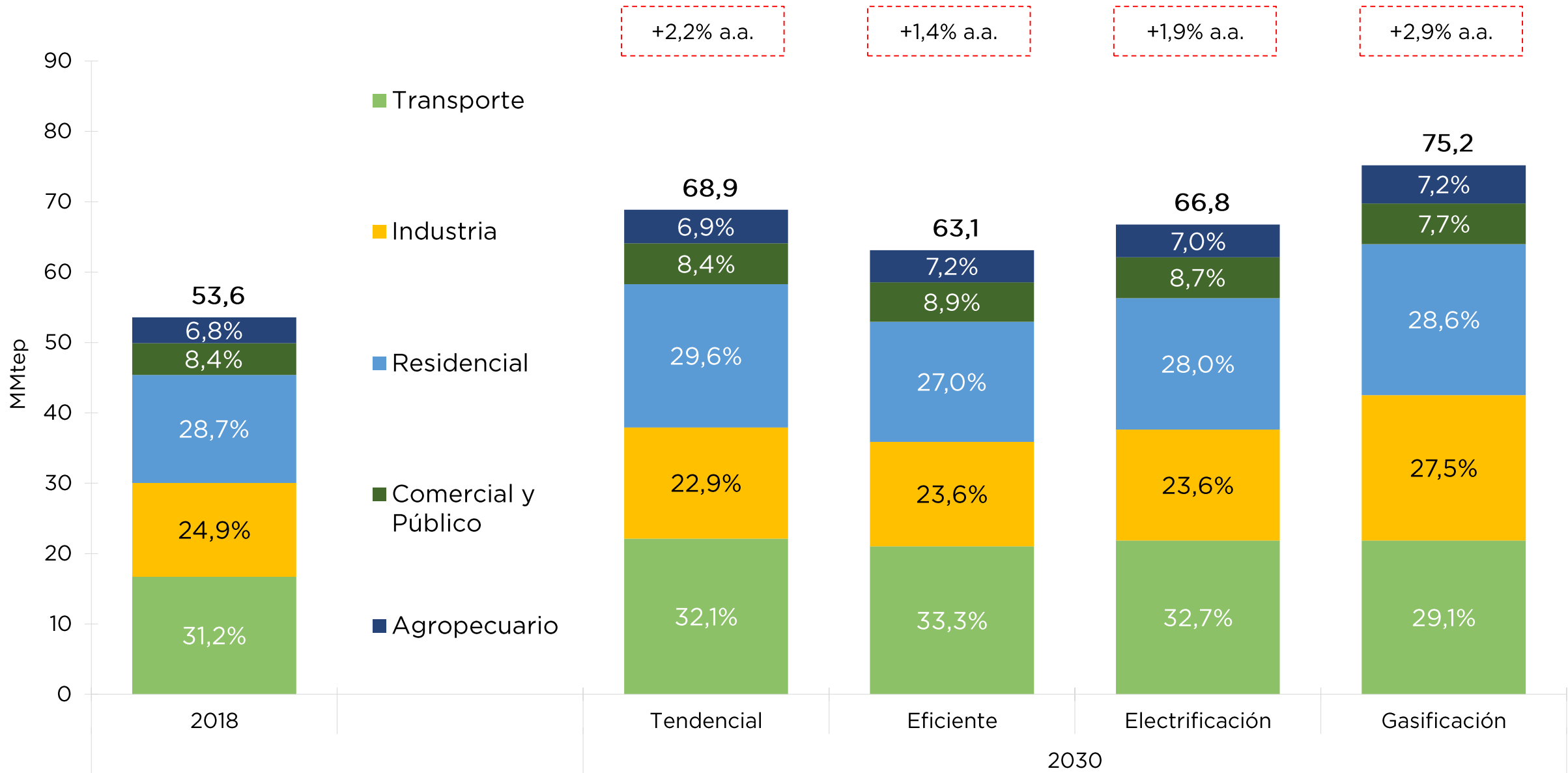


* OIT: Oferta interna de energía primaria más el resultado de la balanza comercial de secundarias.

** Otros renovables incluye leña, bagazo y biomasa.

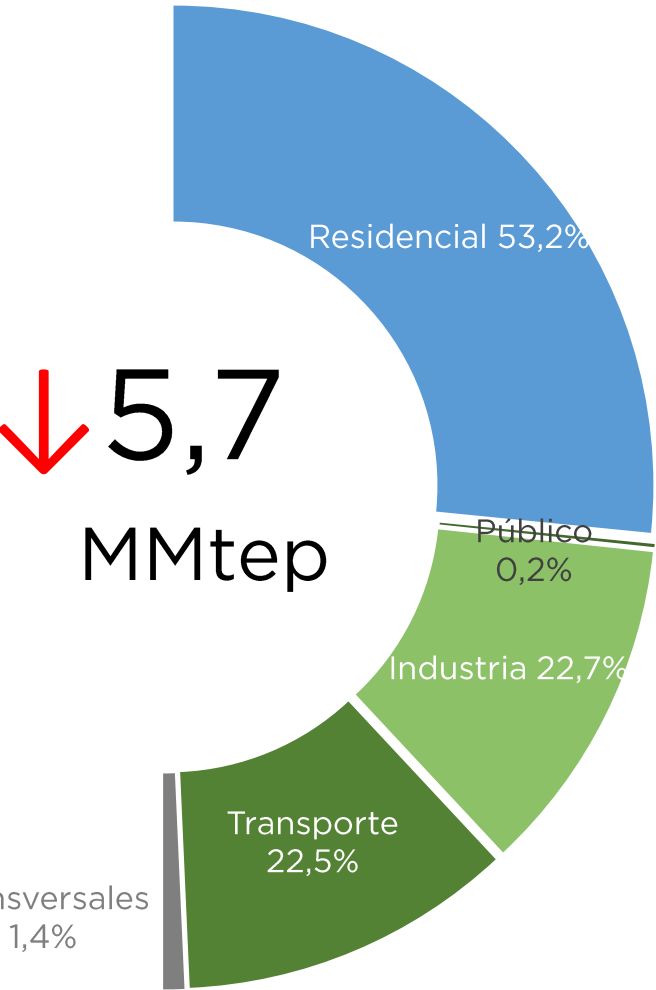


Nota: la demanda total no incluye el consumo no energético.



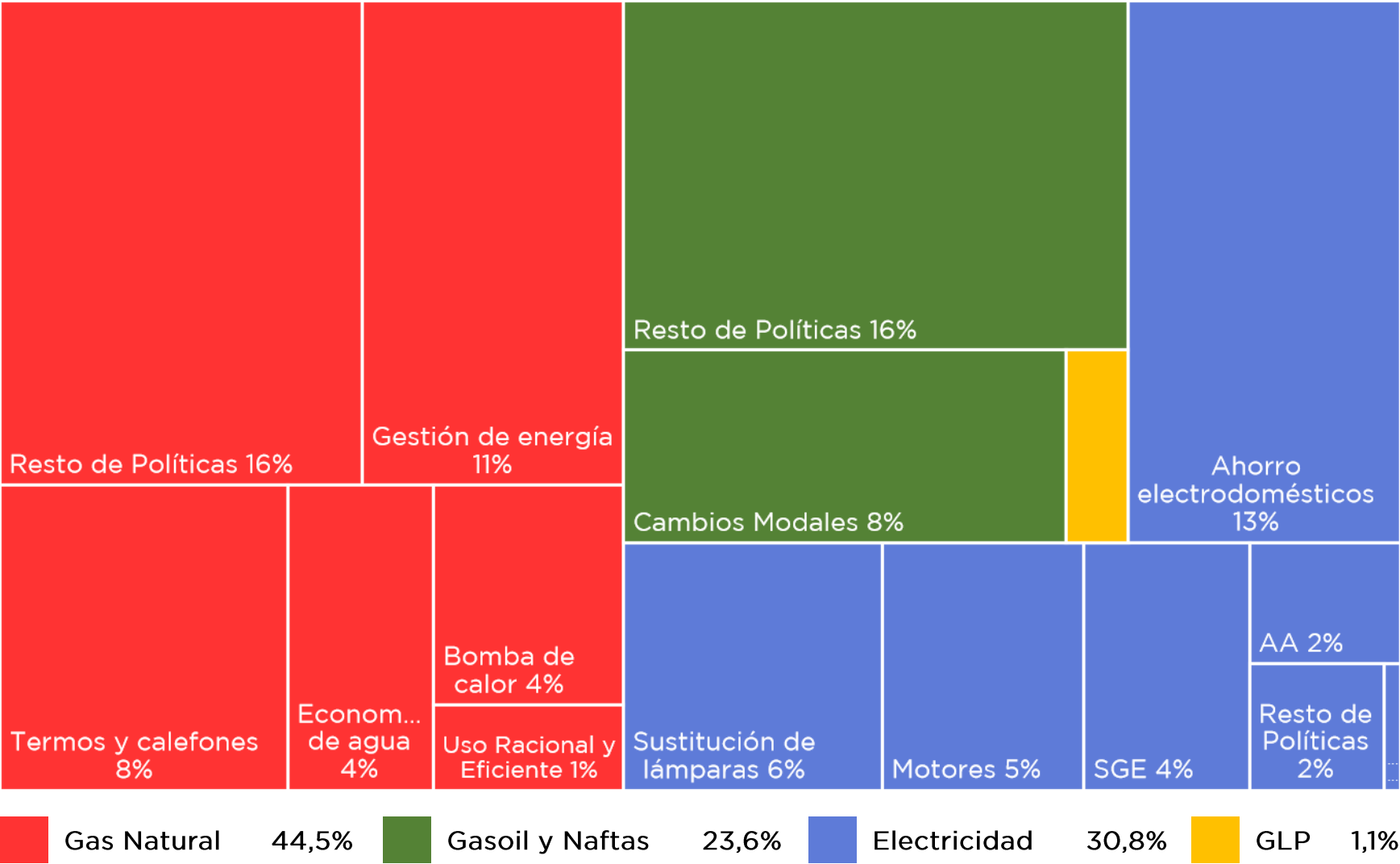
Nota: la demanda total no incluye el consumo no energético.

Ahorros por sector

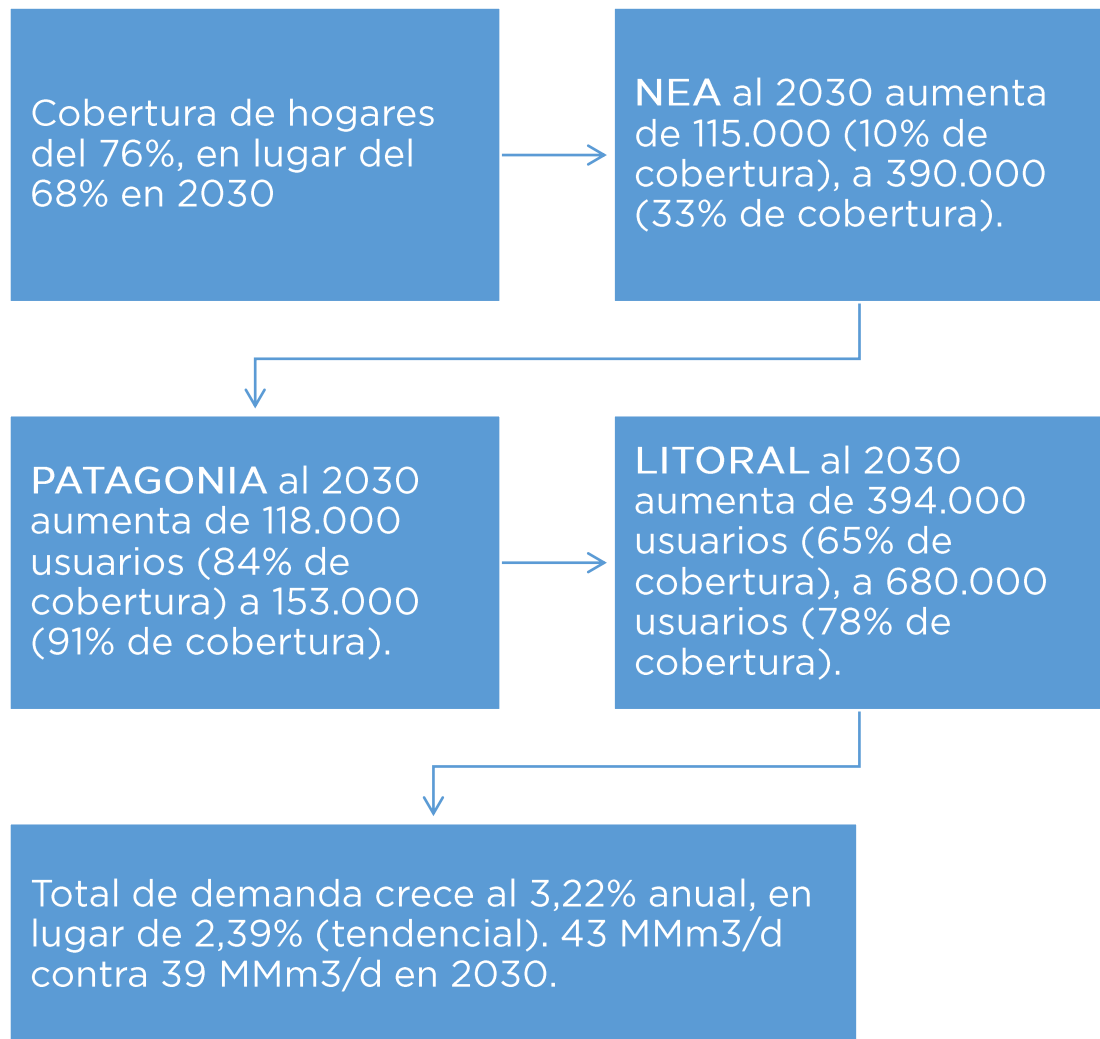


8,3% de ahorro respecto al Esc. tendencial

Ahorros por combustible



Residencial



Transporte

GNC:

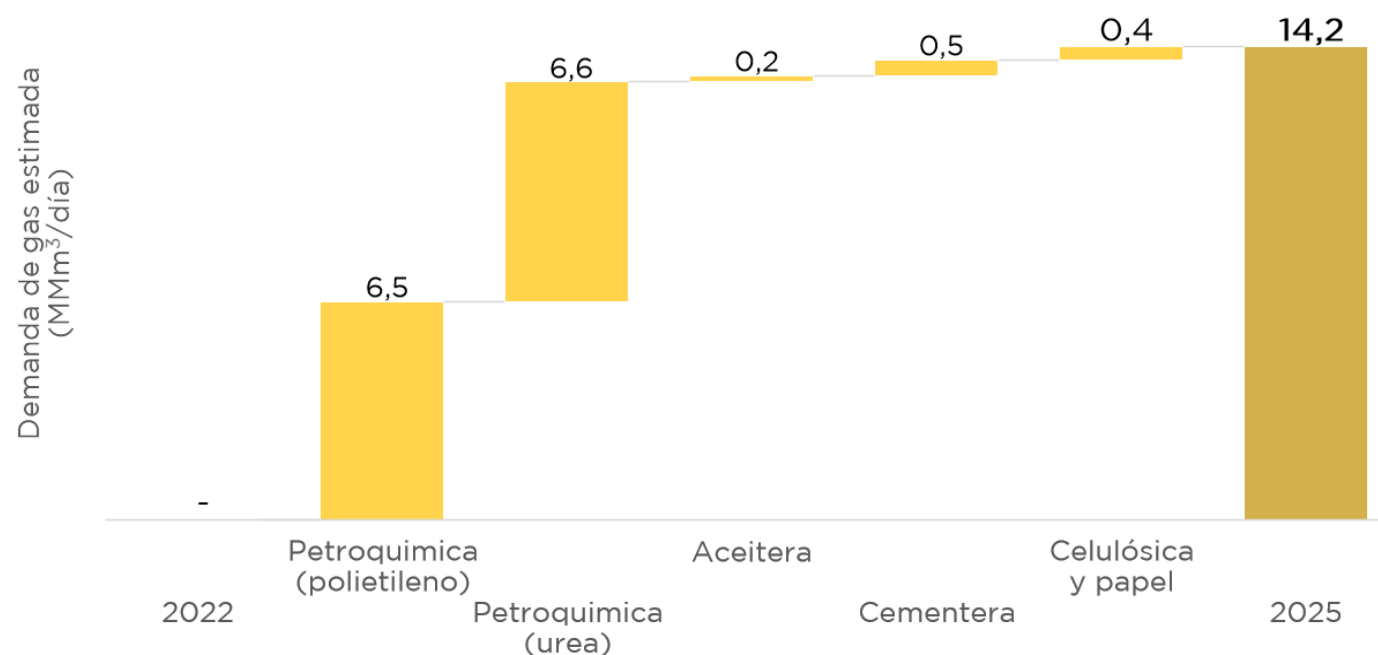
Parque de autos y livianos 30% GNC contra 20% en tendencial.
20,8 MMm3/d contra 16 MMm3/d en 2030.

GNL:

70% de las ventas de buses y camiones larga distancia contra 25%
5 MMm3/d contra 1,7 MMm3/d en 2030.

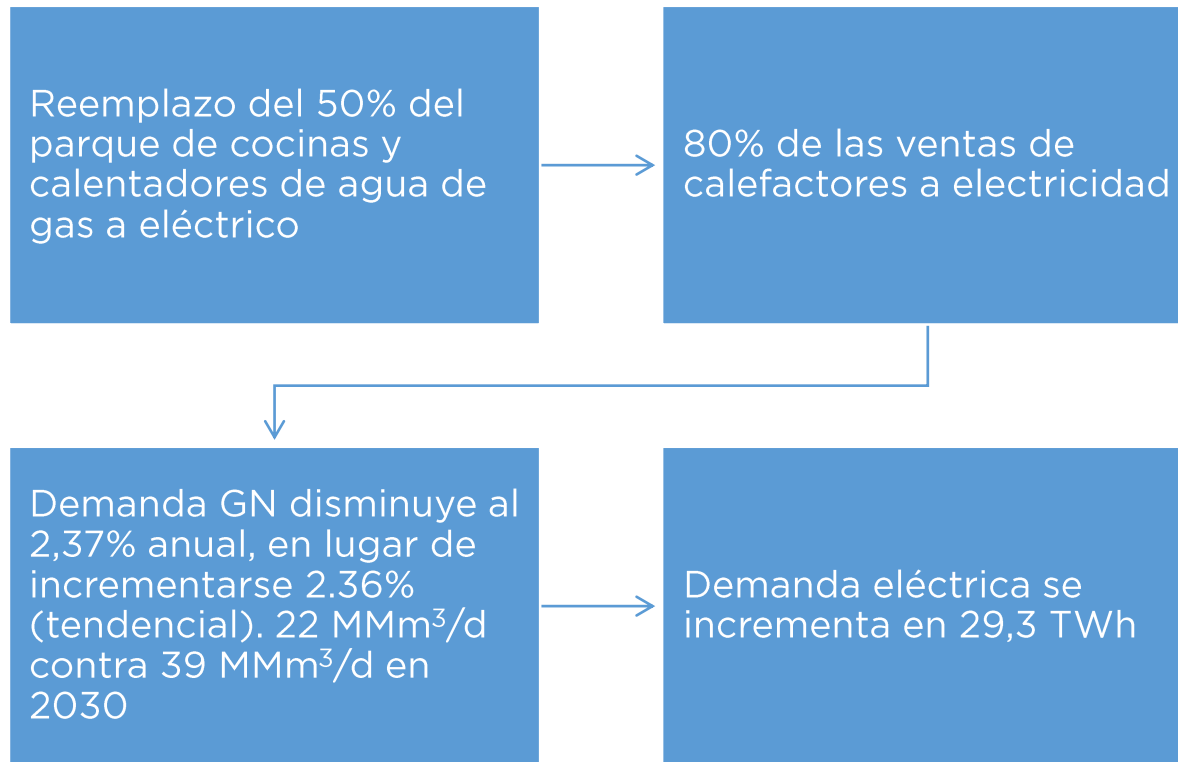
Industria

- Incorporación de 9 proyectos de industrialización del gas natural por un total de 14,2 MMm³/d (elaborado en conjunto con Ministerio de Producción y Trabajo)

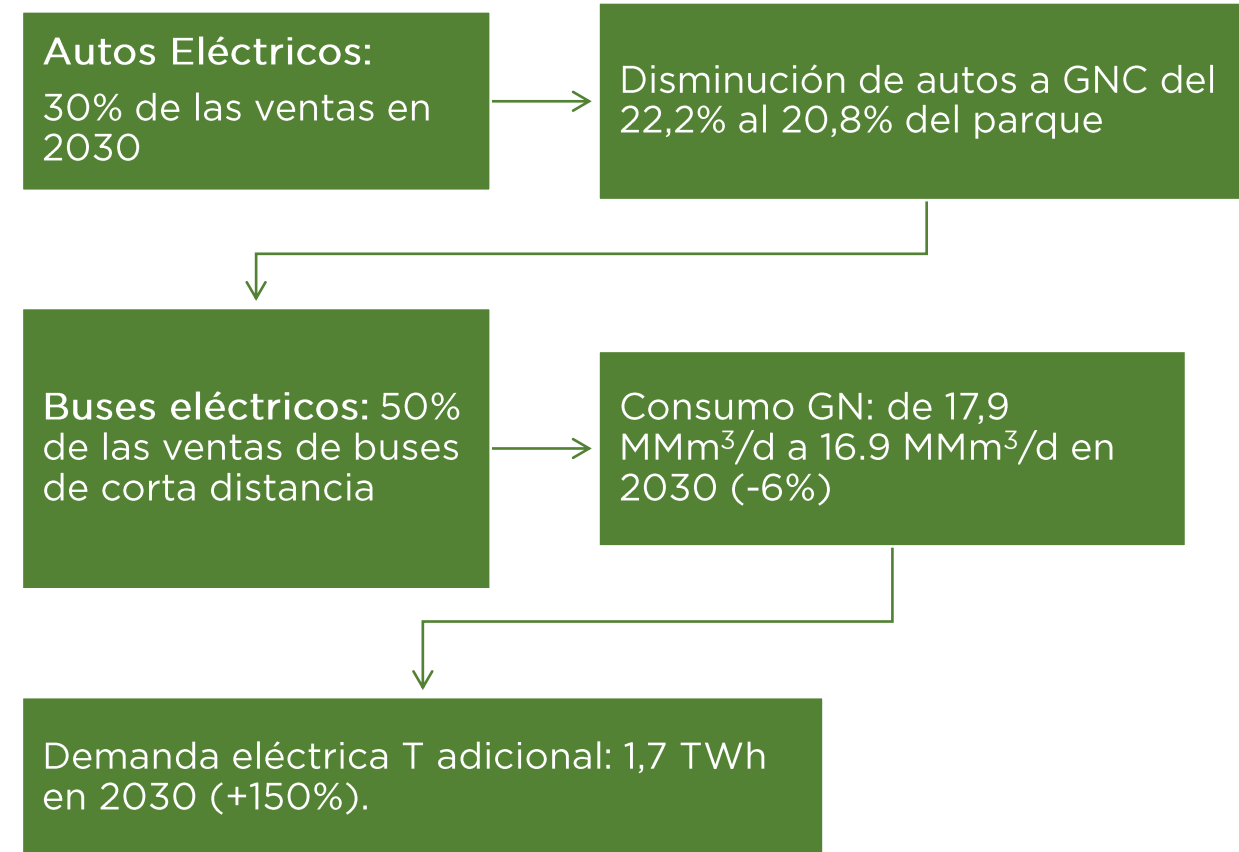


- Región NEA:
 - Con información de consumo de GN por sector de actividad 2015 se obtuvo la intensidad energética sectorial de Argentina (consumo GN / VA).
 - Se aplicó dicha intensidad a los VA sectoriales de Chaco, Corrientes, Formosa.
 - Se obtuvo un consumo de GN de 2,7 MMm³/d.

Residencial

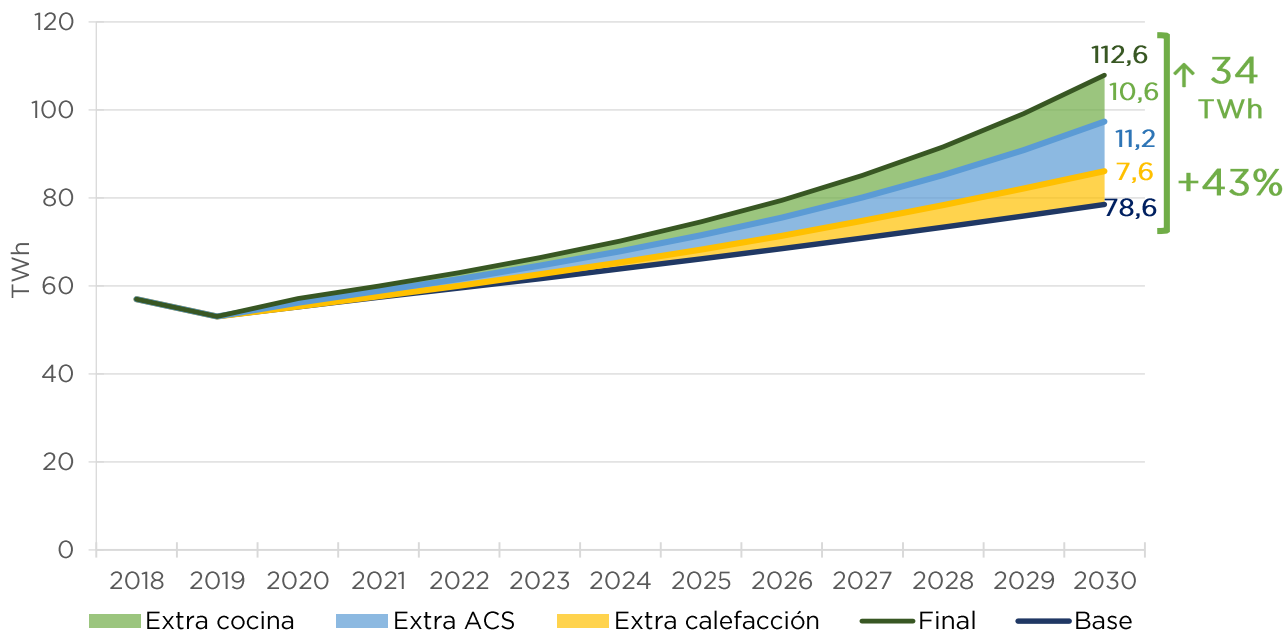
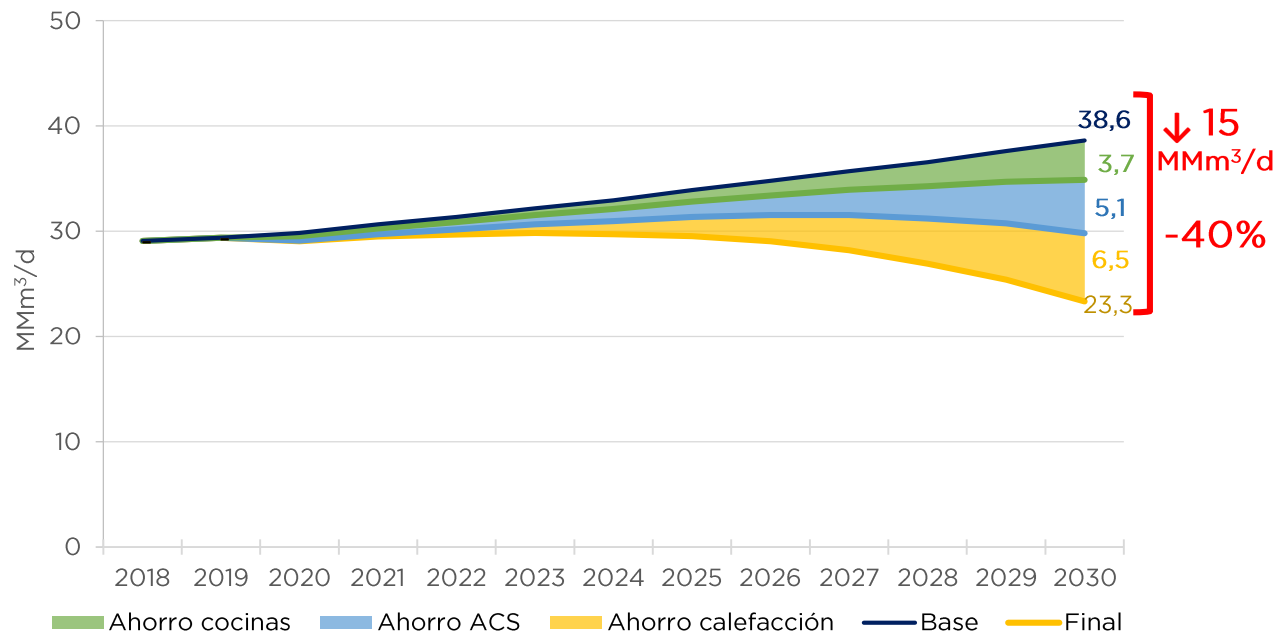


Transporte



+31,1 TWh en demanda eléctrica total (+16%)

Escenario de electrificación en el sector Residencial

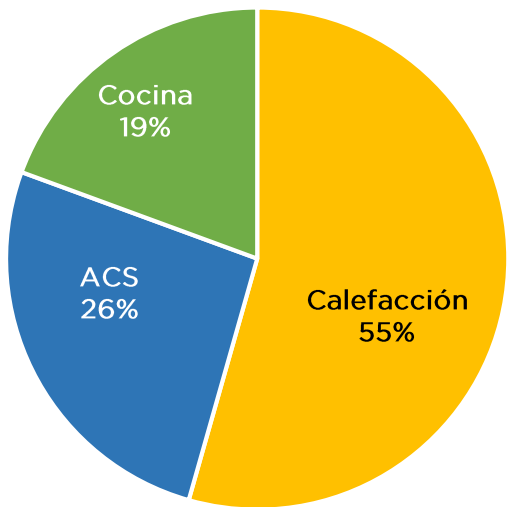


Artefacto	Rendimiento (Energía útil / neta)
Cocina a gas	0,50
Cocina Eléctrica	0,70
Calefón a gas	0,80
Termotanque a Gas	0,64
Termotanque eléctrico	0,95
Estufa a Gas	0,65
Aire acondicionado	3,32
Calefactor eléctrico	1,00

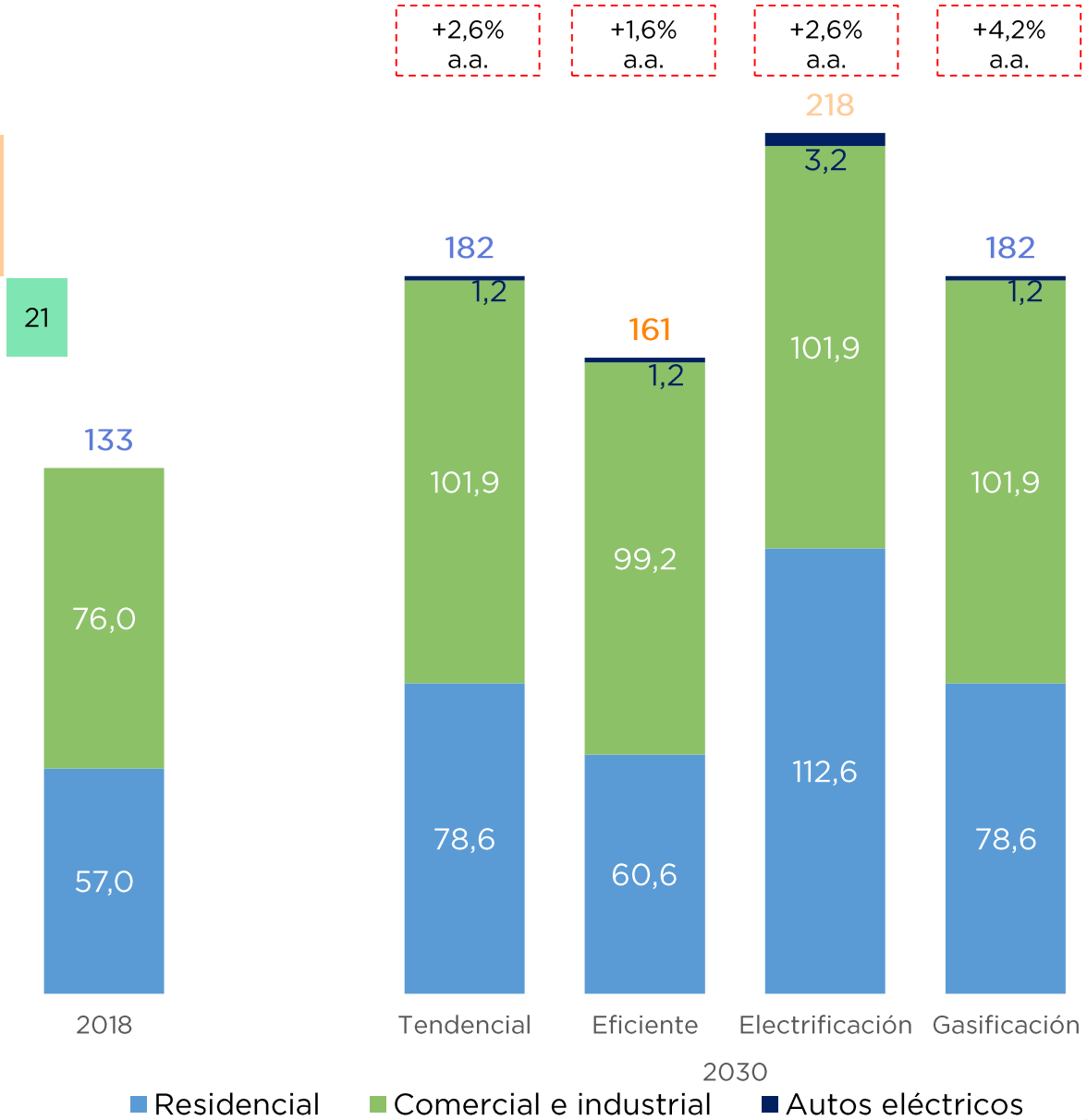
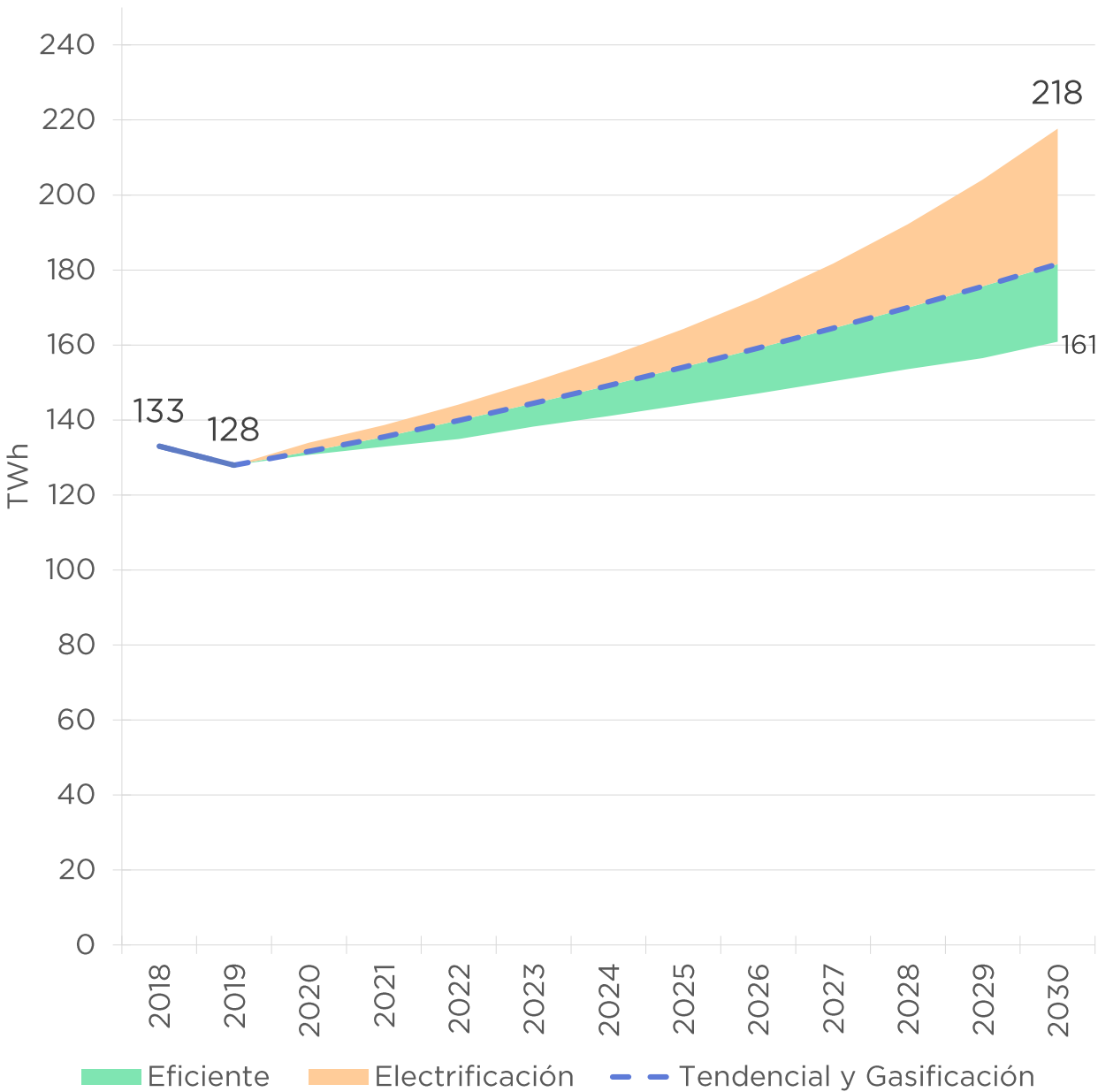
En 2030:

- ✓ El 80% de las ventas de calefactores serán eléctricos.
- ✓ La mitad del parque de cocinas y termotanques serán eléctricos.

Distribución actual del consumo de GN residencial

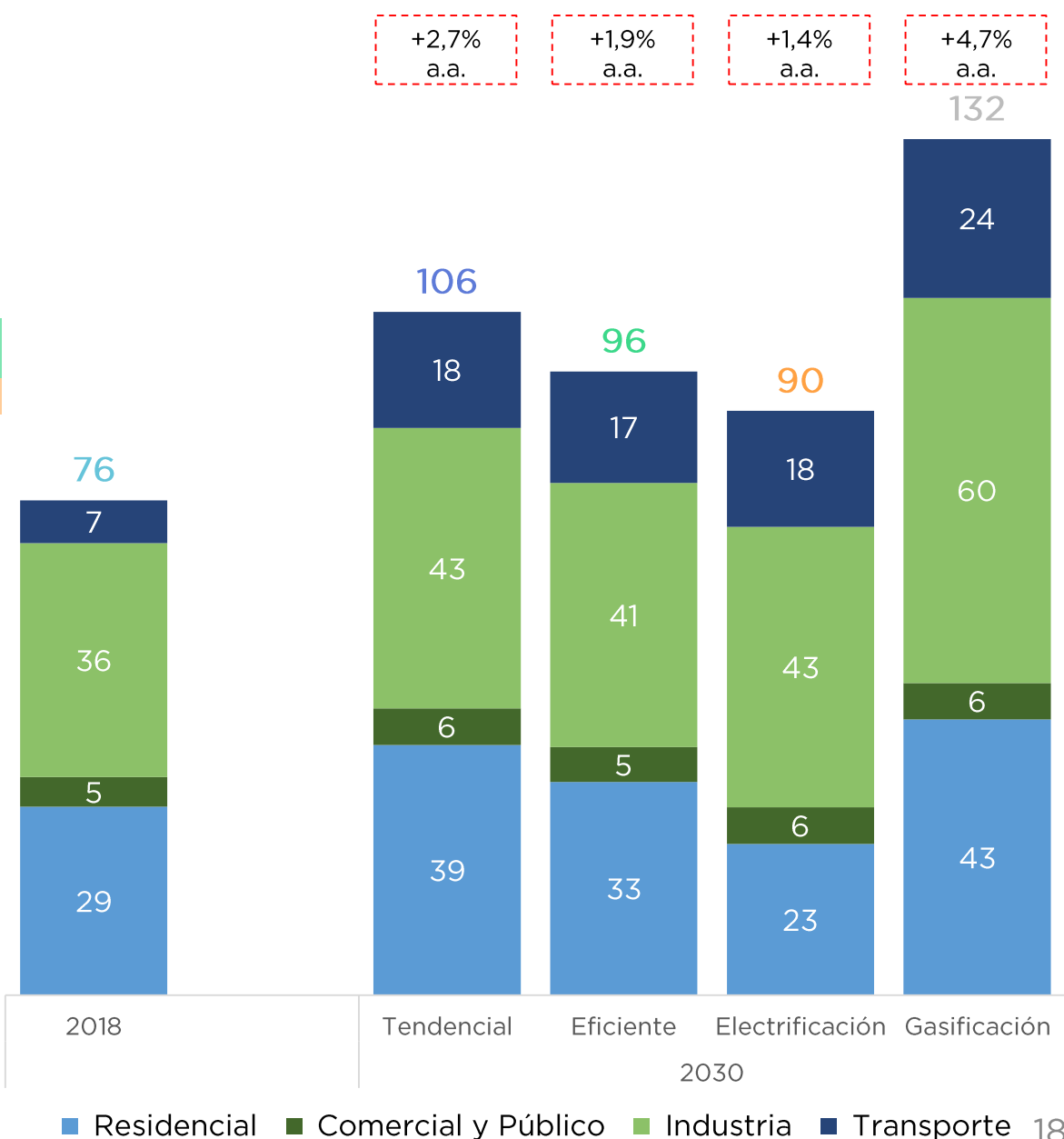
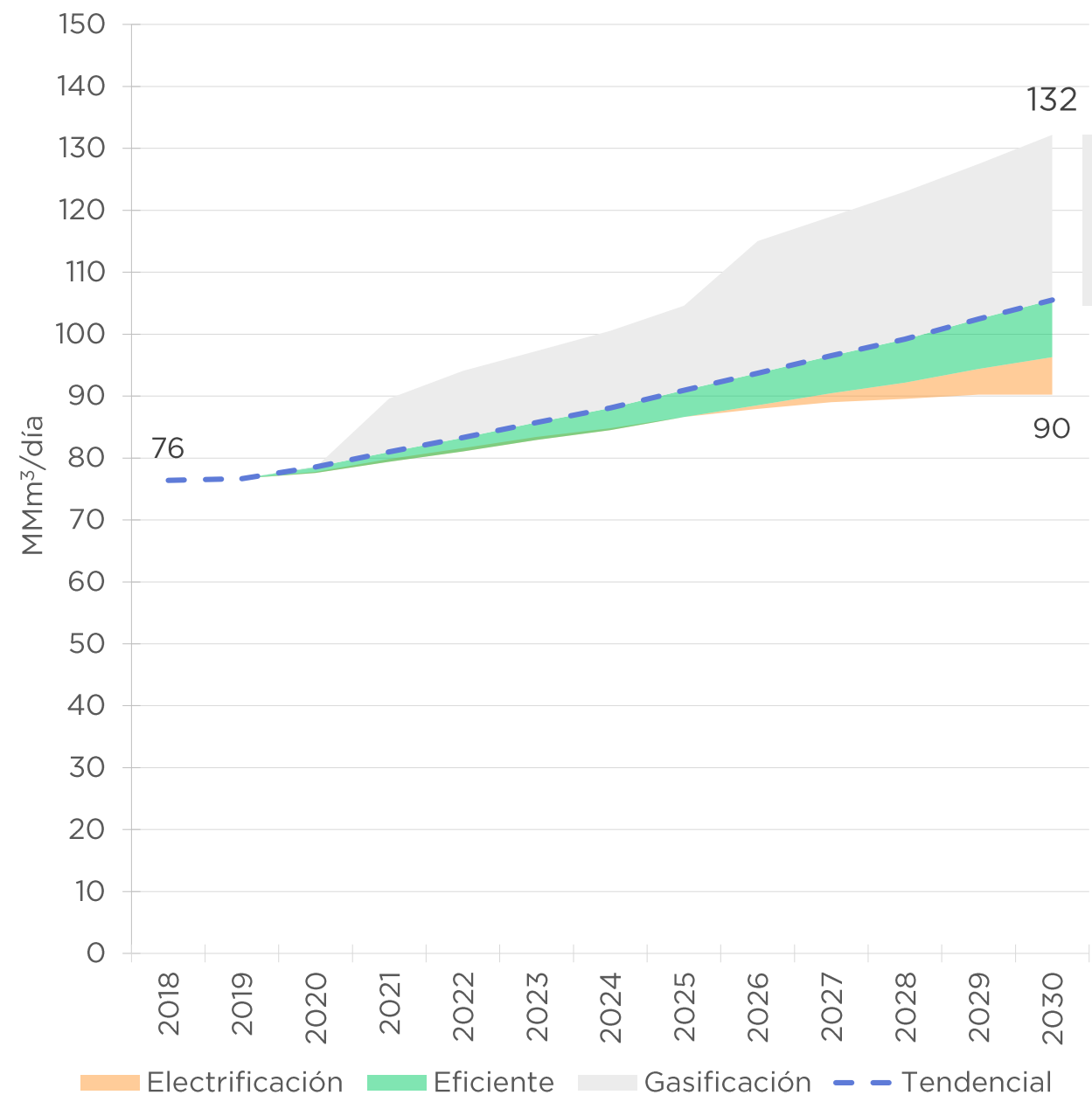


Notas: 1. Se reemplazó un artefacto a gas por el equivalente eléctrico. 2. En el caso de calefacción, se reemplazó 70% por AA y 30% por calefactor eléctrico.

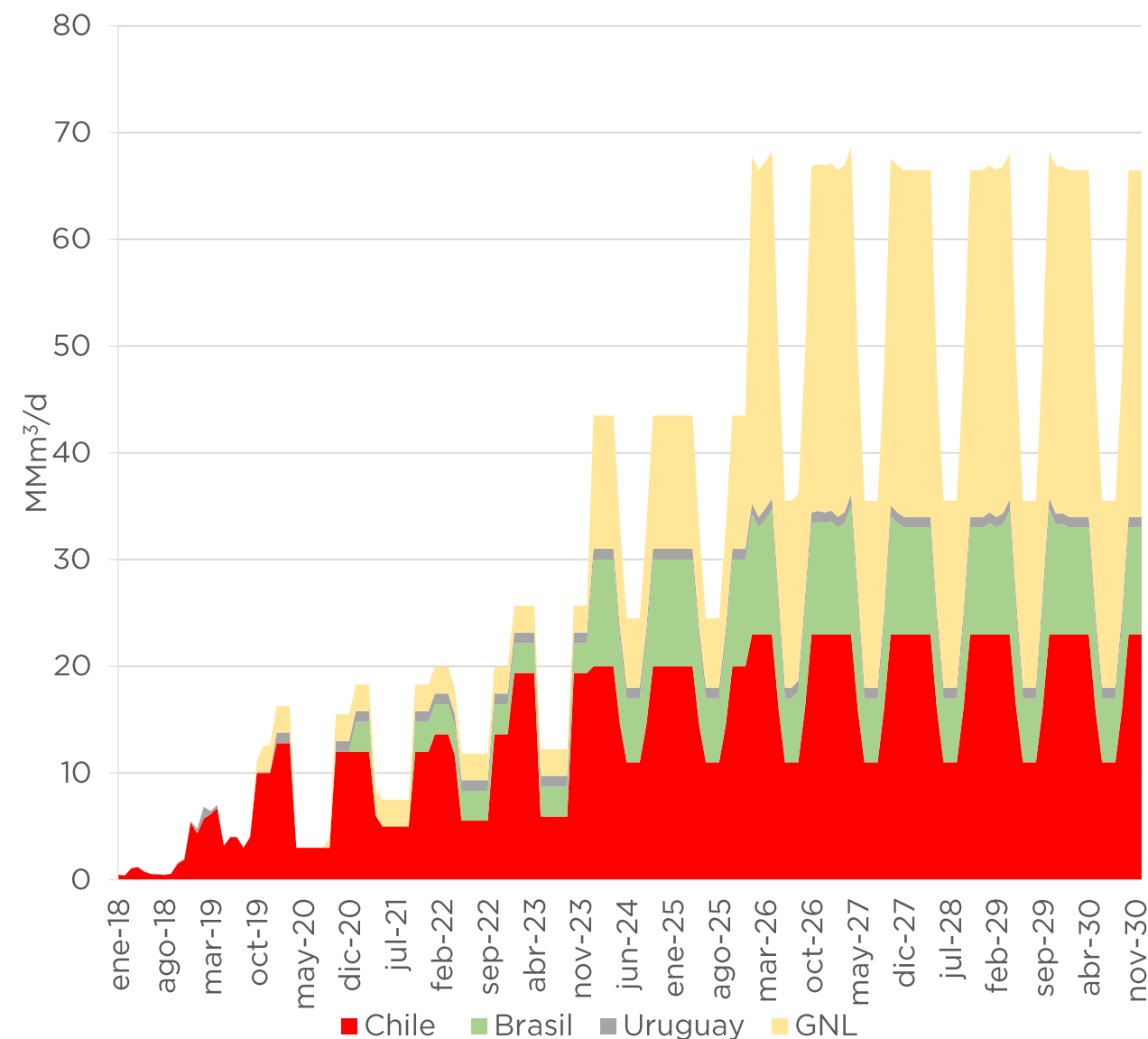


+2,6% a.a. +1,6% a.a. +2,6% a.a. +4,2% a.a.

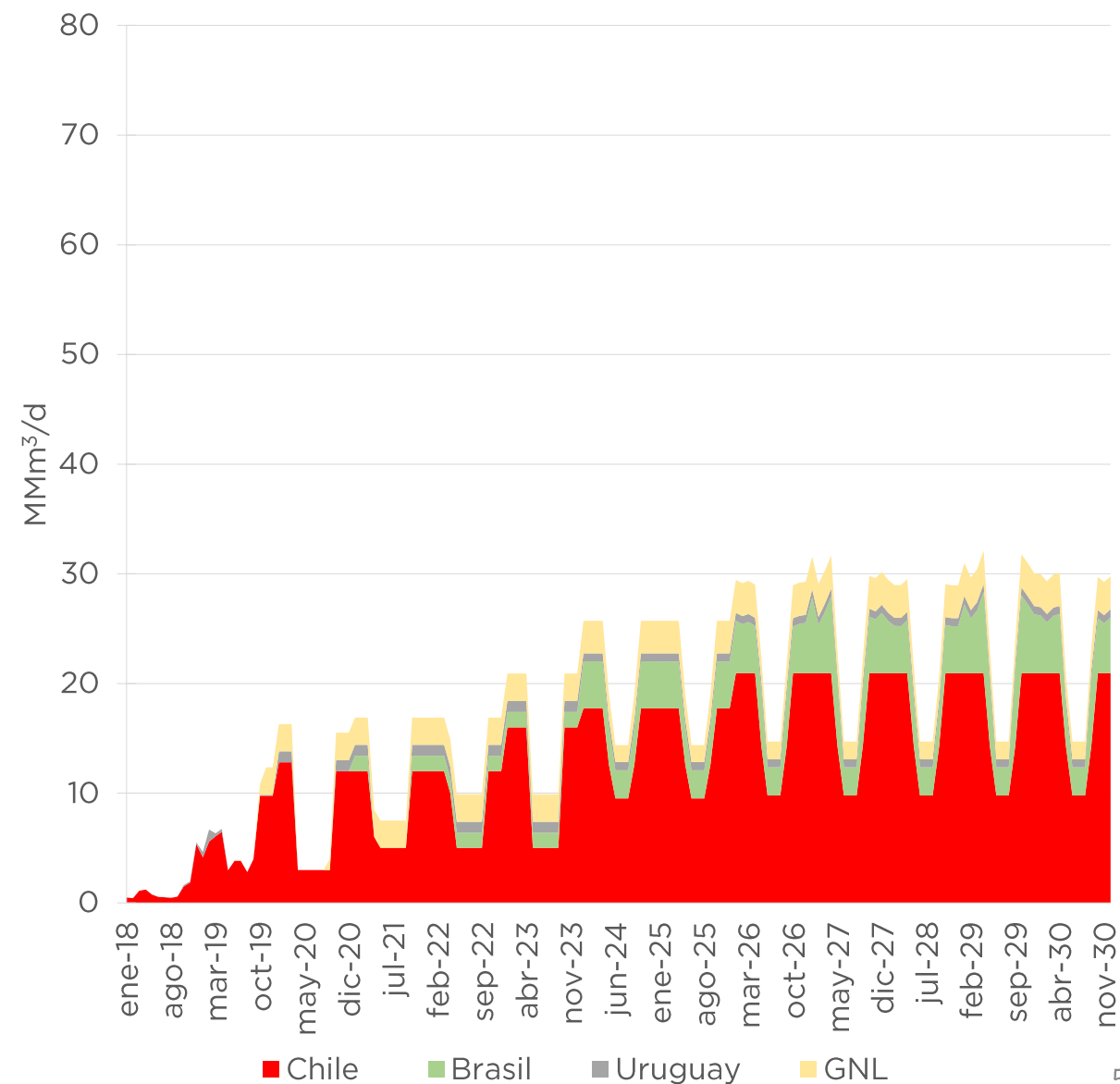
Demanda final de gas natural (no usinas)

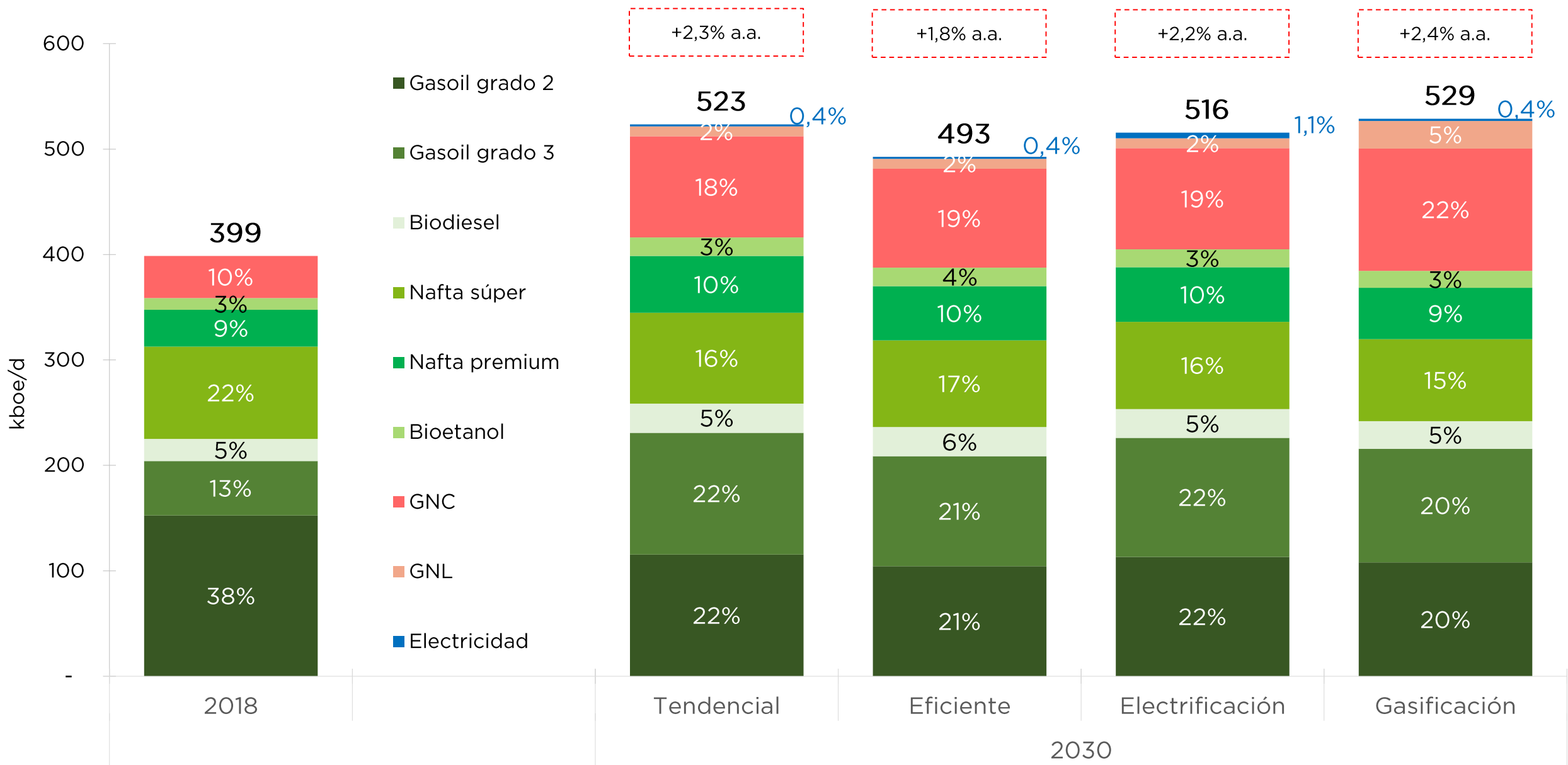


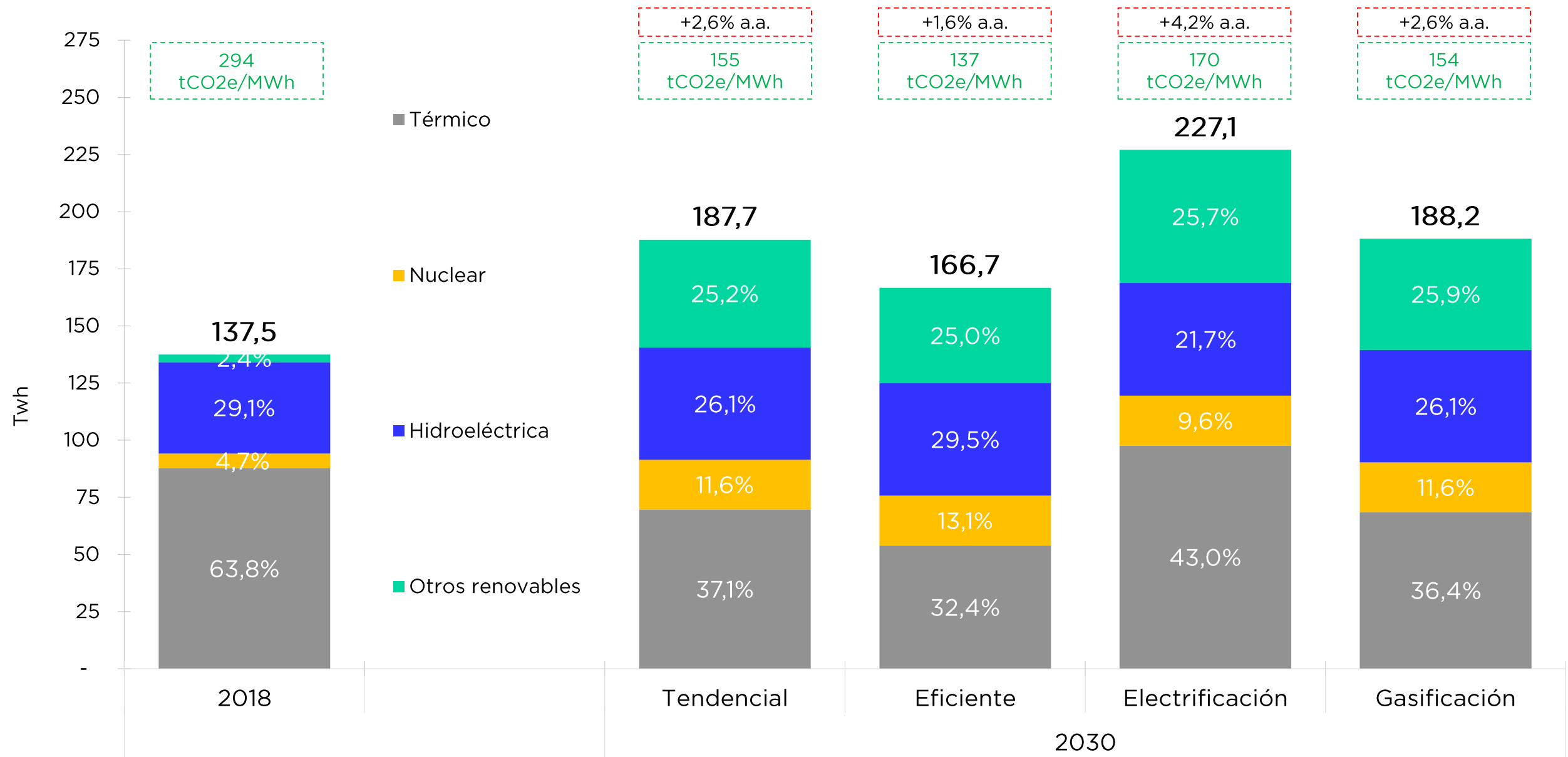
Escenario con exportación de GNL



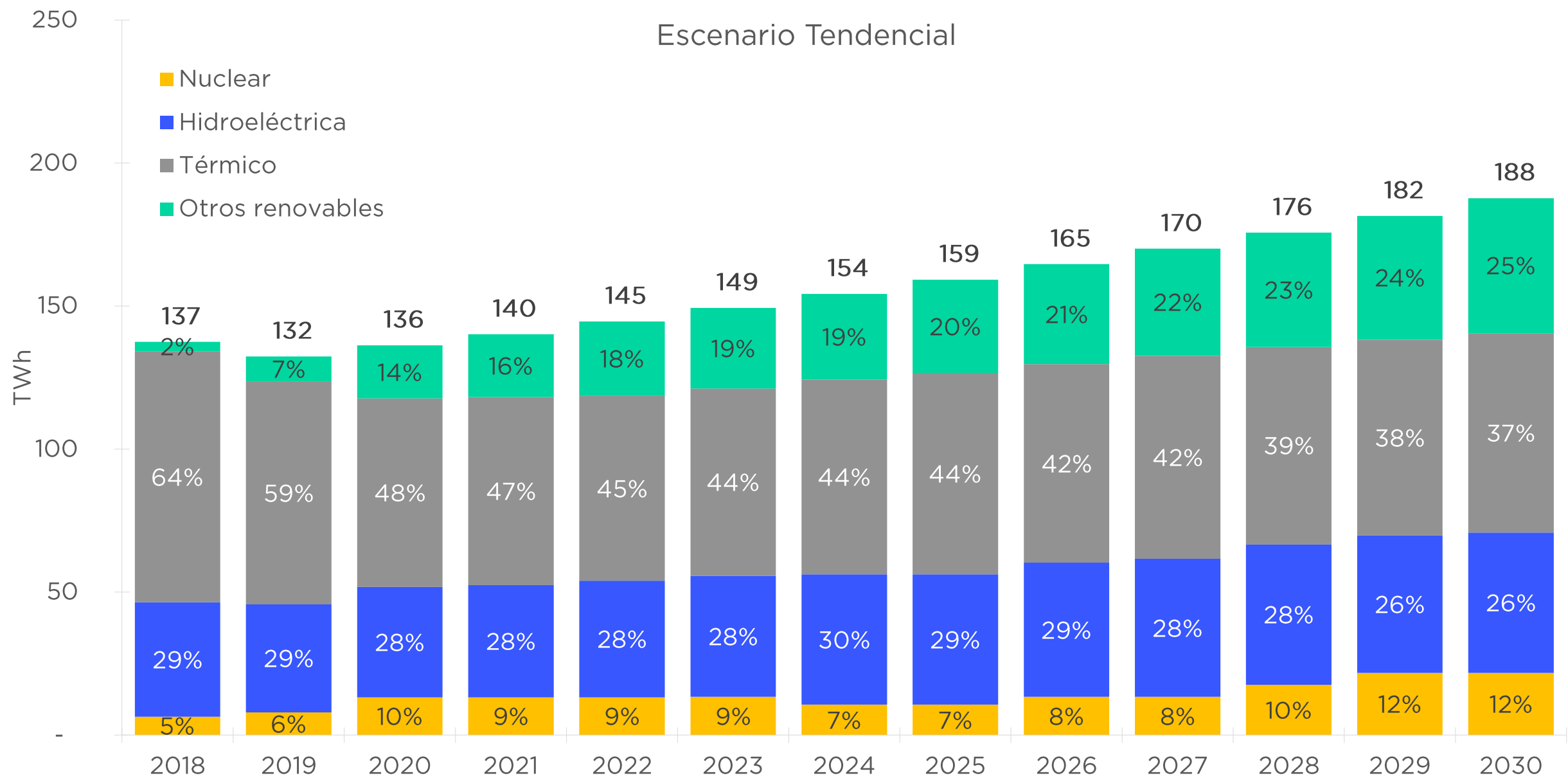
Escenario sin exportación de GNL



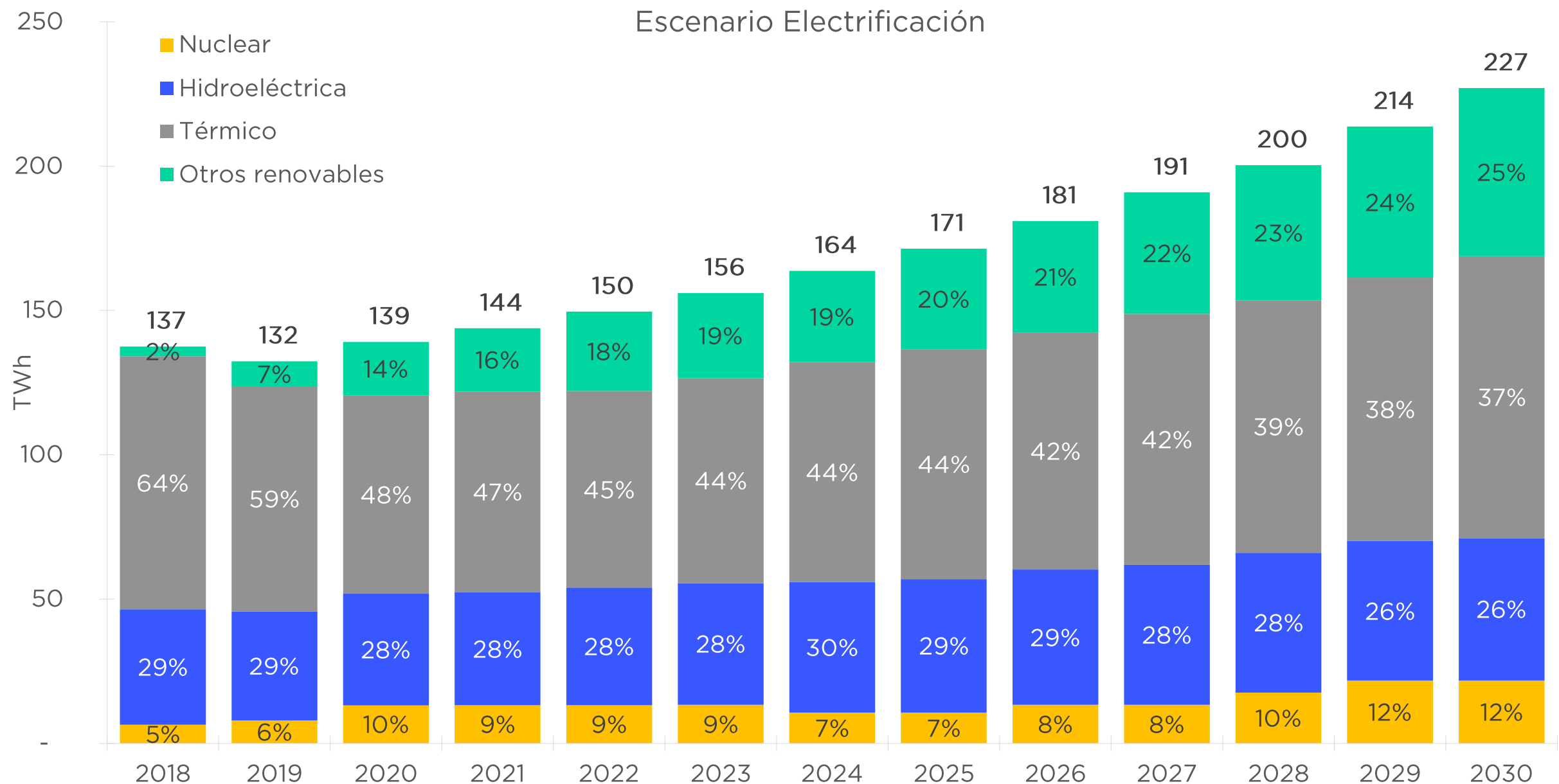




Nota: Otros renovables incluye generación distribuida

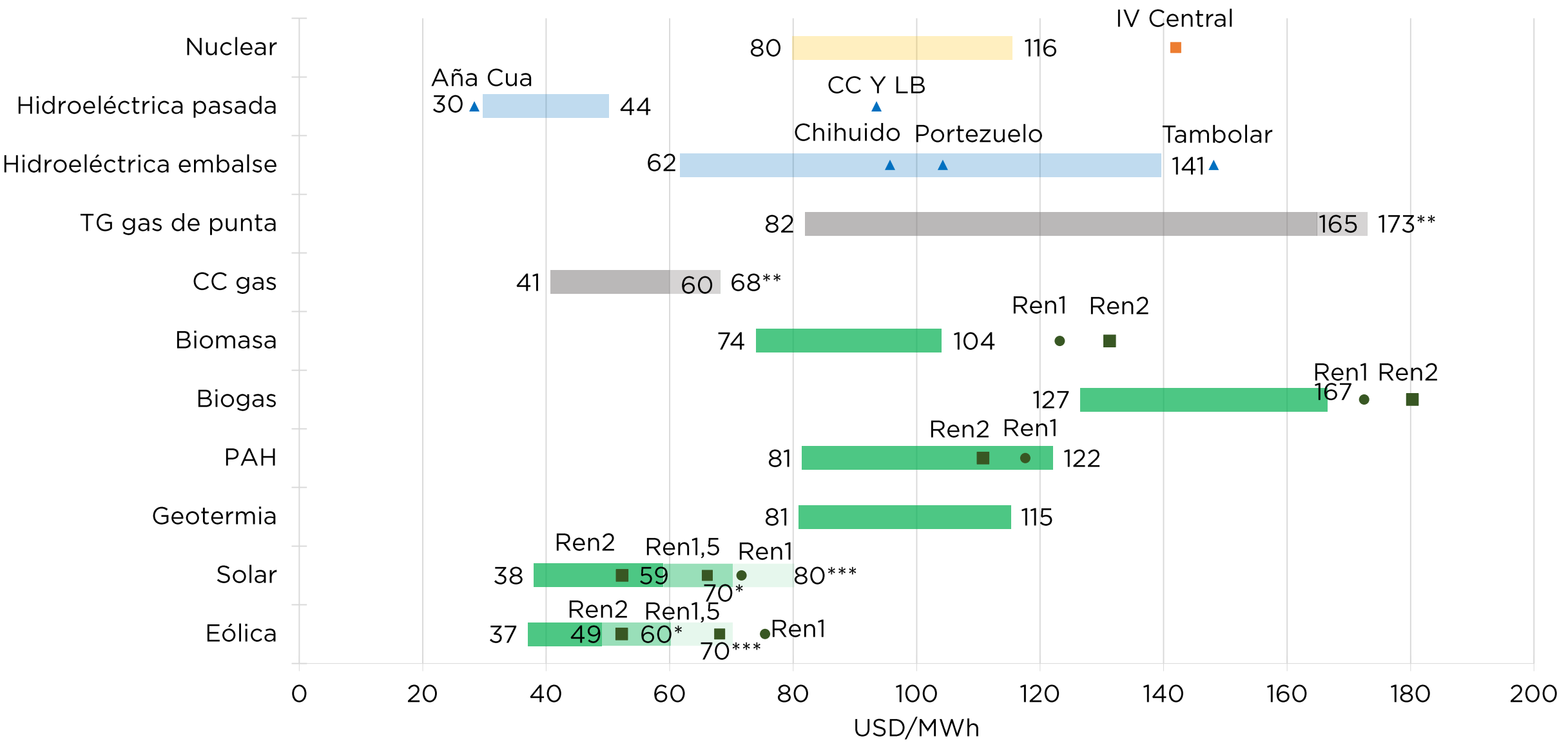


Nota: Otros renovables incluye generación distribuida



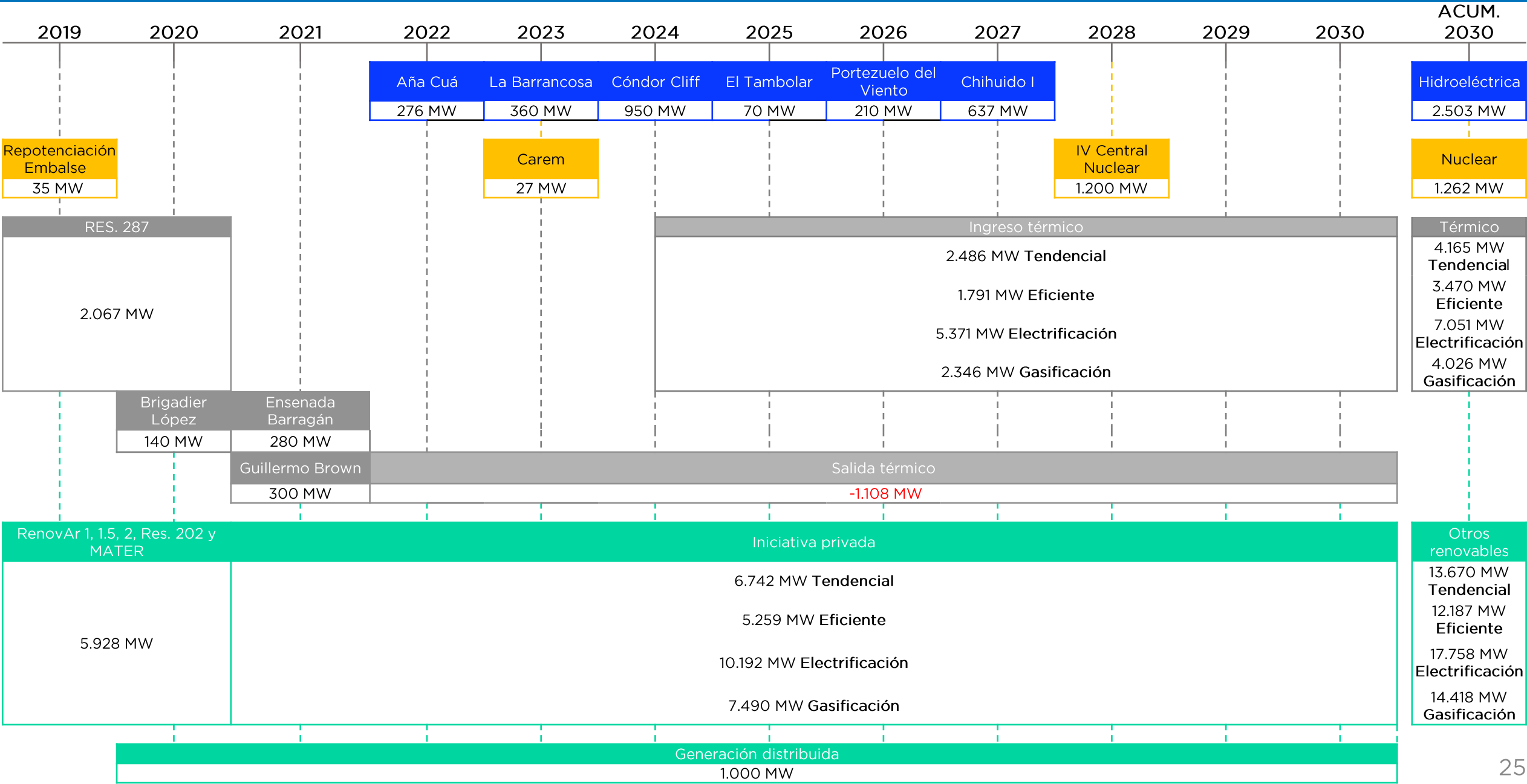
Nota: Otros renovables incluye generación distribuida

Costo normalizado de la energía (LCOE)



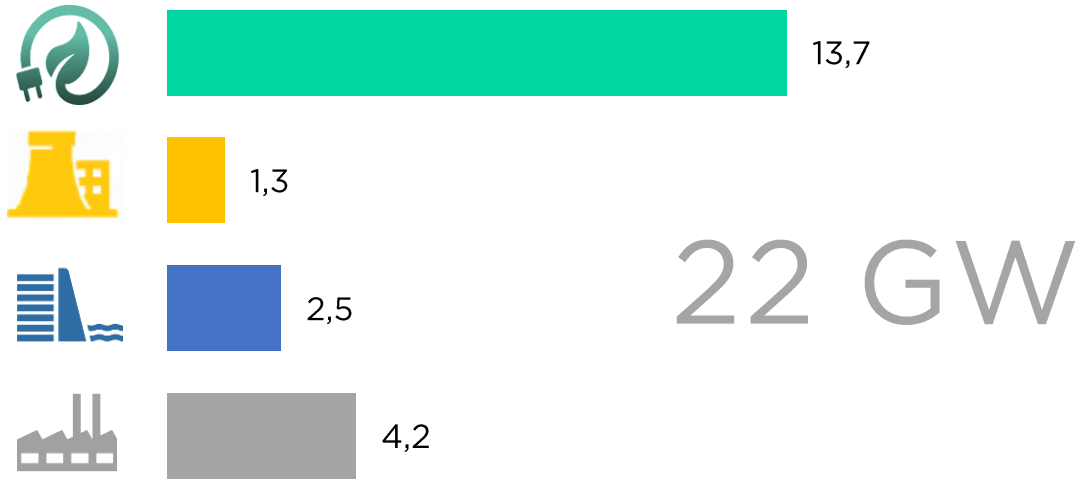
Fuente: SSPE (con la colaboración de diferentes áreas de la SGE)

Incorporación de potencia al sistema eléctrico

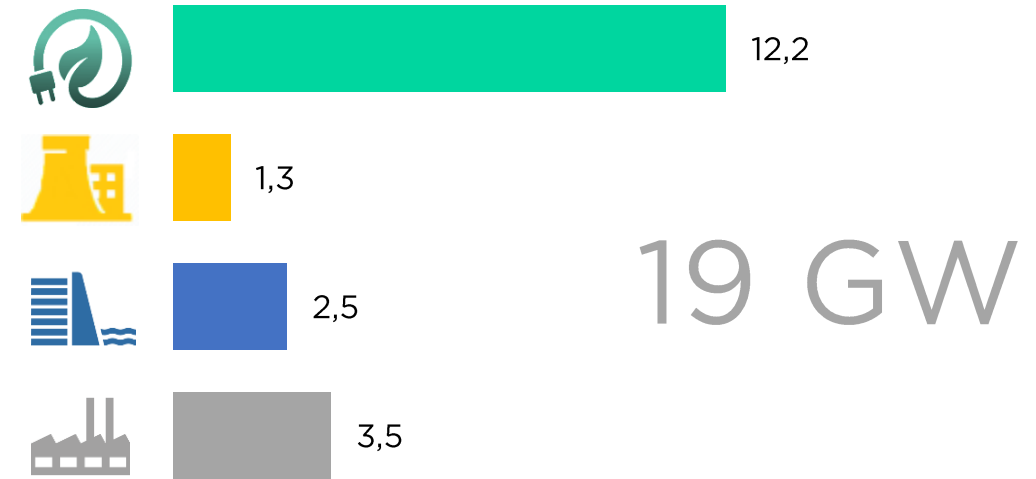


Nueva potencia total instalada al año 2030 (GW)

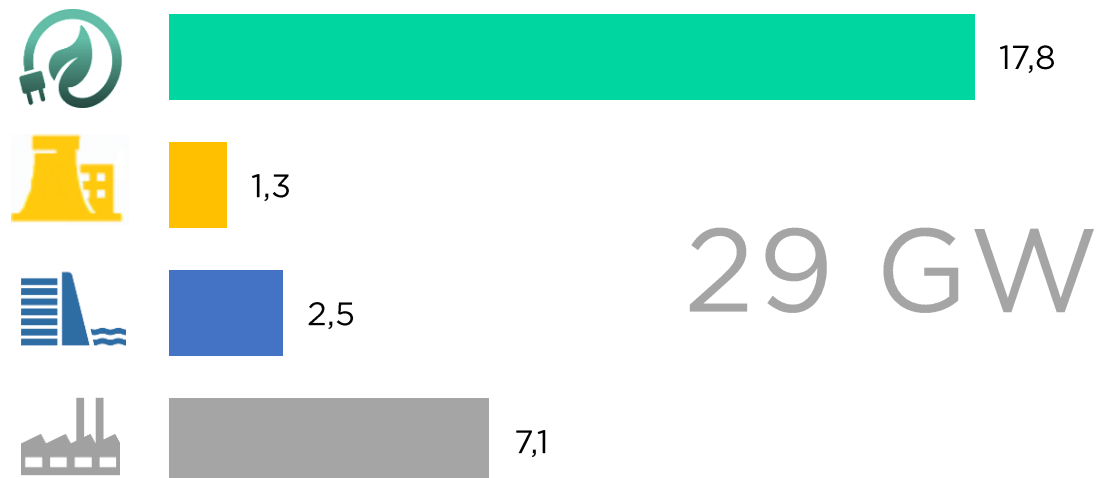
Tendencial



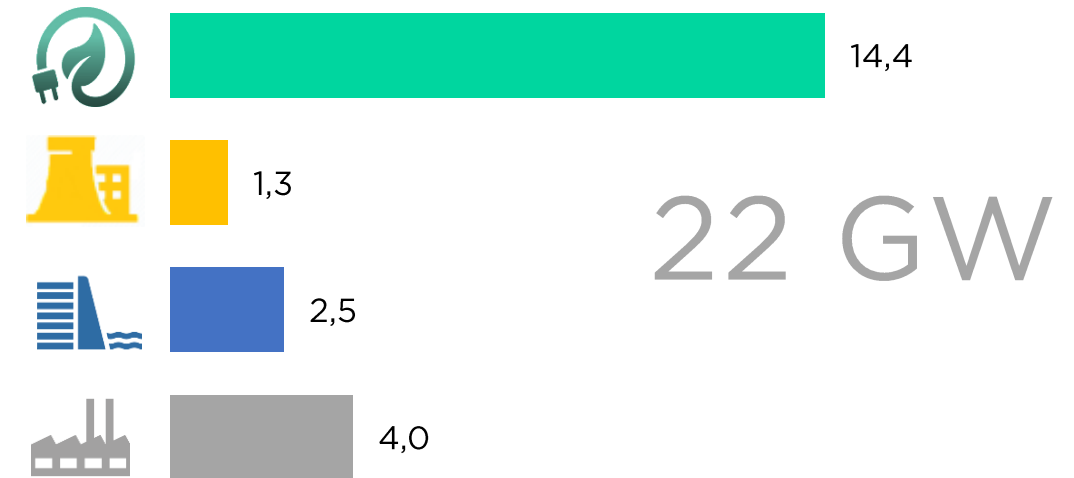
Eficiente



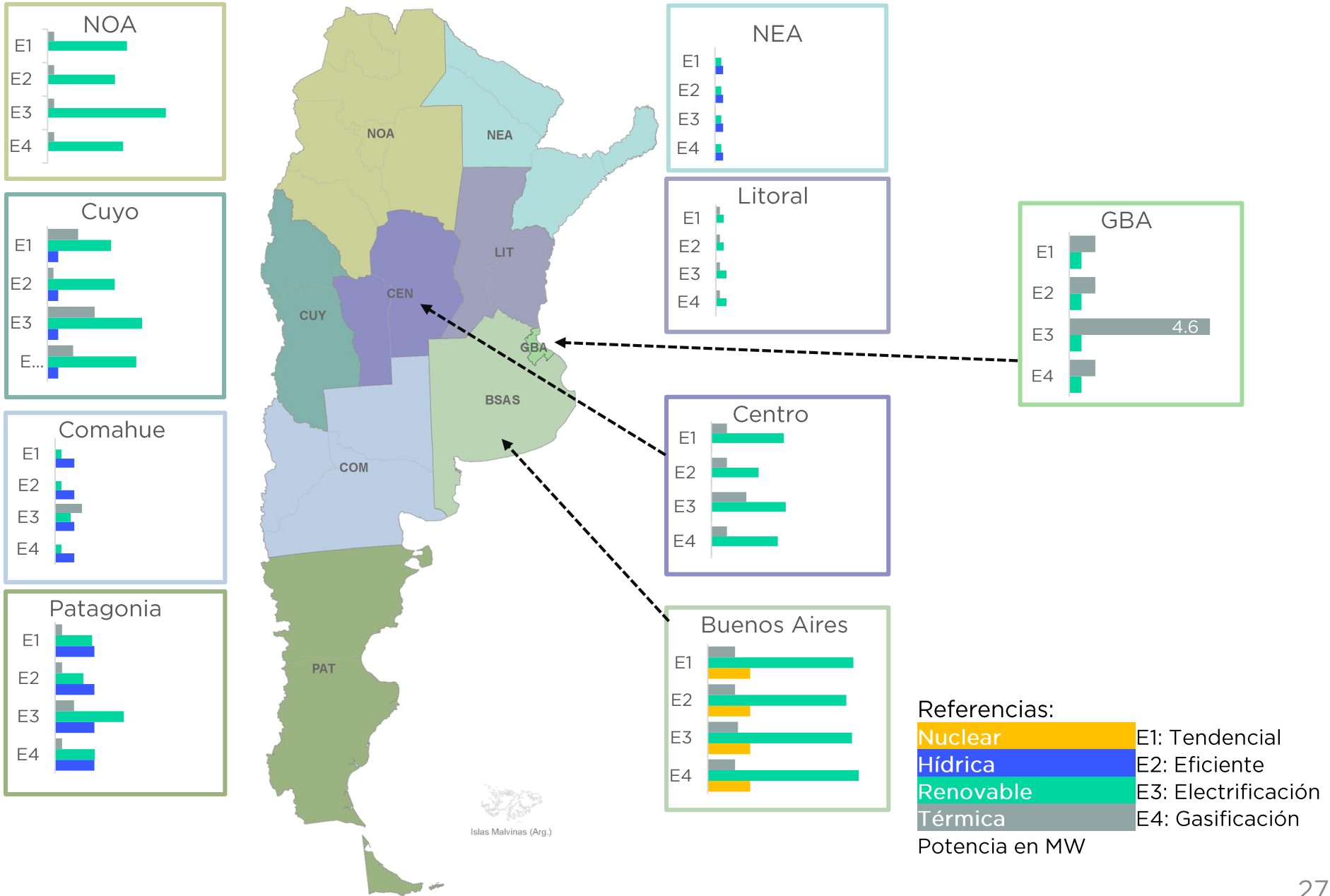
Electrificación



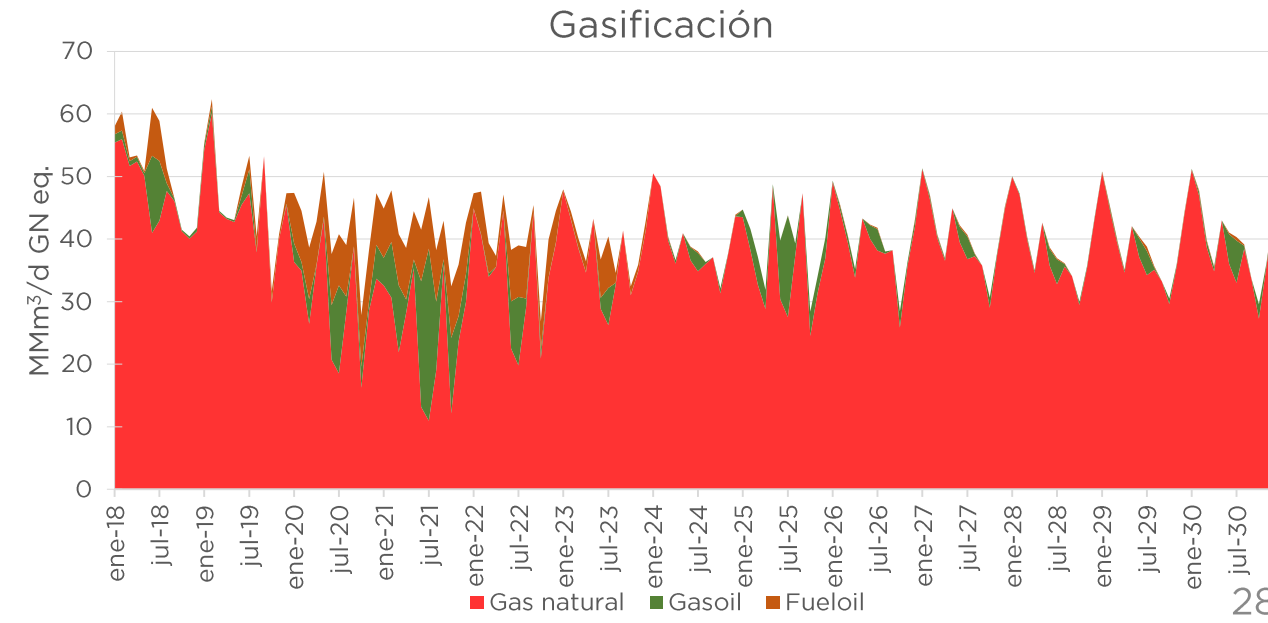
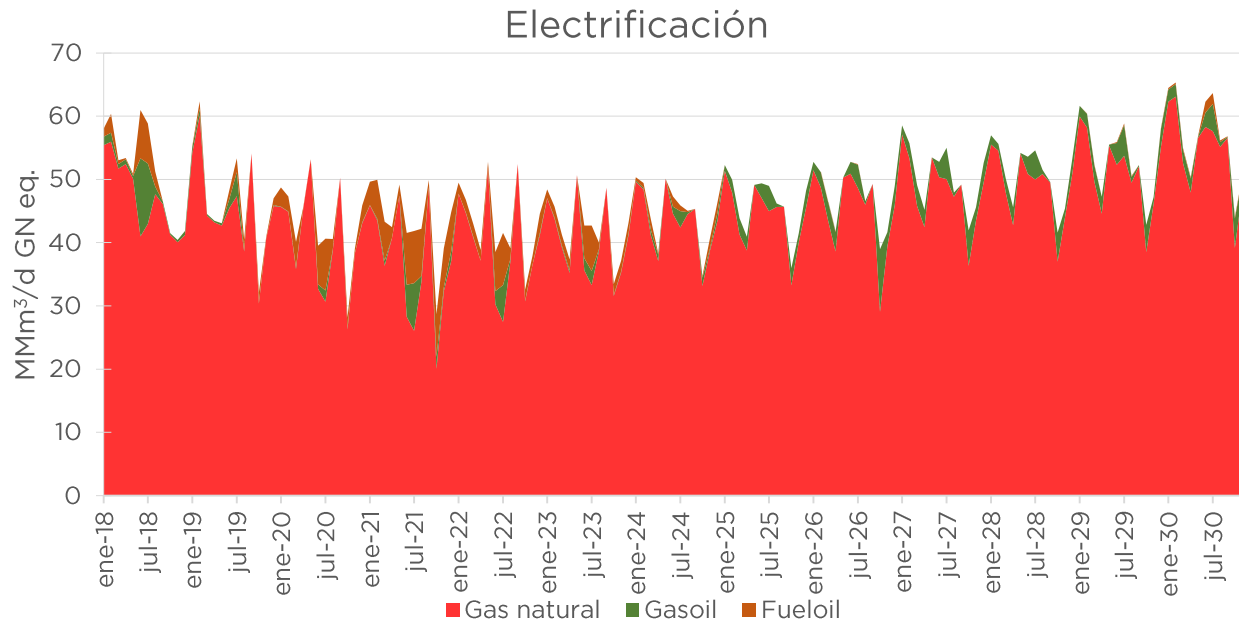
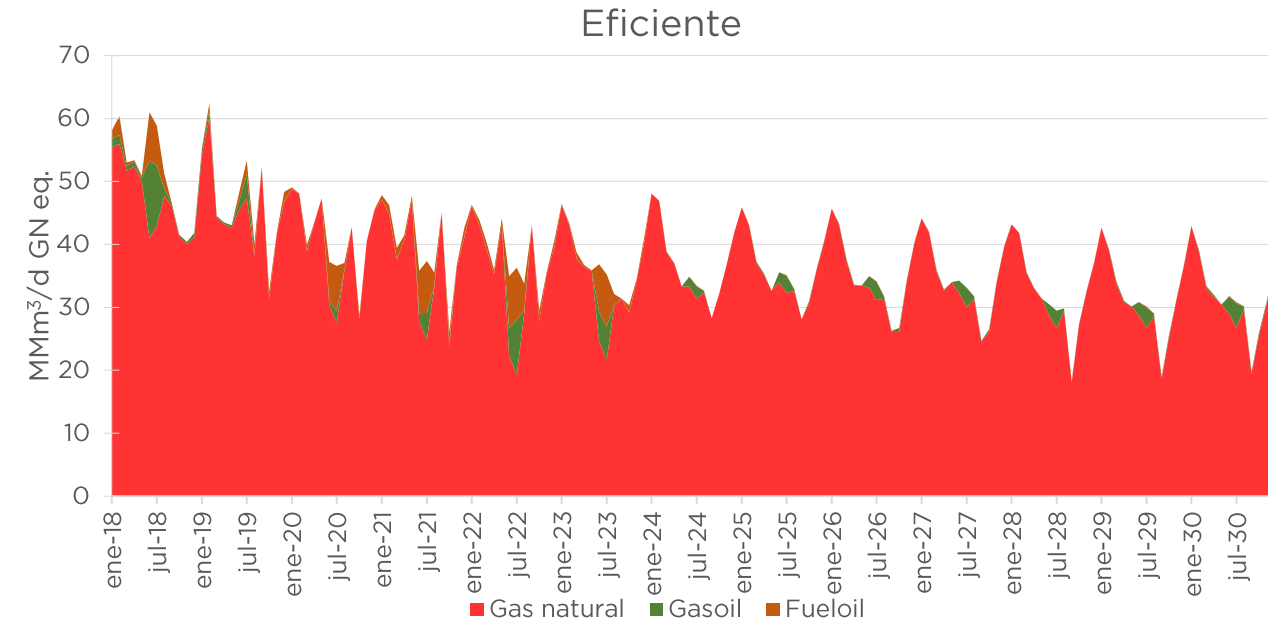
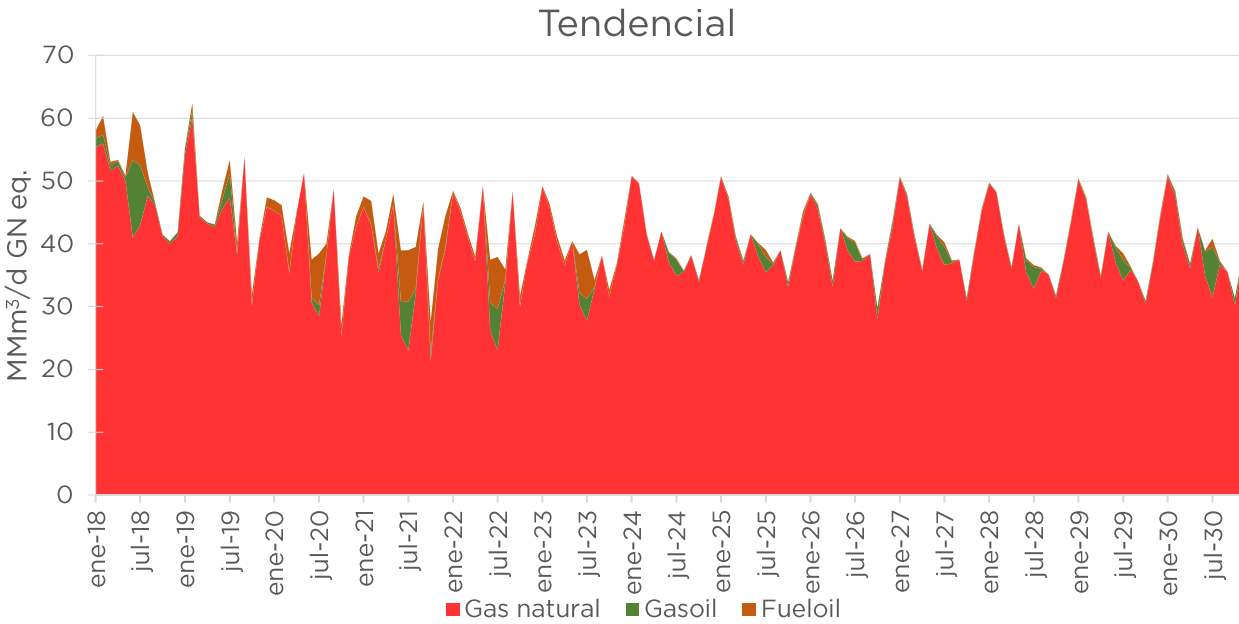
Gasificación

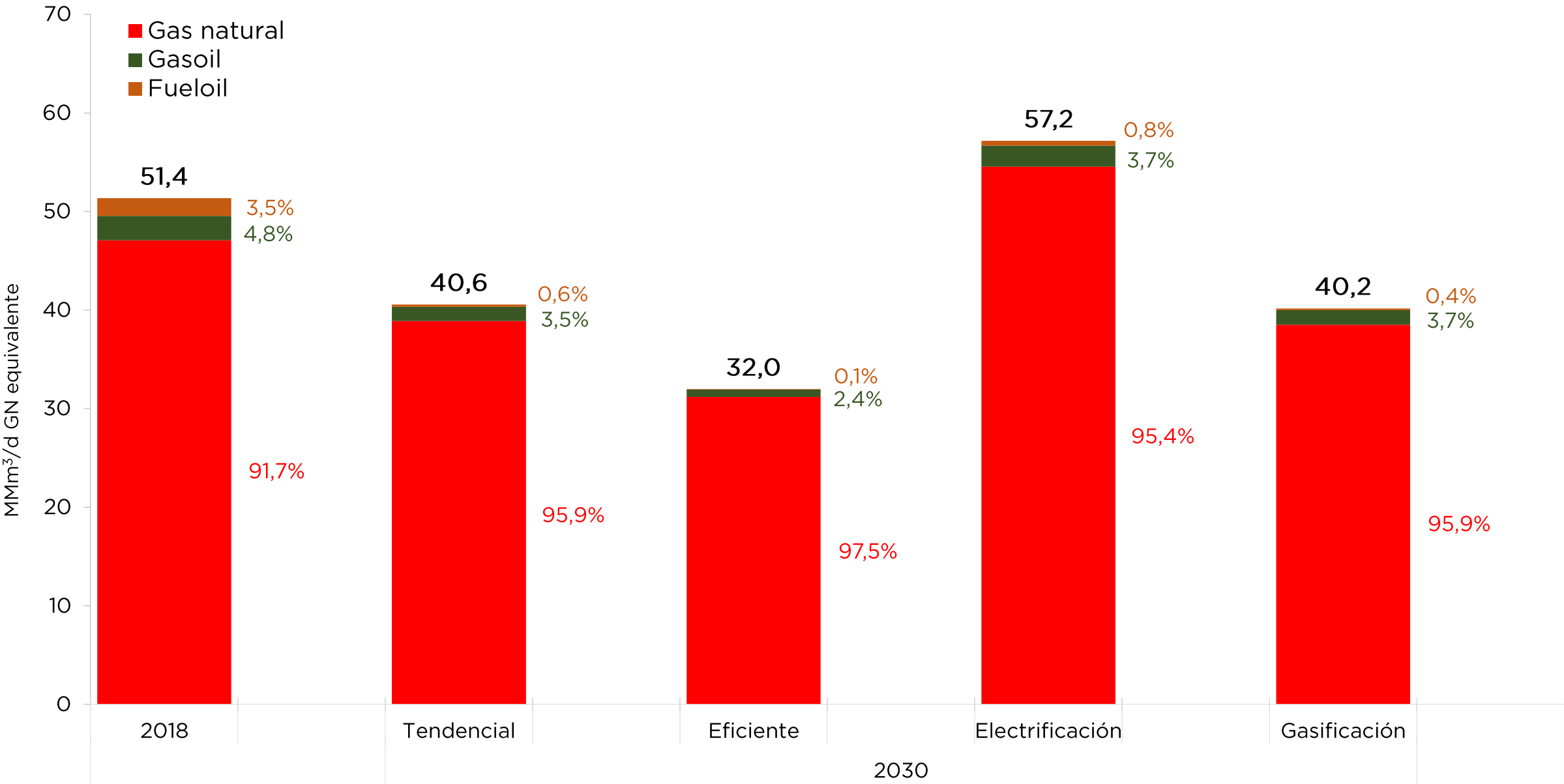


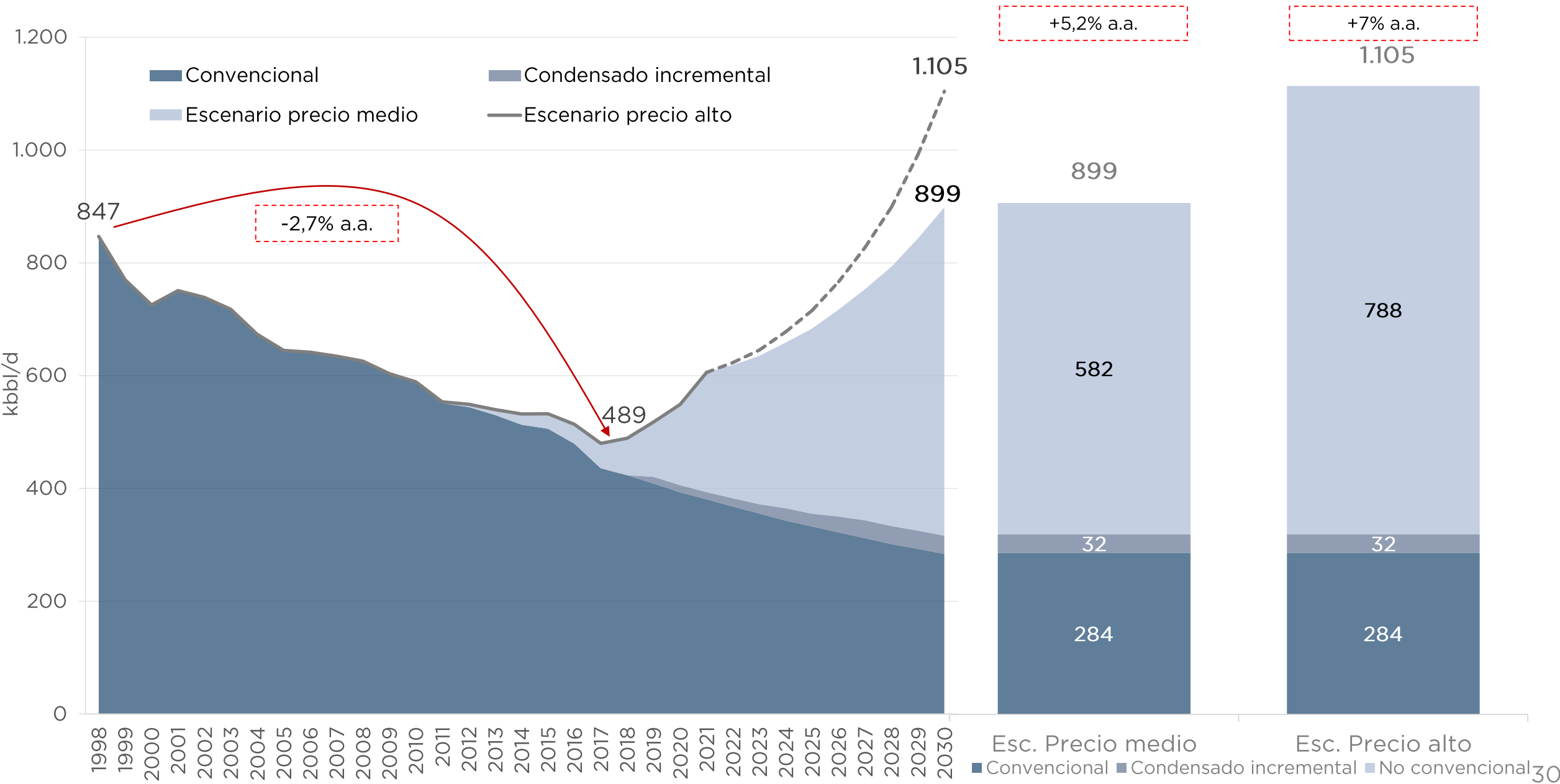
Incremento de potencia instalada – Por región y fuente



Consumo de combustibles en centrales por escenario

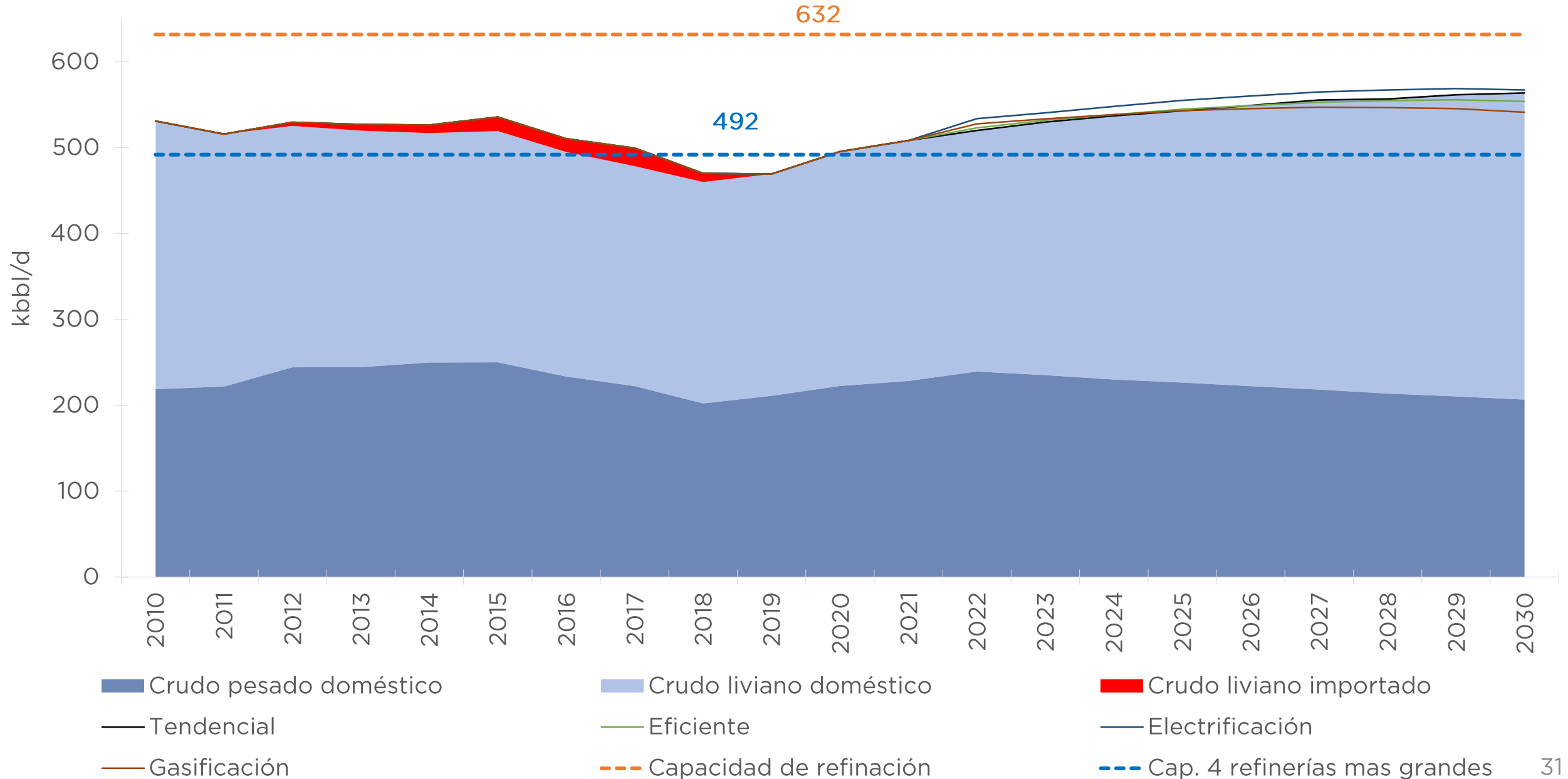




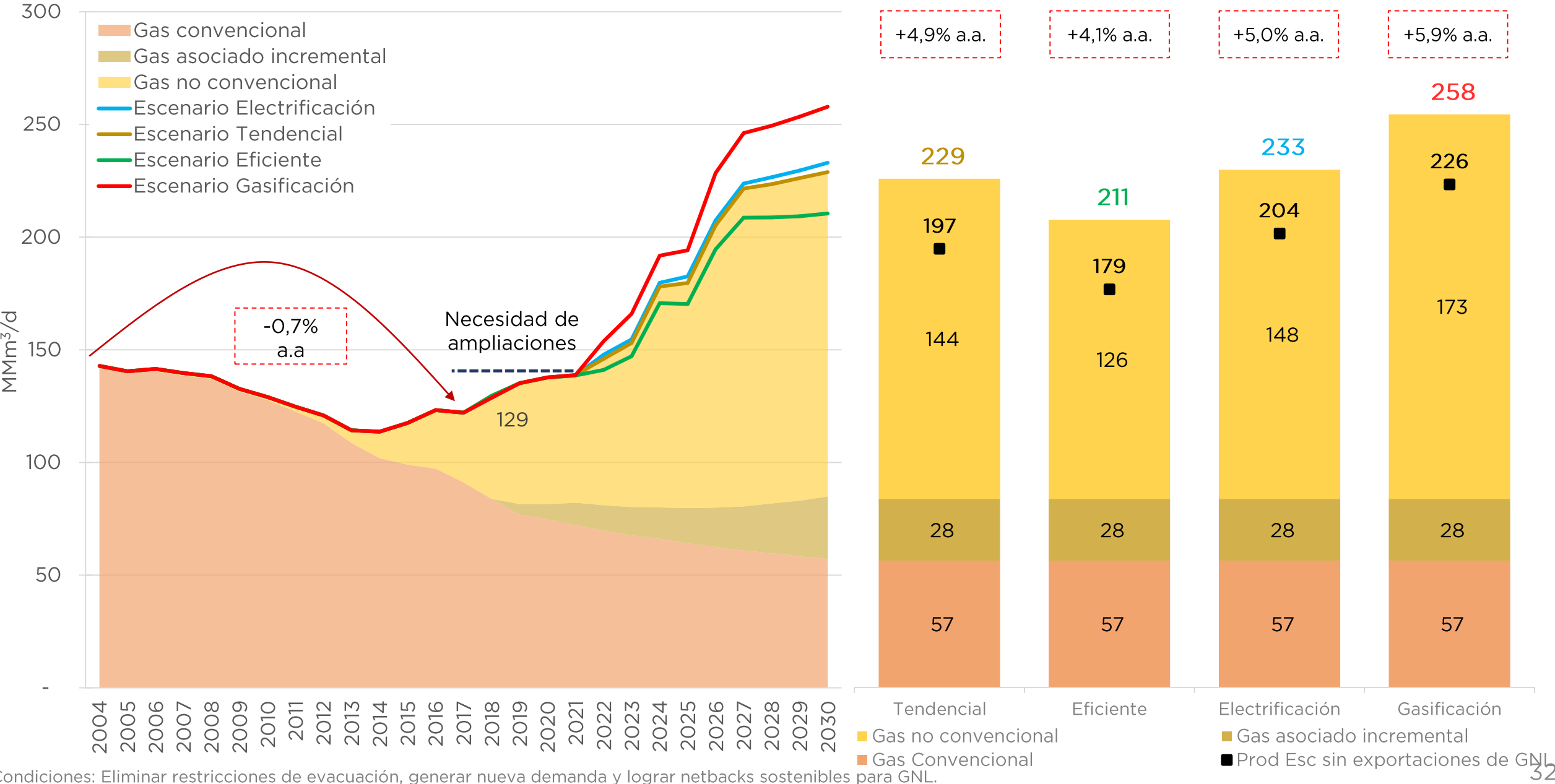


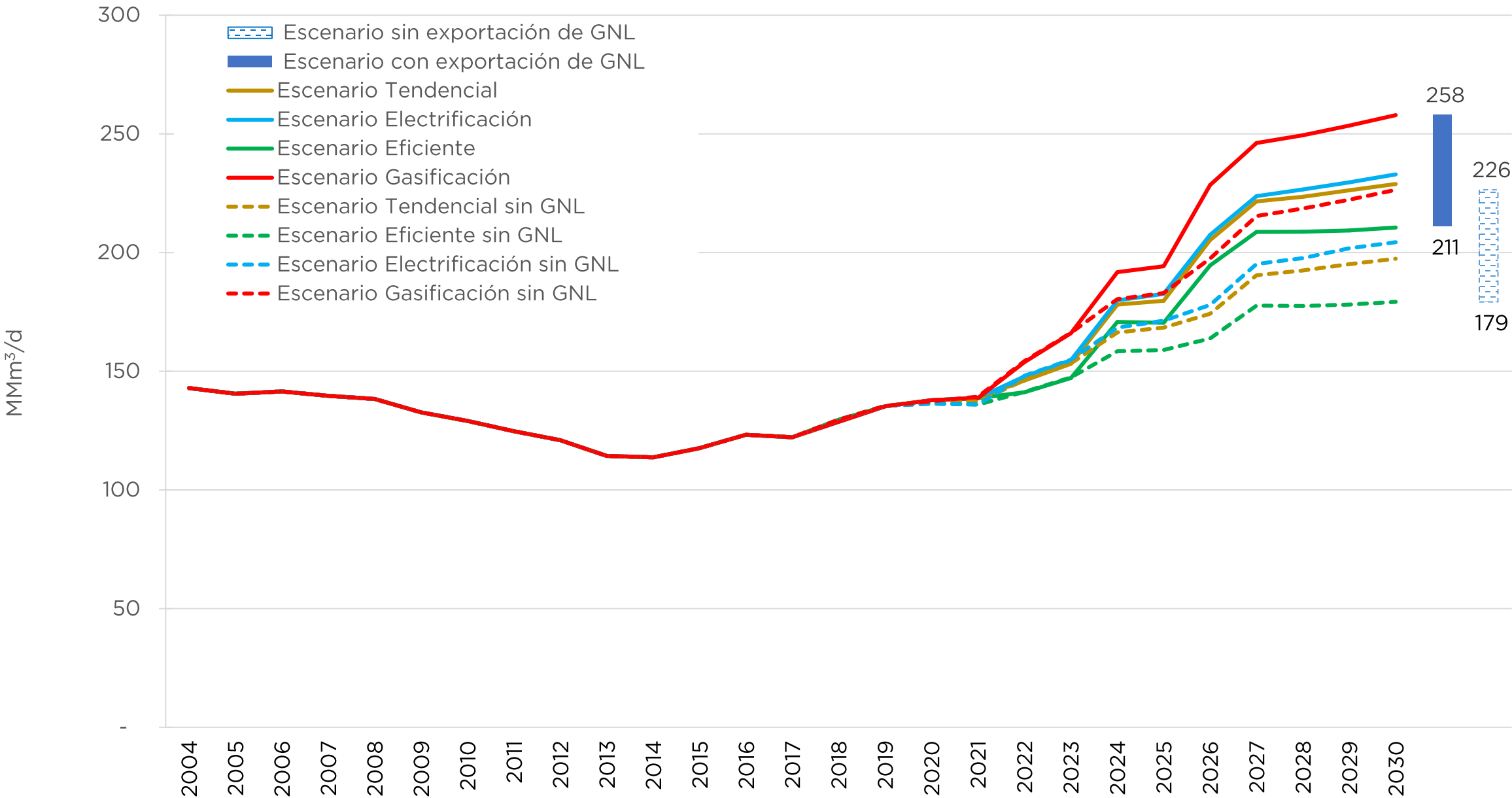
Evolución sector refinación

Participación de los crudos y capacidad de refinación



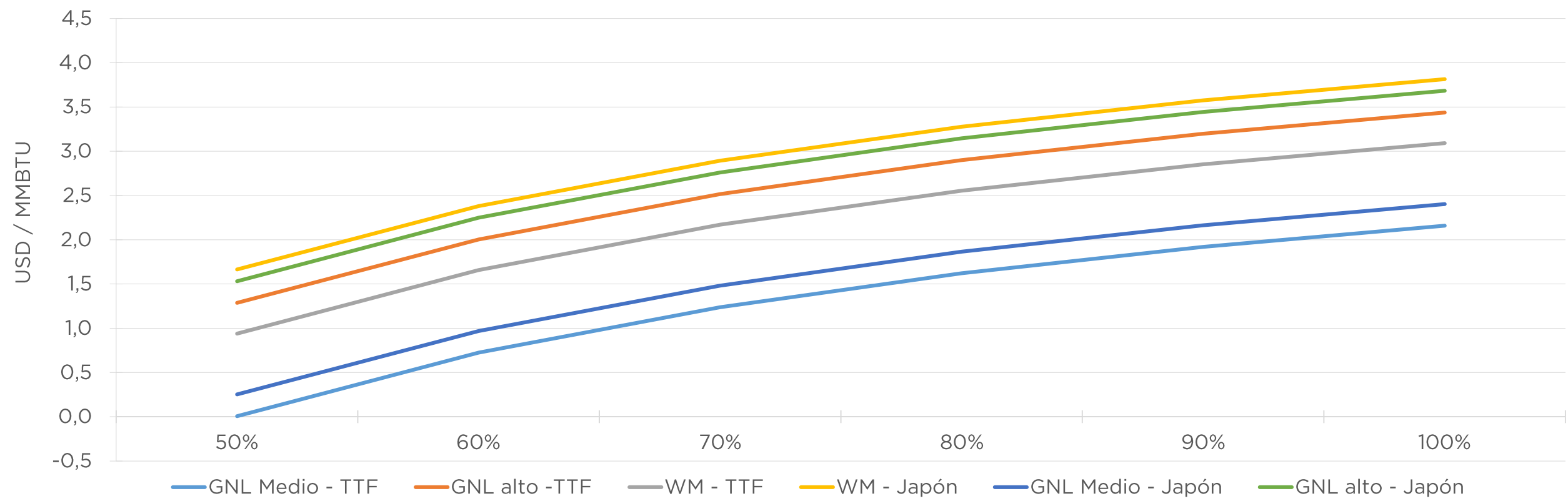
Producción de gas natural





Condiciones: Eliminar restricciones de evacuación, generar nueva demanda y lograr netbacks sostenibles para GNL.

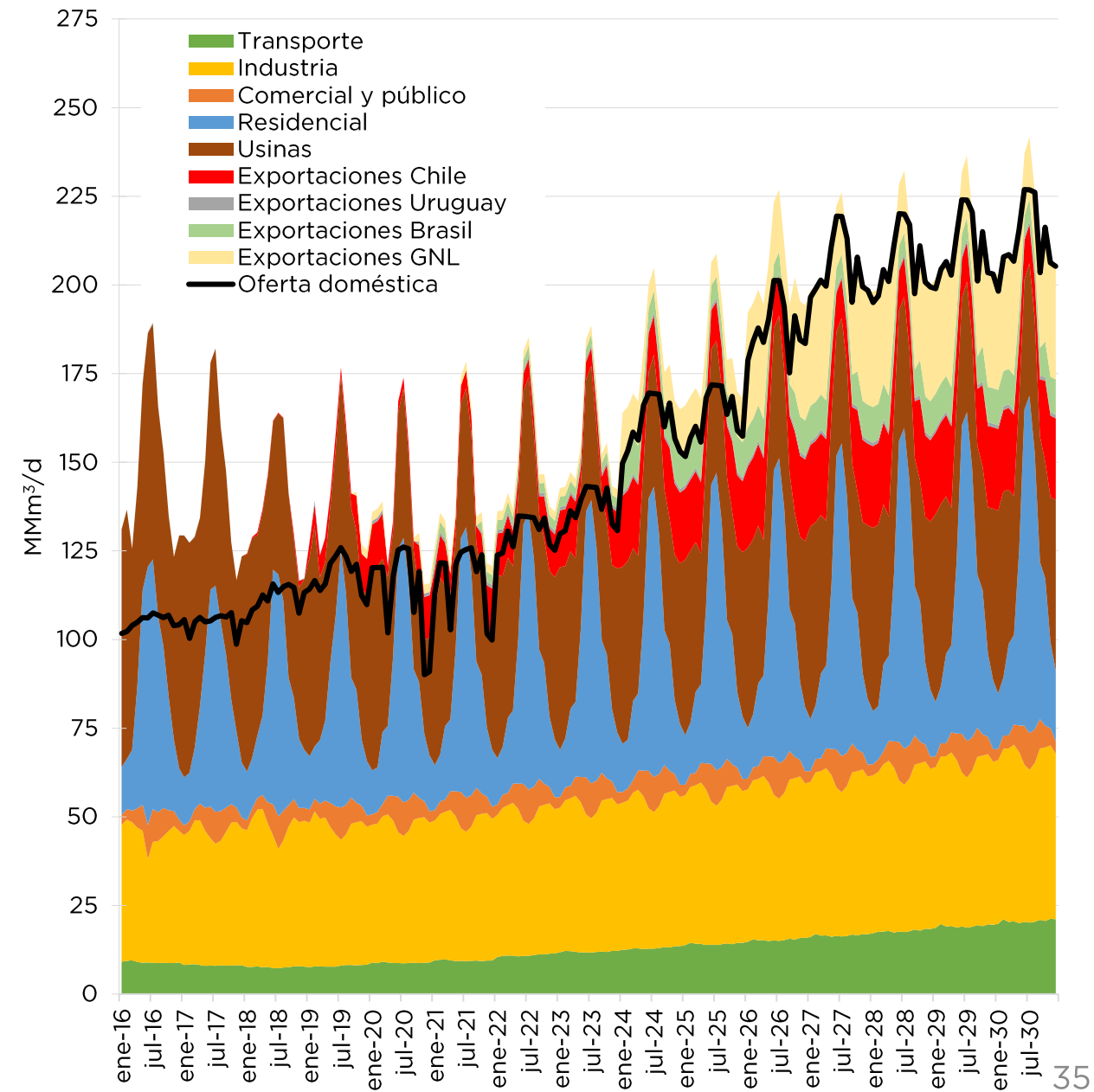
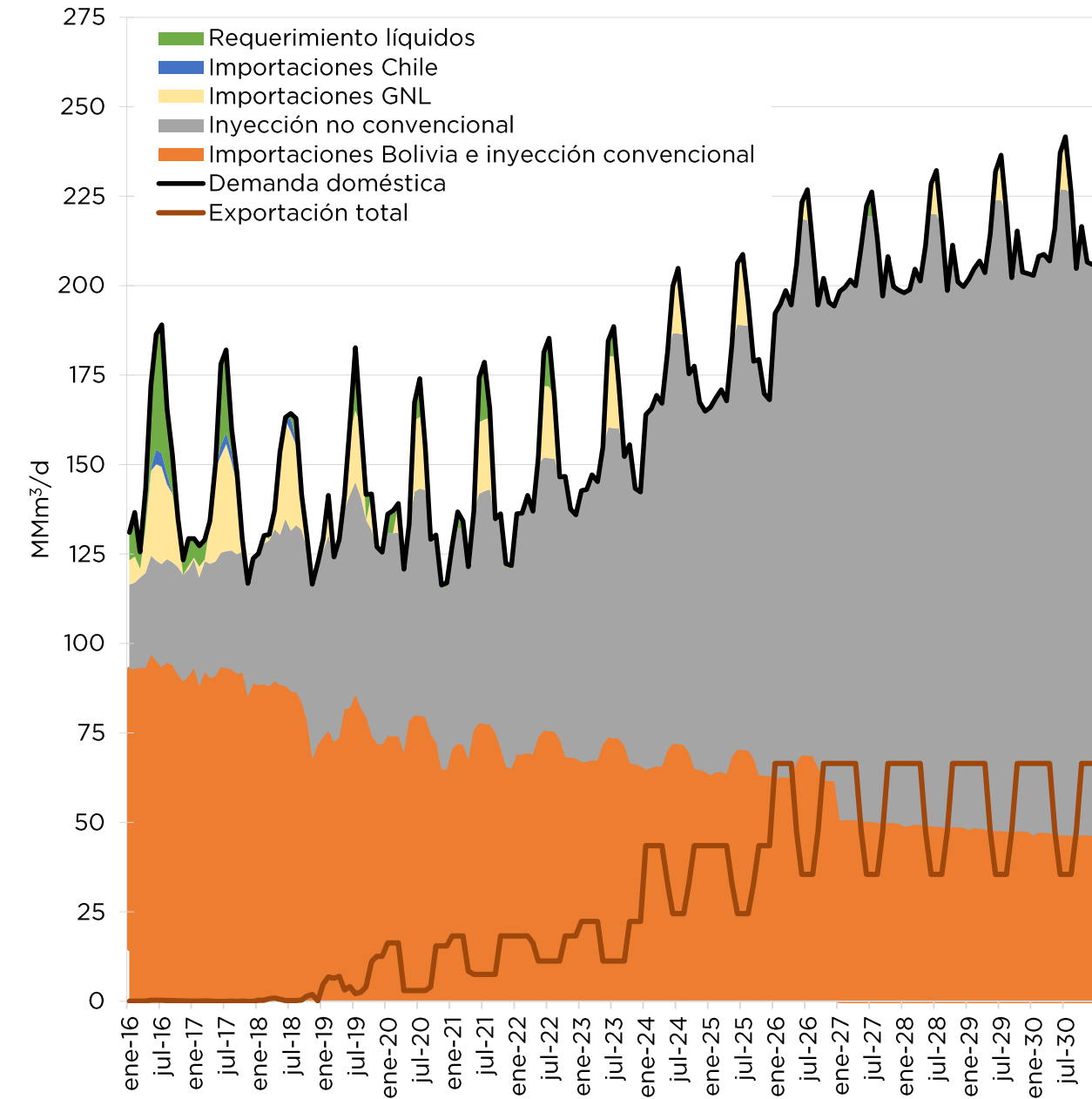
Estimación de *netbacks* para la exportación de GNL a escala



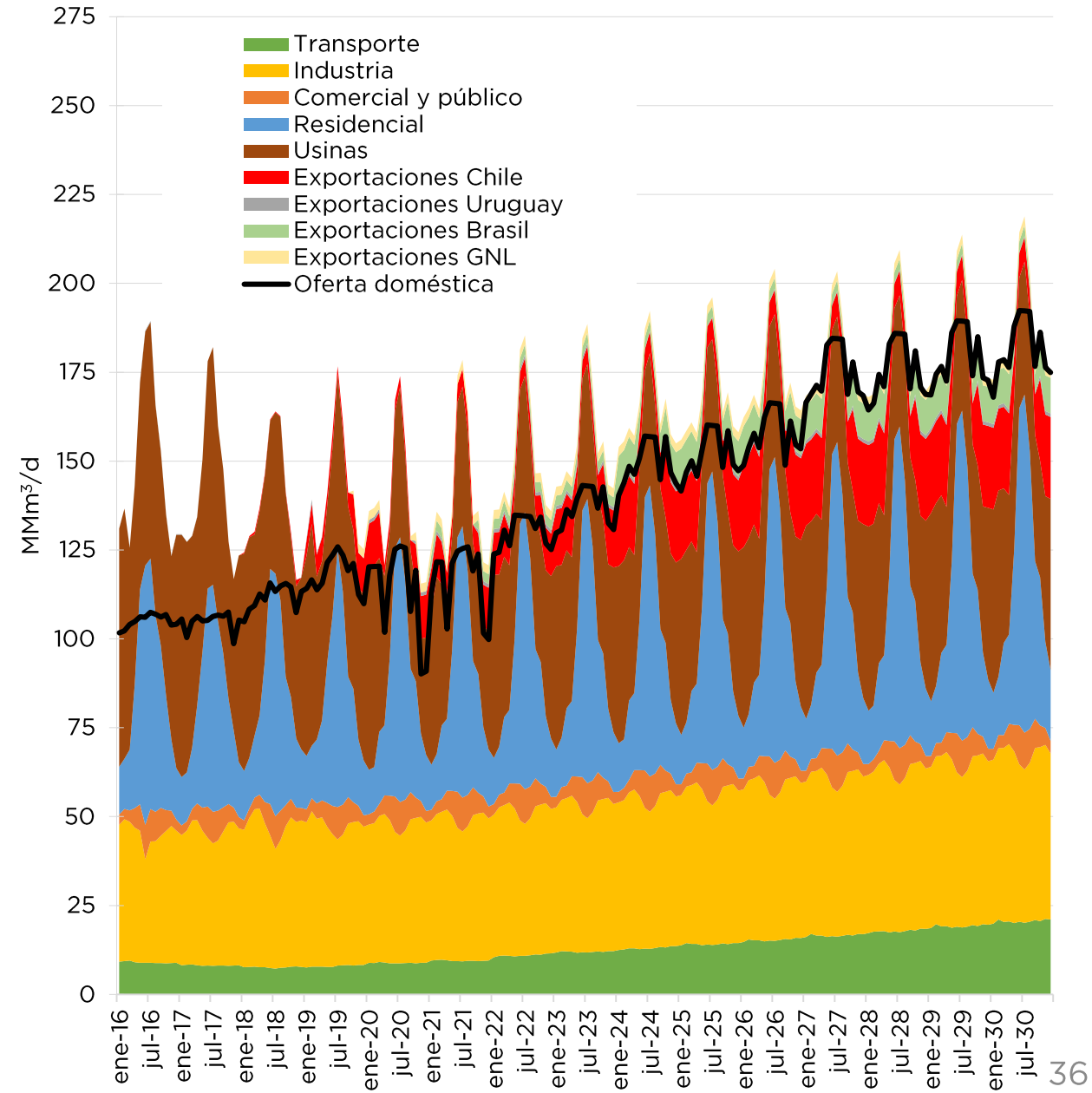
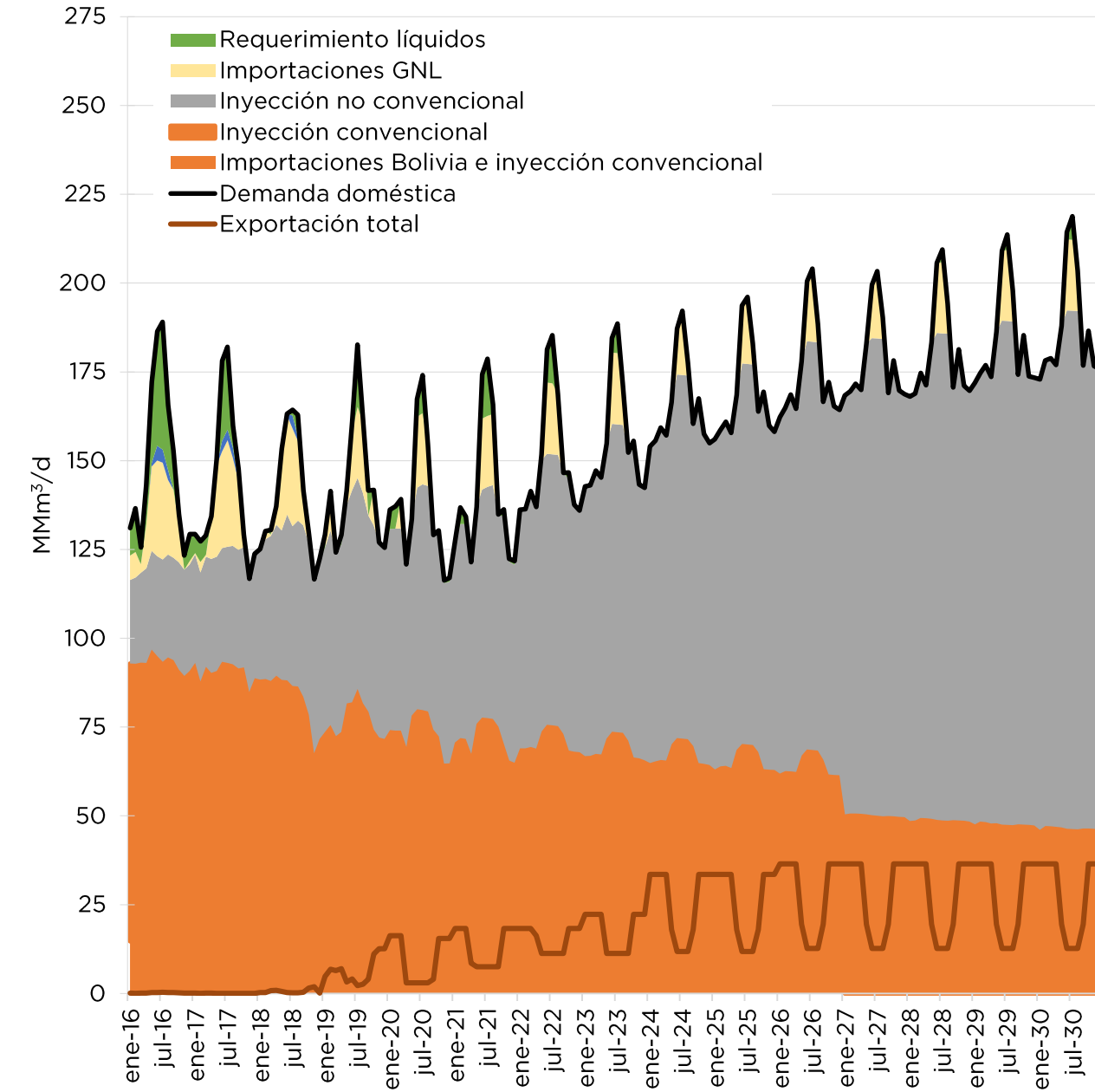
Componente	Precios Escenarios Energéticos				Precios Wood Mackenzie	
	TTF		Japón		TTF	Japón
	GNL medio	GNL alto	GNL medio	GNL alto		
Precio en destino	6,1	7,3	6,7	8,0	7,0	8,1
Transporte Japón / Países Bajos	0,9	0,9	1,3	1,3	0,9	1,3
Costo de Licuefacción con FU 80%	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Gasoducto cuenca Neuquina - Bahía Blanca	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Netback	1,6	2,9	1,9	3,1	2,6	3,3

Notas:
1) Capex de planta de licuefacción de 750 USD/TPA,
2) Para los precios de destino de Escenarios Energéticos, se tomaron las proyecciones de precios de importación, y se descontaron los costos de transporte al destino de una posible exportación argentina (Japón/Países bajos).
Fuente: SSPE sobre la base de relevamientos propios y de Wood Mackenzie.

Oferta y demanda de gas natural - Escenario Tendencial con GNL

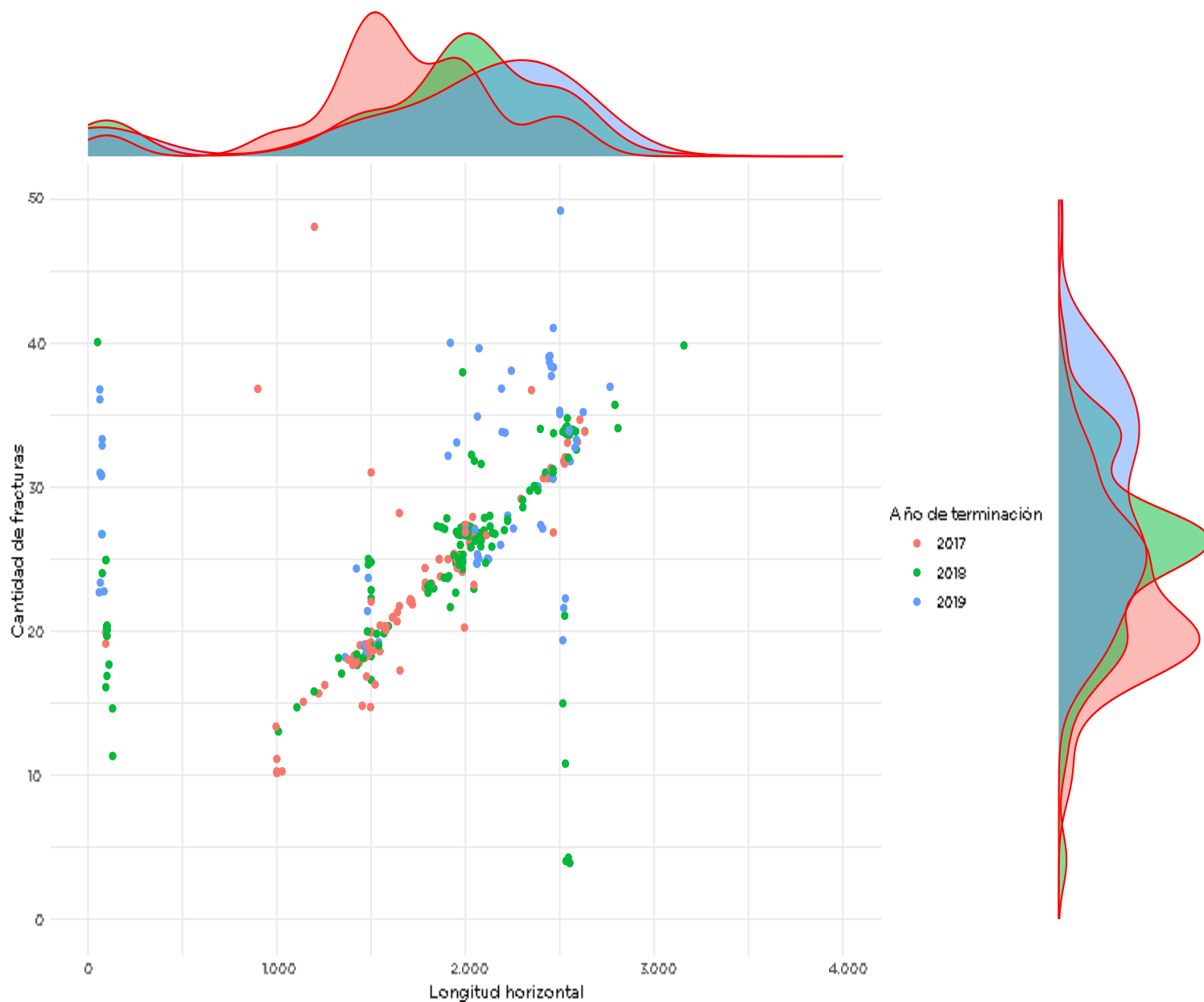


Oferta y demanda de gas natural - Escenario Tendencial sin GNL

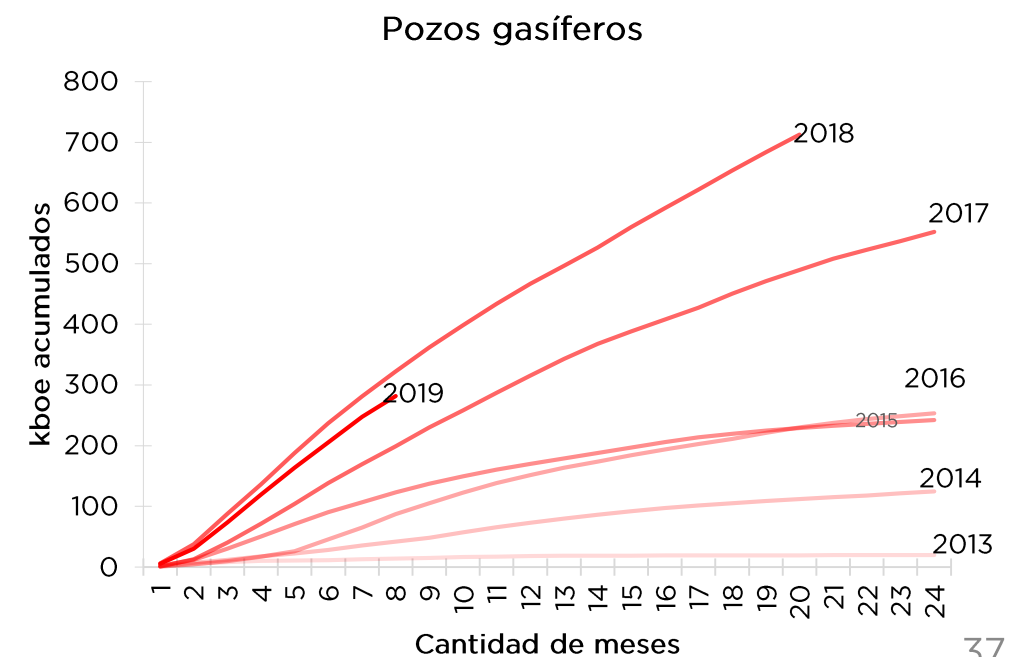


Perfiles tipo

Cantidad de etapas de fractura y de longitud de rama horizontal

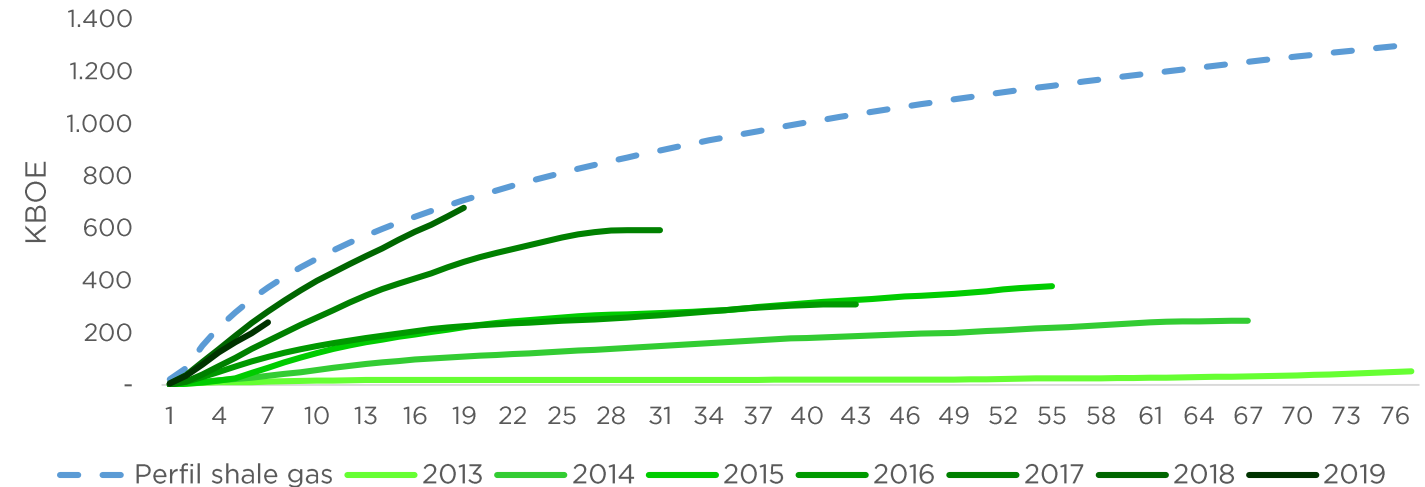


	Shale oil	Shale gas	Tight gas
EUR _{y30} =	148 Mm ³ (932 kboe)	325 Mm ³ (11,5 BCF)	158 Mm ³ (5,6 BCF)
CAPEX	10,0 MMUSD	11,3 MMUSD	6,5 MMUSD
Etapas de fractura	35	35	8
Longitud rama horizontal	2.500 m	2.500 m	n.c.
GOR (m ³ gas / m ³ petróleo).	20	26.000	12.000



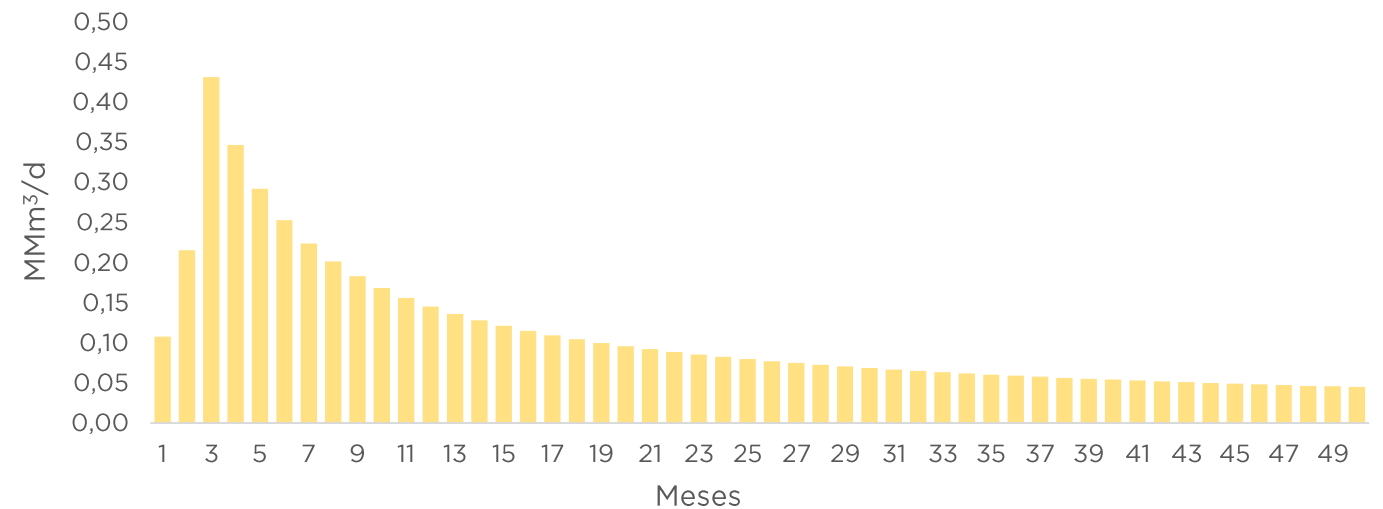
- ✓ EUR = 325 MMm³ gas (11,5 BCF)
- ✓ EUR total = 2134 Kboe
- ✓ Capex = 11,3 MM USD + 15% Facilities
- ✓ Opex = 5,9 USD/BOE (1 USD/MMBTU)
- ✓ IP30: 0,43 MM m³/d gas
- ✓ GOR = 26.000 m³ gas / m³ oil (99% gas)

Productividad pozos shale gas



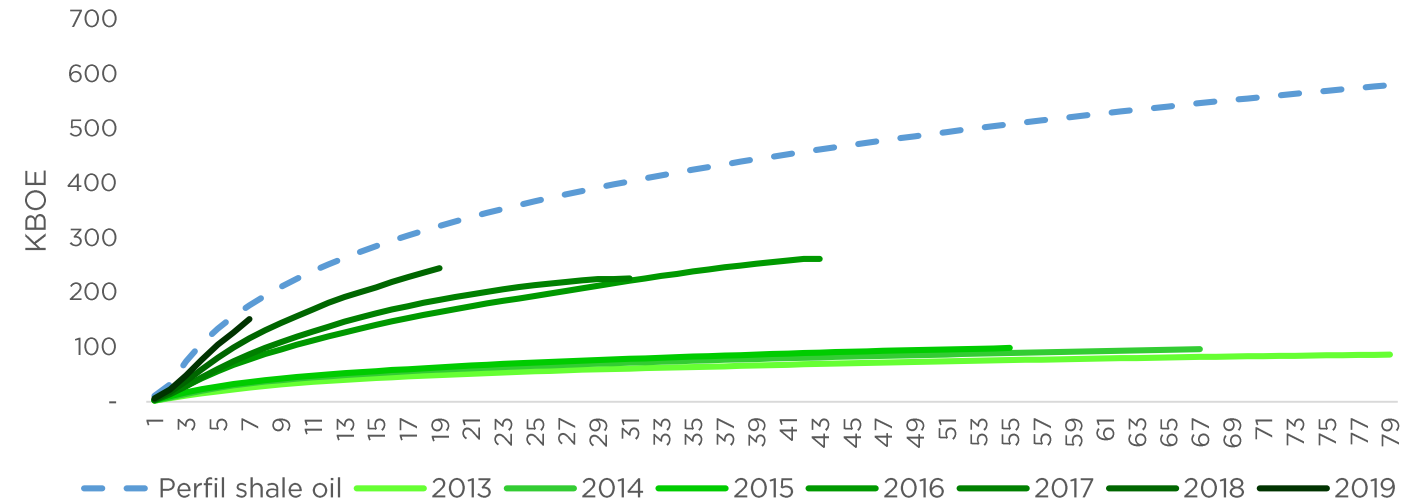
- ✓ Producción acumulada 1° año = 25,5%
- ✓ Producción acumulada 4° año = 50,8%
- ✓ Declino 1° año = -54%
- ✓ Declino anual desde año 2 = -9%

Perfil Shale Gas



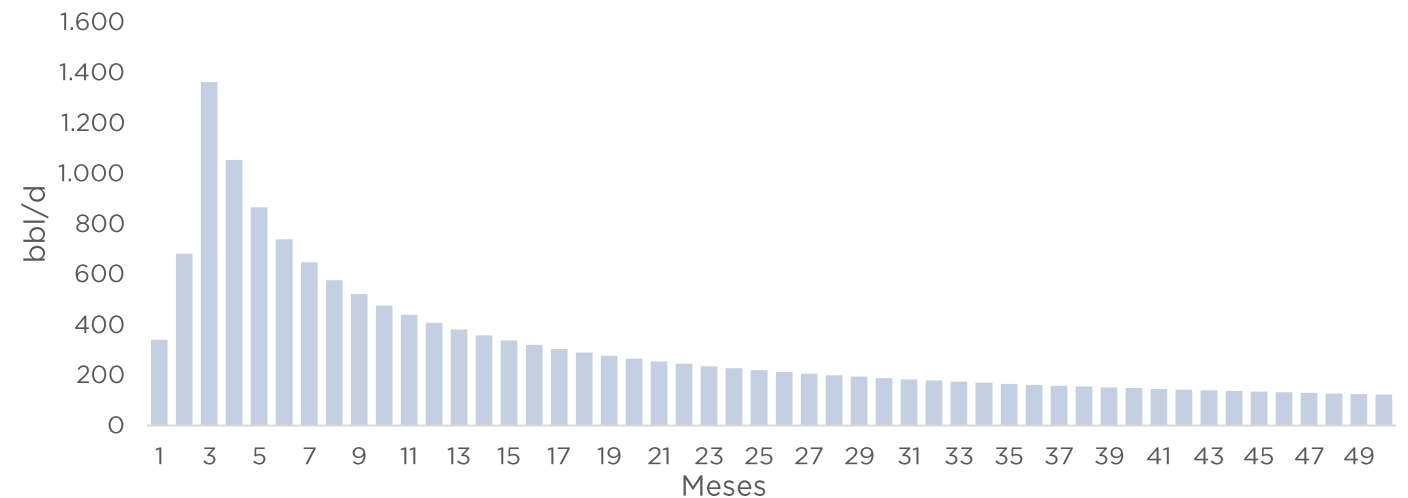
- ✓ EUR = 145 mil m³ oil (913 kbbbl)
- ✓ EUR total = 932 Kboe
- ✓ Capex = 10 MM USD + 15% Facilities
- ✓ Opex = 7 USD/BOE
- ✓ IP30: 217 m³/día oil (860 bbl/día)
- ✓ GOR = 20 m³ gas / m³ oil (2% oil)

Productividad pozos shale oil

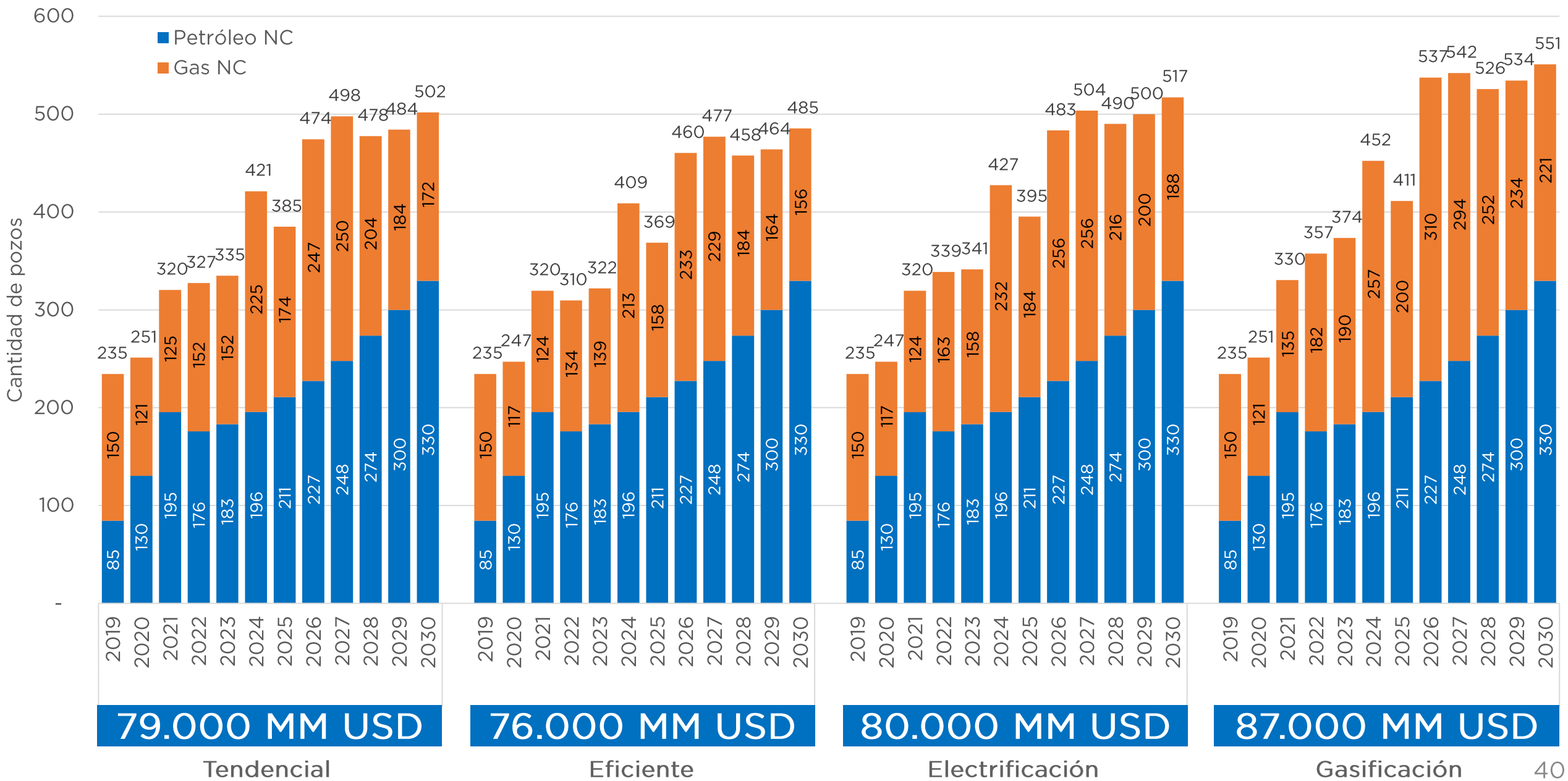


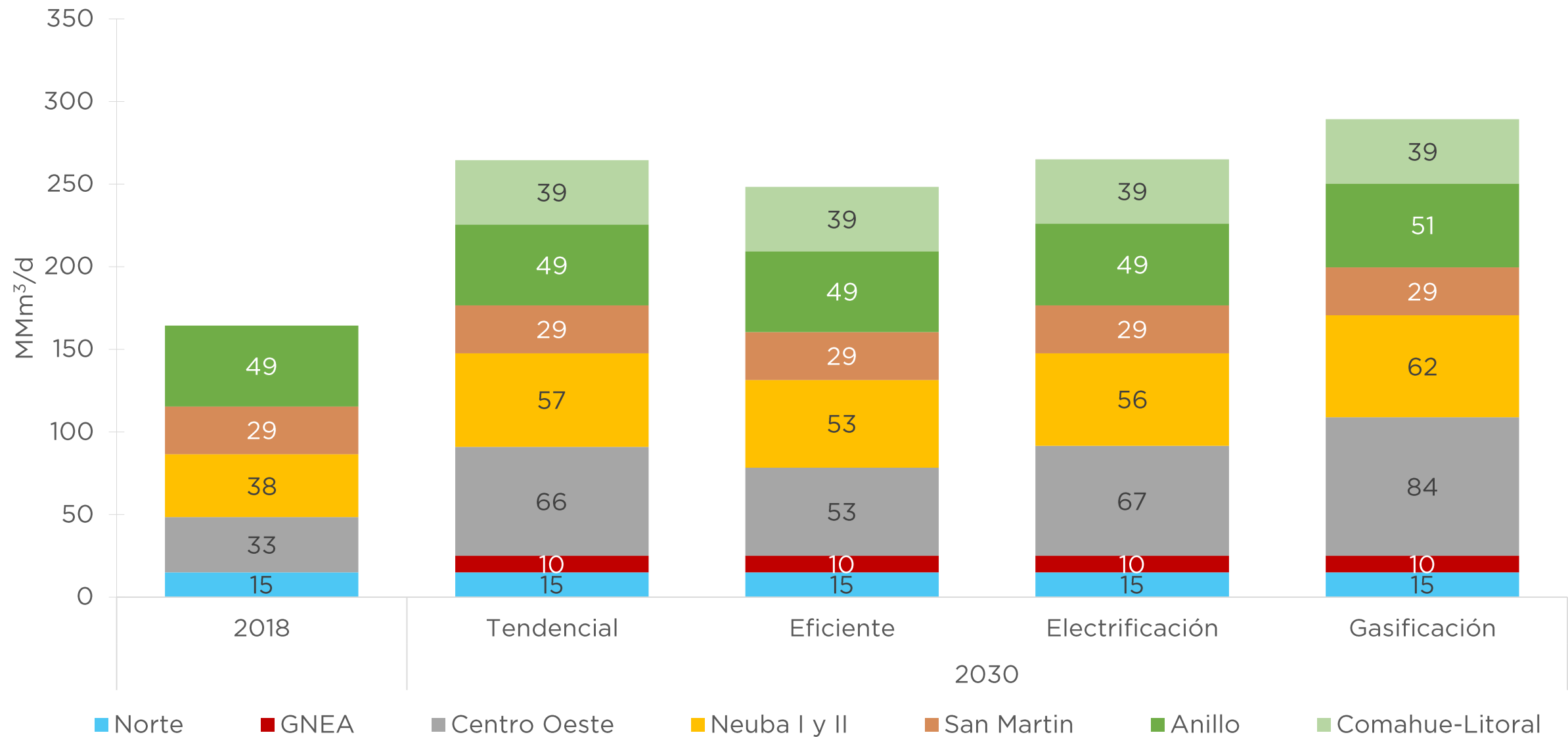
- ✓ Producción acumulada 1° año = 27%
- ✓ Producción acumulada 4° año = 51,7%
- ✓ Declino 1° año = -57%
- ✓ Declino anual desde año 2 = -8%

Perfil Shale Oil

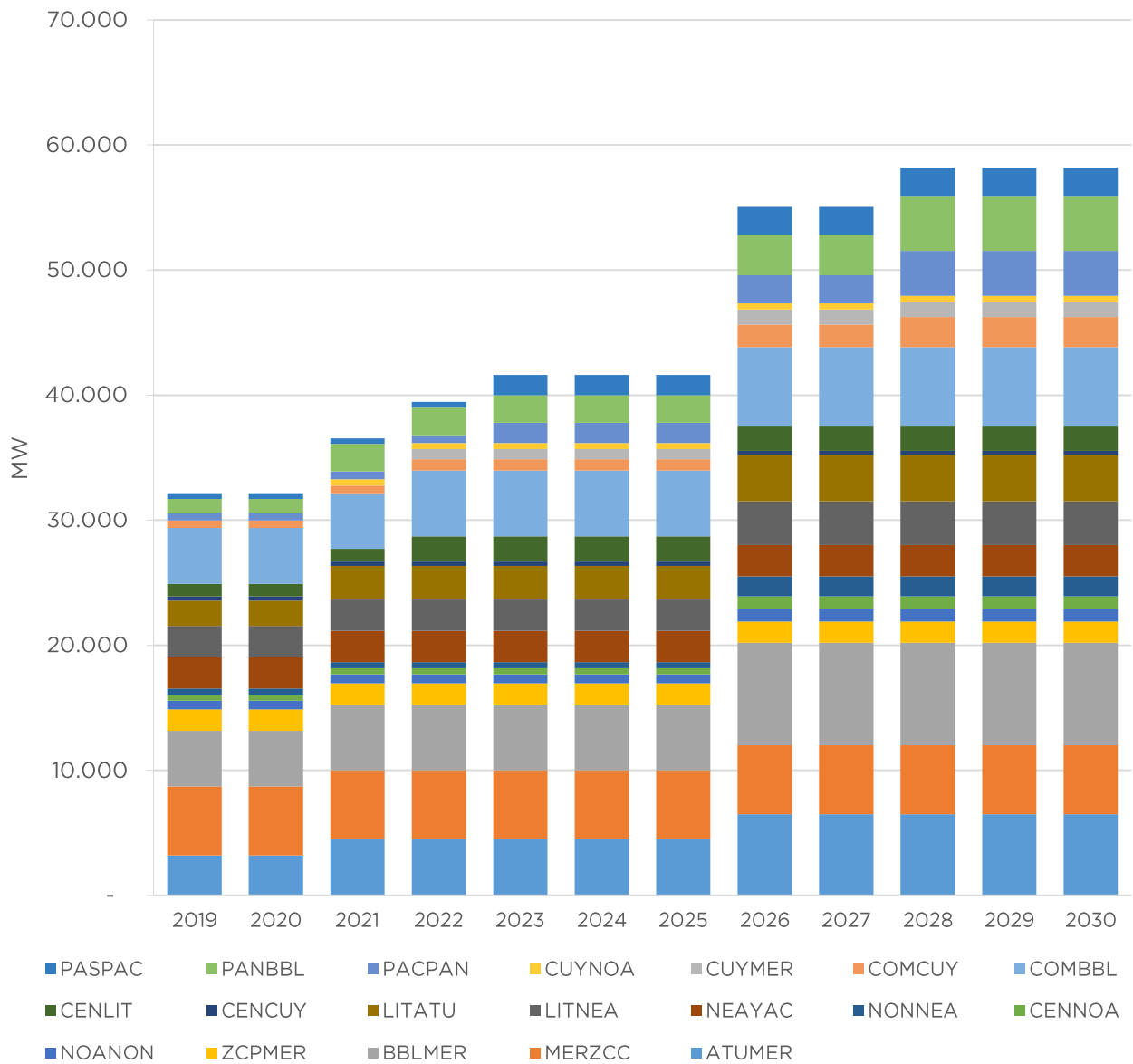


Nuevos pozos no convencionales - Escenario precios medios

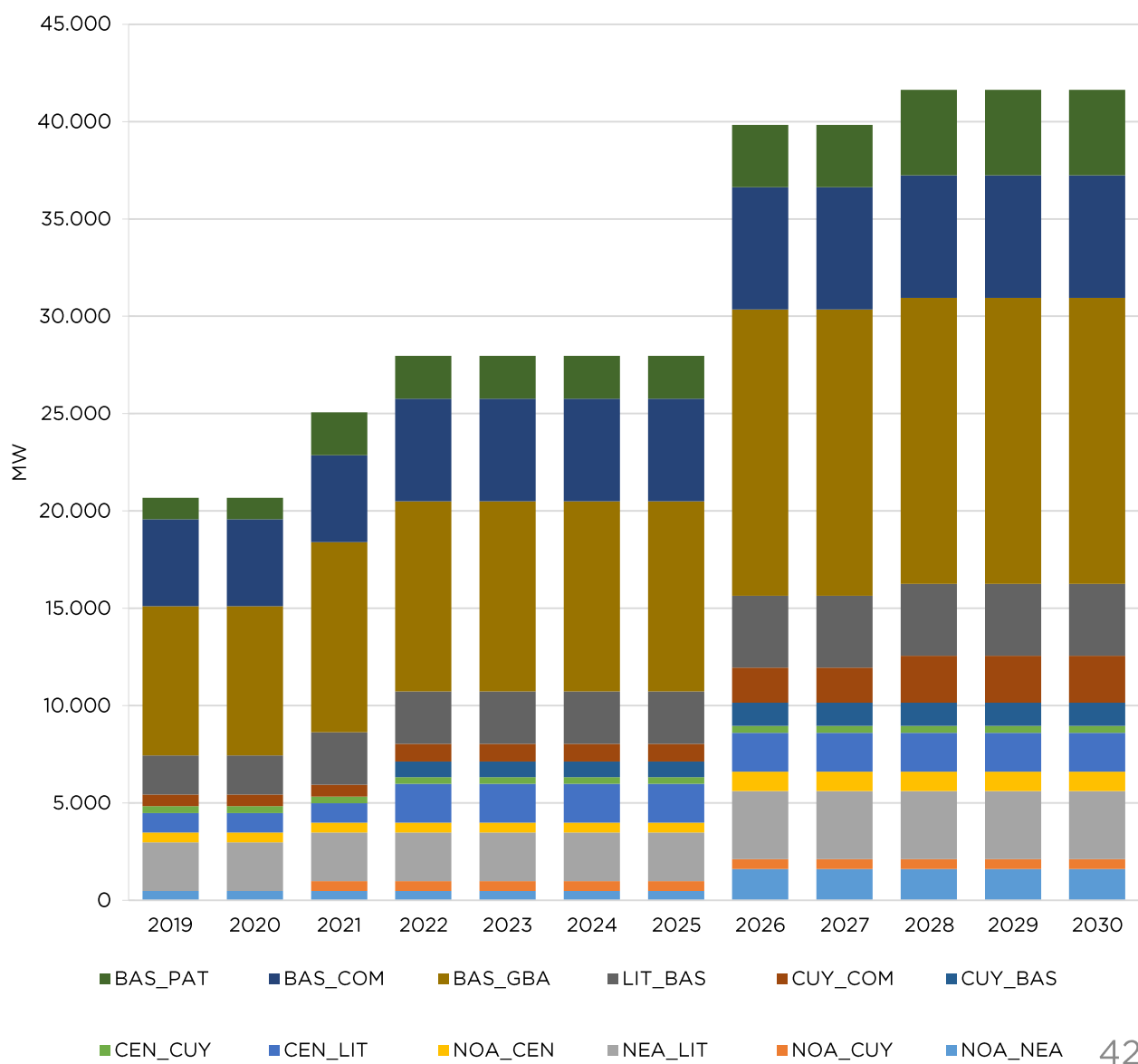




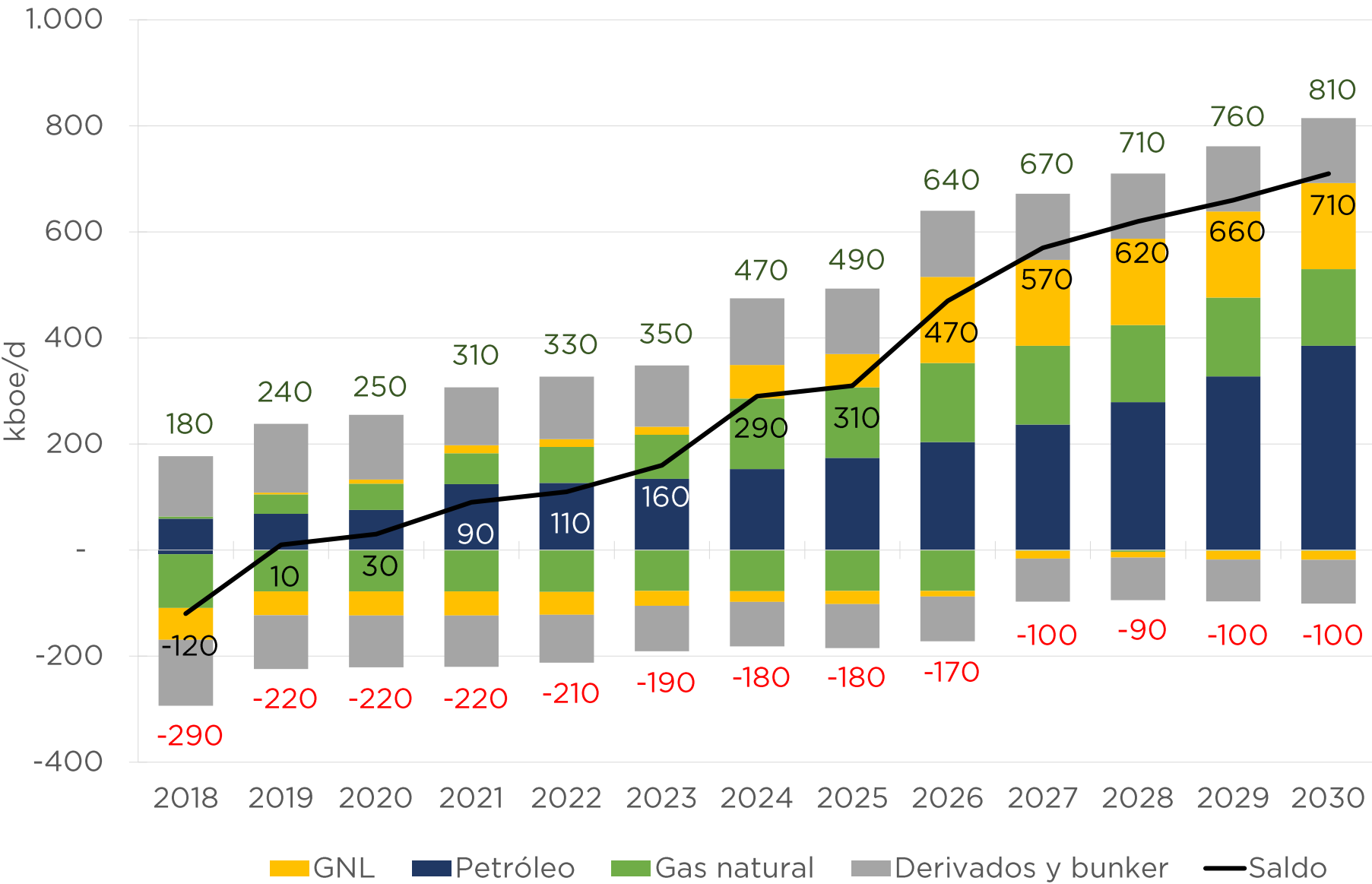
MARGO



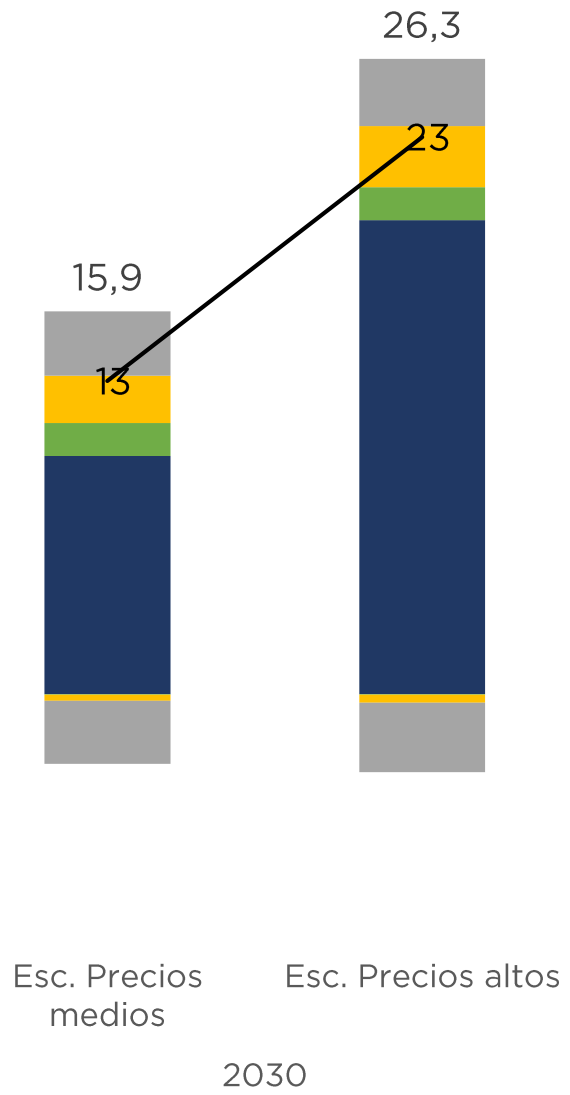
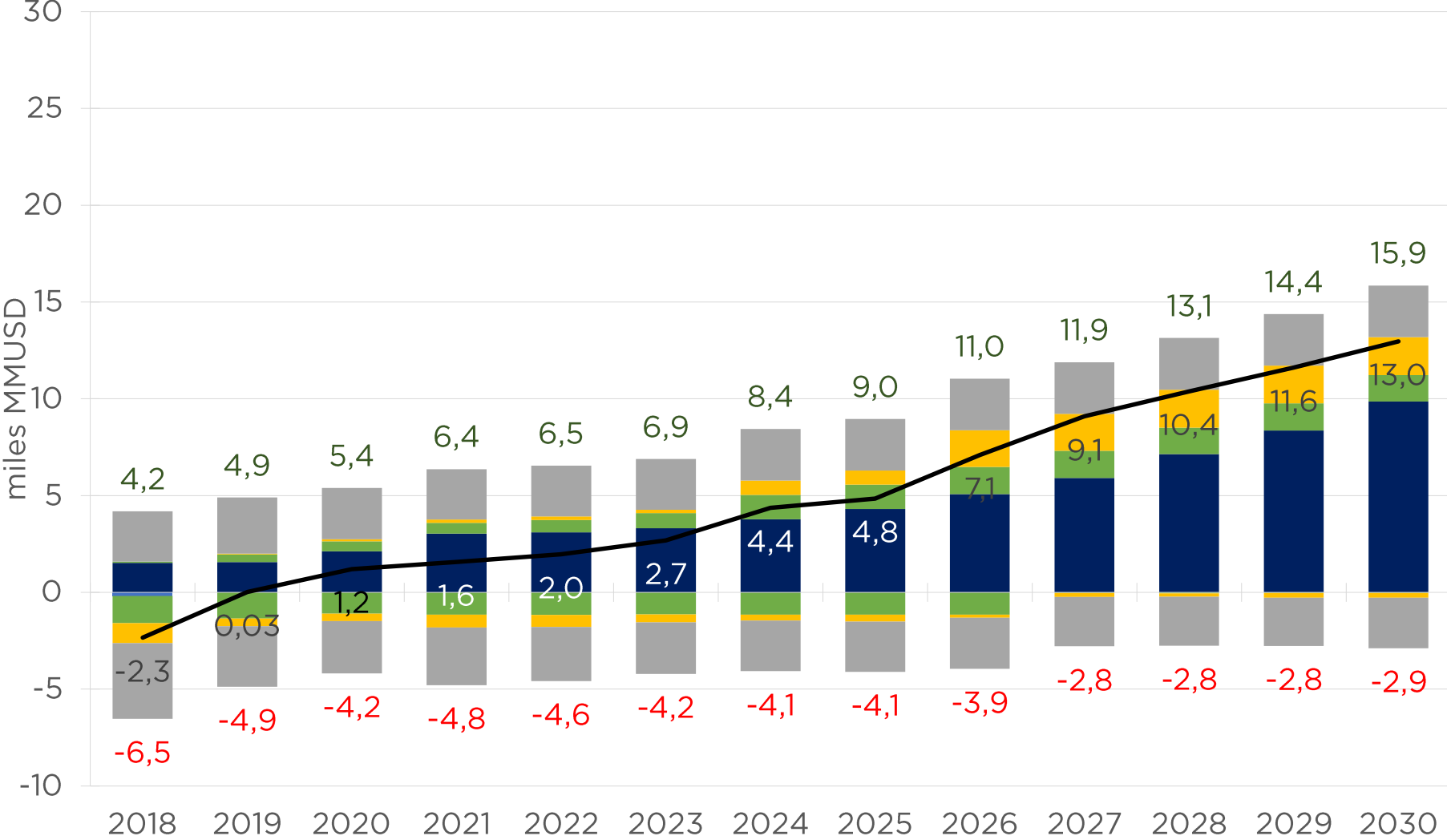
MESSAGE

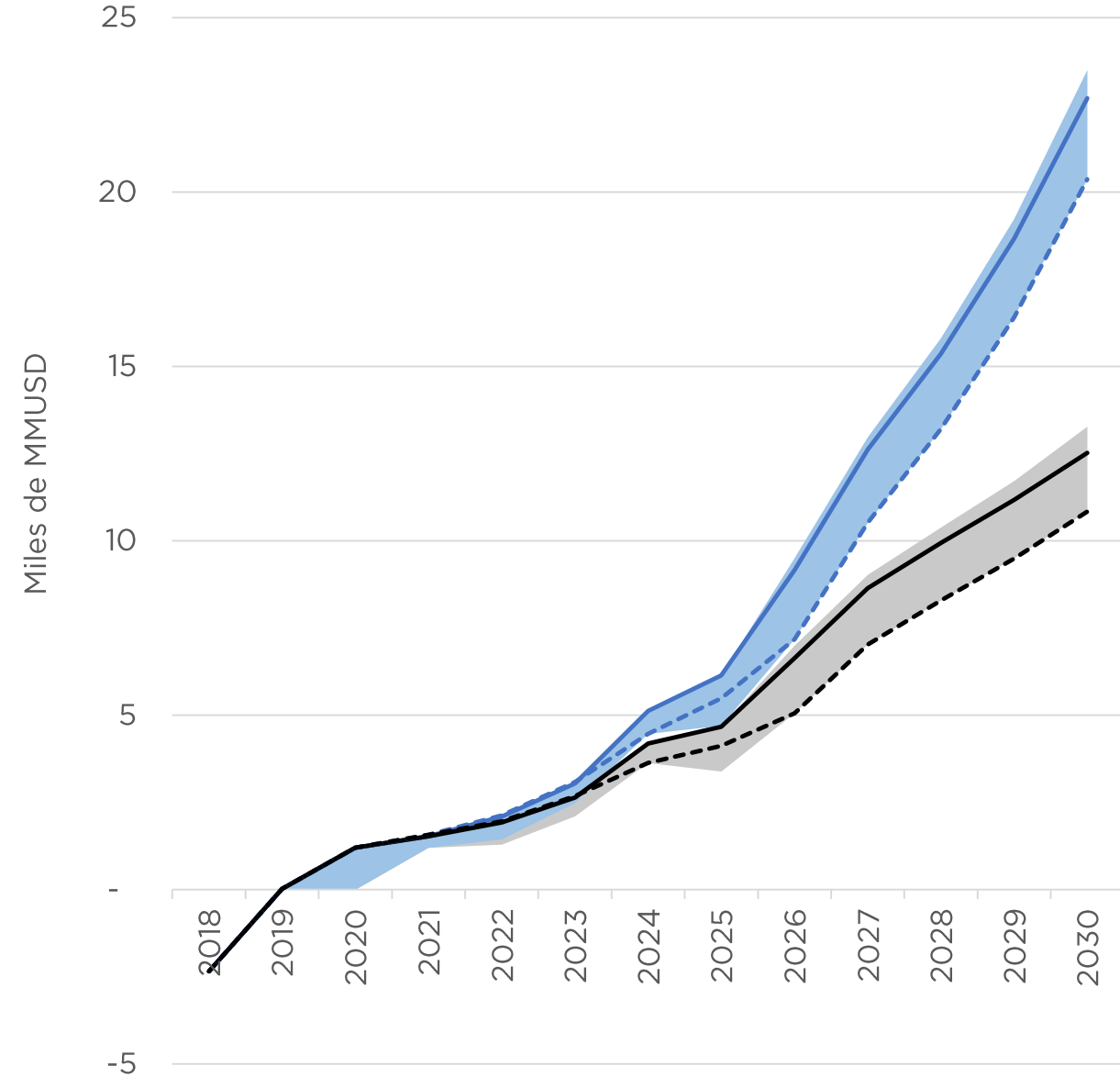
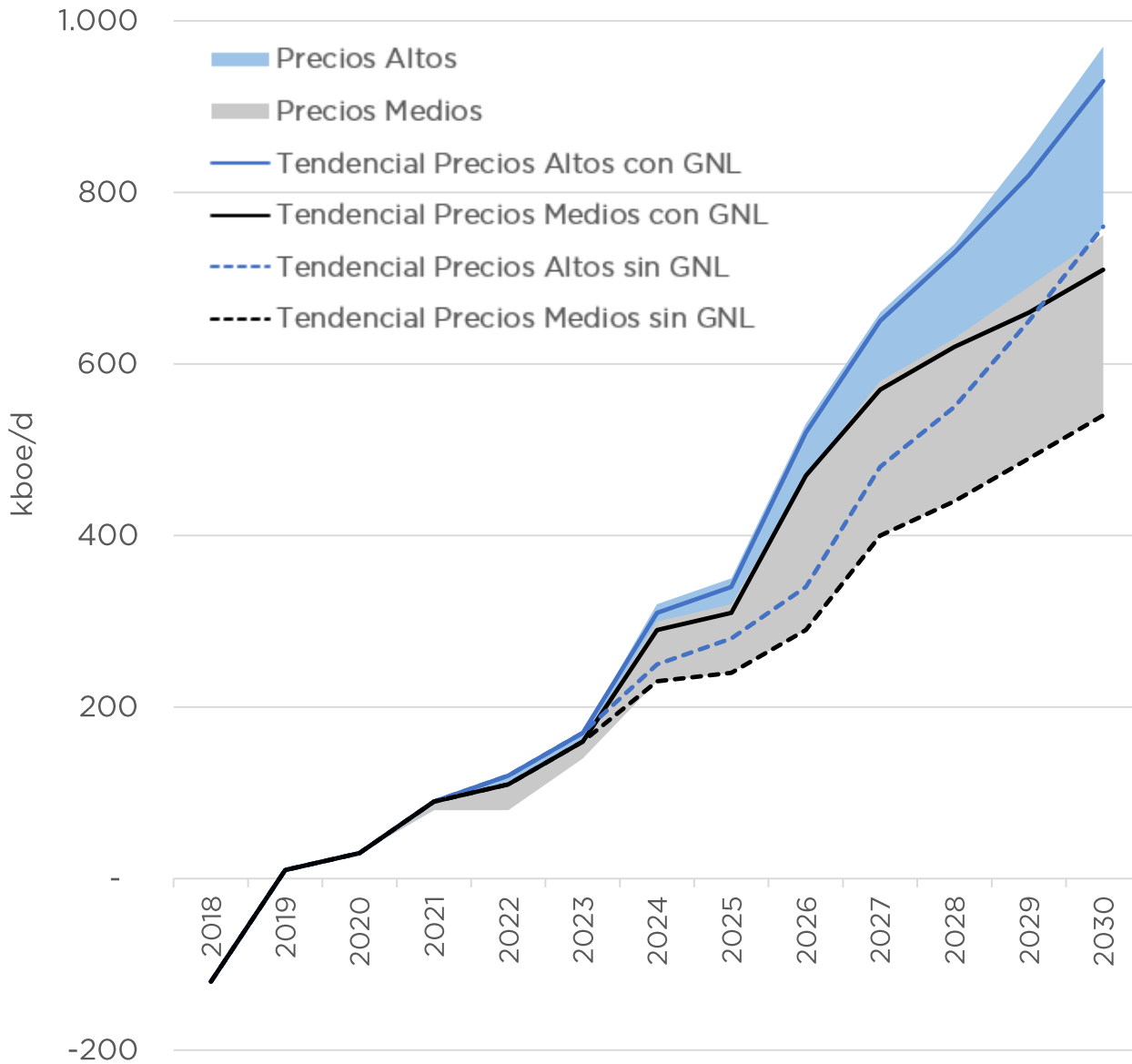


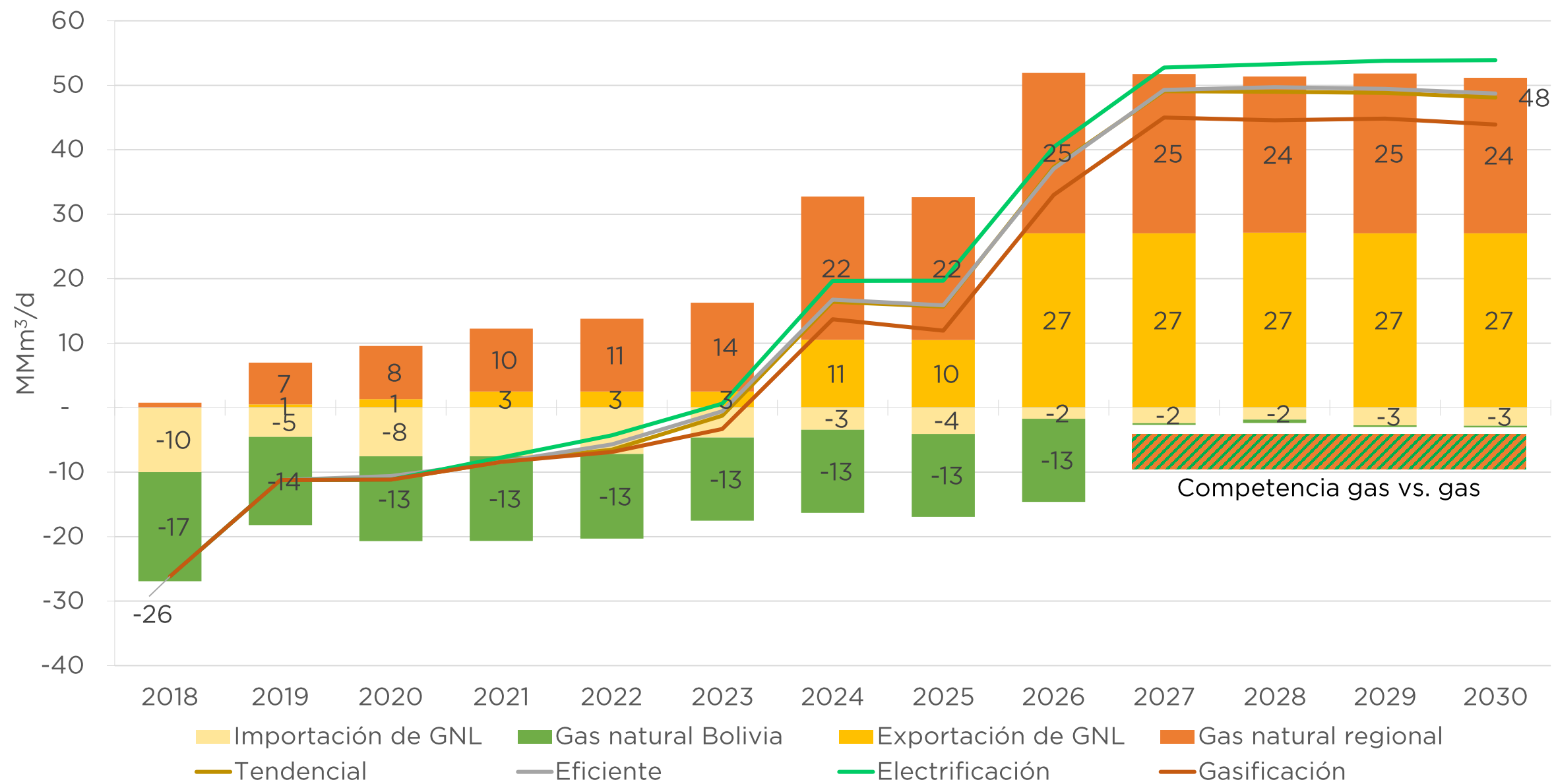
Escenario Tendencial (precios medios)



Escenario Tendencial (precios medios)





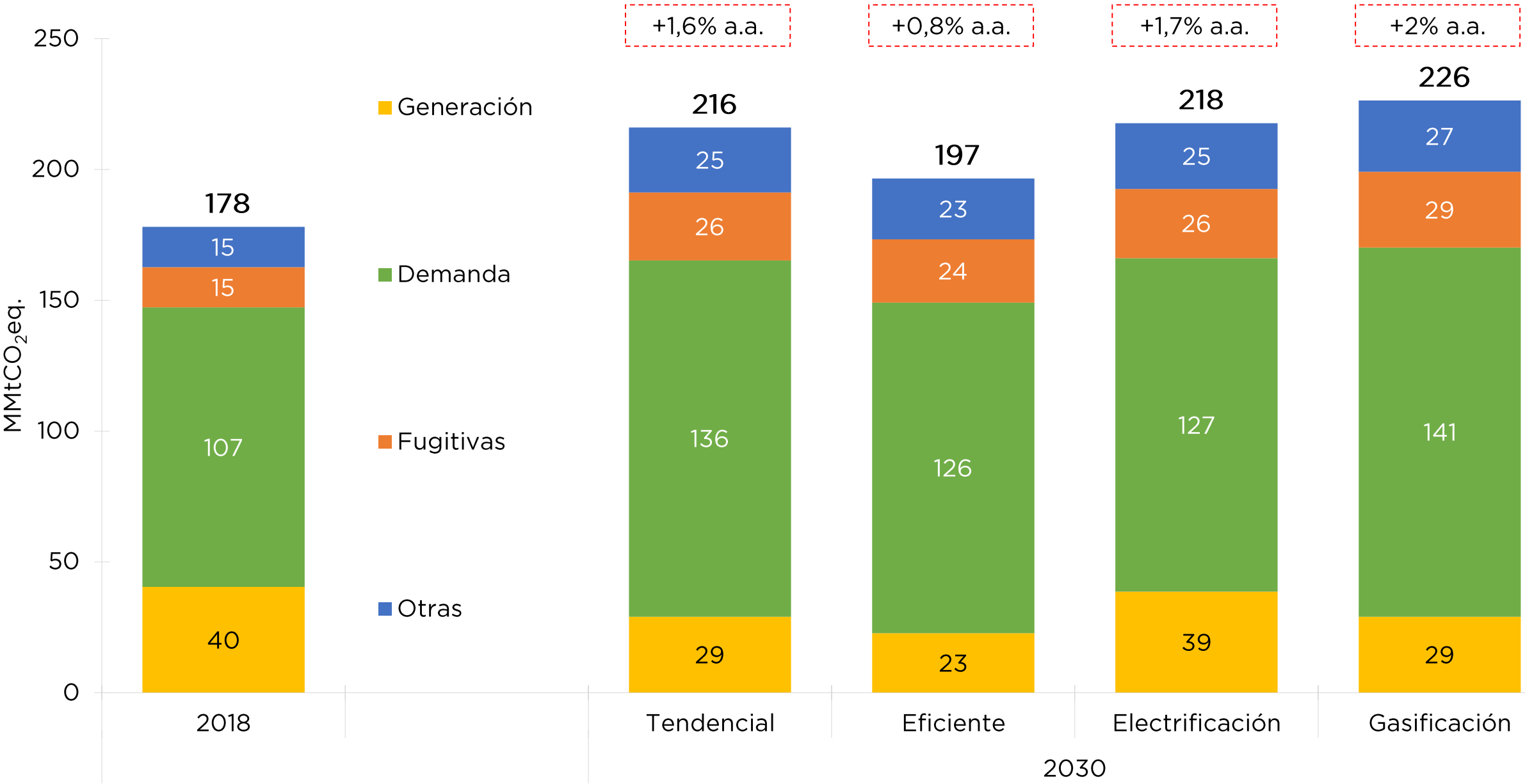


Inversiones de capital necesarias en escenarios energéticos 2030

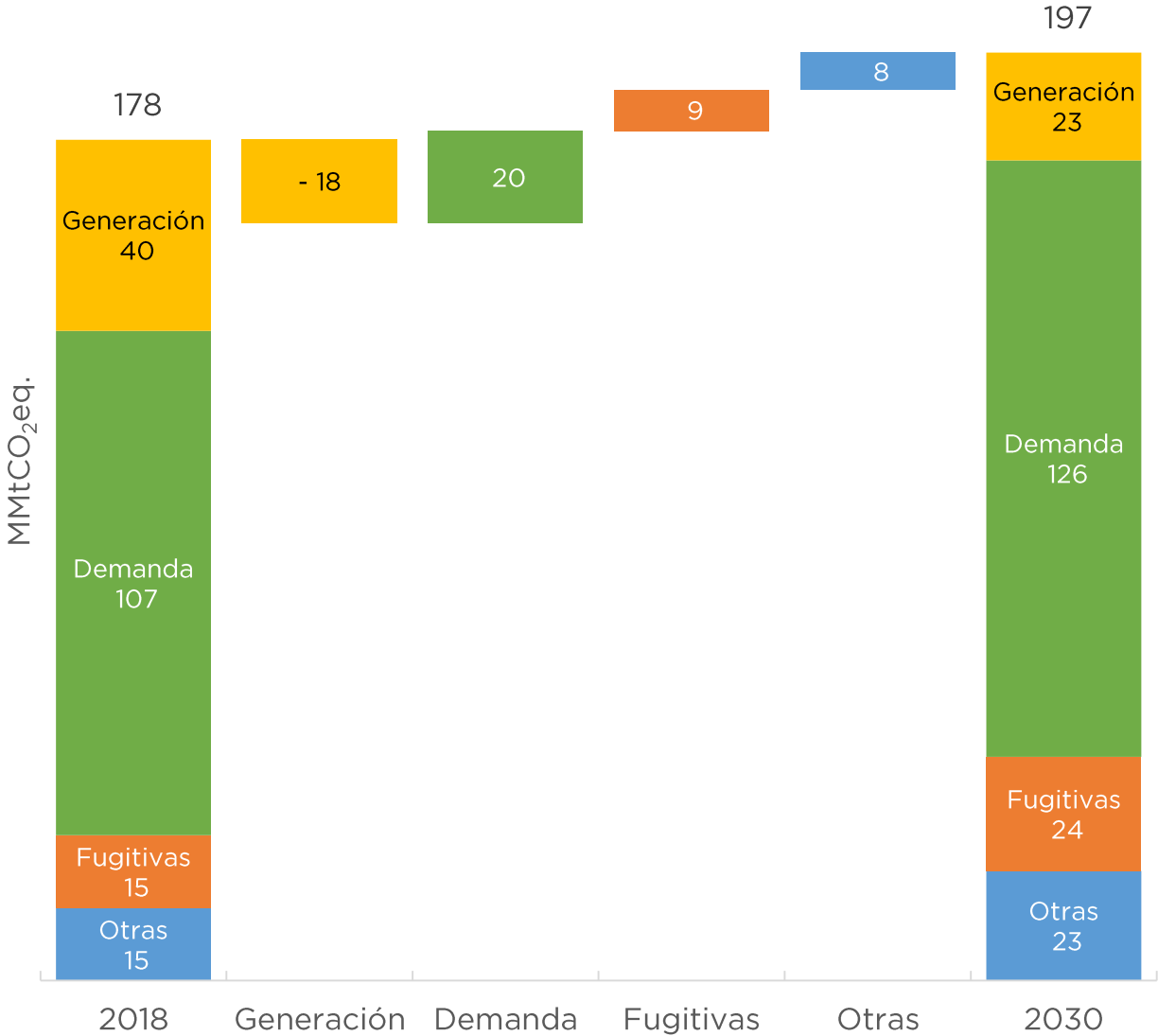
Escenarios con exportaciones de GNL y precios medios

Total período (2019-2030)	Sector	Tendencial	Eficiente	Electrificación	Gasificación
Inversiones acumuladas (MM USD)	Upstream no convencional	79.125	76.160	80.814	86.599
	Transporte de gas natural	6.259	5.249	6.296	7.810
	Transporte de petróleo	786	786	786	786
	Transporte de energía eléctrica	13.702	13.702	13.702	13.702
	Incorporación de potencia eléctrica	34.994	31.937	46.350	35.700
	Plantas de licuefacción*	5.625	5.625	5.625	5.625
	Total	146.778	139.746	159.859	156.508
Unidades físicas	Upstream no convencional (pozos)	4.710	4.555	4.798	5.101
	Transporte de gas (MMm ³ /d)	100	84	101	125
	Transporte de petróleo (Mm ³ /d)	52	52	52	52
	Transporte de energía eléctrica (GW)	21	21	21	21
	Nueva potencia eléctrica (GW)	22	19	29	22
	Plantas de licuefacción (MMm ³ /d)*	30	30	30	30

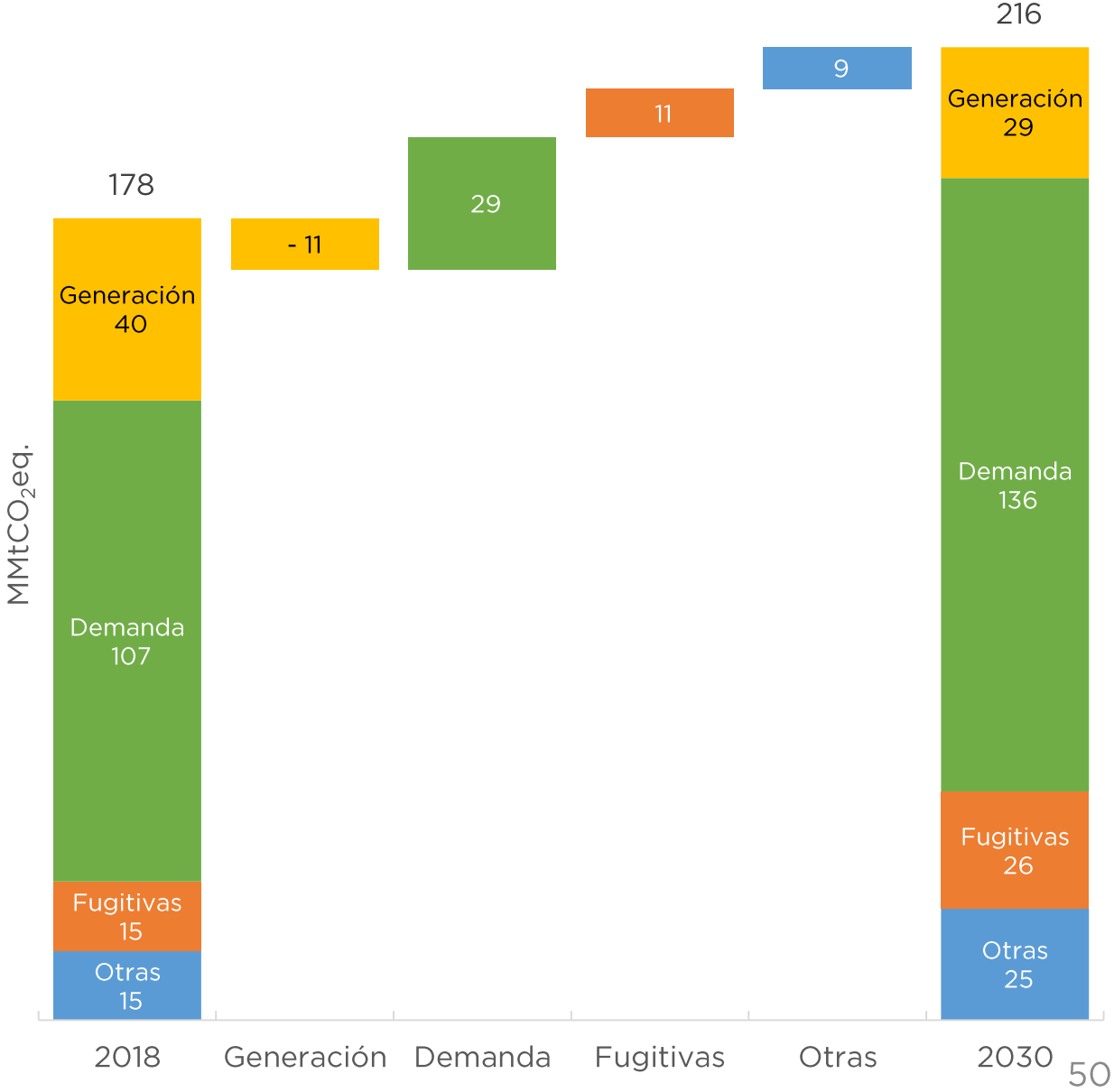
Nota: * No incluidas en los escenarios sin exportaciones incrementales de GNL.



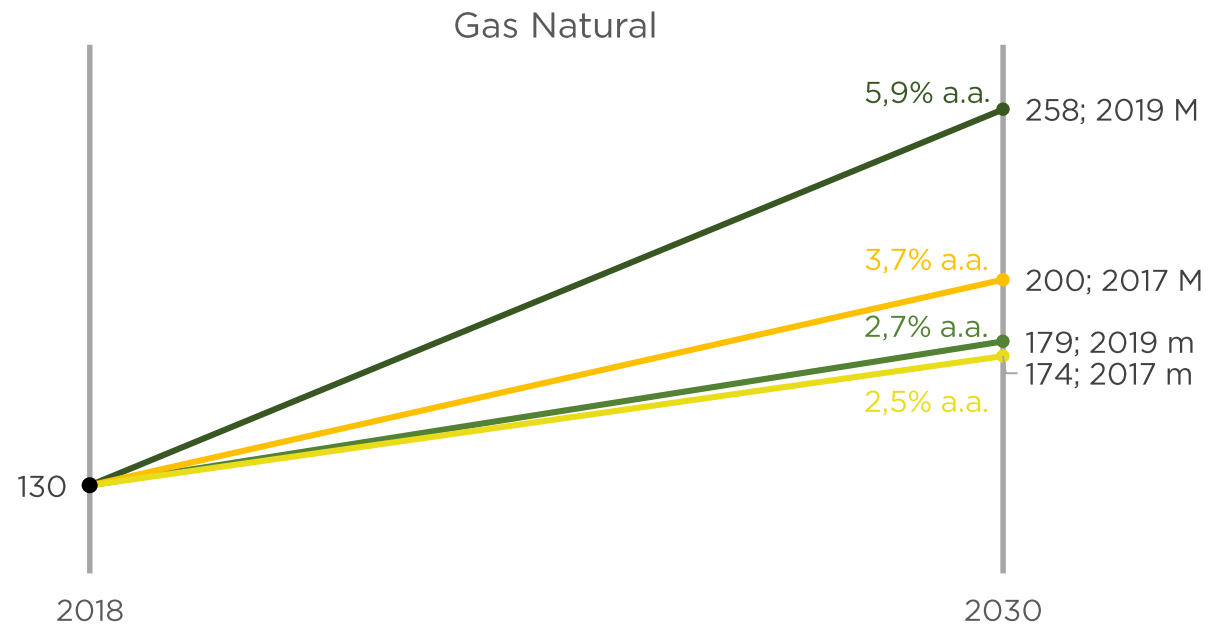
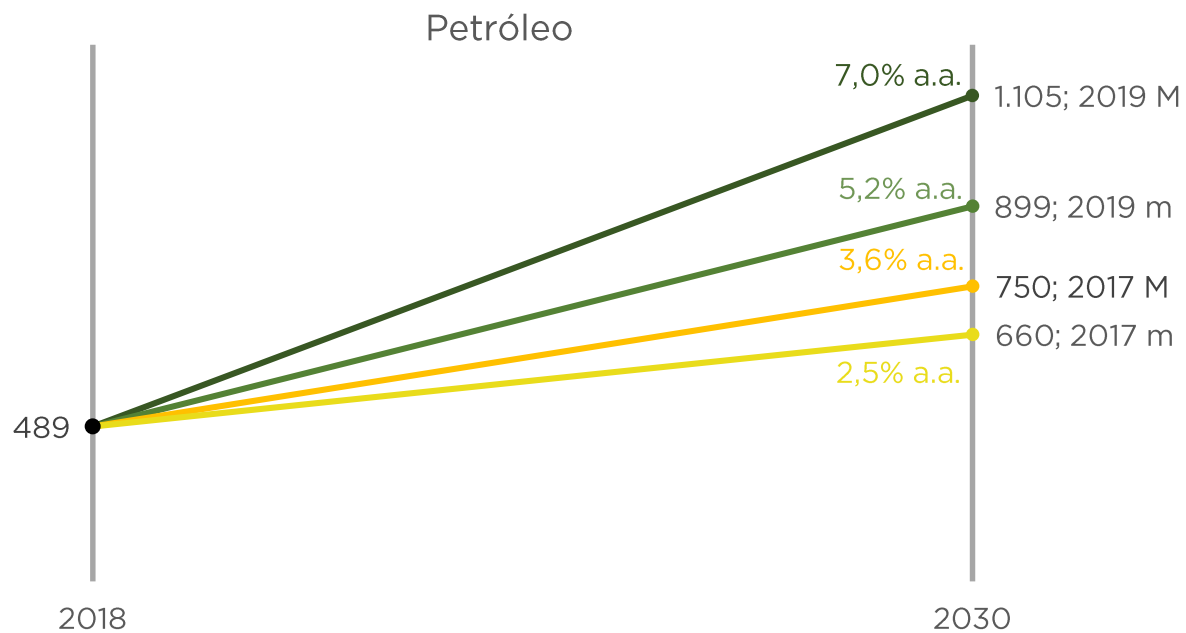
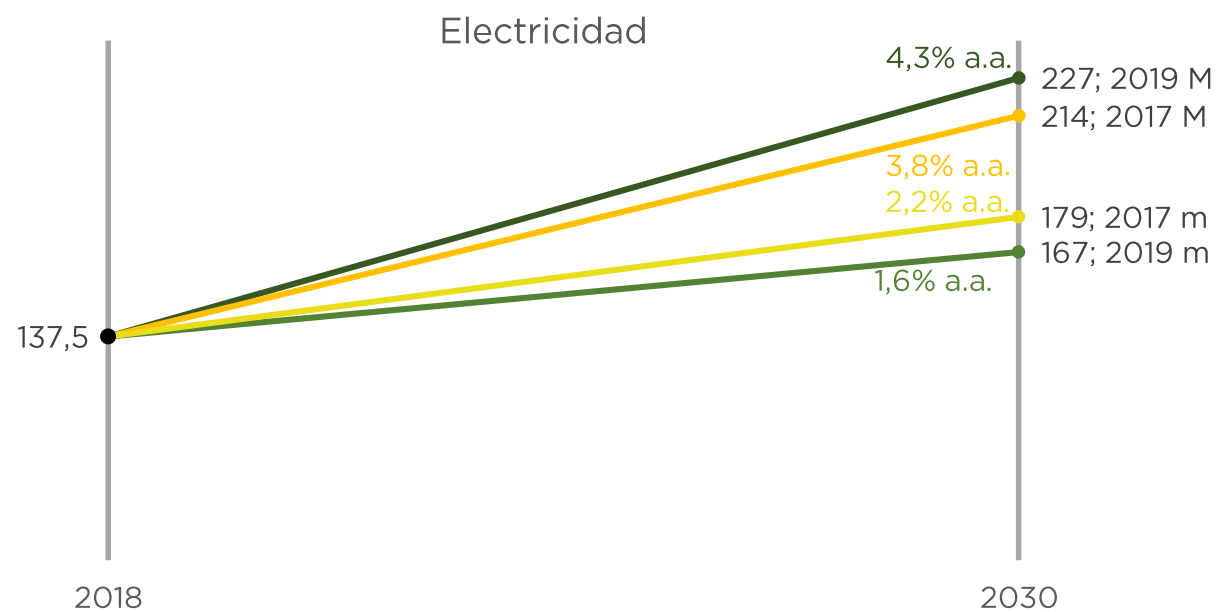
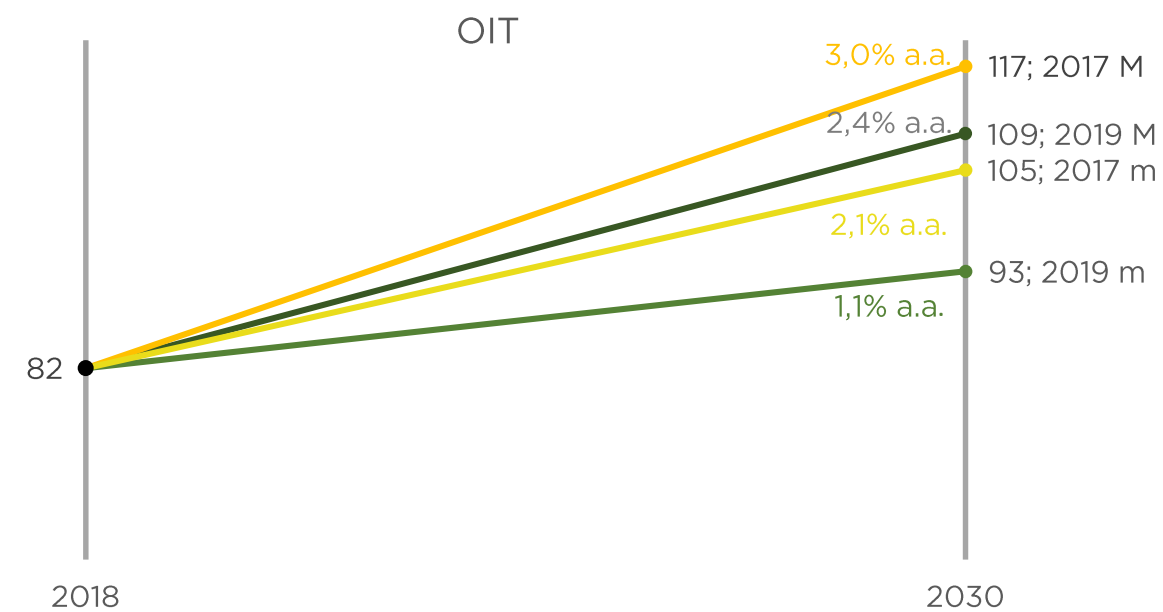
Emisiones Escenario Eficiente



Emisiones Escenario Tendencial



Comparación de escenarios 2030 (ed. 2019) vs. ediciones anteriores



Proceso “Hacia una visión compartida de la transición energética Argentina al 2050”



Con el apoyo de



Comité consultivo

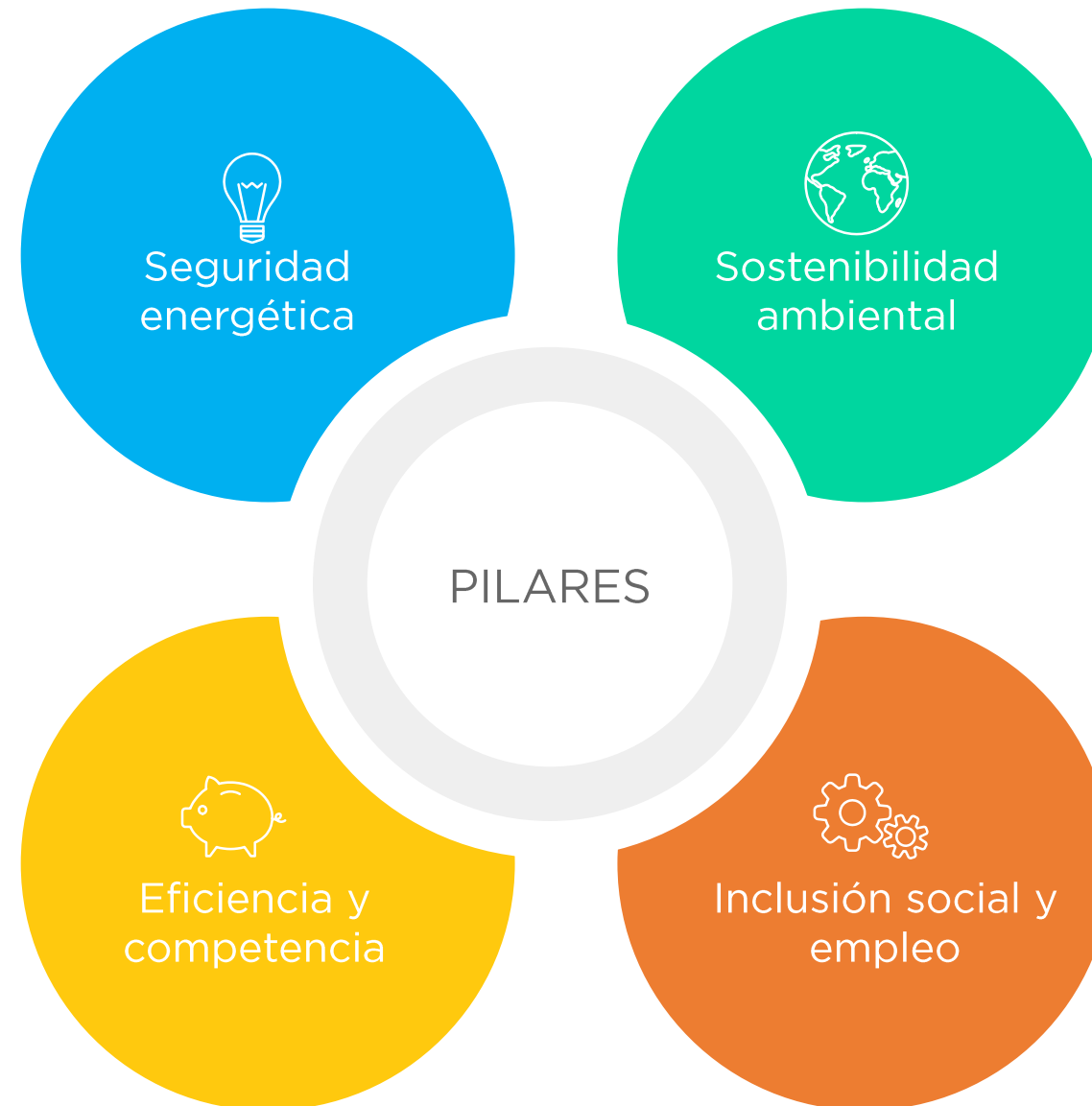
Participantes

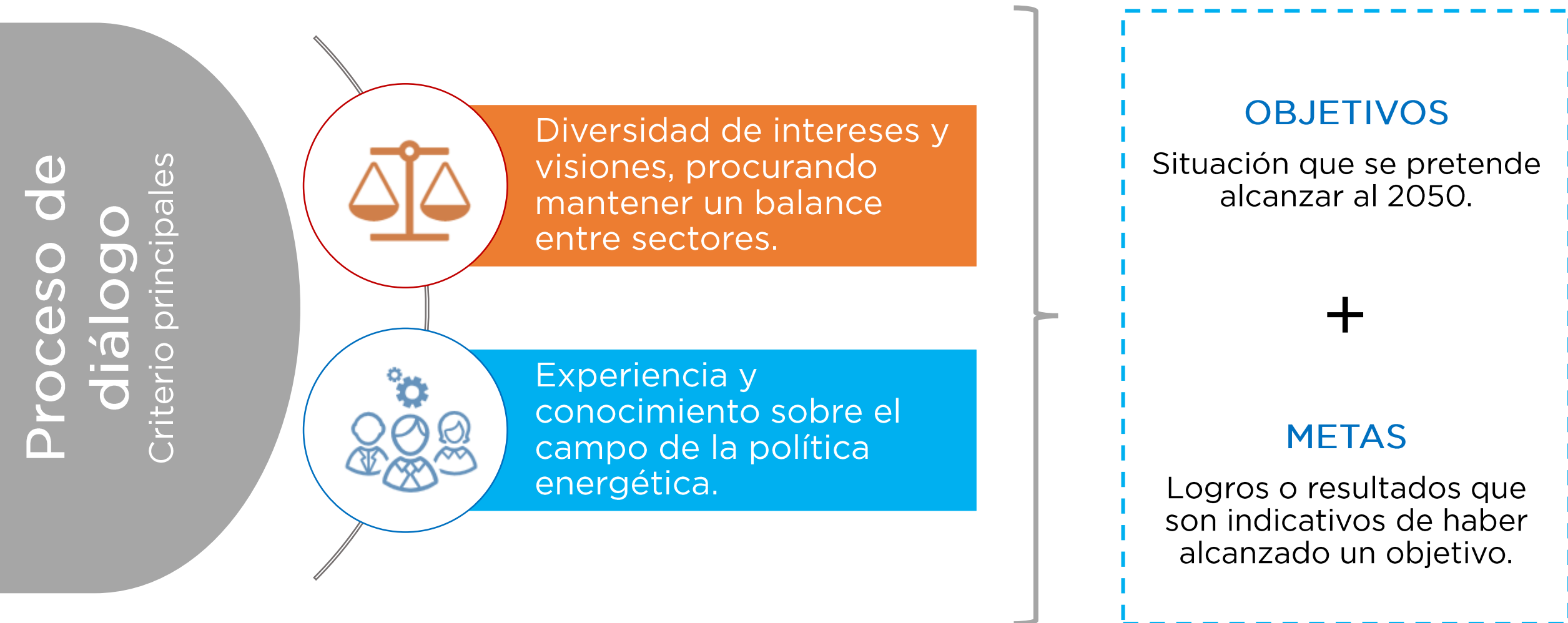
Academia Nacional de Ingeniería
Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica (ADEERA)
Asociación de Entes Reguladores Eléctricos (ADERE)
Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA)
Asociación Grandes usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA)
Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER)
Centro Argentino de Ingenieros (CAI)
Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA)
Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía (CACME)
Confederación General del Trabajo (CGT)
Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN)
Fundación EcoAndina
Fundación Vida Silvestre
Grupo Ex Secretarios
Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)
Instituto Petroquímico Argentino (IPA)
Instituto Torcuato Di Tella (ITDT)
Los Verdes-FEP
Unión de Consumidores de Argentina
Unión Industrial Argentina (UIA)
Universidad de Buenos Aires (UBA)
Universidad Tecnológica Nacional (UTN)
Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (CEADS)

Observadores

Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable
Secretaría de Gobierno de Agroindustria
Ministerio de Producción y Trabajo
Ministerio de Transporte





Se propuso acordar cuál sería la situación deseada del sistema energético argentino al 2050 (en otras palabras, los Objetivos de la Transición).

Muchas gracias



Secretaría de Gobierno de Energía
Ministerio de Hacienda
Presidencia de la Nación

Subsecretaría de Planeamiento Energético

Contacto: Luciano Caratori, Subsecretario.
privadaplaneamiento@energia.gob.ar

Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético

Contacto: **Leonardo Mastronardi**, DN
lmastronardi@energia.gob.ar

Coordinación de Prospectiva Hidrocarburífera

Responsable: **Pablo Lapun, Coordinador** |
plapun@energia.gob.ar

Coordinación de Prospectiva Eléctrica

Responsable: **Juan Pablo Vila Martínez, Coordinador** |
jpvila@energia.gob.ar

Últimas versiones y datos actualizados:

<https://www.argentina.gob.ar/energia/planeamiento-energetico>

<http://datos.energia.gob.ar/>

Dirección Nacional de Información Energética

Contacto: **Fernando Pino**, DN
fpino@energia.gob.ar

Dirección de Estadísticas Energéticas

Responsable: **Pablo Ronco, Director** |
pronco@energia.gob.ar

Coordinación del Sistema Integrado de Información Energética

Responsable: **Cynthia Enrique, Coordinadora** |
cenrique@energia.gob.ar

Dirección Nacional de Evaluación de Políticas y Proyectos Energéticos

Contacto: **Oscar Natale**, DN
onatale@energia.gob.ar

Dirección de políticas de precios y tarifas energéticas

Responsable: **Lisa Rivas, Directora** |
lrivas@energia.gob.ar

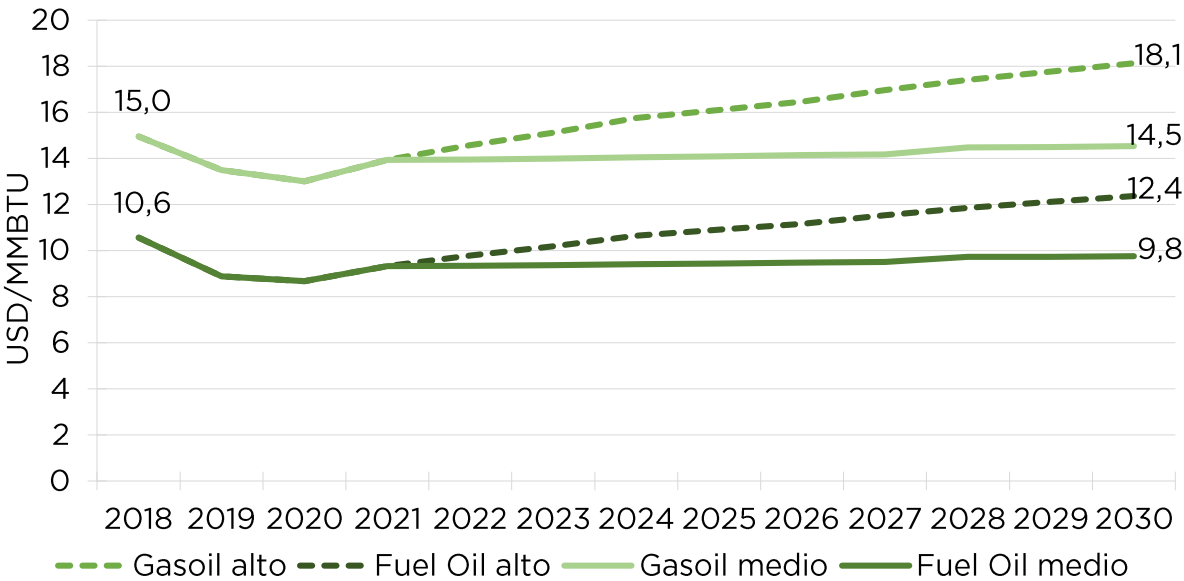
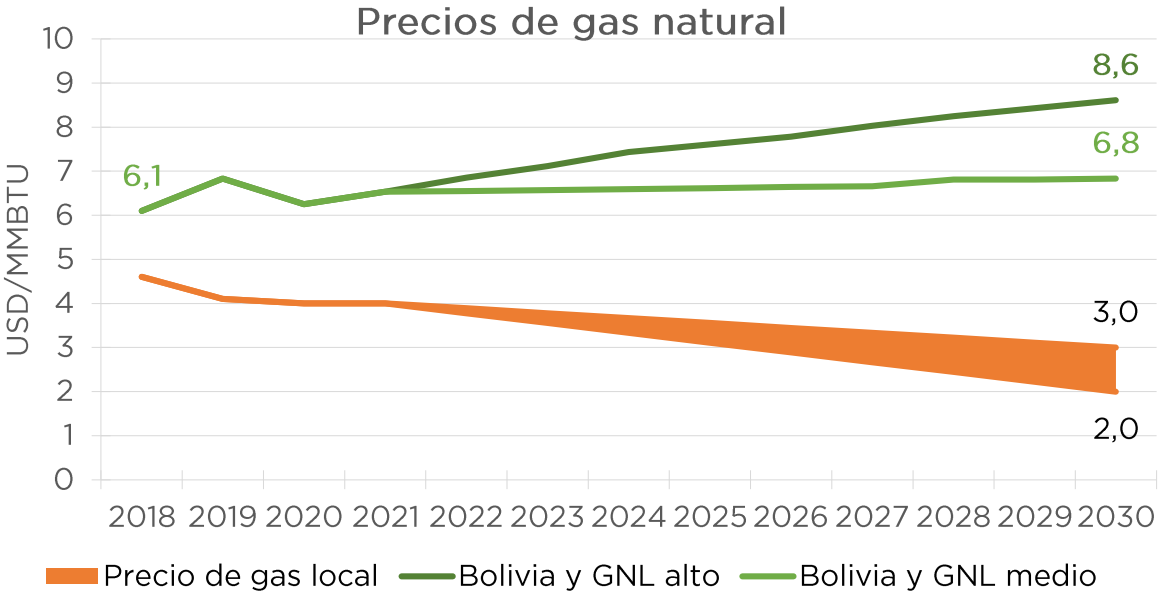
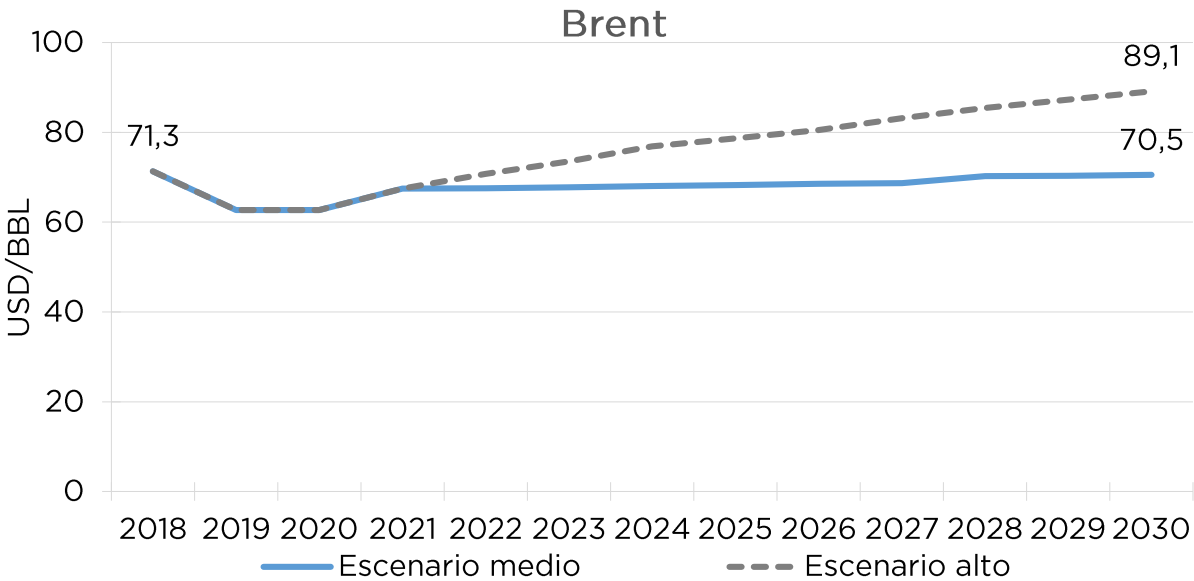
Coordinación de Programas Interministeriales

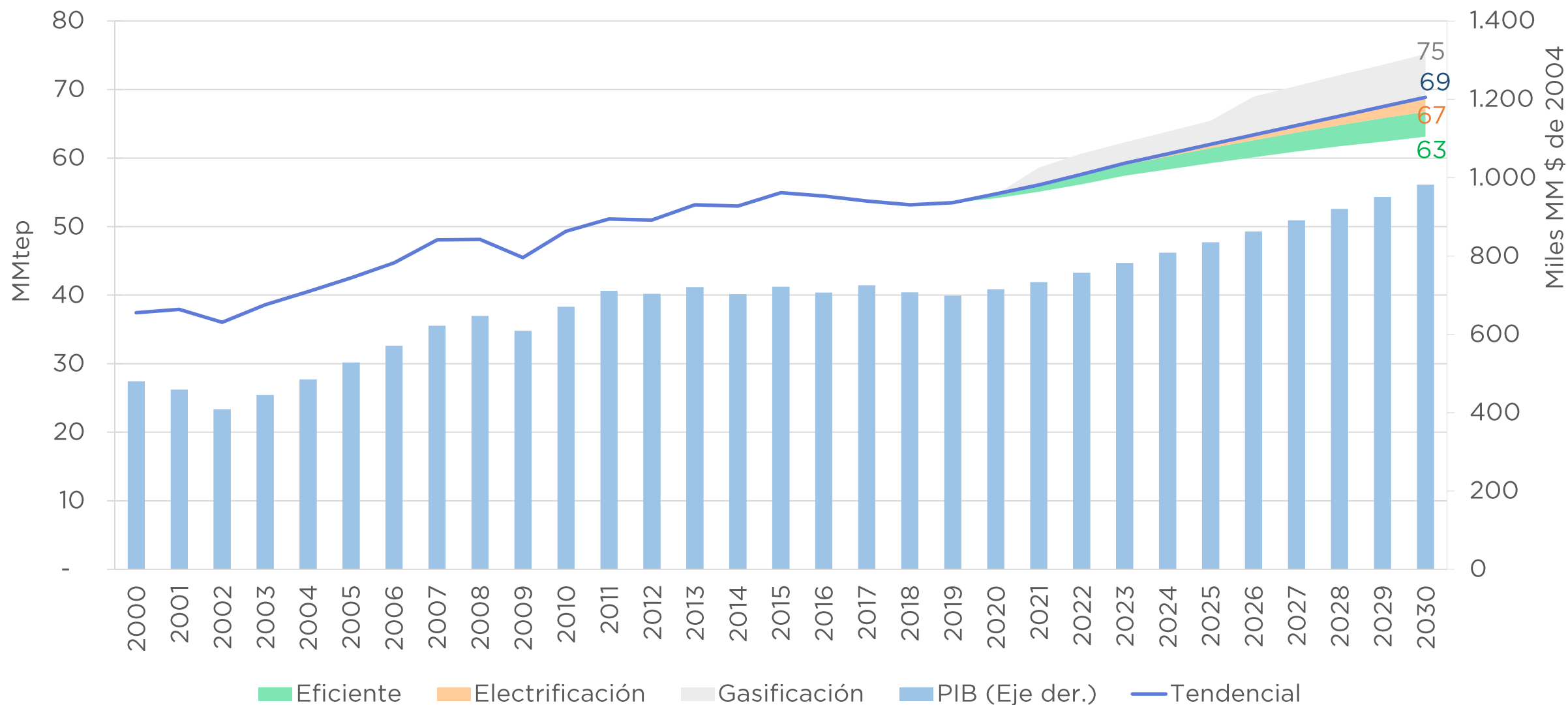
Responsable: **Juan Francisco Hernández, Coordinador** |
jhernandez@energia.gob.ar



Secretaría de Gobierno de Energía
Ministerio de Hacienda
Presidencia de la Nación

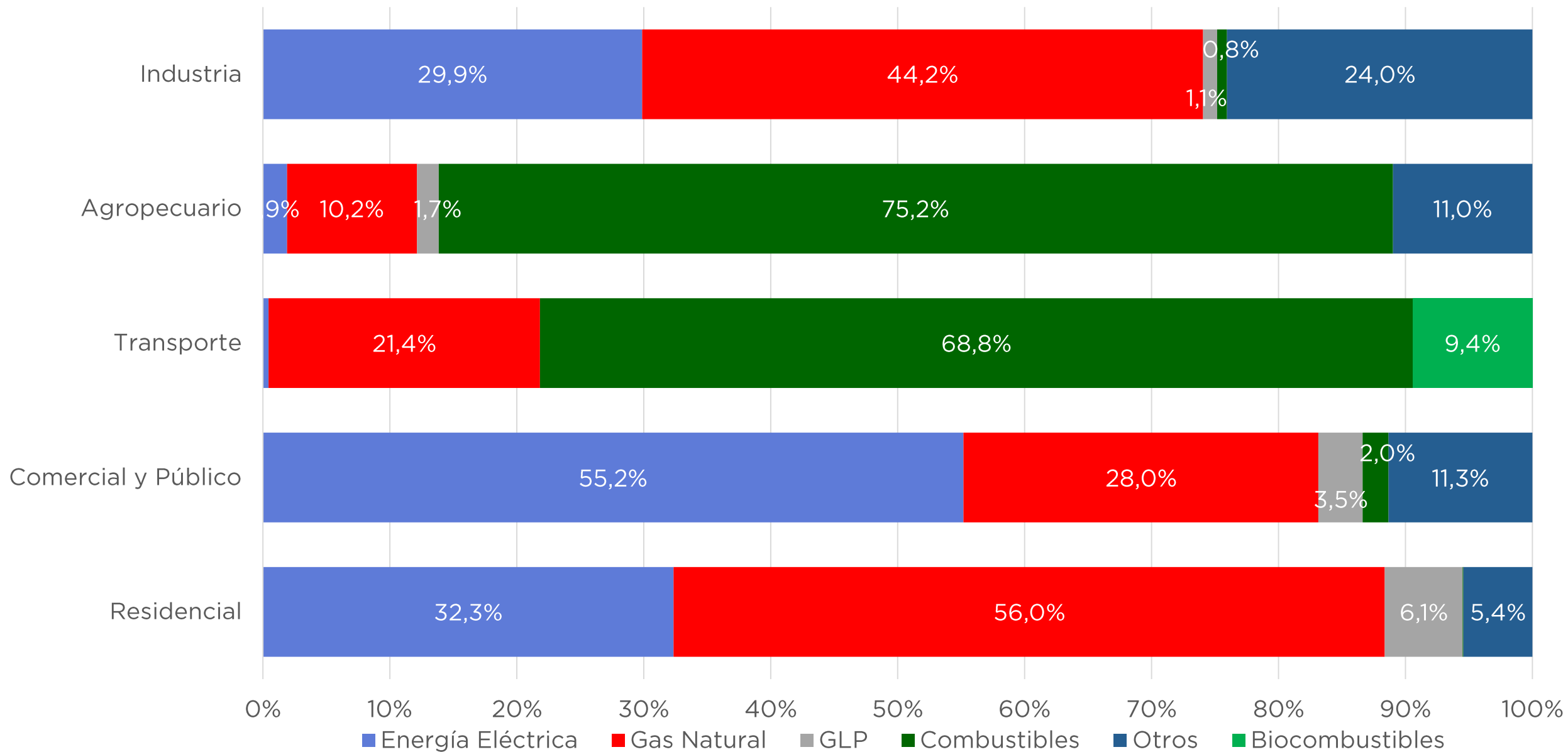
Anexo





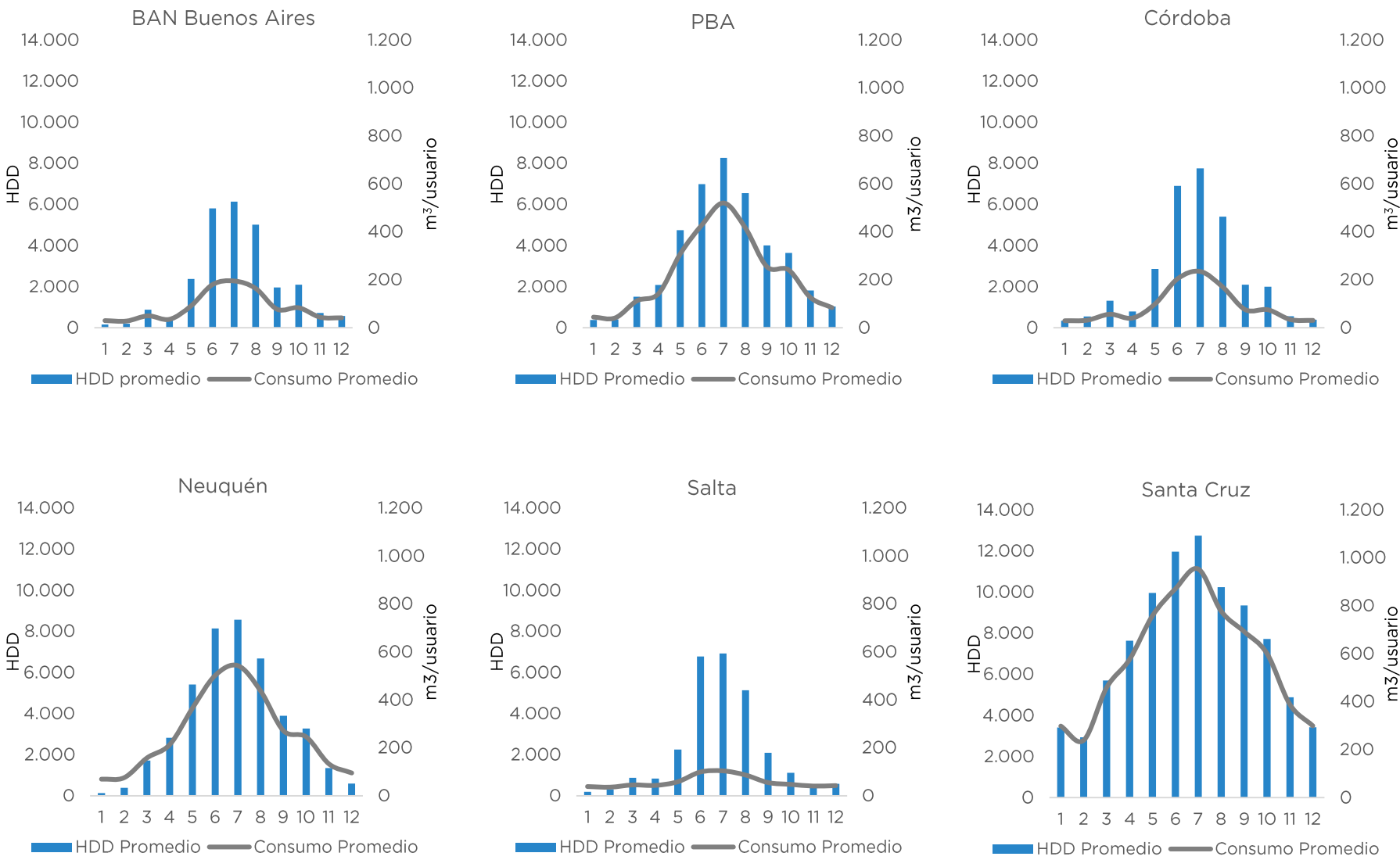
Nota: la demanda total no incluye el consumo no energético.

Estructura de consumo final por segmento



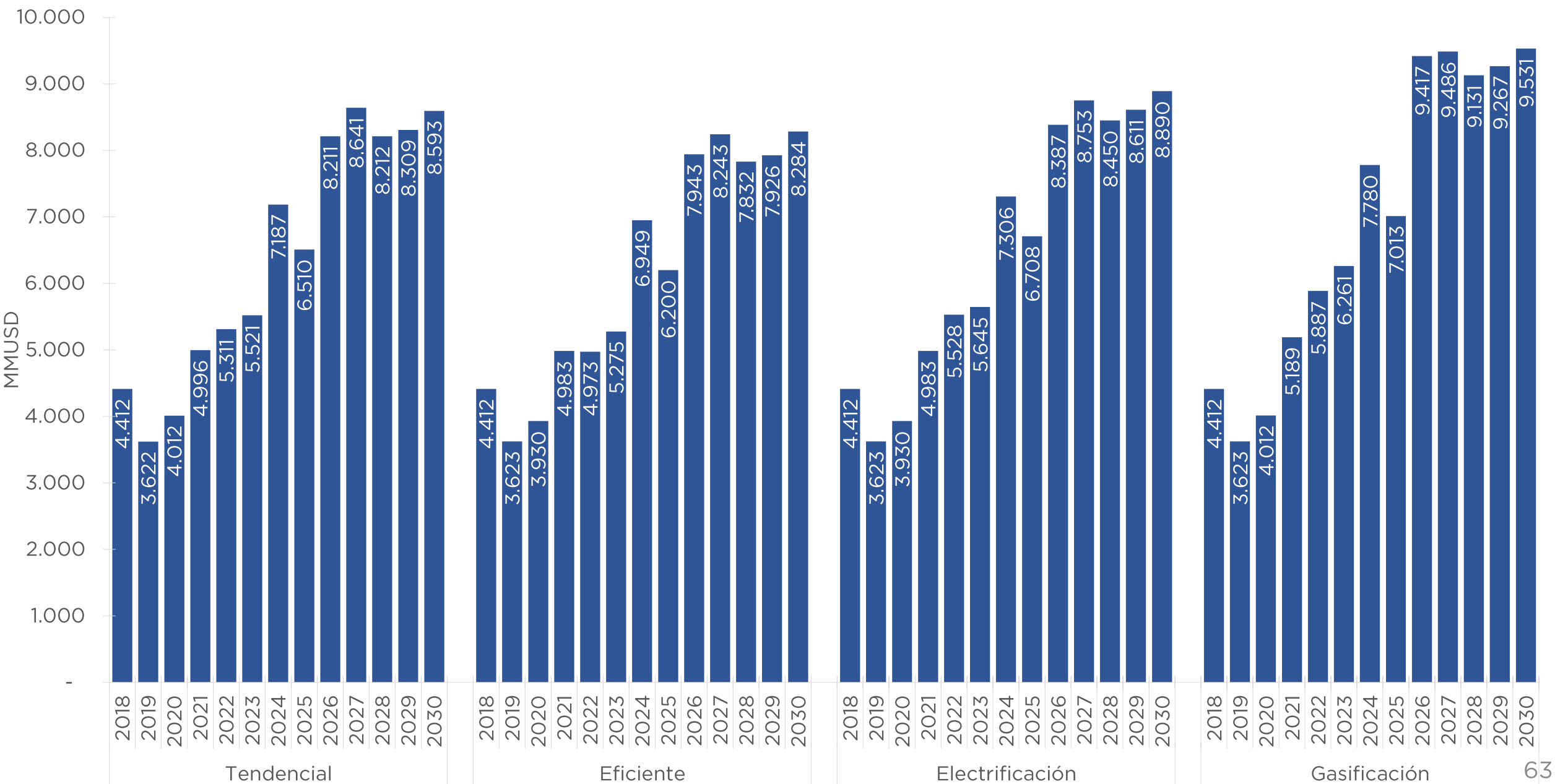
Nota: la demanda total incluye el consumo no energético.

Consumo medio por usuario y déficit de grados día de calefacción



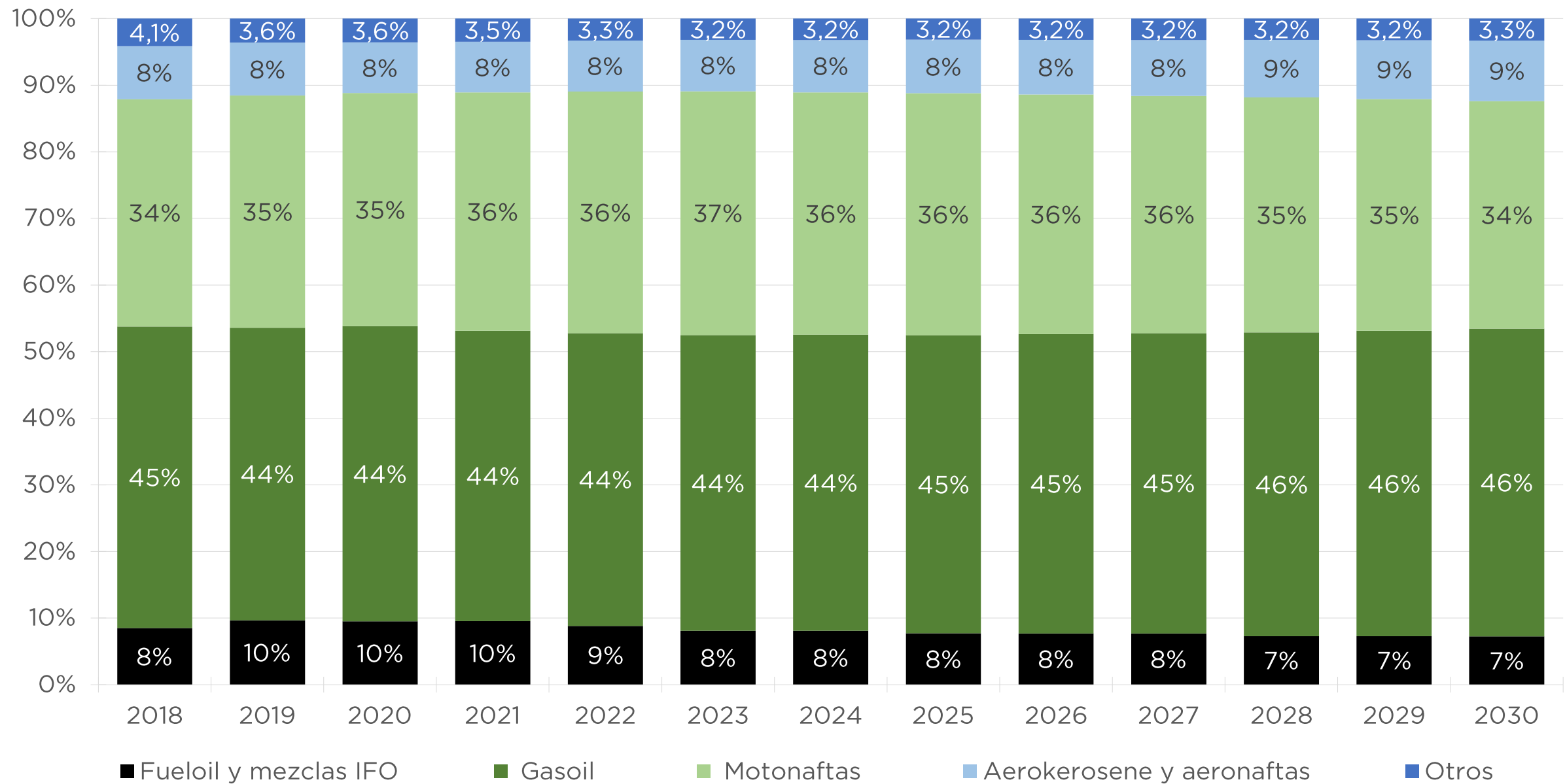
Proyección de crecimiento poblacional, 2020-2030

Año	Hogares	Personas
2020	14,7	45,4
2021	14,9	45,8
2022	15,2	46,2
2023	15,4	46,7
2024	15,7	47,1
2025	16,0	47,5
2026	16,2	47,9
2027	16,5	48,3
2028	16,7	48,7
2029	17,0	49,0
2030	17,3	49,4



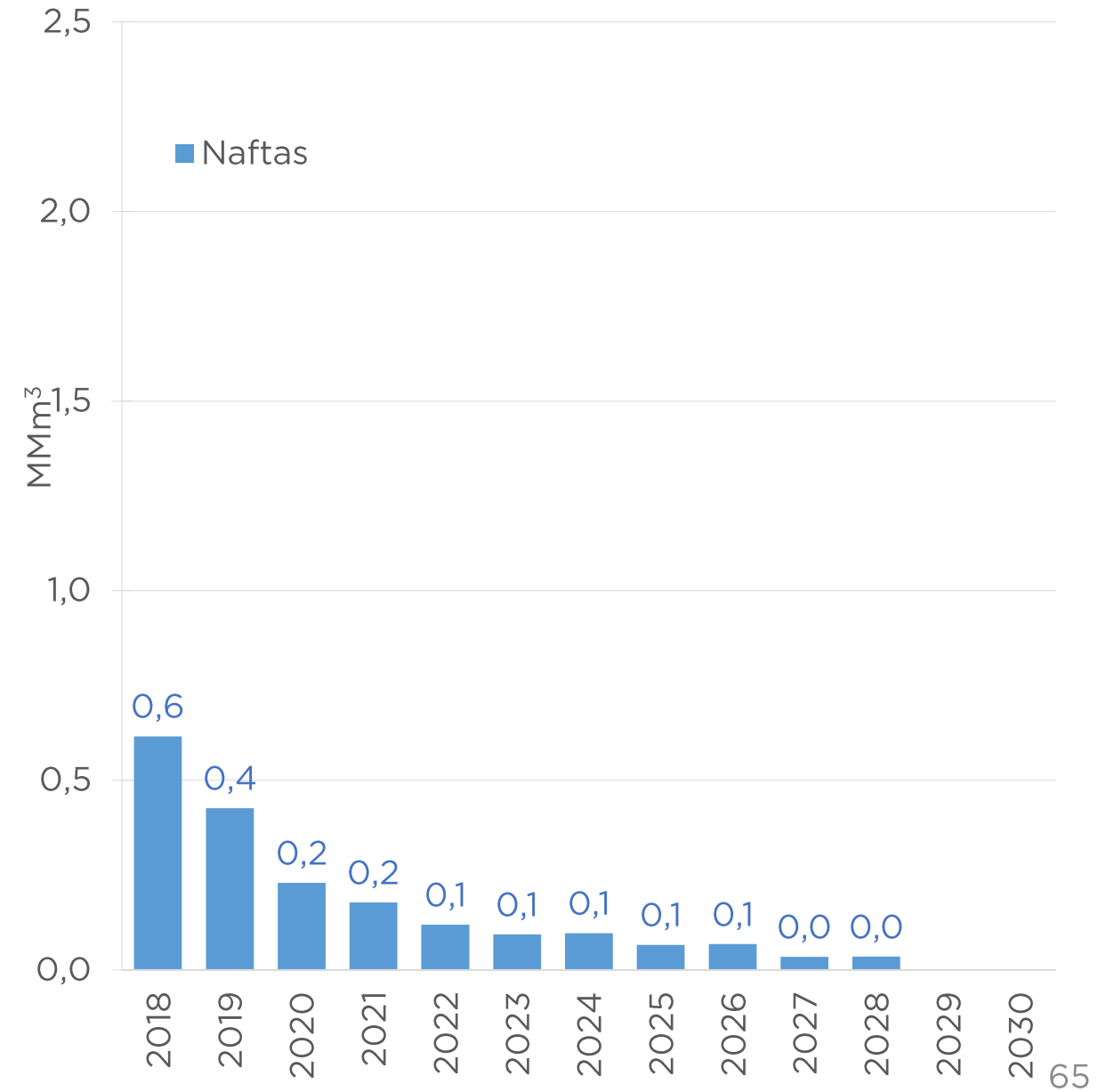
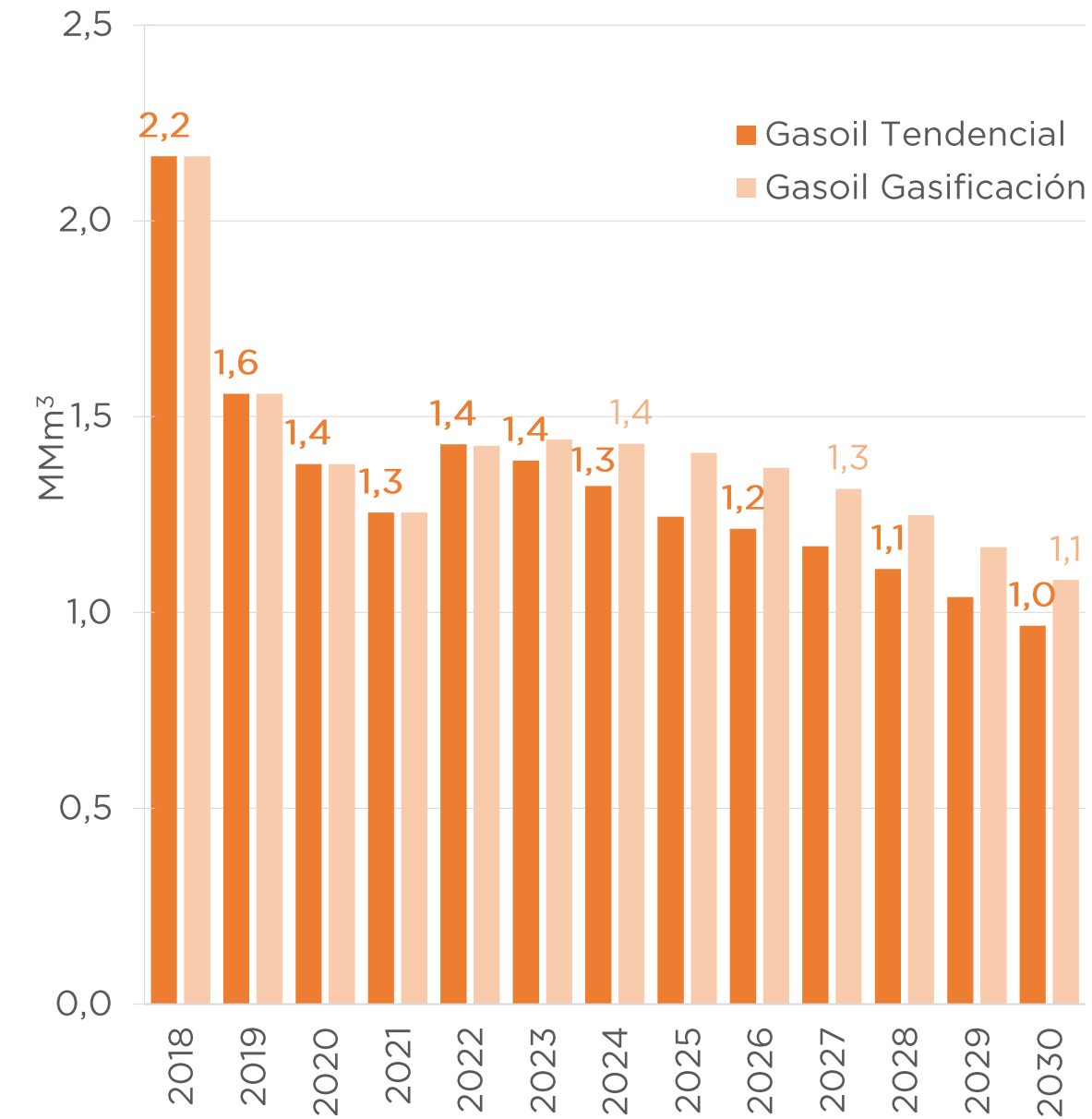
Evolución sector refinación

Rendimiento por barril del parque refinador



Evolución sector refinación

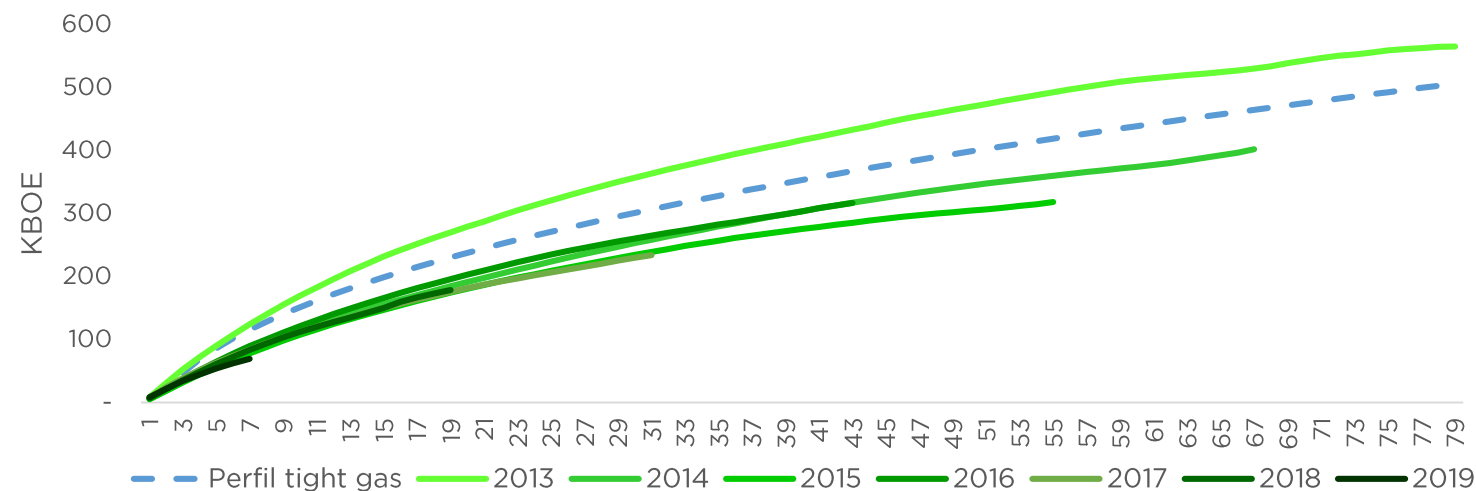
Importaciones de nafta y gasoil



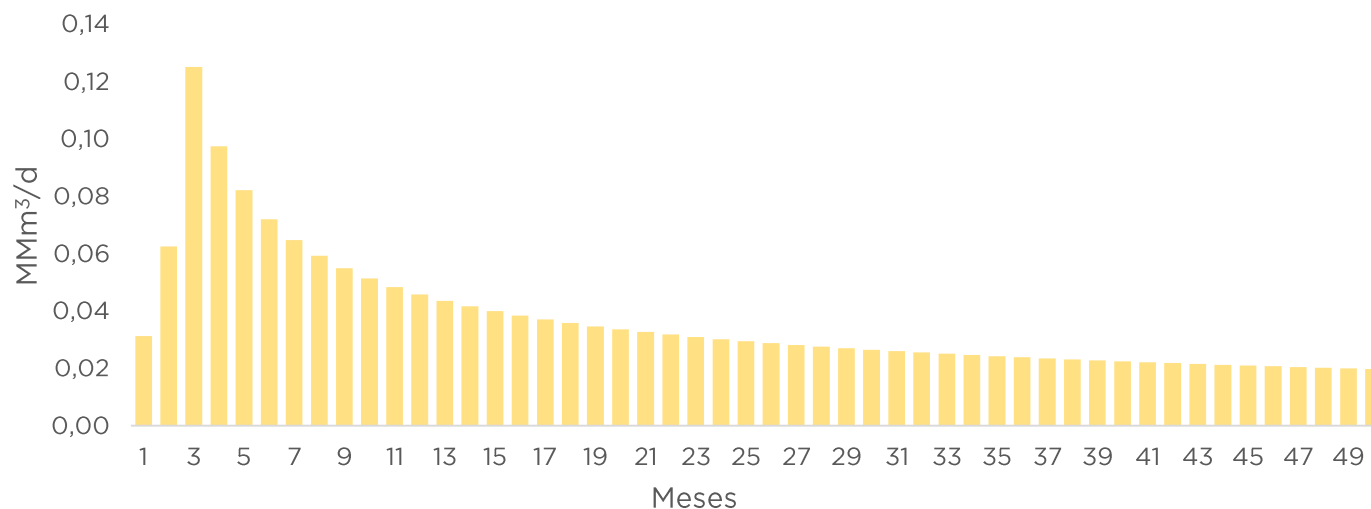
- ✓ EUR = 147 MMm³ gas (5,2 BCF)
- ✓ EUR total = 1041 Kboe
- ✓ Capex = 6,5 MM USD + 15% Facilities
- ✓ Opex = 4,7 USD/BOE (1 USD/MMBTU)
- ✓ IP30: 0,13 MM m³/d gas
- ✓ GOR = 12.100 (m³ gas / m³ oil)

- ✓ Producción acumulada 1° año = 16,5%
- ✓ Producción acumulada 4° año = 37,4%
- ✓ Declino 1° año = -46%
- ✓ Declino anual desde año 2 = -6%

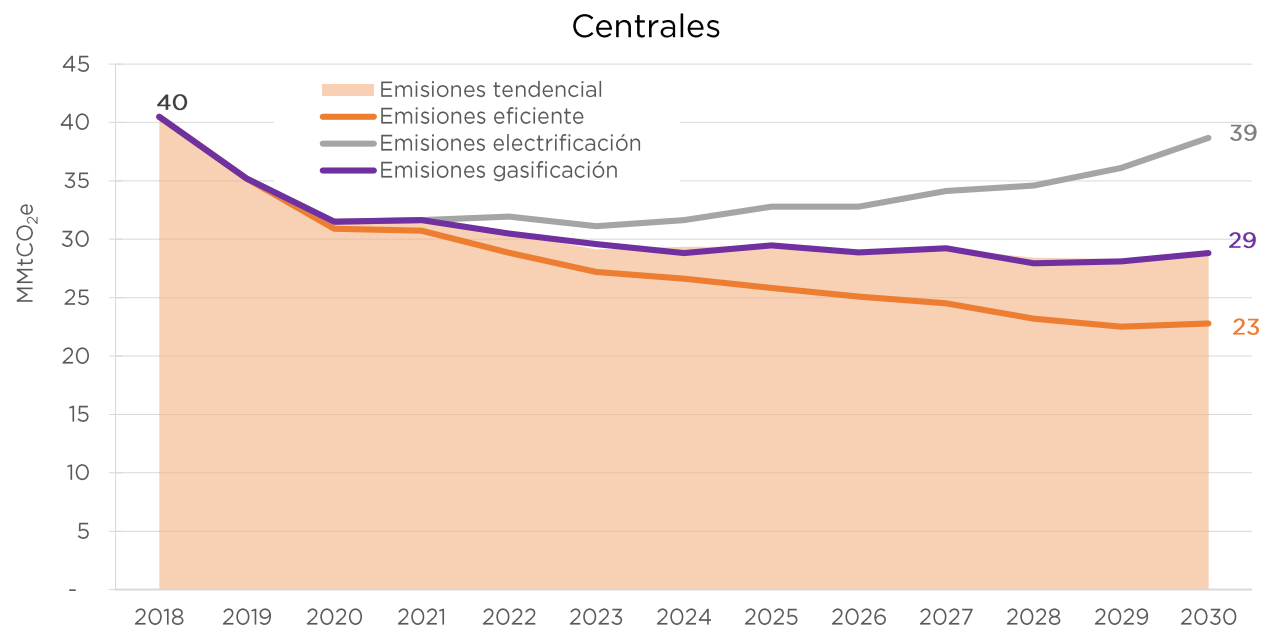
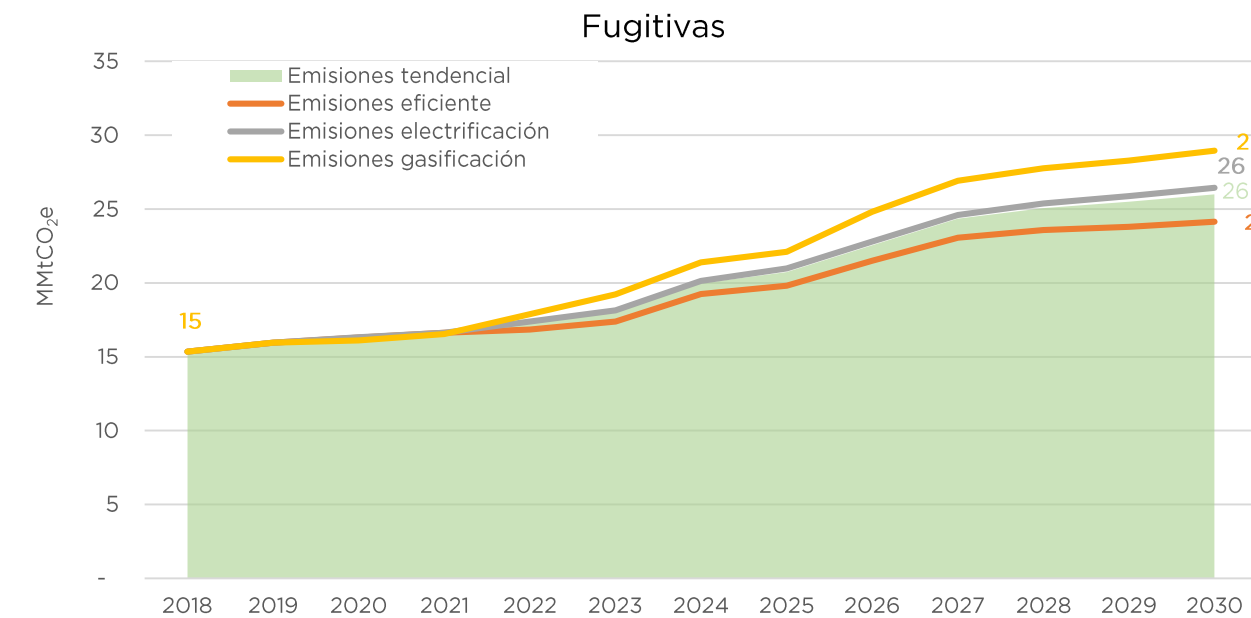
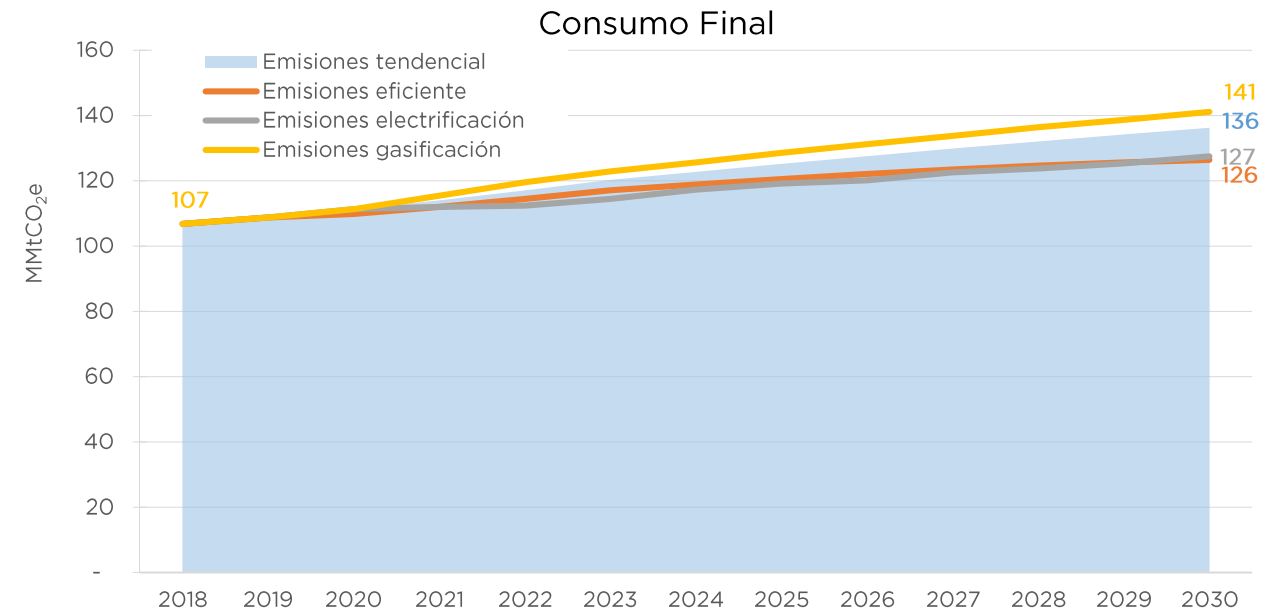
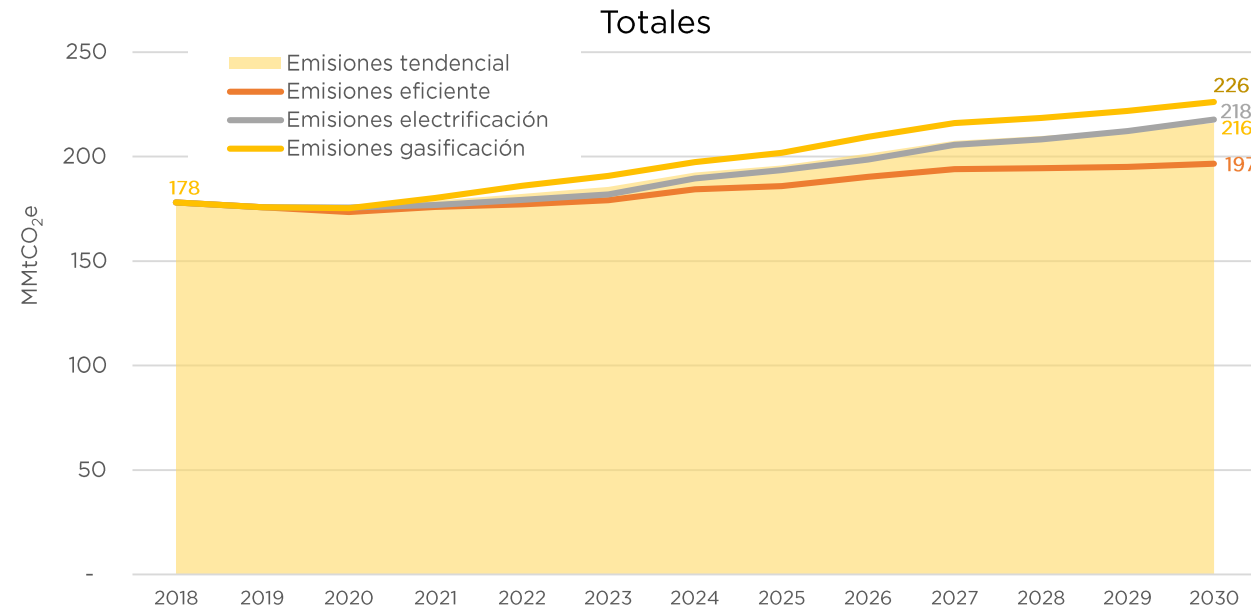
Productividad pozos tight gas



Perfil Tight Gas



Emisiones del sector energético



Descripción de escenarios de políticas activas

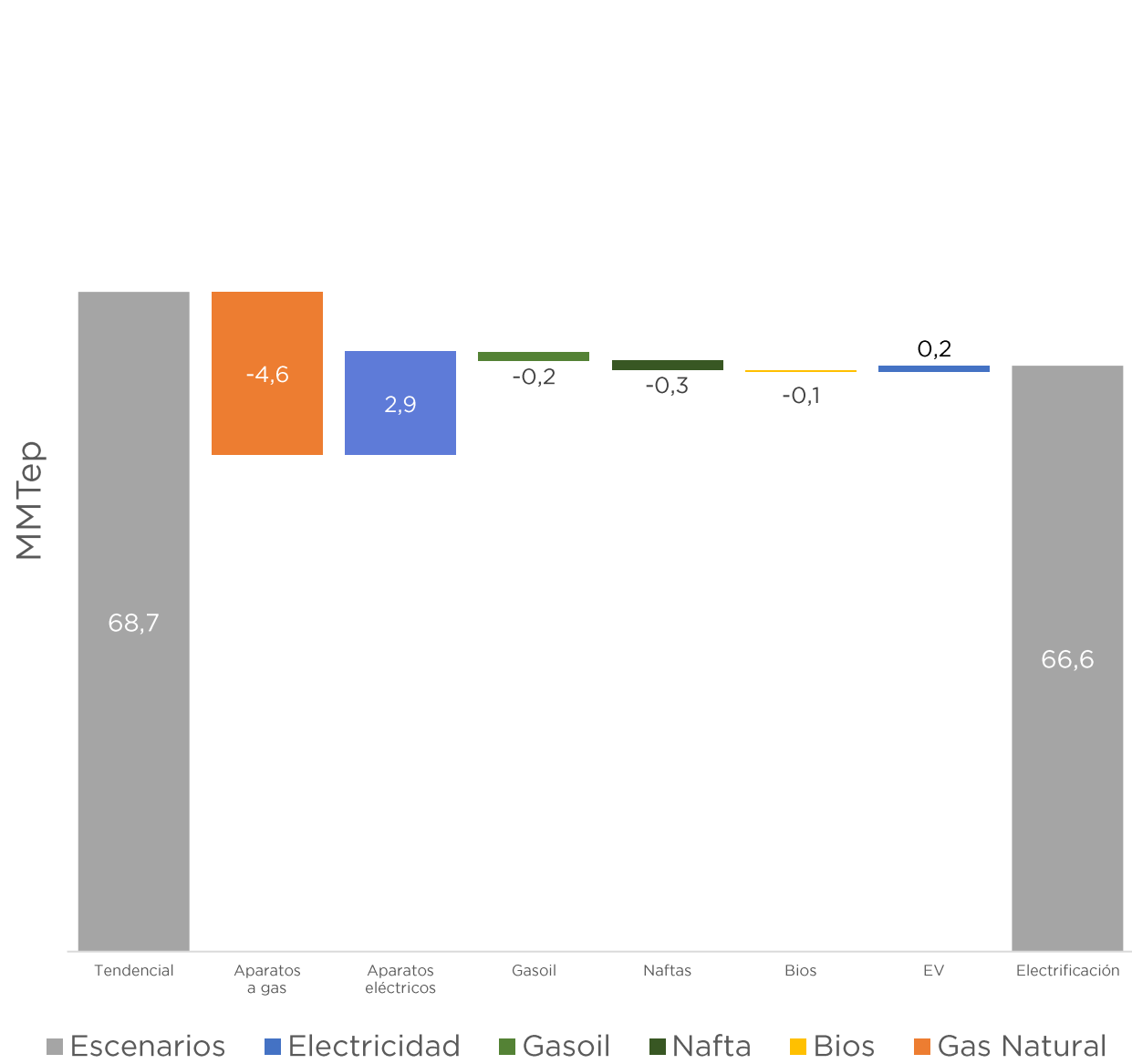
Industrialización del gas natural y electrificación masiva

Diciembre 2019

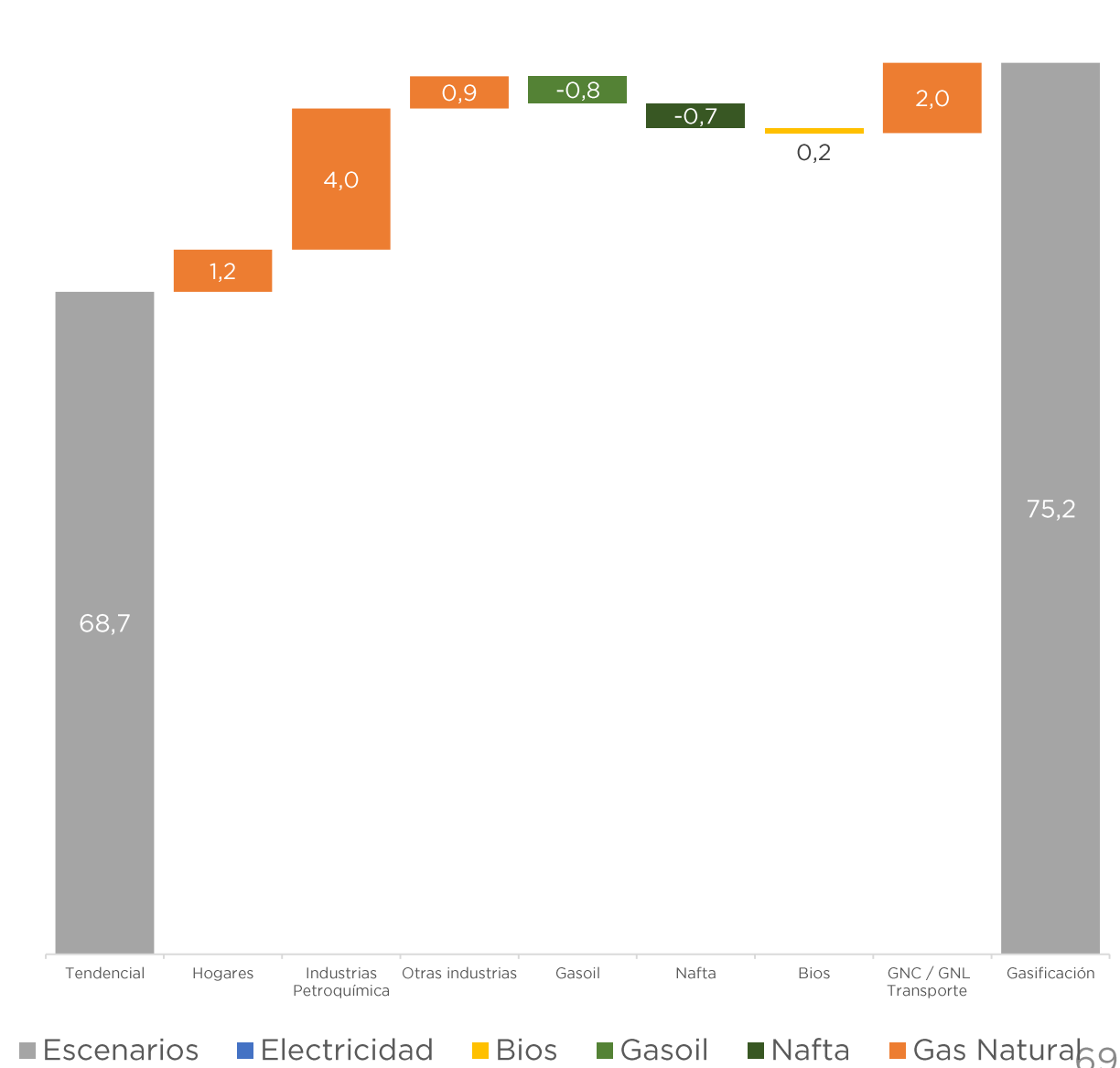


Secretaría de Gobierno de Energía
Ministerio de Hacienda
Presidencia de la Nación

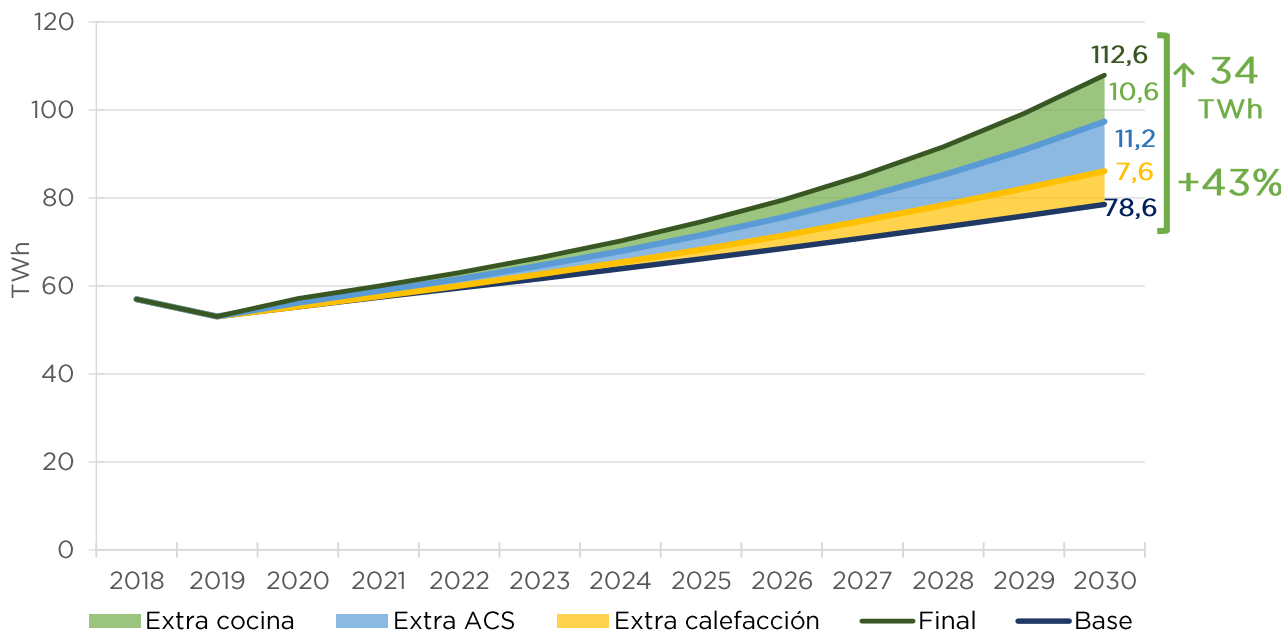
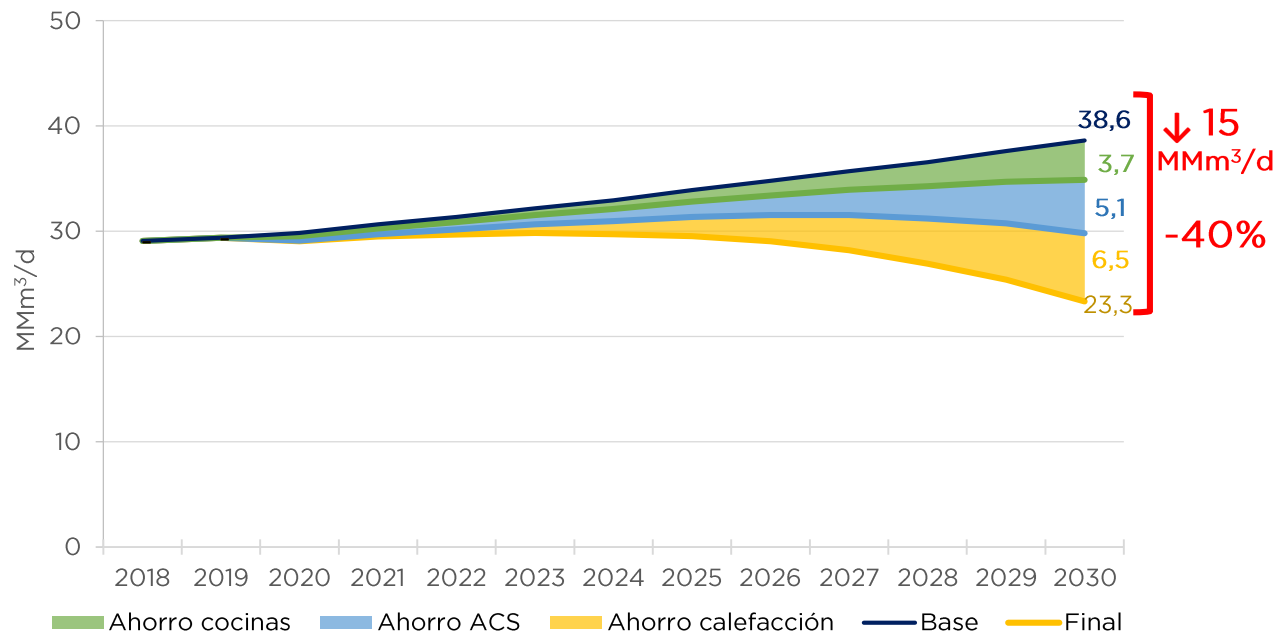
Electrificación



Gasificación



Electrificación en el sector Residencial

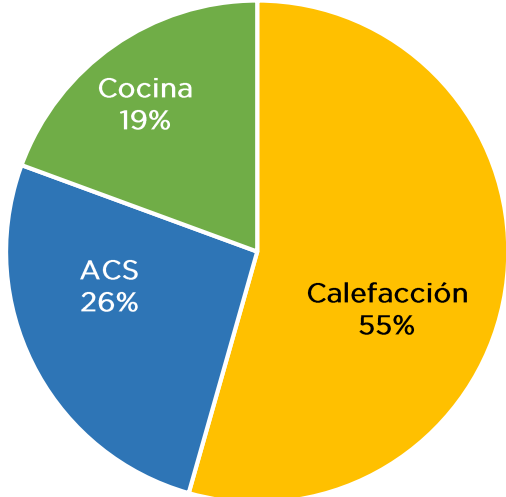


Artefacto	Rendimiento (Energía útil / neta)
Cocina a gas	0,50
Cocina Eléctrica	0,70
Calefón a gas	0,80
Termotanque a Gas	0,64
Termotanque eléctrico	0,95
Estufa a Gas	0,65
Aire acondicionado	3,32
Calefactor eléctrico	1,00

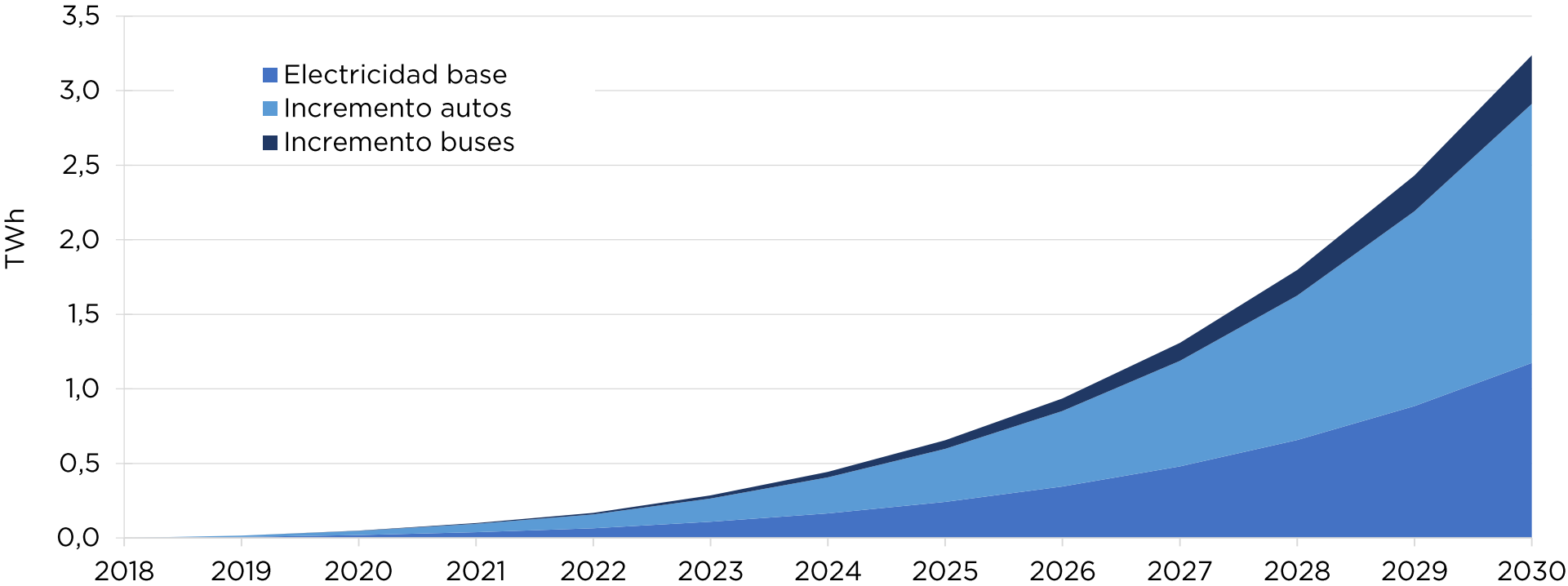
En 2030:

- ✓ El 80% de las ventas de calefactores serán eléctricos.
- ✓ La mitad del parque de cocinas y termotanques serán eléctricos.

Distribución actual del consumo de GN residencial



Notas: 1. Se reemplazó un artefacto a gas por el equivalente eléctrico. 2. En el caso de calefacción, se reemplazó 70% por AA y 30% por calefactor eléctrico.



Diferencias en el consumo de combustible en transporte

	MMm³ Nafta	MMm³ Bioetanol	MMm³ Gasoil	MMm³ Biodiesel	MMm³/d GNC	Miles Ton GNL	TWh Electricidad
Tendencial	9,4	1,7	13,7	1,78	16,2	0,4	1,2
Electrificación	9,0	1,7	13,4	1,75	16,2	0,4	3,2
Diferencia abs.	-0,4	0	-0,3	-0,03	0	0	2,0
Diferencia %	-4,0%	0,2%	-2,0%	-1,7%	0,0%	0,0%	175,9%

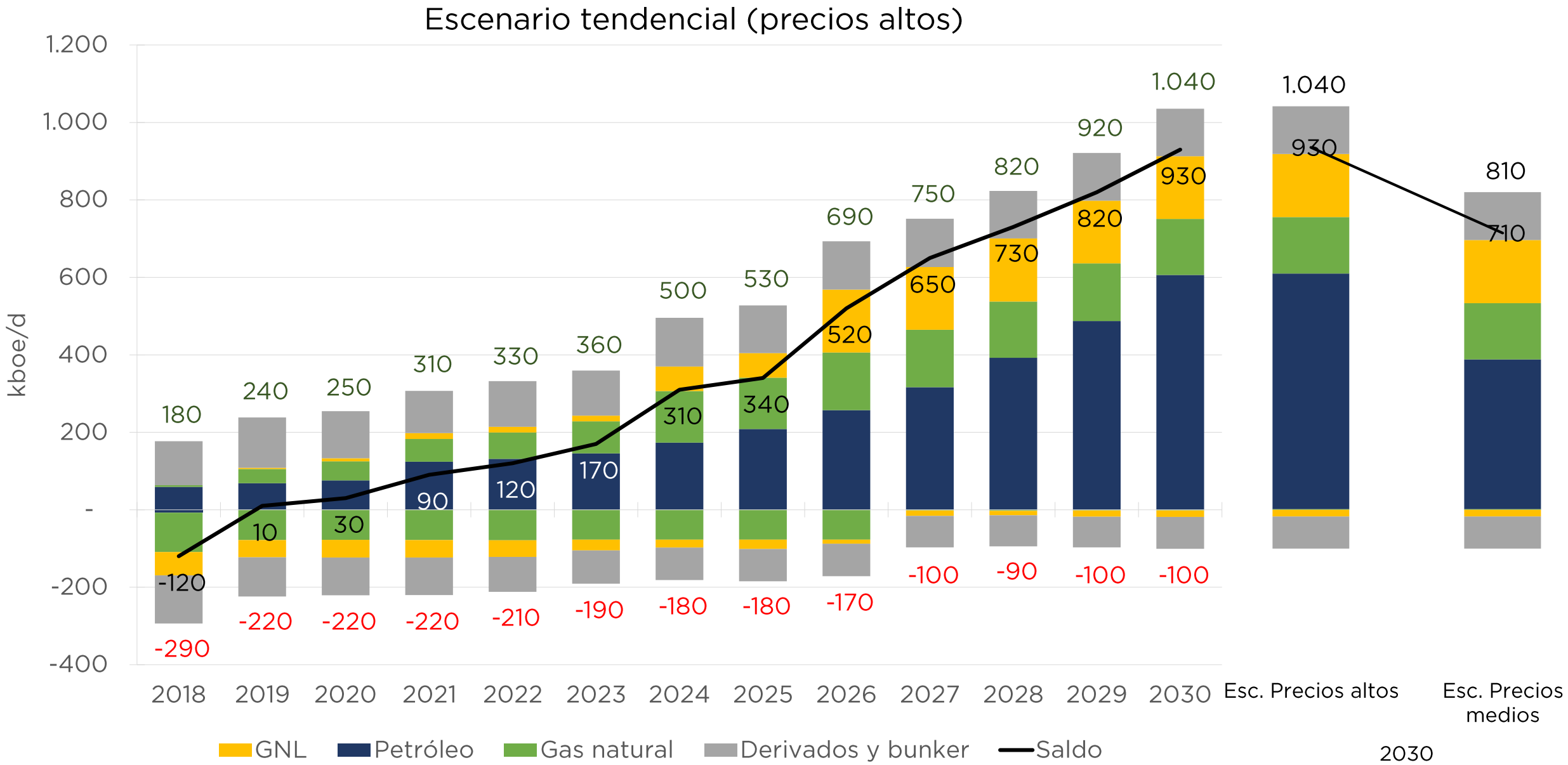
Balanza comercial

Sensibilidad por escenario

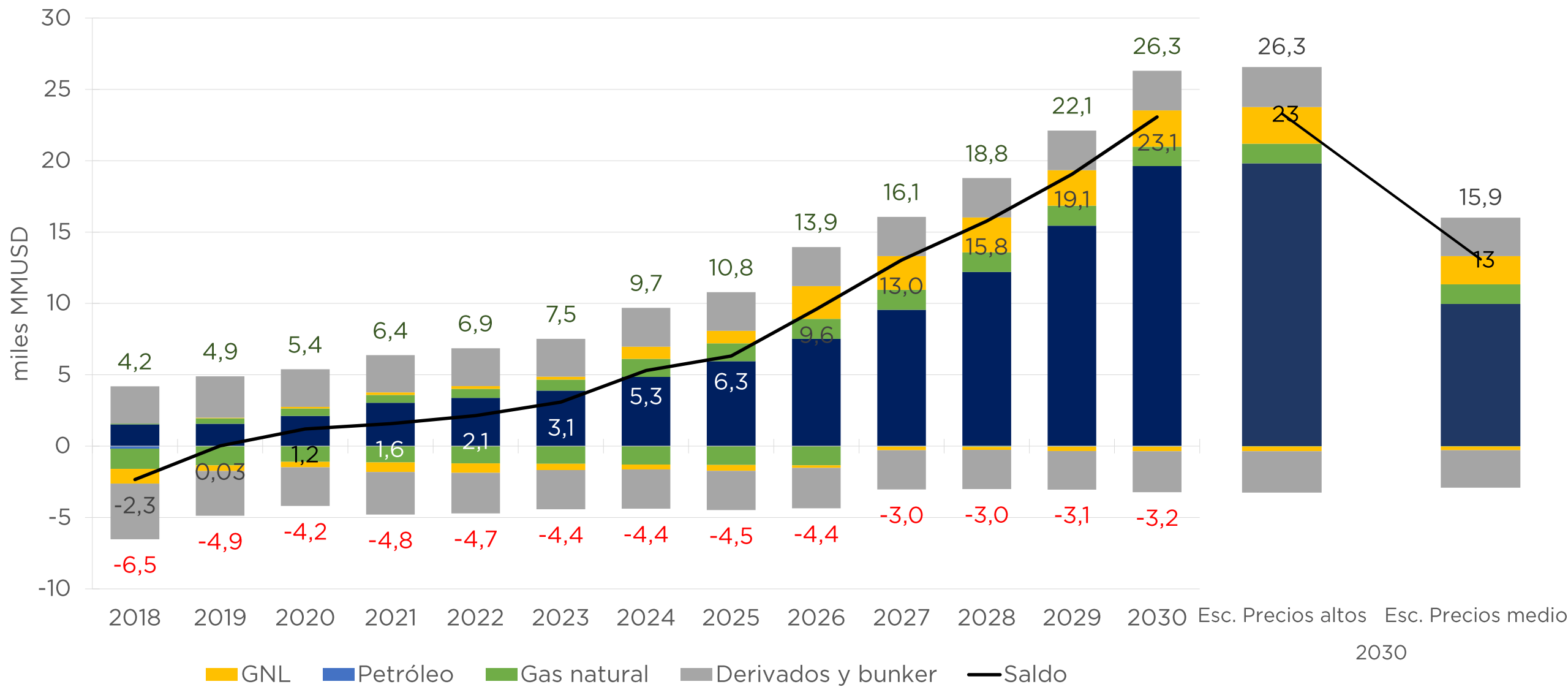
Diciembre 2019



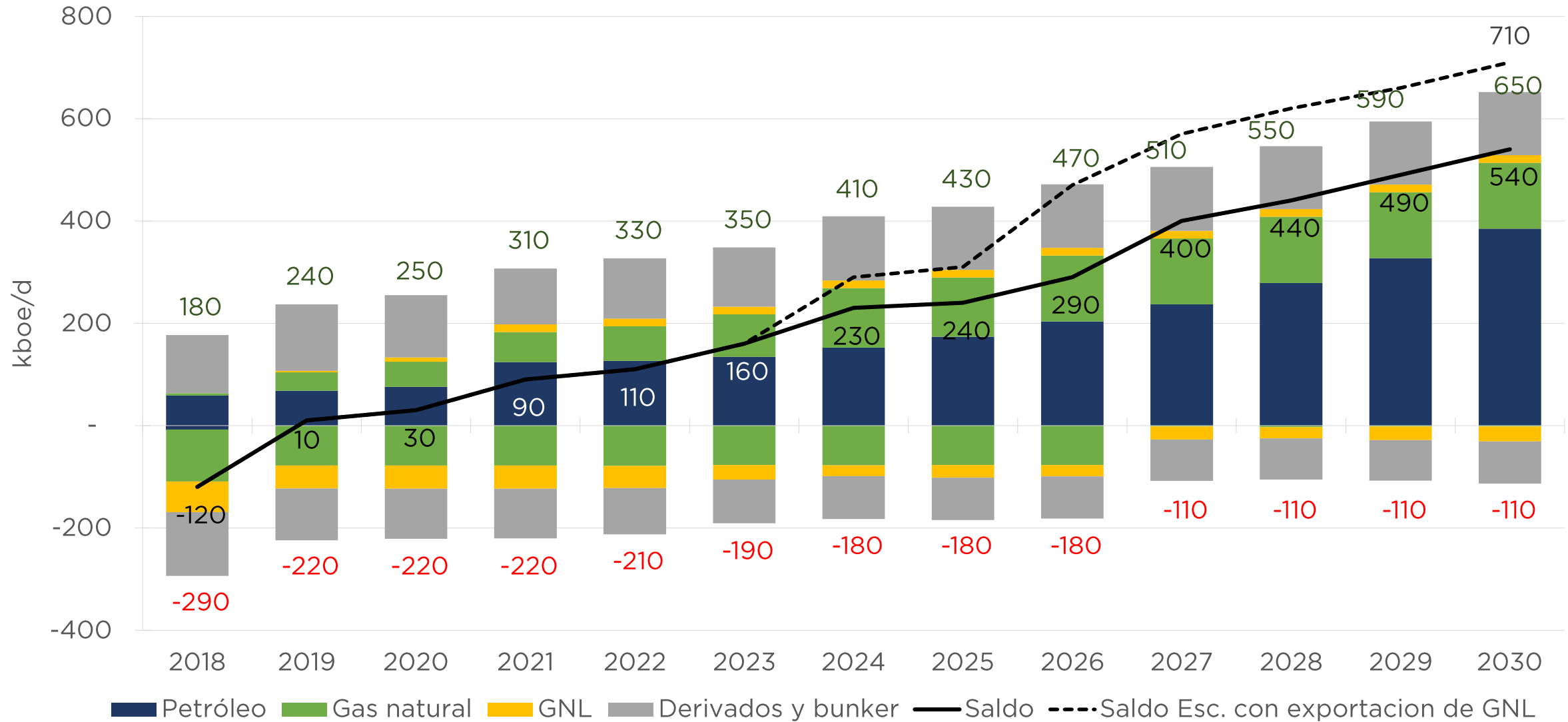
Secretaría de Gobierno de Energía
Ministerio de Hacienda
Presidencia de la Nación



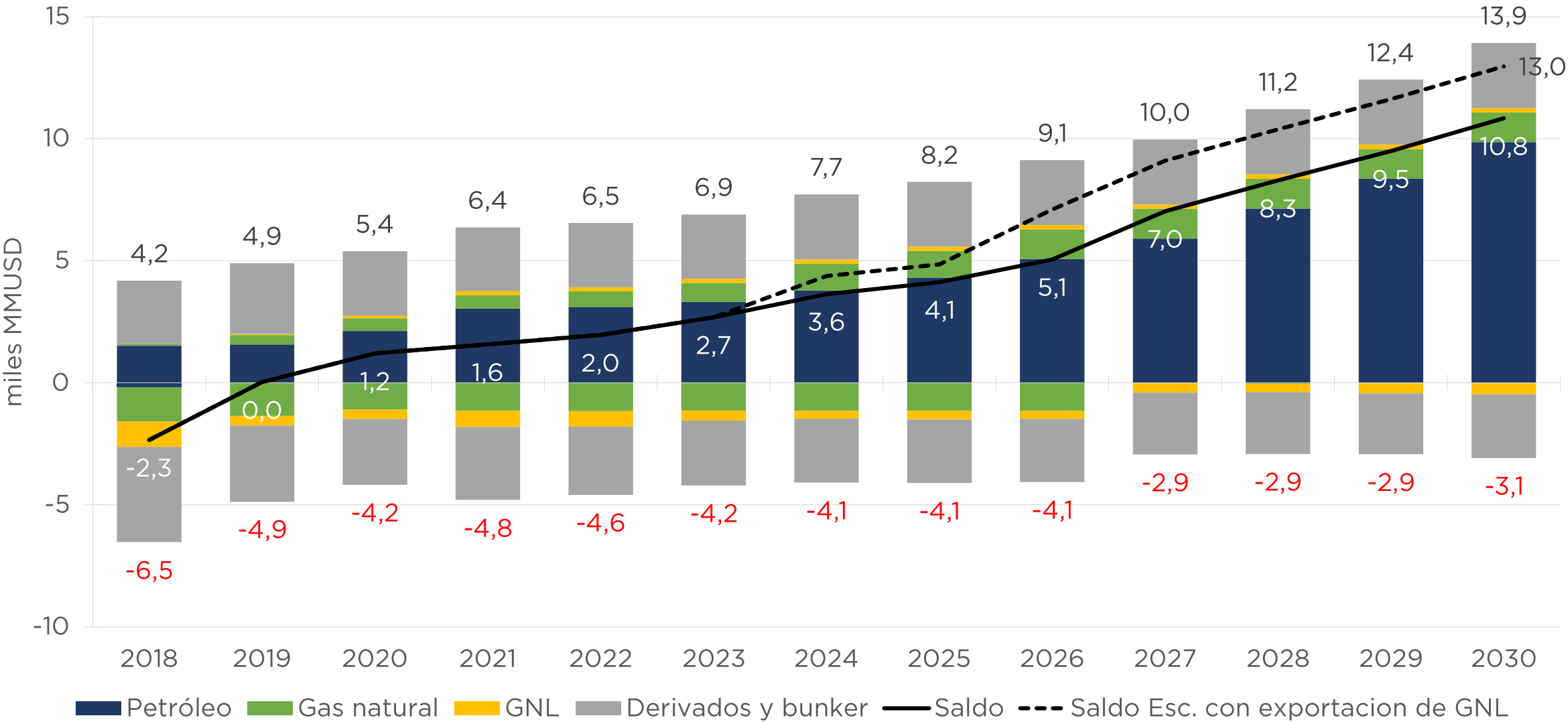
Escenario tendencial (precios altos)



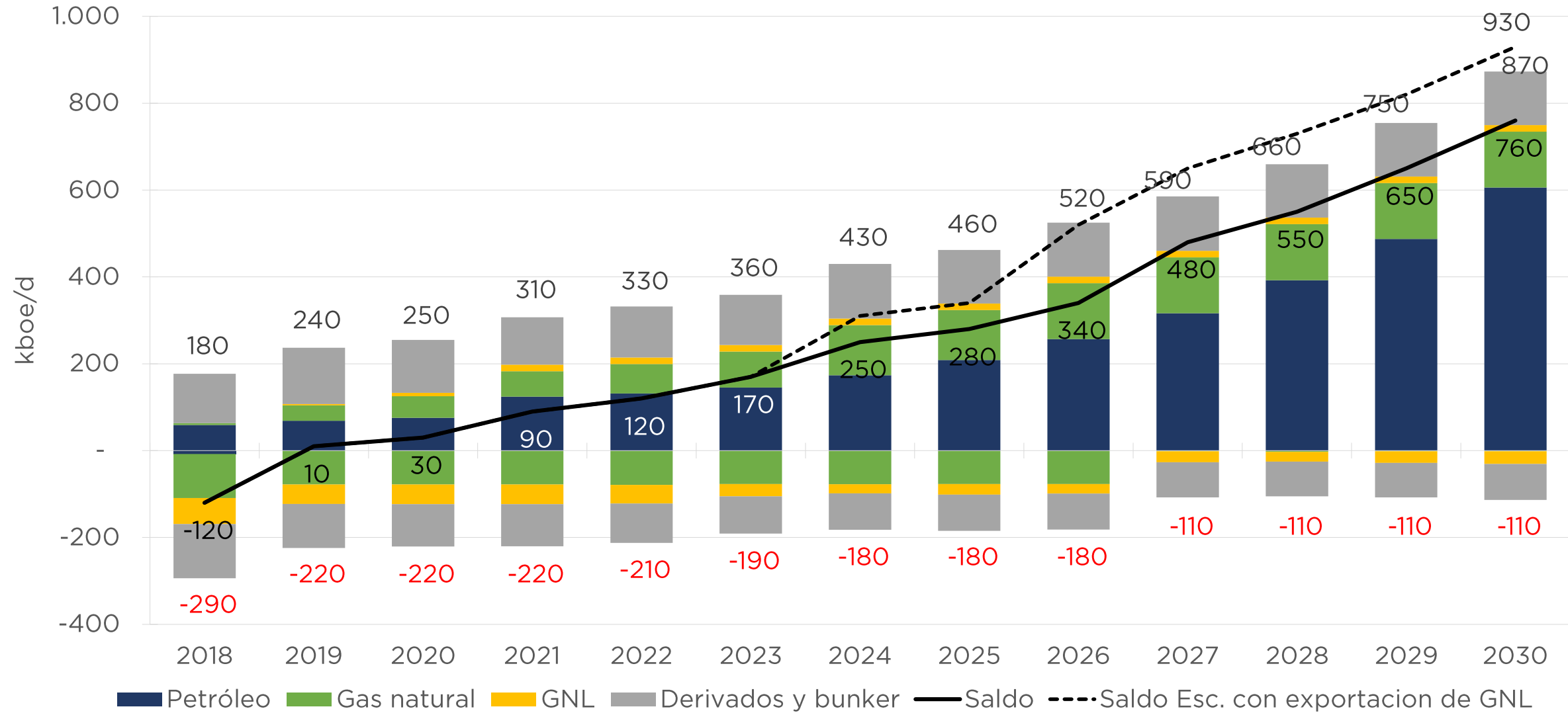
Escenario tendencial sin exportación de GNL (precios medios)



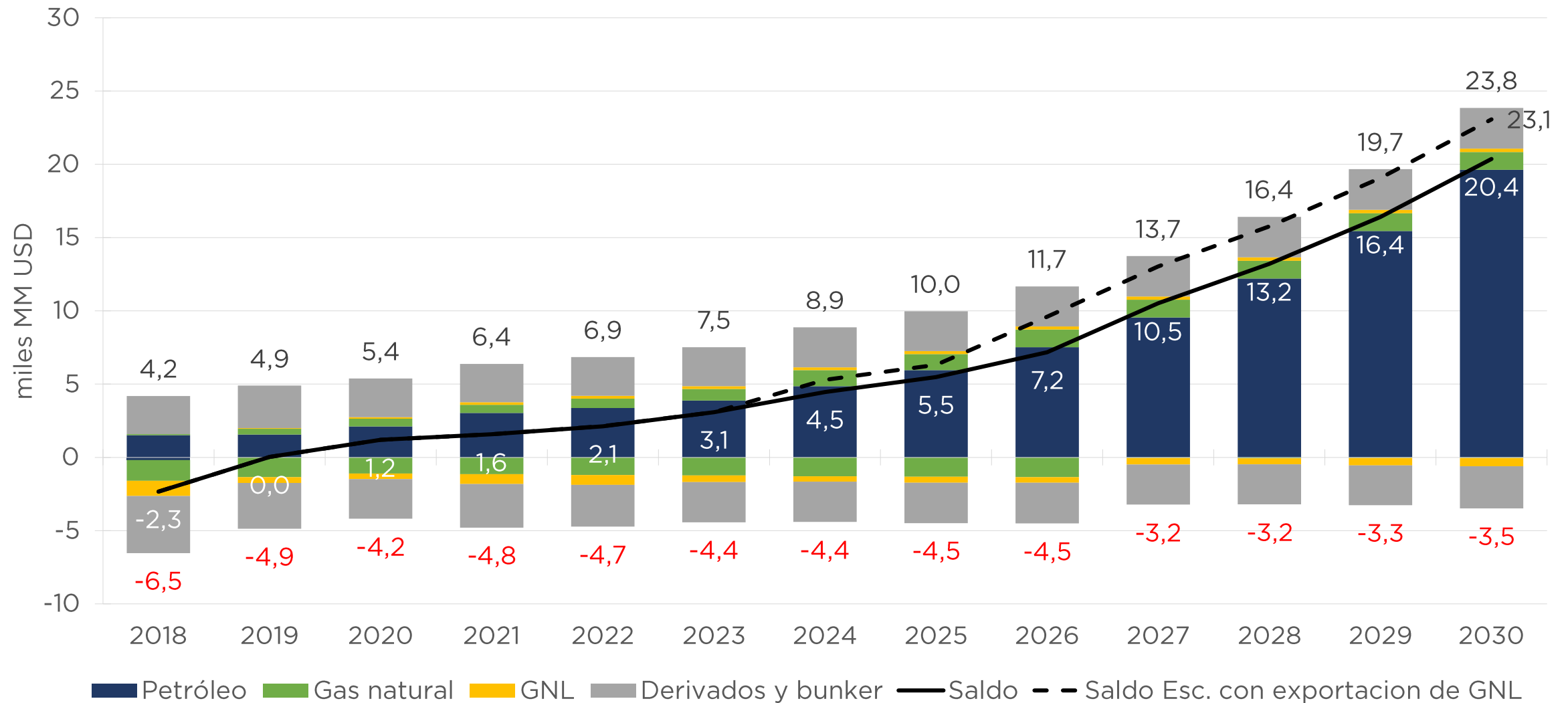
Escenario tendencial sin exportación de GNL (precios medios)



Escenario tendencial sin exportación de GNL (precios altos)



Escenario tendencial sin exportación de GNL (precios altos)

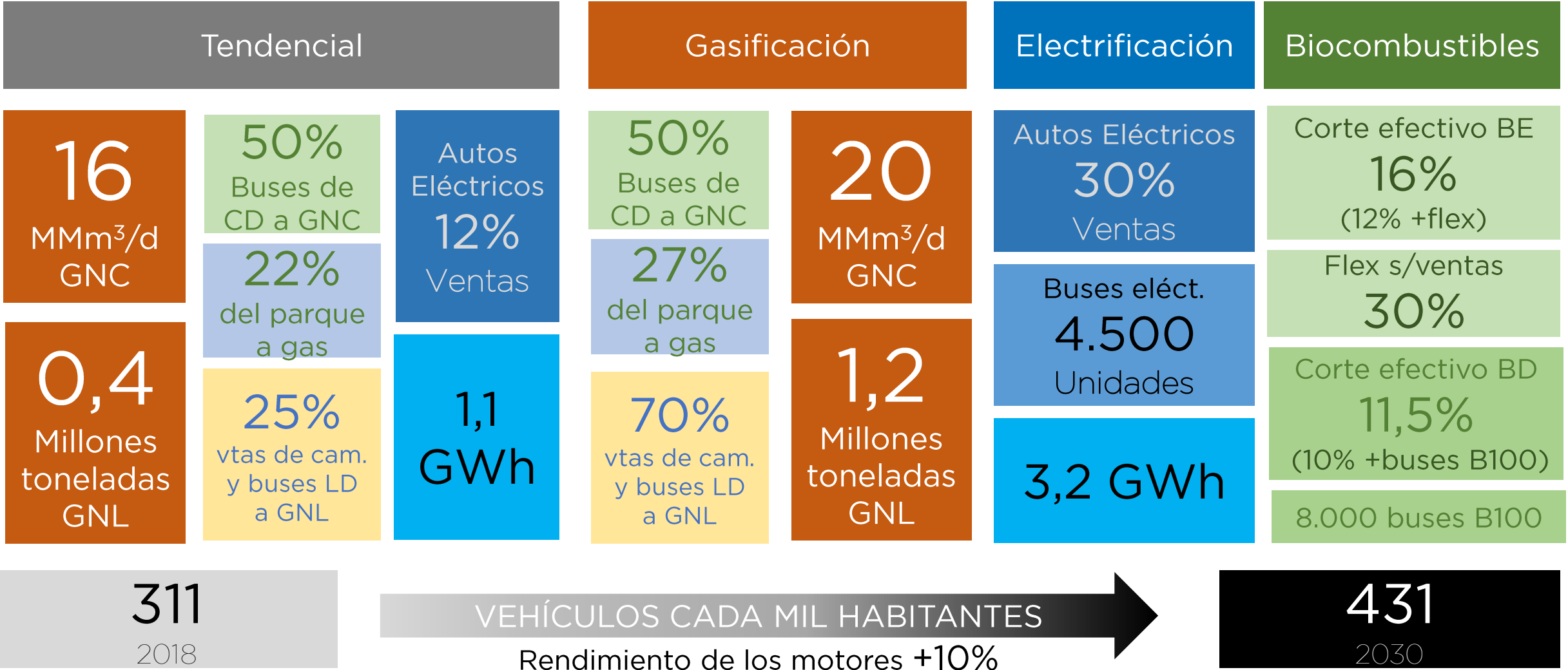


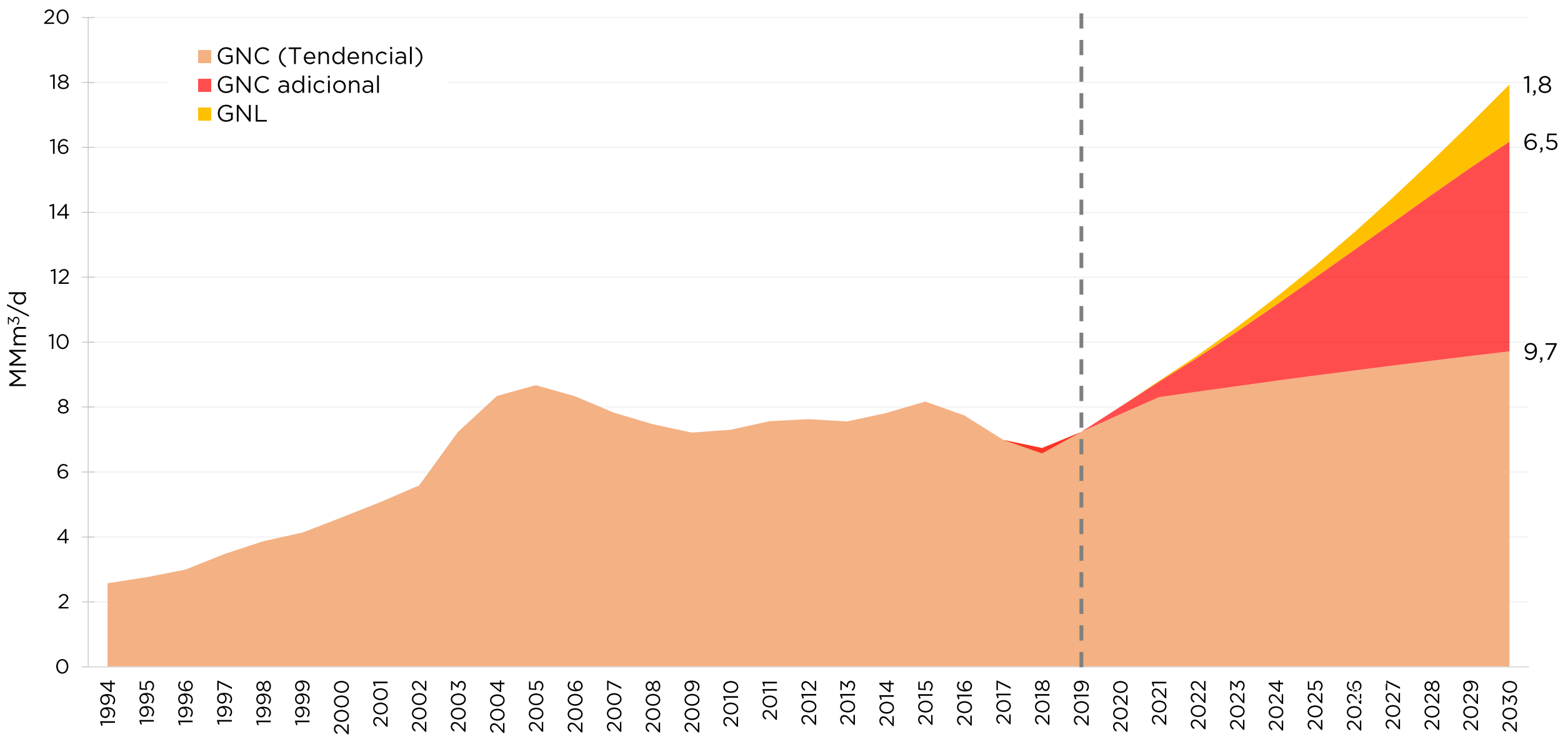
Energía para el Transporte



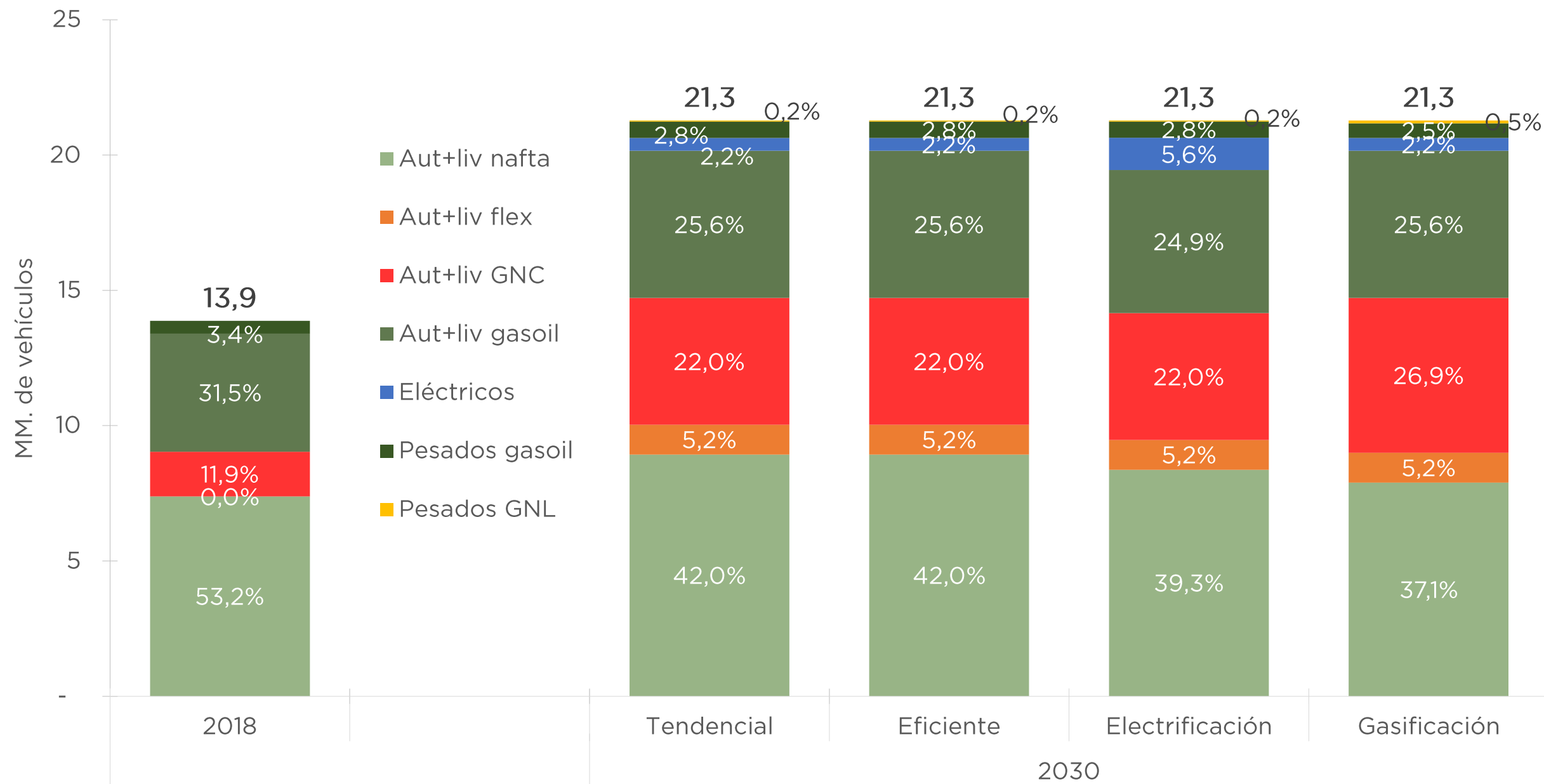
Secretaría de Gobierno de Energía
Subsecretaría de Planeamiento Energético

Supuestos para estimación de consumo en transporte





Parque automotor por combustible



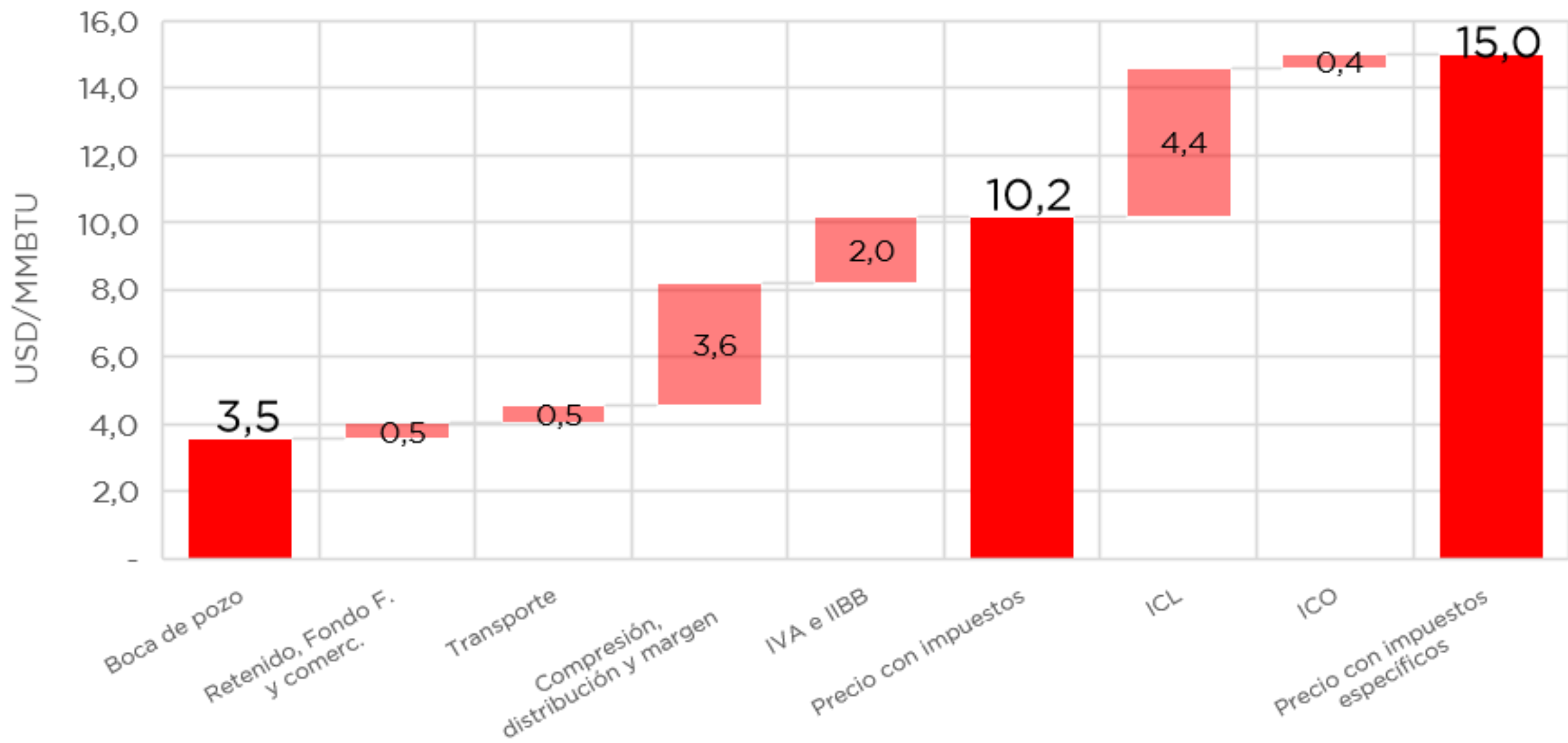
Tendencial	CAGR 2018-2030	2018	2030
Jet Kero (Mm ³)	-1,9%	0,7	0,6
Kerosene (km ³)	-12,9%	14,8	2,8
Motonaftas (Mm ³)	1,5%	9,3	11,2
Gasoil (Mm ³)	1,2%	13,5	15,5
Fueloil (kton)	-23,9%	104	4
GLP (Mton)	0,7%	1,50	1,62
Eficiente			
Motonaftas (Mm ³)	1,0%	9,3	10,6
Gasoil (Mm ³)	0,7%	13,5	14,7
GLP (Mton)	0,4%	1,50	1,57
Electrificación			
Motonaftas (Mm ³)	1,2%	9,3	10,8
Gasoil (Mm ³)	1,0%	13,2	15,2
GLP (Mton)	0,7%	1,50	1,62
Gasificación			
Motonaftas (Mm ³)	0,7%	9,3	10,1
Gasoil (Mm ³)	0,6%	13,5	14,5
GLP (Mton)	0,0%	1,50	1,49

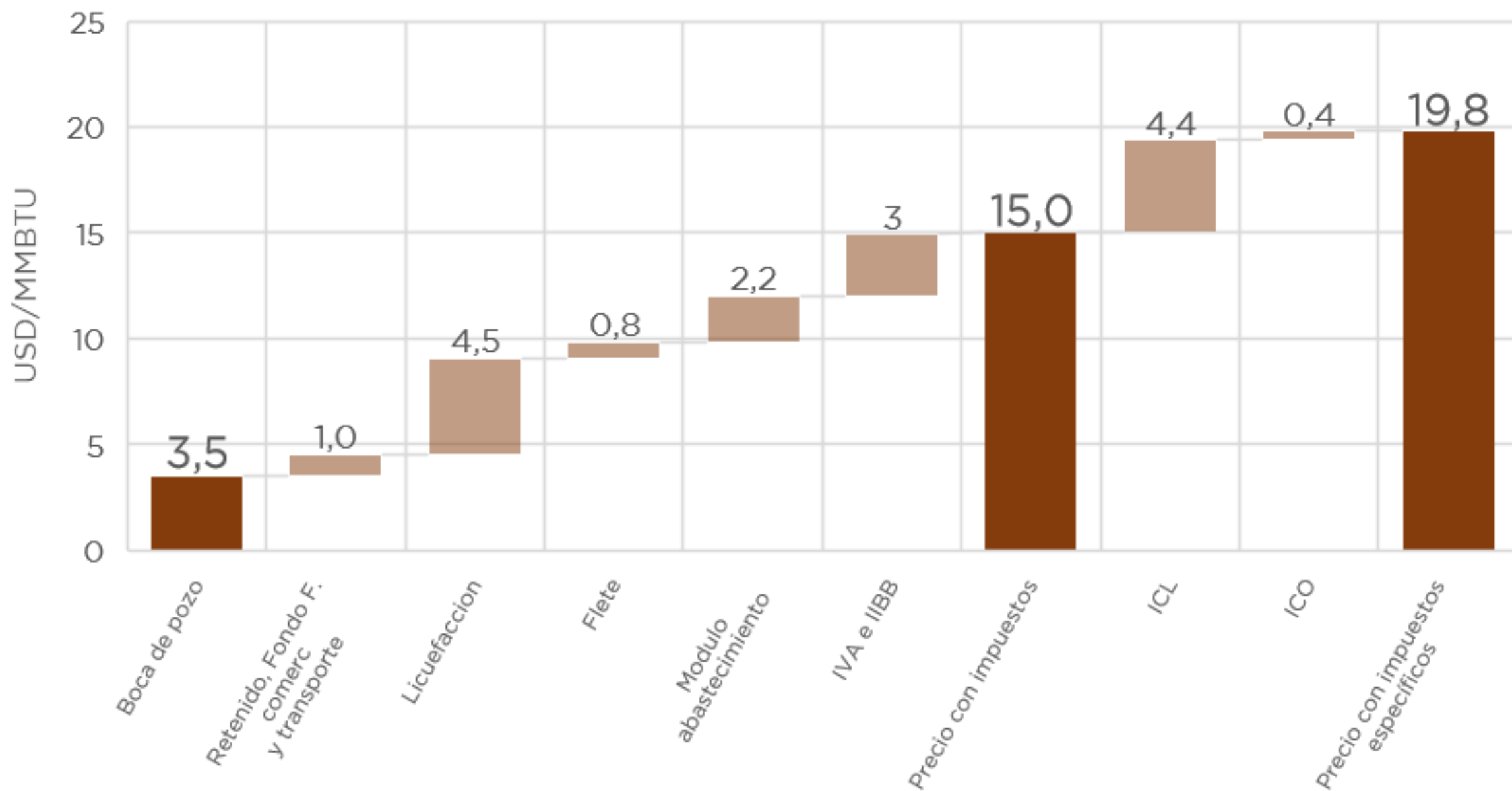
Nota: el consumo de gasoil y motonaftas incluyen su mezcla con biocombustibles.

Evaluación de proyectos de transporte automotor

	Autos	Buses	Camiones
CAPEX o valor de vehículo (USD)	Nafta / Flex: 23.400 GNC: 24.200 Eléctrico: 39.100 Híbrido: 37.500	Gasoil: 160.000 GNC: 203.000 GNL: 224.000 Eléctrico: 520.000 Biodiesel: 160.000	Gasoil: 135.000 GNL: 168.000
OPEX (USD)	Nafta / Flex: 3.576 GNC: 3.830 Eléctrico: 5.026 Híbrido: 5.155 Bioetanol: 3576	Gasoil (CD): 17.780 Gasoil (LD): 13.780 GNC (CD): 25.109 GNL (LD): 19.292 Eléctrico (CD): 35.840 Biodiesel (CD): 17.780	Gasoil: 21.988 GNL: 27.024
Duración (años)	12	10	10
Km medios anuales (diarios)	20.000 (55)	70.000 (200) corta distancia 280.000 (800) larga distancia	280.000 (800) larga distancia
Precio combustible	Nafta: 1,03 USD/litro GNC: 0,44 USD/m ³ Electricidad: c/subsidio 149 USD/MWh	Gasoil: 0,94 USD/litro (24,3 USD/MMBTU) GNC: 0,38 USD/m ³ (10,2 USD/MMBTU) GNL: 0,64/Kg (15 USD/MMBTU) Electricidad: c/subsidio 136 USD/MWh; s/subsidio 154 USD/MWh	Gasoil: 0,94 USD/litro (24,3 USD/MMBTU) GNL: 0,64/Kg (15 USD/MMBTU)
Consumo	Nafta / Flex: 9,5 L/100km GNC: 9,5 L/100km Eléctrico: 20 kWh/100km Híbrido: 3,46 L/100km Bioetanol: 13,56 L/100km	Gasoil: 45 L/100km (CD y LD) GNC: 59,4 m ³ /100km (CD) GNL: 39 Kg/100km (LD) Eléctrico: 116,5 kWh/100km (CD)	Gasoil: 39 L/100km (LD) GNL: 23,6 Kg/100km (LD)
Origen de vehículo	Convertido	De fábrica	De fábrica

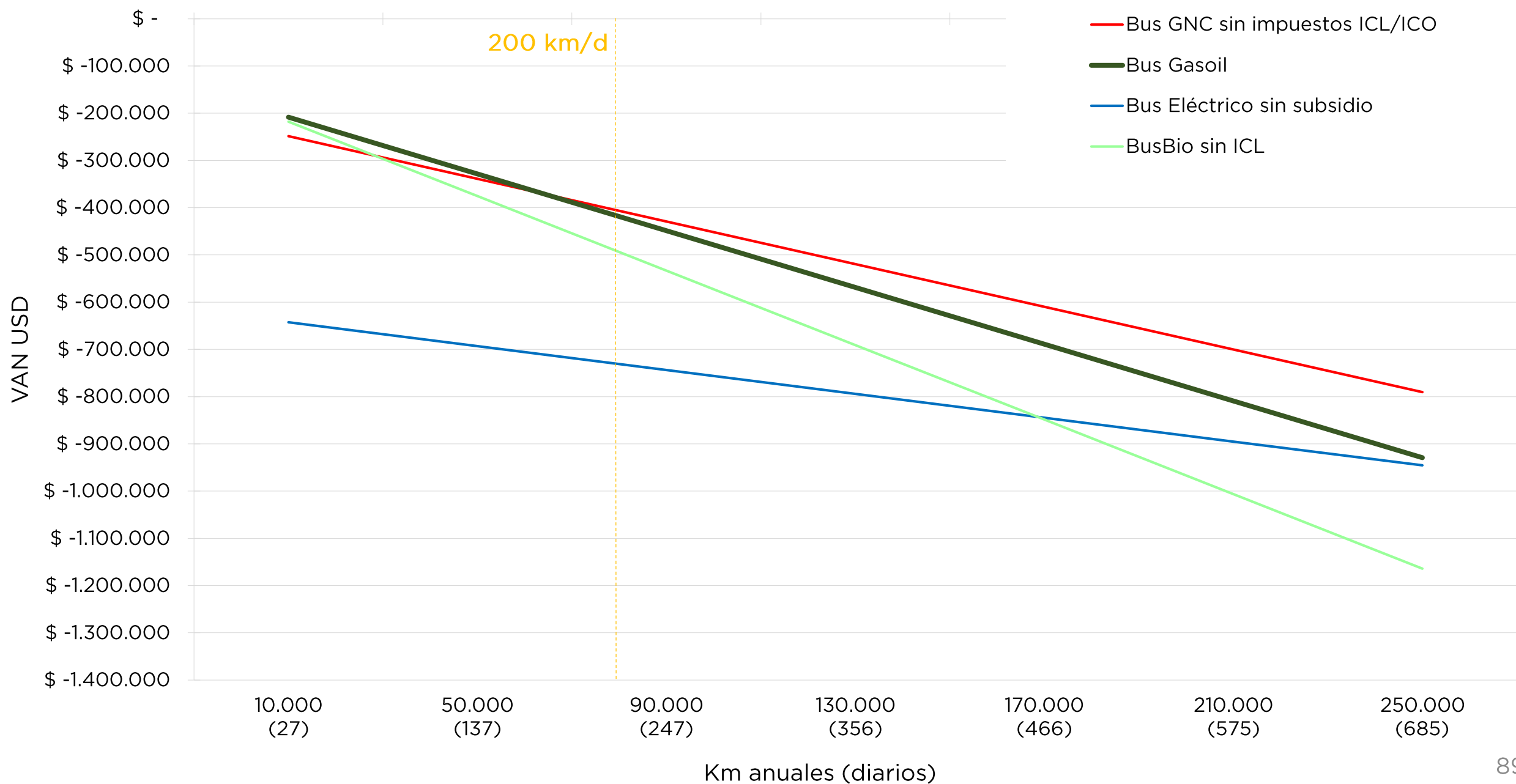
Vehículos pesados





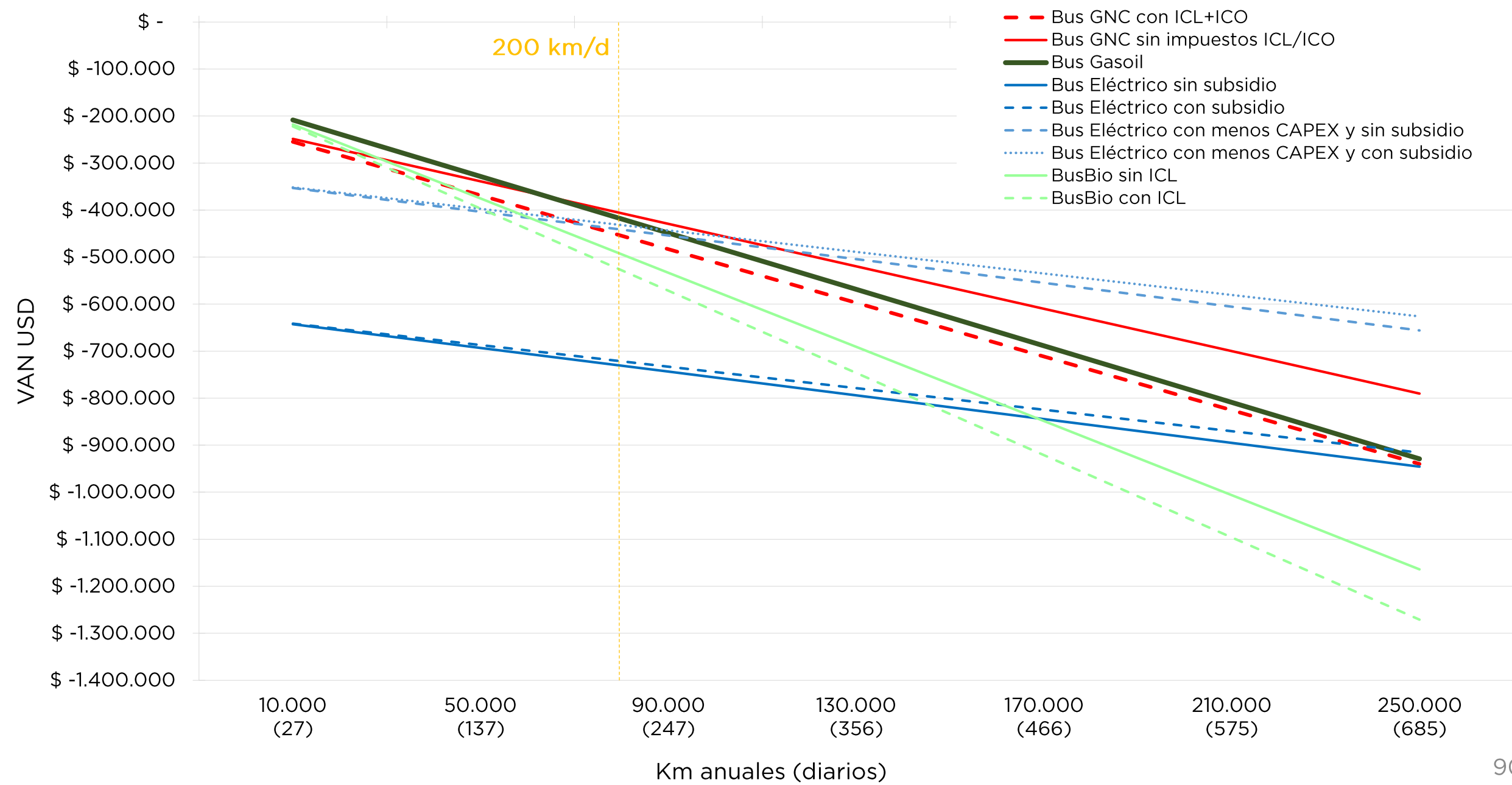
Evaluación de proyectos de tecnologías alternativas – Sector transporte

Valor actual para buses de corta distancia.



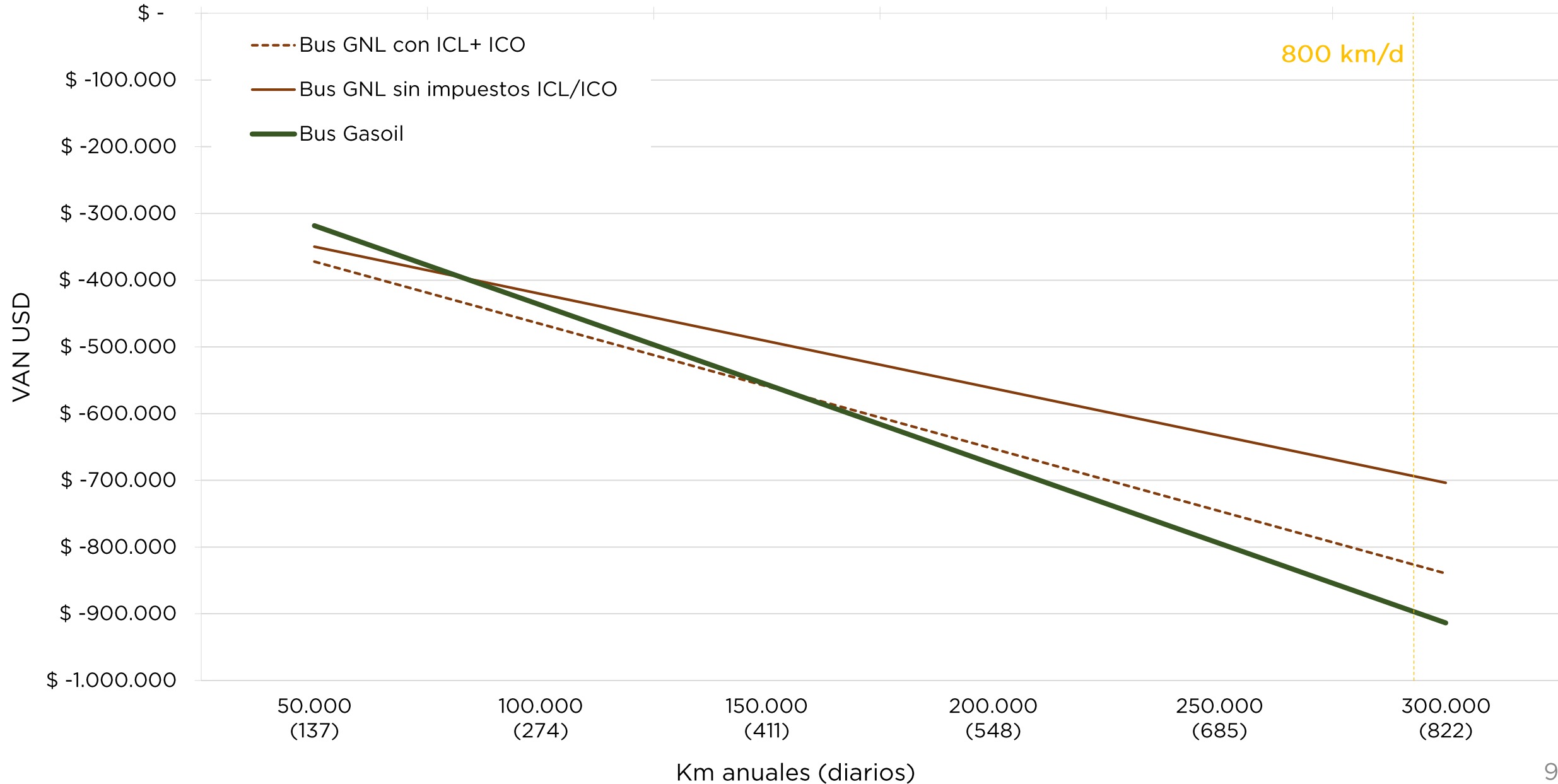
Evaluación de proyectos de tecnologías alternativas – Sector transporte

Valor actual para buses de corta distancia. Sensibilidades



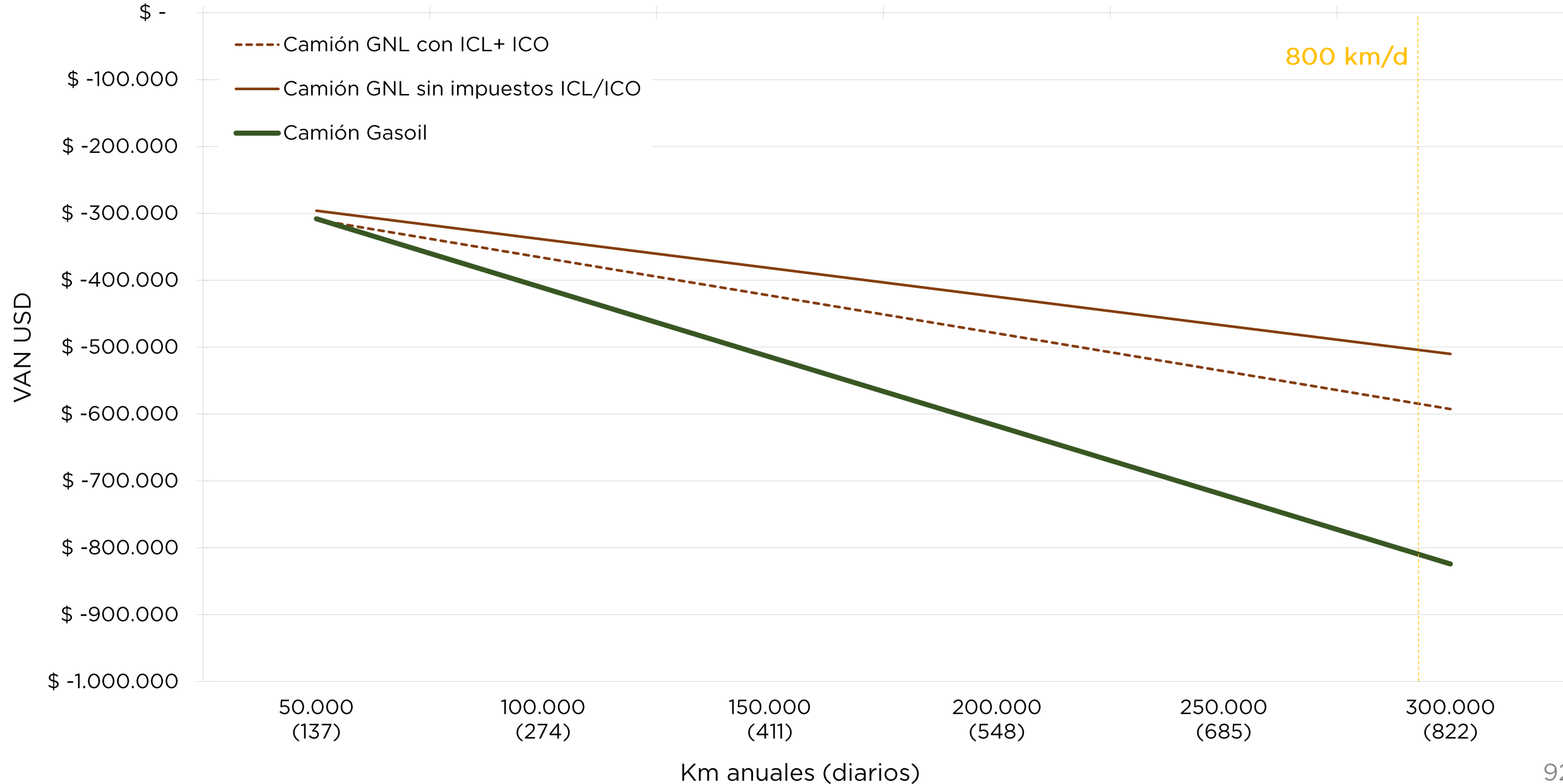
Evaluación de proyectos de tecnologías alternativas – Sector transporte

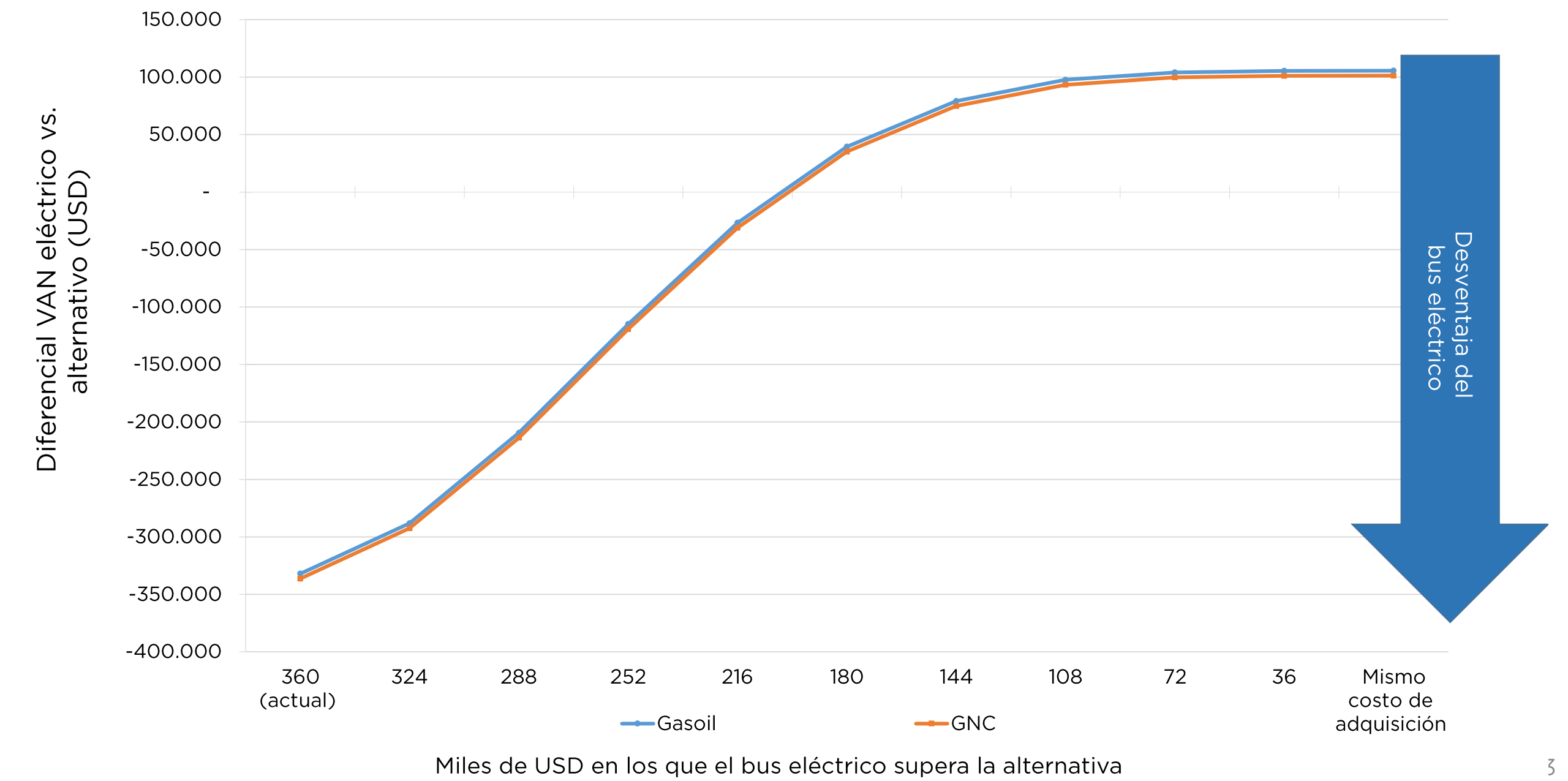
Valor actual para bus de larga distancia.



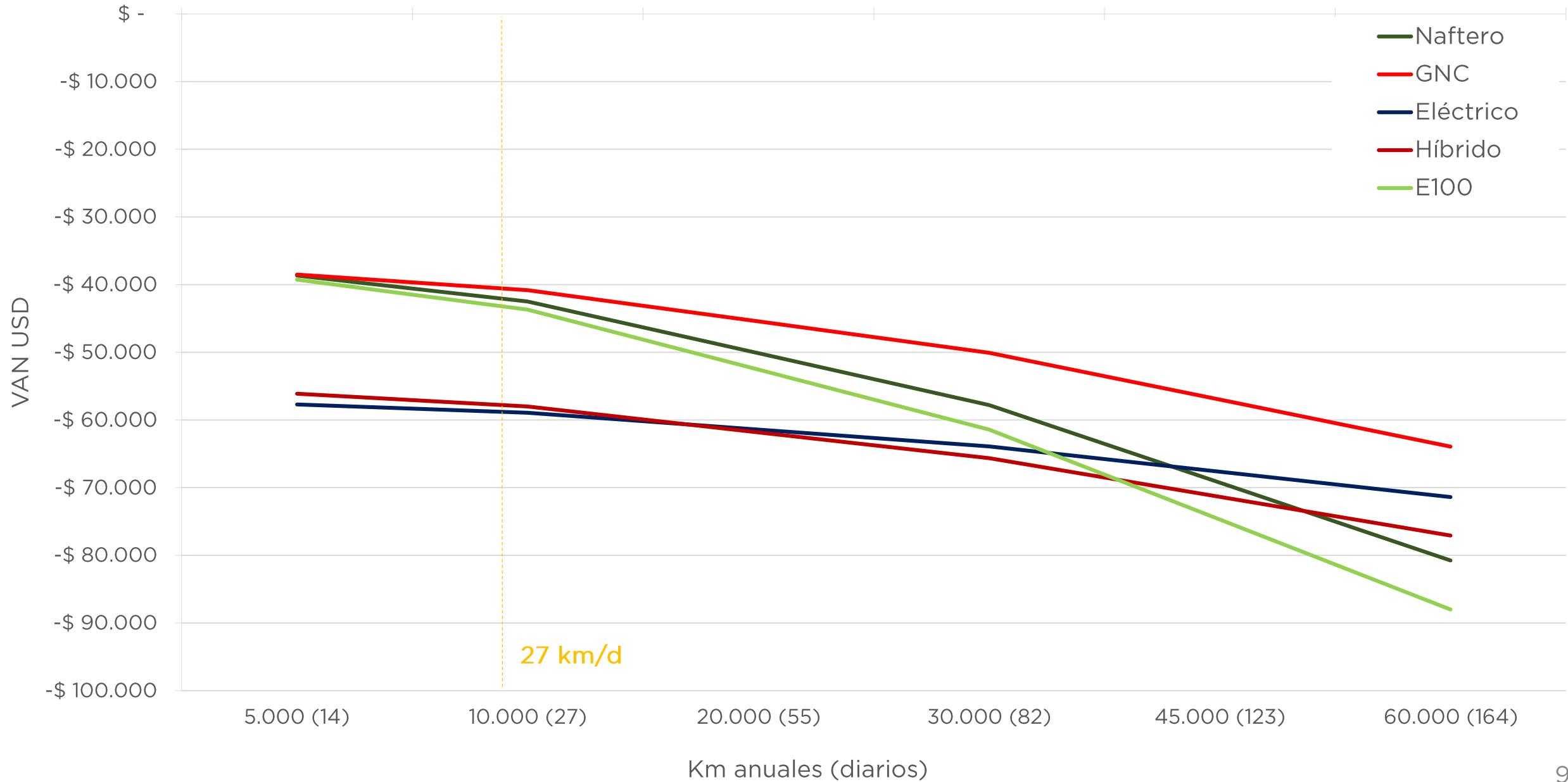
Evaluación de proyectos de tecnologías alternativas – Sector transporte

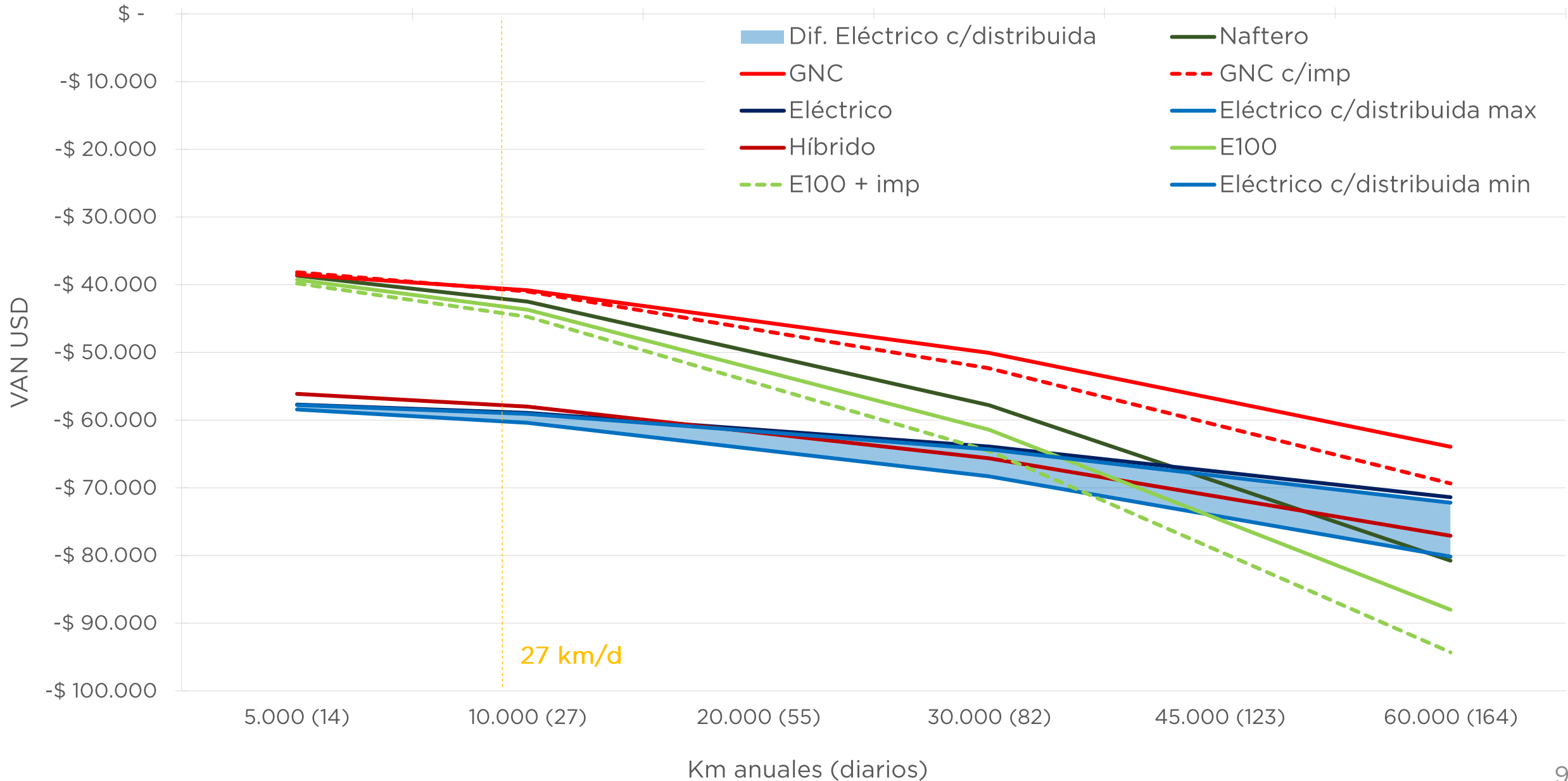
Valor actual para camión de larga distancia.

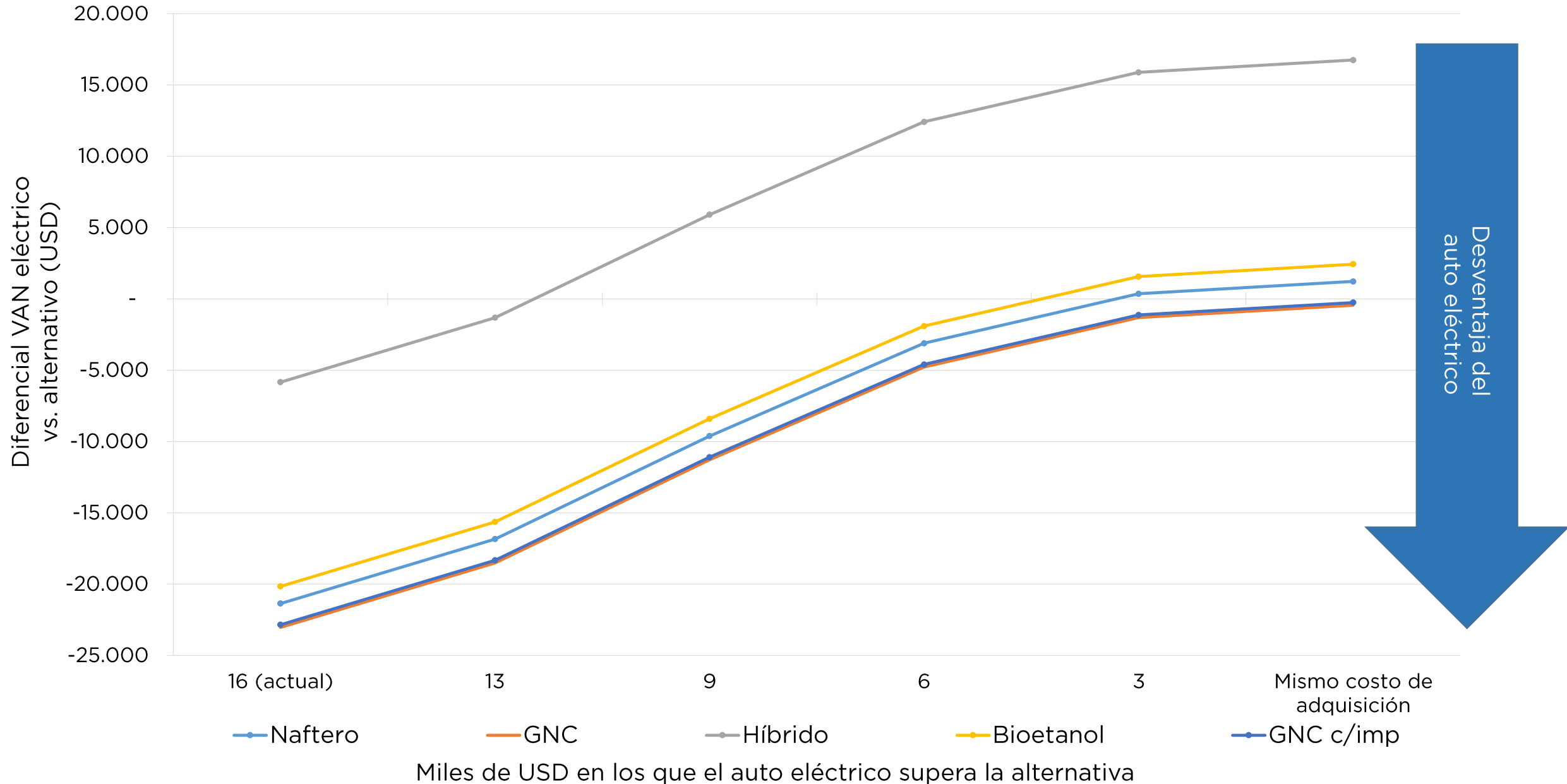




Vehículos livianos



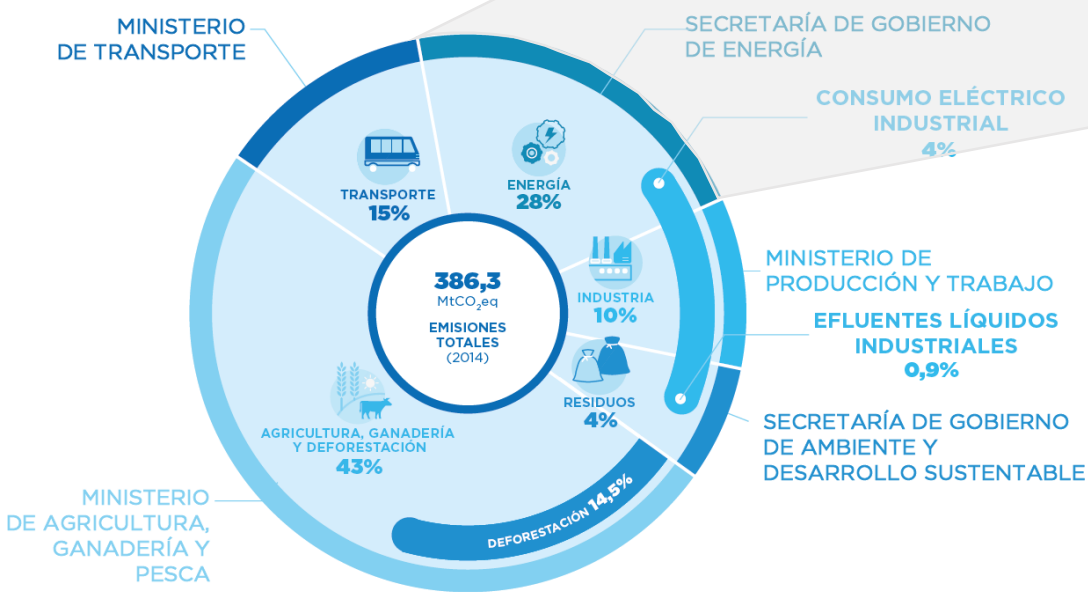




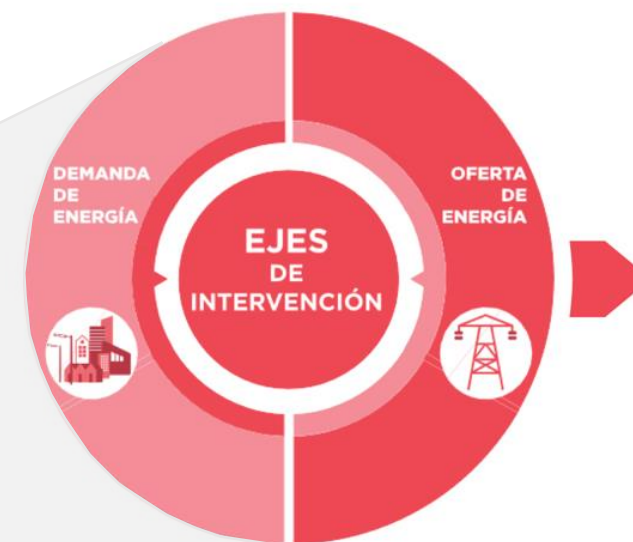
Comparación respecto de estimaciones anteriores

Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático

Las emisiones del sector Energía representan el 28% del inventario de emisiones de GEI en 2014, computando un total de 108 MMtCO₂e.



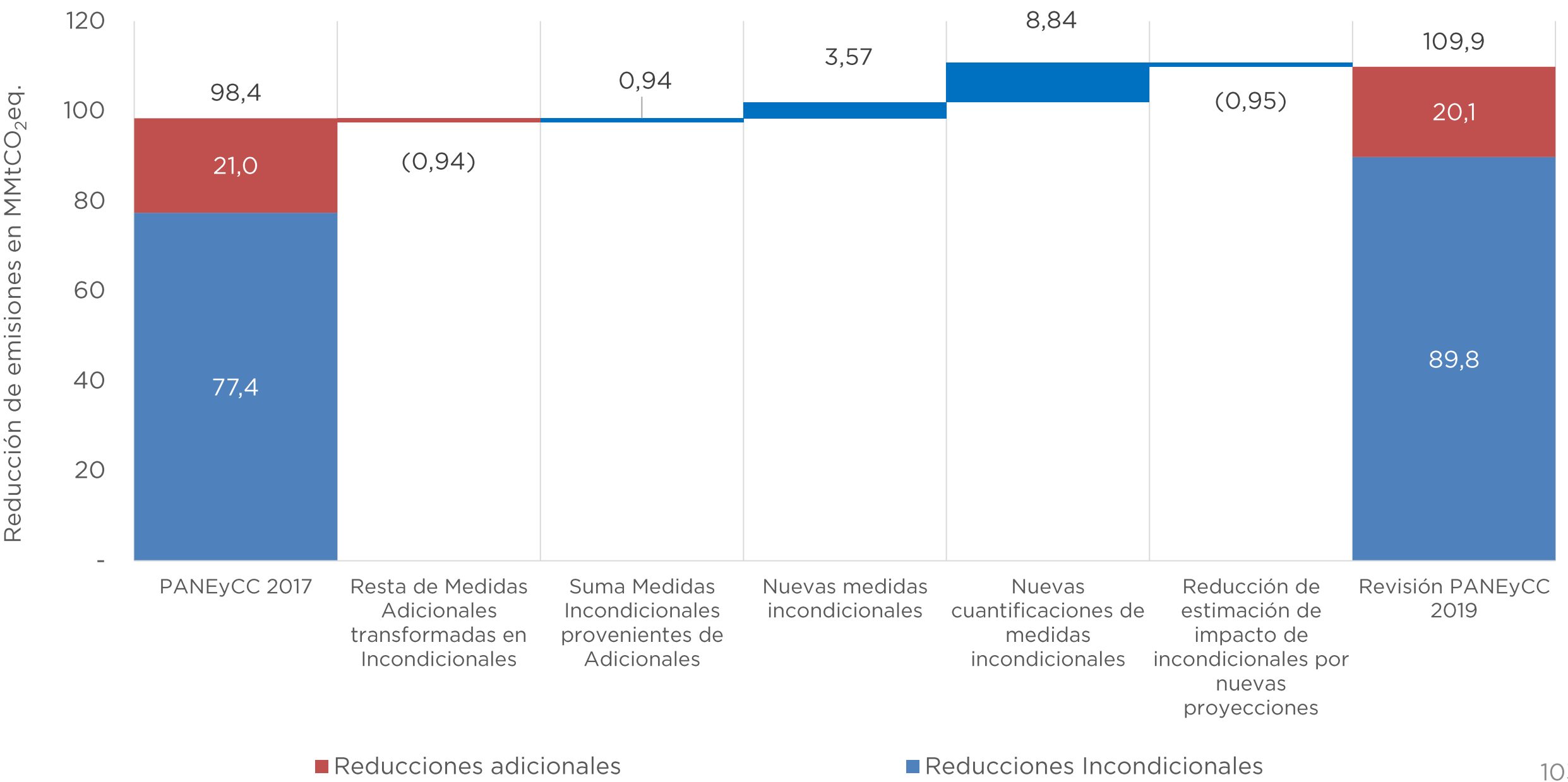
PLAN DE ACCIÓN



MEDIDAS DE MITIGACIÓN



Según la revisión en 2019 del **PANEyCC** elaborado en 2017, las medidas identificadas permitirían una **reducción de emisiones** en el sector energético para el año 2030 de **89,8MMtCO₂eq.**



Transición energética Experiencia Argentina en el G20

Transiciones Energéticas hacia sistemas más limpios, más flexibles y transparentes

Eficiencia energética

Energías renovables

Gas Natural

Otros combustibles fósiles

Subsidios ineficientes a los combustibles fósiles que fomentan el consumo desmedido

Energía Nuclear

El papel clave de la innovación

Transparencia de datos energéticos y digitalización de mercados

Seguridad energética

Asequibilidad y acceso a la energía



Ambiente (ESOM)

- Eficiencia de recursos y basura plástica marina.
- Adaptación e infraestructura resiliente, incluidos enfoques basados en ecosistemas

Acerca del proceso de planeamiento energético participativo

Proceso “Hacia una visión compartida de la transición energética Argentina al 2050”



Con el apoyo de



Comité consultivo

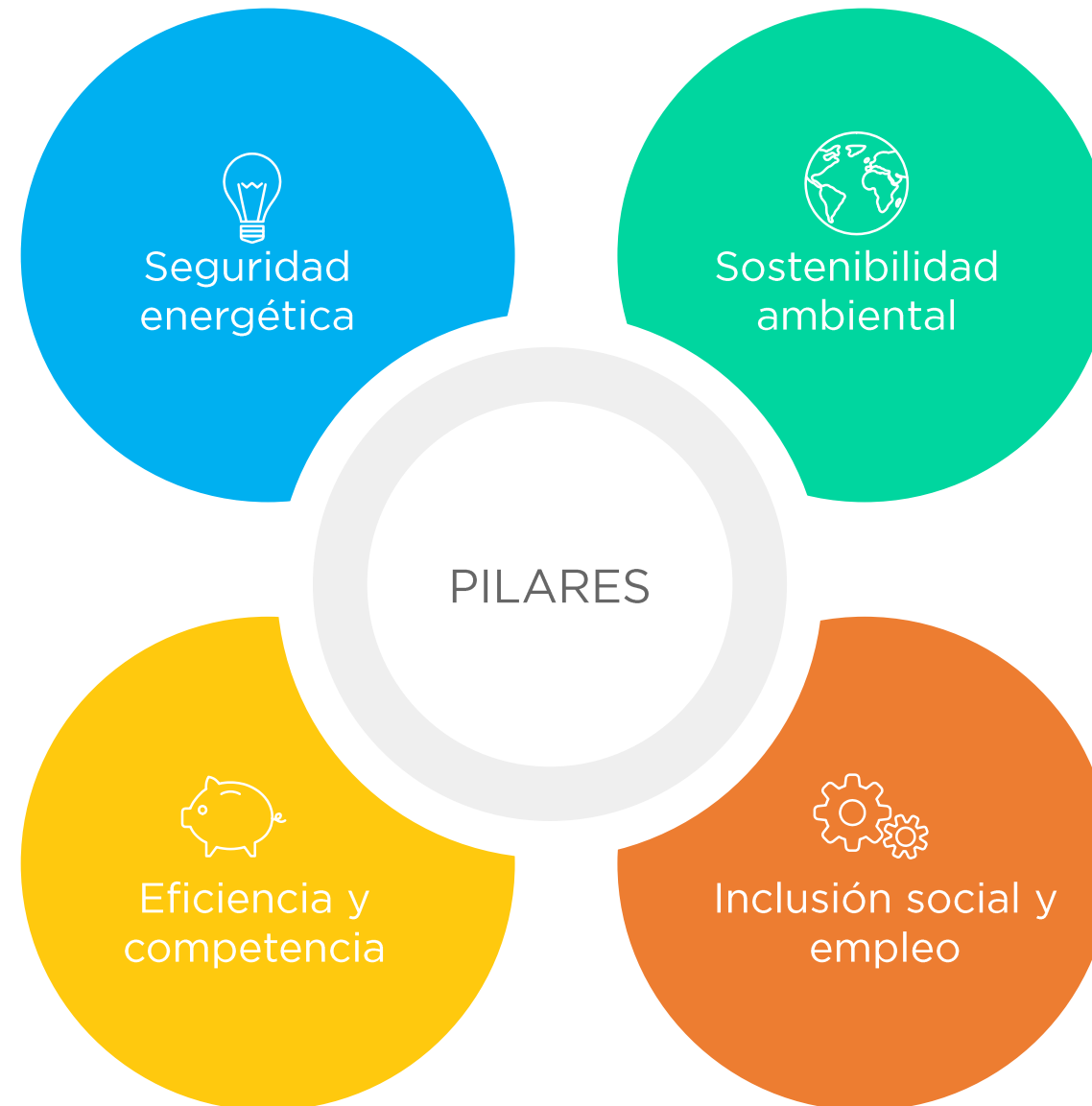
Participantes

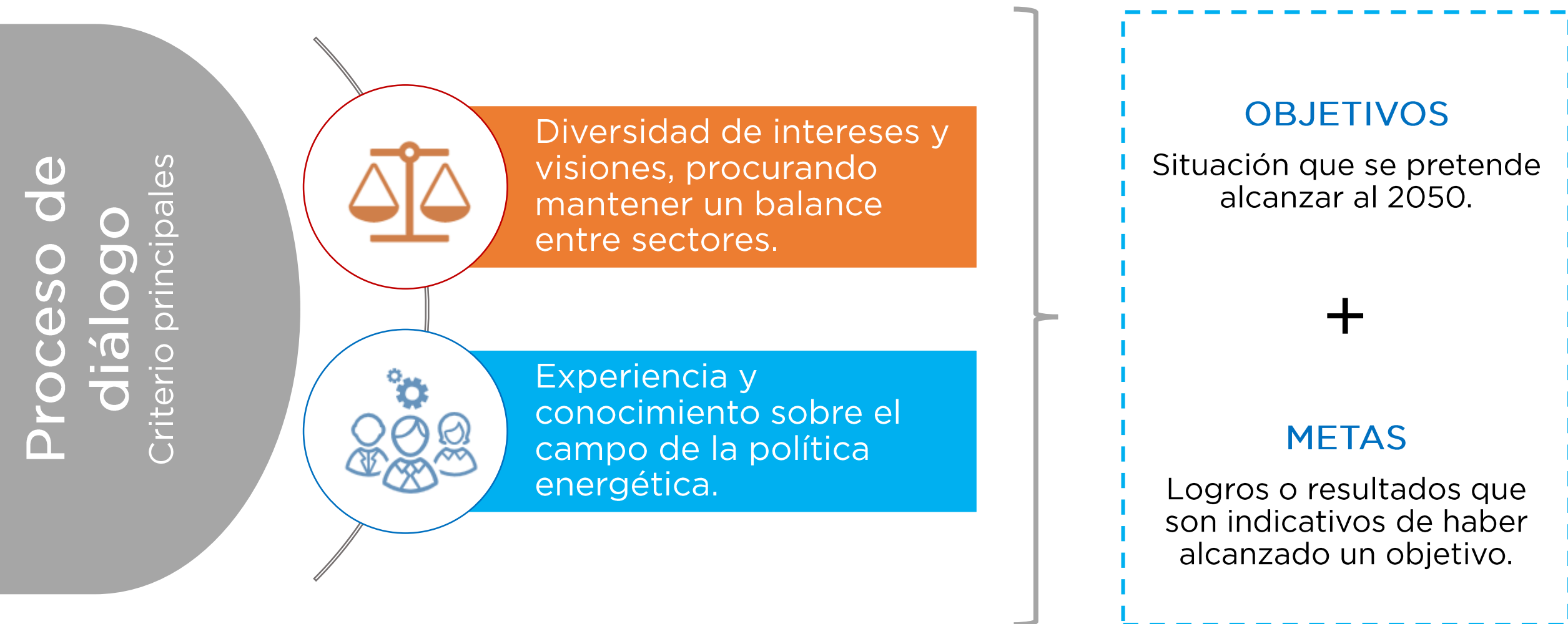
Academia Nacional de Ingeniería
Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica (ADEERA)
Asociación de Entes Reguladores Eléctricos (ADERE)
Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGEERA)
Asociación Grandes usuarios de Energía Eléctrica de la República Argentina (AGUEERA)
Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER)
Centro Argentino de Ingenieros (CAI)
Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA)
Comité Argentino del Consejo Mundial de la Energía (CACME)
Confederación General del Trabajo (CGT)
Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN)
Fundación EcoAndina
Fundación Vida Silvestre
Grupo Ex Secretarios
Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)
Instituto Petroquímico Argentino (IPA)
Instituto Torcuato Di Tella (ITDT)
Los Verdes-FEP
Unión de Consumidores de Argentina
Unión Industrial Argentina (UIA)
Universidad de Buenos Aires (UBA)
Universidad Tecnológica Nacional (UTN)
Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (CEADS)

Observadores

Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable
Secretaría de Gobierno de Agroindustria
Ministerio de Producción y Trabajo
Ministerio de Transporte





Se propuso acordar cuál sería la situación deseada del sistema energético argentino al 2050 (en otras palabras, los Objetivos de la Transición).

OBJETIVO 1

Contar con un sistema energético robusto, flexible, resiliente, diversificado, descentralizado e integrado regional y globalmente.

Meta #1

Se ha alcanzado una integración energética fluida con los países limítrofes, facilitada por una infraestructura de transporte energético y por políticas y marcos normativos armonizados y compatibles que optimicen los intercambios.

Meta #2

Se ha alcanzado la máxima descentralización posible de la generación eléctrica y térmica, sujeta a las condiciones de disponibilidad de los recursos, las mejoras tecnológicas y su viabilidad económica, social y ambiental.

Meta #3

Se ha incrementado la capacidad de almacenamiento de energía en Argentina a niveles de costos económicamente viables, de manera de contribuir a la flexibilidad del sistema.

Meta #4

Se ha alcanzado una diversificación progresiva que optimice la matriz en función de condiciones técnicas, económicas, ambientales y sociales.

Meta #5

Se ha logrado que la inversión en reservas de capacidad no supera el valor presente del costo social de energía no suministrada que estas inversiones en reservas han permitido ahorrar.

OBJETIVO 2

Alcanzar un sistema energético más limpio, que responda a los compromisos internacionales asumidos por Argentina de contribuir a alcanzar los objetivos globales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, y que opere de acuerdo a los más altos estándares existentes de protección al ambiente y la salud de la población.

Meta #1

El nivel de emisiones de GEI del sector energético contribuye a alcanzar los objetivos del Acuerdo de París de mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2° C con respecto a los niveles preindustriales, y de proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1.5°C, de acuerdo con el principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas.

Meta #2

En el marco de un sistema de evaluación ambiental nacional, nuestro país cuenta con más de veinticinco años de institucionalización y aplicación del procedimiento de Evaluación Ambiental Estratégica de políticas referidas al sistema energético, y se ha garantizado que todos los proyectos energéticos han sido sometidos a procedimientos de evaluación de impacto ambiental de acuerdo a los más altos estándares existentes, asegurando un sistema de monitoreo y revisión.

OBJETIVO 3

Contar con un sistema energético que promueva la competencia y con precios competitivos que reflejen los costos económicos de las distintas fuentes de energía, incluyendo las externalidades socioambientales.

Meta #1

El costo promedio energético nacional es el más bajo de los países de la región y está dentro de los más bajos a nivel global, en condiciones similares de comparación.

Meta #2

La demanda eléctrica en Argentina de grandes usuarios y distribuidoras es abastecida por contratos de corto, mediano y largo plazo, a través de mecanismos transparentes como subastas y/o contratos bilaterales entre partes.

Meta #3

Se han internalizado las externalidades asociadas en las decisiones de inversión del sistema energético.

OBJETIVO 4

Alcanzar un sistema energético con los más altos niveles de eficiencia posible en la generación, transporte, distribución y consumo de la energía.

Meta #1

La intensidad energética se reduce entre un 40-50% con respecto a la existente en el año 2020.

Meta #2

Argentina cuenta con niveles de eficiencia energética superiores a la media de los países de la región y semejantes a la media de los países más avanzados a nivel mundial.

Meta #3

El país cuenta con una serie de datos de treinta años de monitoreo del consumo energético y la eficiencia en el sector residencial, transporte, industria, servicios y agropecuario.

Meta #4

El país ha monitoreado el cumplimiento de metas de intensidad energética por subsector, con base en indicadores definidos y medidos durante al menos veinticinco años.

Meta #5

La temática de la eficiencia energética ha estado incorporada de manera obligatoria en todos los niveles educativos desde, al menos, veinticinco años.

OBJETIVO 5

Contar con una infraestructura del sistema energético con altos niveles de digitalización e incorporación de sistemas inteligentes de gestión y monitoreo que garanticen la continuidad de los servicios, rápida capacidad de respuesta y mayor eficiencia.

Meta #1

El 95% del sistema opera con sistemas inteligentes, que incluyen medidores inteligentes, gestión de demanda, digitalización y generación distribuida al 2050.

Meta #2

El 70% del sistema opera con sistemas inteligentes, que incluyen medidores inteligentes, gestión de demanda, digitalización y generación distribuida al 2040.

Meta #3

Los sistemas inteligentes incluyen almacenamiento con un nivel superior a la media de los países de la región y equivalentes a los países más avanzados a nivel mundial, de acuerdo a la tecnología disponible y factibilidad económica, social y ambiental al 2050.

Meta #4

Se ha reducido sustancialmente la posibilidad de cortes a un máximo de 4 horas (por usuario por año) mediante alternativas de interconexión, digitalización y almacenamiento factibles de monitoreo y gestión, salvo cuestiones de fuerza mayor al 2050

OBJETIVO 6

Asegurar que todos los hogares cuenten con acceso a servicios energéticos que les permitan cubrir sus necesidades, de una manera asequible, segura y moderna, incorporando estándares de eficiencia y seguridad.

Meta #1

El 100% de los hogares tiene cubiertas, de modo eficiente y confiable, tanto sus necesidades básicas de servicios energéticos como sus mayores requerimientos, todo ello de acuerdo con normas de suficiencia y equidad en todos los niveles y distintas regiones climáticas.

Meta #2

El país ha eliminado la pobreza energética, definida de acuerdo a estándares internacionales.

OBJETIVO 7

Generar un sistema energético que potencie el desarrollo local y nacional, y considere y mitigue los impactos sociales y en el empleo producidos por los cambios tecnológicos y la transición energética.

Meta #1

El 100% de la fuerza de trabajo de industrias afectadas por la transición energética se ha insertado en nuevos empleos decentes en industrias ambientalmente sostenibles, principalmente contemplando su alcance mediante programas y medidas de protección social efectivas, tomando como referencia las directrices de la OIT para una transición justa.

Meta #2

Se han creado cadenas de valor en la industria energética a nivel local y regional, que generaron empleo y desarrollo local.

Meta #3

La industria energética argentina ha maximizado su componente de producción nacional con costos competitivos.

Meta #4

El sector público y el privado se han integrado para la capacitación de futuros empleados y han puesto en práctica una estrategia de I+D+D (investigación, desarrollo y difusión).

Meta #5

Los beneficios de los proyectos de generación energética han impactado positivamente en el desarrollo local.

OBJETIVO 8

Institucionalizar instancias y mecanismos de planificación participativa del sistema energético, que consideren los impactos y consecuencias ambientales, sociales, económicas, y de género de las propuestas de proyectos, programas y políticas energéticas, y que incluyan mecanismos de evaluación, monitoreo y revisión.

Meta #1

Un consejo técnico asesor, independiente, autárquico, ha estado en funcionamiento durante aproximadamente tres décadas, haciendo el seguimiento de las tendencias energéticas y de innovación tecnológica a nivel global. El consejo habrá definido y actualizado regularmente un conjunto de indicadores de sostenibilidad del sistema energético, elaborado escenarios y realizado el seguimiento, monitoreo y publicación periódica de los mismos, en línea con estándares internacionales.

Meta #2

Los Objetivos y Metas de la Transición Energética Argentina habrán sido revisados cada cinco años durante aproximadamente tres décadas, a través de un mecanismo participativo de planificación y monitoreo establecido por la Secretaría de Gobierno de Energía (o la máxima autoridad del Estado nacional con competencia en materia energética que corresponda) y considerando los insumos del consejo técnico asesor.