

Argentina.

# 100 primeros días de política energética libertaria.

¿Qué propusieron? ¿Qué concretaron? ¿Qué podrían llegar a hacer?

*Escenarios Energéticos 2024.*

Publicación trimestral

## Acerca de este documento

---

El presente documento muestra escenarios de corto plazo, con foco en 2024, para los sectores de gas y energía eléctrica de Argentina.

**Los escenarios no son pronósticos.** Los escenarios aquí expuestos resultan de la combinación de diferentes supuestos de demanda, oferta, precios y productividad, y no pretenden tener carácter predictivo, sino que son proyecciones de lo que podría ocurrir en función de distintas combinaciones de supuestos y valores posibles de algunas variables exógenas de relevancia. Los resultados de los escenarios son dinámicos y es por ello que esta publicación tendrá un carácter trimestral, conteniendo cada reporte una visión corregida y actualizada, en función de la nueva información disponible y las medidas llevadas adelante por el gobierno con impacto en el sector energético para, de esa forma, constituirse en una herramienta adecuada para la toma de decisiones.

Asimismo, se destaca que *Energía.ai* no asigna probabilidades de ocurrencia a los escenarios modelados, siendo este un ejercicio propio del tomador de decisión sobre la base de su experiencia y usando los escenarios como herramienta de soporte. Sin embargo, los consultores, sobre la base de su propia experiencia como asesores en el sector privado, público, reguladores y policy makers, expondrán algunas consideraciones estratégicas basadas en los resultados cuantitativos de los escenarios y su valoración subjetiva del entorno económico, político y energético nacional, regional e internacional y sus respectivos riesgos asociados.

Las observaciones e interpretaciones sobre la dinámica de los mercados relevados en este documento son expresadas sucintamente y surgen de una interpretación propia de los autores/consultores a partir de la observación de los datos y debe ser complementada con los análisis e interpretaciones propias del lector. En este sentido, cualquier decisión comercial, económica o legal vinculada con la interpretación del presente reporte es de exclusiva responsabilidad del cliente.

La información y los comentarios contenidos en este documento pueden ser reutilizados parcialmente para fines no comerciales y citando adecuadamente la fuente.

**Sírvase citar “Energia.ai - Escenarios Energéticos 2024 (Marzo 2024)”.**

Mauricio E. Roitman | mroitman2001@gmail.com  
Luciano Caratori | luciano@caratori.com.ar

# Índice

---

- 1. Resumen estratégico: 100 primeros días de política energética libertaria**
- 2. ¿Qué propusieron? ¿Qué concretaron? ¿Qué podrían llegar a hacer?**
- 3. Subsidios energéticos, requerimientos de divisas y balanza comercial energética**
- 4. Mercado de gas y electricidad: aspectos coyunturales de relevancia**
- 5. Mercado de gas y electricidad: Incertidumbres críticas, temas clave y riesgos**
- 6. Anexo:**
  - DNU 70/2023;
  - Fórmula ajuste transporte eléctrico;
  - Estructura del mercado de gas;
  - Plan Gas;
  - Información de despacho (CAMMESA).

---

## **Resumen estratégico:**

**100 primeros días de política energética libertaria**

**¿Qué propusieron?**

**¿Qué concretaron?**

**¿Qué podrían llegar a hacer?**

# Escenarios energéticos 2024: ¿Qué propusieron?

## ✓ **Objetivos Secretaría de Energía:**

- Asegurar suministro energético para que la energía sea el motor del crecimiento sostenido de la economía y la mejora del bienestar de la sociedad.
- Revertir el Balance Comercial Energético deficitario en el más breve plazo convirtiendo al país en actor confiable en los mercados internacionales.
- Que las tarifas sean fijadas en un todo de acuerdo a las Leyes 24.076/24.065, asegurando la auto-sustentabilidad económico-financiera del sector.
- Limitar subsidios a sectores más vulnerables y con volúmenes máximos de energéticos subsidiados: “Canasta Energética básica, por zona bioclimática”.
- Recrear los mecanismos para que el sector privado sea responsable de la expansión de la infraestructura a su riesgo (Eliminación fideicomisos públicos).

## ✓ **Ley de Bases (original)...:**

- Lineamientos principales:
  - i. Visión integral de todo el sector energético, no parcial ni por sectores estancos e incommunicados;
  - ii. Enfoque internacional, con promoción del libre comercio internacional;
  - iii. Consideración de los recursos naturales existentes y por desarrollar mediante crecientes inversiones (Actualización y mejora de la Ley 17.319);
  - iv. Aplicación del principio de subsidiariedad, propiciando la participación competitiva de los privados en el sector; y
  - v. Asignación de derechos de emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y creación de un mercado de derechos de emisión de GEI.

# Escenarios energéticos 2024: ¿Qué propusieron?

## ✓ Nuevo enfoque para el sistema eléctrico:

- **Premisa del SE:** La corrección de las tarifas es fundamental para: a) restablecer los precios relativos de la economía; b) asegurar la autosuficiencia económica del sistema eléctrico, frente a la incapacidad del Estado Nacional de seguir asistiendo financieramente; c) **establecer las bases para promover la inversión privada.**
- Restaurar la cadena de pagos del sector y salir de la coyuntura de vulnerabilidad que tiene el sistema en los 3 segmentos (generación, transporte y distribución).
- Volver a fijar el Precio Estacional a valores que representen el costo de abastecimiento de mediano plazo y que cubra todos los costos de producción.
- Restaurar señales de precios en el mercado de generación para atraer inversiones en generación y transporte, lo que permitirá contar con generación más eficiente y proveniente de sitios donde están localizados nuestros recursos naturales.
- Buscar que el sector privado sea el responsable de la expansión de la infraestructura.
- Asegurar el suministro energético para permitir el crecimiento sostenido sin restricciones de infraestructura energética.
- Enfocar los subsidios a los sectores más vulnerables, estableciendo volúmenes indispensables de energía a ser subsidiados por zona bioambiental.

## ✓ Transporte eléctrico:

- Mejorar el servicio al usuario final.
- Realizar una actualización en la remuneración de los transportistas.
- Lograr la estabilidad en los pagos.
- Impulsar la iniciativa privada para obras de interconexión regional.
- Que los gobiernos locales realicen las inversiones de transporte de jurisdicción provincial.
- Corregir señales equivocadas a la demanda de transporte, garantizando confiabilidad del suministro, eficiencia económica y competitividad comercial.
- Fondos fiduciarios: ¡AFUERA!

# Escenarios energéticos 2024: ¿Qué propusieron?

## ✓ Aumento de tarifas de gas y reducción de subsidios:

- Traslado “gradual” (pero total) del componente de precio de gas en PIST a las tarifas finales para la readecuación progresiva de subsidios:
  - *33% desde el 1º de febrero de 2024 / 33% desde el 1º de marzo de 2024 / 33% desde el 1º de abril de 2024.*
  - La segmentación actual se mantiene hasta 1º de abril 2024 y luego comienza nuevo esquema de subsidios (AP realizada 29/02).
  - PIST actualizado mensualmente por ¿TC?
  - Actualización de márgenes de Transporte & Distribución (T&D).
  - Revisión tarifaria quinquenal (período 2024-2028).

## ✓ Nuevo régimen de subsidios a la energía (Canasta Básica Energética, CBE):

- Contemplará necesidades básicas de consumo de electricidad y gas de hogares, para cada mes del año, según su ubicación geográfica conforme a mapa de zonas bioambientales (Norma IRAM 11603) y a la conformación del hogar: de 1 a 2 personas, de 3 a 4 personas, o más de 5 personas.
- La SE fijará un % máximo que la CBE deberá representar del ingreso familiar. Superado ese umbral, se subsidiará al hogar hasta llegar a su CBE.

## ✓ Actualización precio máximo de referencia del GLP

- Reducir distorsiones entre el mercado local y el regional/internacional.

## ✓ Liberalización de precios y actualización del impuesto sobre los combustibles líquidos y al dióxido de carbono CO<sub>2</sub>:

- Libre interacción entre oferta y demanda en el mercado de crudo (alineamiento a paridades internacionales).
- Descongelamiento y recuperación de impuestos específicos sobre los combustibles líquidos (gasoil y naftas).

# Escenarios energéticos 2024: ¿Qué concretaron?

## ✓ DNU 55/23:

- Emergencia del Sector Energético Nacional en generación, transporte y distribución, hasta el 31 de diciembre de 2024.
- Inicio RTI: entrada en vigencia de cuadros tarifarios no podrá exceder al 31 de diciembre de 2024.

## ✓ DNU 70/23 (Ver detalle en Anexo):

- Algunos aspectos de Reforma del Estado. Prestación de servicios mínimos en actividades esenciales. El PEN no podrá establecer prohibiciones ni restricciones a las exportaciones o importaciones por motivos económicos
- Modificaciones Energía: nuevos subsidios (ART.177), eliminación fondos fiduciarios/específicos.

## ✓ Aumento tarifario eléctrico y reducción de subsidios:

- La Secretaría de Energía implementó un programa de acciones para mejorar la calidad del suministro eléctrico y ofrecer beneficios a los consumidores:
  - Reprogramó precios estacionales del verano (meses de mayor demanda) para el período del 1° de febrero al 30 de abril del 2024.
  - En ese periodo (para mayor transparencia y estabilidad en los costos) restableció Precios de Referencia de la Potencia (POTREF), Precio Estabilizado de la Energía Eléctrica (PEE) y el Precio Estabilizado del Transporte (PET).
  - Para evitar impactos bruscos en los costos del servicio para usuarios de ingresos bajos y medios se mantienen precios estacionales subsidiados para N2 y N3 (Por topes Dec. 332/22), hasta tanto se ponga en vigencia el nuevo sistema de subsidios.
  - Las distribuidoras de energía deberán mostrar en las facturas el monto del subsidio que recibe cada uno por parte del Estado Nacional.

# Escenarios energéticos 2024: ¿Qué concretaron?

## ✓ **Aumento tarifario eléctrico y reducción de subsidios (cont.):**

- En paralelo, actualizó las remuneraciones a los generadores por la puesta a disposición de energía y potencia en el mercado (+74% en \$, Res. SE 9/24).
- Resolución ENRE N°2/24: convocó AP por aumentos EDENOR y EDESUR (adecuación transitoria) de cuadros tarifarios del servicio público de distribución en AMBA.
- Resoluciones ENRE N° 101 y 102/24 (aprobación de cuadros tarifarios de EDESUR y EDENOR), publicadas en el B.O del 16/02/24.
- En el caso de los usuarios N1 (consumo promedio de 380 kWh/mes), una factura de \$13.900 pasará a pagar \$34.332 (+150%). En el caso de los usuarios N2 (mismo nivel de consumo y periodo) pasará de \$4.360 a \$7.415 (+70%); y en caso de los N3, pasará de \$4.783 a \$7.850, equivalente a una diferencia de +65%.
- El ENRE emitió la Resolución 85/24: mejora del factor de potencia que obliga a inversiones privadas (para mejorar Cos fi de 0,85 a 0,95). Representa disminución del +-10% de la corriente que el usuario absorbe de la red, para misma potencia activa de utilización, y una reducción de energía por menos pérdidas de +-20%.
- Tarifas fijadas tendrán vigencia transitoria de un año, mientras tanto se lleva a cabo, conforme a la Ley 24.065, la revisión tarifaria quinquenal (2024-2028).

## ✓ **Se volvió a extender el período de transición de las concesiones hidroeléctricas de la Patagonia Norte**

- Por segunda vez en el año, la SE tomó la decisión provisoria mediante la Resolución 33/24, publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina (BORA) el 18/3. La primera extensión de 2024 fue publicada el 17/1 (Res. 2/24).
- Extiende por otros 60 días las concesiones de las 4 hidroeléctricas. Se trata de la cuarta extensión, luego de las concedidas en julio y octubre pasado, en el marco del período de transición previsto en el contrato de concesión. 1) Alicurá, El Chocón/Arroyito y Cerros Colorados (hasta el 18/05/24) y 2) Piedra del Águila (hasta el 27/06/24).

# Escenarios energéticos 2024: ¿Qué concretaron?

- ✓ **Actualización de tarifas de transporte eléctrico (Res. ENRE 104/2024 a 111/2024; Transener: + 180%)**
  - Nuevos valores horarios a aplicar al equipamiento regulado y el valor Promedio de las Sanciones Mensuales Históricas (SP) aplicados a la transportista.
  - Aprueba fórmula de actualización de la remuneración de las transportistas, ajuste mensual a partir de mayo de 2024 (ver ANEXO).
  - Instruyó a las transportistas a presentar (en 10 días hábiles) un plan de inversiones anual para 2024 acorde a los ingresos actualizados.
- ✓ **Actualización de tarifas de gas y quita de subsidios**
  - Traslado gradual (pero total) del precio de gas en PIST a las tarifas finales, a efectos de lograr una quita de subsidios progresiva.  
2,9 USD/MMBTU desde abril 2024 / 4,5 USD/MMBTU desde mayo 2024 / 2,9 USD/MMBTU desde octubre de 2024.
  - La actual “segmentación” de subsidios queda vigente hasta la entrada de un nuevo programa (¿Mayo de 2024?).
  - Ajuste mensual por tipo de cambio del precio en PIST en tarifa final – denominado en pesos, a partir de mayo.
  - Incrementos de tarifas de T&D (aumentos de +280% a +650%) y ajuste mensual por polinómica (inflación mayorista e índices de salarios y costo de la construcción) a partir de mayo, con mayor peso de los incrementos en cargos fijos, segmento N1 y Patagonia (actualmente descuento “zona fría”: -50/-30%)
  - El gas de pico invernal para cubrir la demanda prioritaria será provisto por ENARSA, a precios de paridad de importación (≈12,9 USD/MMBtu).
- ✓ **Nuevo régimen de subsidios a la energía (Canasta Básica Energética, CBE):**
  - Presentación de Metodología y Audiencia Pública (Resolución 8/2024): realizada el 29/02/2024.
  - La segmentación actual se mantendría hasta abril de 2024. Nuevo esquema de subsidios: a partir de abril (AP ya realizada el 29/02).
- ✓ **Liberalización de precios y actualización del impuesto a los combustibles líquidos y CO<sub>2</sub>:**
  - Liberalización (¿gradual?) de incrementos combustibles líquidos.
  - Actualización precios biocombustibles.
  - Decreto 107/2024: determina un cronograma para la aplicación de las actualizaciones no realizadas en el impuesto a los combustibles líquidos y del impuesto al CO<sub>2</sub> del año 2023. Se establecieron montos fijos en pesos por unidades de medida actualizables por IPC (según Ley N° 23.966) para la nafta sin plomo, la nafta virgen y el gasoil gradualmente a partir del 1/3/24 (1° y 2° Trimestres 2023), del 1/4/24 (3° Trimestre 2023) y del 1/5/24 (4° Trimestre 2023). Es una medida fiscalmente relevante porque puede representar 0,5/0,6% del PIB.
- ✓ **Actualización precio máximo de referencia del GLP (Res. SE 11/2024):**
  - Actualización del precio máximo de referencia de garrafa en \$4.752; con impuestos y costos adicionales de apartamento, +-\$7.700 finales para la garrafa de 10 kg.

# Escenarios energéticos 2024: ¿Qué concretaron?

## ✓ Revisión programa de obras Transport.Ar:

### • GPNK, Tramo I

- ✓ Etapa I: Tratayen/Salliqueló concluido y en funcionamiento sin compresión (11MMm<sup>3</sup>/d).
- ✓ Etapa II: 2 Plantas de Compresión con plazo mayo 2024 (15.000 HP c/u).
- ✓ Etapa III, Tramo I: 1 Planta de Compresión para el Tramo I.

### • Loop Ordoqui

- ✓ 29 km sobre sobre tramos finales TGS -NEUBA II. Operativo (+ 7 MMm<sup>3</sup>/d).

### • Gasoducto Mercedes-Cardales

- ✓ 80 km, conecta TGS con TGN.
- ✓ En construcción (+15MMm<sup>3</sup>/d de transferencia sur-norte).
- ✓ Extraoficial: la cañería está operativa (puede transferir +6 MMm<sup>3</sup>/d), quedando pendiente la compresora que estaría disponible luego de las 2 primeras del Tramo I del GPNK.

### • Reversión Gasoducto Norte:

- ✓ Etapa I: reversión PC Leones y Tío Pujio +3 MMm<sup>3</sup>/d;
- ✓ Etapa II: Gto. La Carlota/Tío Pujio (122km Ø36"), Loops: 62km Ø30" y reversión plantas Ferreyra, Deán Funes, Lavalley y Lumbreras.
- ✓ Etapa III, Tramo II: ¿Concesión a privados símil TGC (2019)? GPNK I + Tramo II (Salliqueló/San Jerónimo) 39 MMm<sup>3</sup>/d.

# Escenarios energéticos 2024: ¿Qué podrían llegar a hacer?

- ✓ **Consolidación/renegociación de deudas con generadores, productores y distribuidoras de gas (Plan Gas, PPAs eléctricos, etc.).**
- ✓ **“Restauración noventista” de los mercados mayoristas:**
  - CAMMESA con funciones originales: mercado de contratos entre privados (energía y potencia)
  - ENARSA transitoriamente como off-taker de contratos y compra de combustible (a cargo de readecuar y renegociar contratos).
  - Traspaso de contratos de abastecimiento de energía a privados (demanda libre/distribuidoras) y de contratos de gas y transporte a generadores (por la parte CAMMESA en Plan Gas.Ar).
  - **Desafíos:** 1) Mecanismos de traspaso de contratos a privados (PPAs y Plan Gas.Ar; 2) Capacidad Transporte (gas) CAMMESA y ENARSA.
- ✓ **T&D: Gas y Electricidad:**
  - RQT de gas y electricidad a fin de año (2024).
  - Nueva regulación económica para tarifas de transporte de gas (¿Estampillado/Entry-exit/tarifas bidireccionales?). Asignación de la nueva capacidad de transporte en el sistema norte (¿Concurso abierto?).
- ✓ **Nueva Ley de “Bases...”:**
  - Título I – **Declara emergencia pública en materia** administrativa, económica, financiera y **energética** por el plazo de un **(1) año**.
  - Título II – **Reforma del Estado: eliminación fideicomisos; privatizaciones (Anexo I: ENARSA, YCRT; Anexo II: NASA).**
  - Título III – **Contratos vigentes y acuerdos transaccionales: autoriza al PEN a renegociar o rescindir contratos.**
  - Título VII – **Desregulación: autoriza al PEN (por 1 año) a derogar o modificar regulaciones sobre la actividad económica privada.**
  - Título IX – **Energía.**
    - Capítulo I: **Modificaciones Ley 17.319 (Ley de Hidrocarburos).**
    - Capítulo II: **Gas natural, modificaciones Ley 24.076 (Marco regulatorio del gas natural).**
    - Capítulo III: **Modificaciones a la Ley N° 26.741 (YPF. Autoabastecimiento de Hidrocarburos).**
    - Capítulo IV: **Unificación de los Entes Reguladores.**
    - Capítulo V. **Adecuación Leyes N° 15.336 y 24.065 (Marco regulatorio eléctrico), apertura al comercio internacional y desregulación. CFE solo asesor no vinculante.**
    - Capítulo VI: **Legislación ambiental uniforme conforme la Ley N° 27.007 (Ley Hidrocarburos No Convencionales, modificó Ley 17.319).**
  - Título X. **Régimen de incentivo para grandes inversiones (RIGI).**

## Subsidios energéticos, requerimientos de divisas y balanza comercial energética

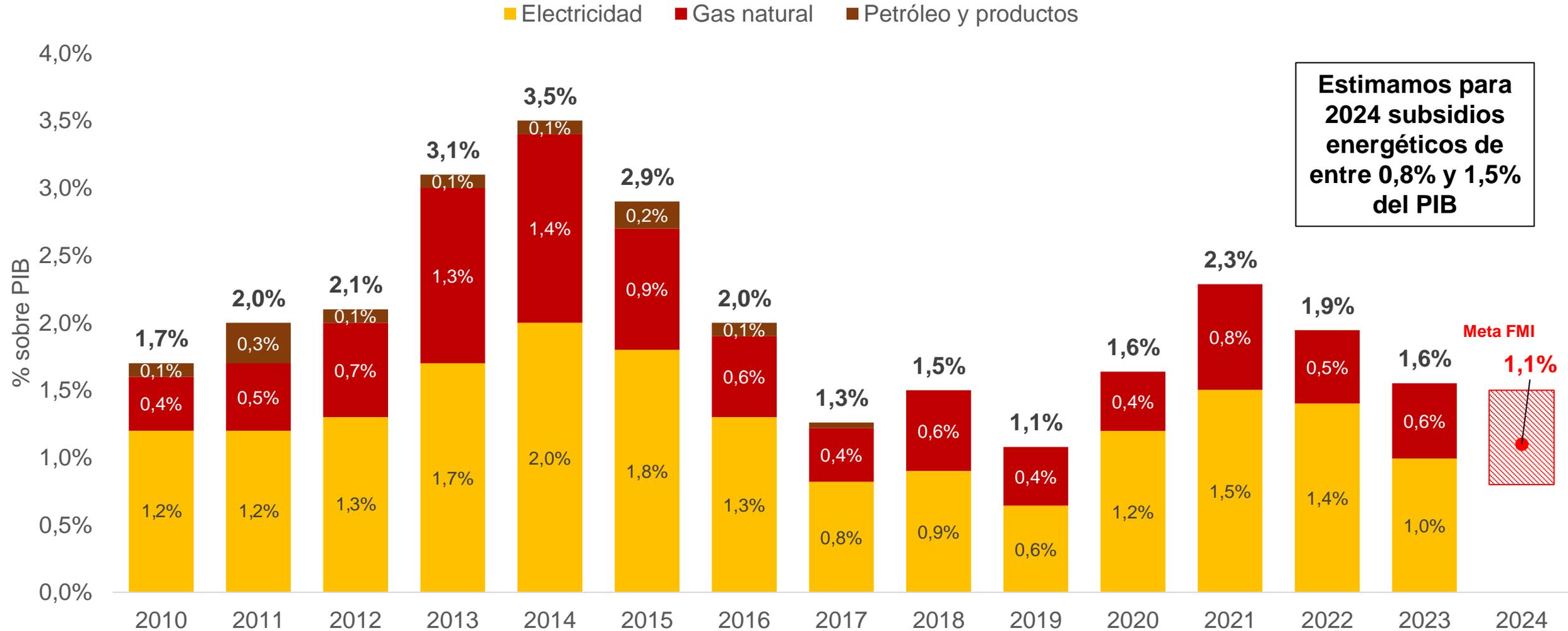
# Subsidios energéticos: importancia presupuestaria relativa (2023)



Fuente: elaboración propia sobre la base de Presupuesto Abierto (ejecutado 2023, datos al 24/2/24)

A nivel presupuestario, el peso de **los subsidios a la energía eléctrica continúa siendo preponderante (64%)** a través de las distorsiones en el mercado mayorista, en las tarifas de los usuarios finales y en menor medida en la morosidad de las distribuidoras con CAMMESA. **Le sigue el gas (30%)**. Los **subsidios generalizados predominan crónicamente sobre los subsidios focalizados**, lo cual genera problemas de equidad.

# Subsidios energéticos 2010 – 2024



Son el termómetro del nivel de distorsión de los incentivos microeconómicos del sector energético y un mayor problema fiscal si hay devaluación. Sin embargo, son potencialmente la herramienta de ajuste más flexible y progresiva.

# Requerimiento de divisas 2024 – Escenario medio: USD 1.900 MM

En el escenario medio se requerirían 28 barcos de GNL

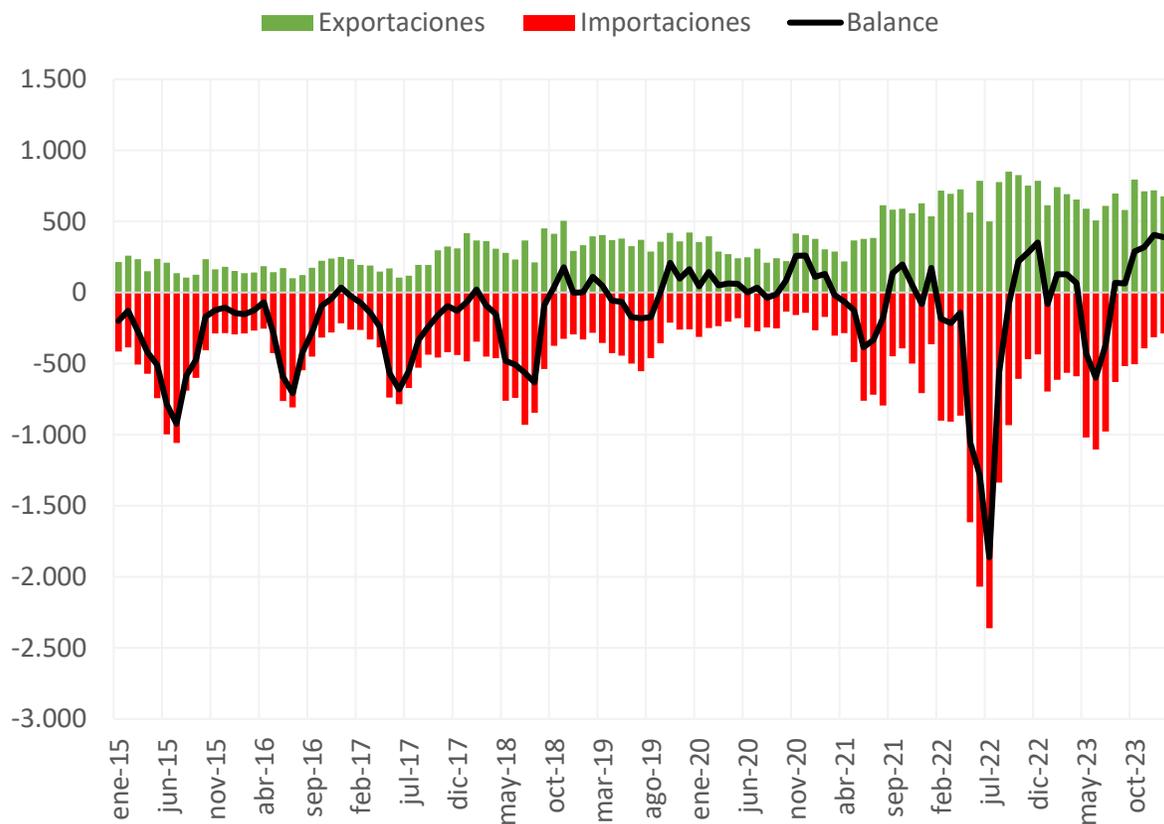
Cantidades		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
GNL	millones m3	0	0	0	0	0	491	537	447	0	0	0	0	1.475
Bolivia	millones m3	155	140	155	150	155	150	155	0	0	0	0	0	1.060
Carbón	millones m3 GN eq.	0	1	4	6	47	44	52	33	48	20	3	0	259
Gas oil	millones m3 GN eq.	0	0	6	37	230	182	215	122	163	55	2	0	1.013
Fuel Oil	millones m3 GN eq.	4	4	6	21	46	91	81	50	52	19	5	1	381
Electricidad	GWh	57	24	46	25	96	411	489	212	74	13	39	35	1.520
Precios		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
GNL	USD/MMBTU	10,0	10,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,5
Bolivia	USD/MMBTU	8,2	8,2	8,1	8,0	10,7	10,7	10,9	10,9	8,0	8,0	7,9	7,8	8,9
Carbón	USD/MMBTU	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
Gas oil	USD/MMBTU	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3
Fuel Oil	USD/MMBTU	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9	14,9
Electricidad	USD/MWh	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
Monto		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
GNL	millones USD	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	127,0	138,7	115,6	0,0	0,0	0,0	0,0	381,2
Bolivia	millones USD	46,7	42,4	46,6	44,2	61,1	59,2	62,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	362,4
Carbón	millones USD	0,1	0,4	1,8	2,5	19,5	18,5	21,6	13,9	20,2	8,2	1,5	0,1	108,2
Gas oil	millones USD	0,0	0,0	4,7	27,5	172,2	135,9	161,1	91,2	122,2	41,5	1,3	0,0	757,5
Fuel Oil	millones USD	2,4	2,4	3,3	11,5	25,3	50,1	44,6	27,7	28,8	10,4	2,7	0,4	209,8
Electricidad	millones USD	4,0	1,7	3,2	1,8	6,7	28,8	34,2	14,8	5,2	0,9	2,8	2,4	106,4
Total		53,2	46,9	59,6	87,5	284,9	419,4	462,4	263,2	176,4	60,9	8,2	2,9	1.925,5

**Menor requerimiento de divisas para el pago de combustibles importados con respecto del año anterior, tanto por un efecto precio como por un efecto cantidad. El mayor requerimiento sería en invierno:**

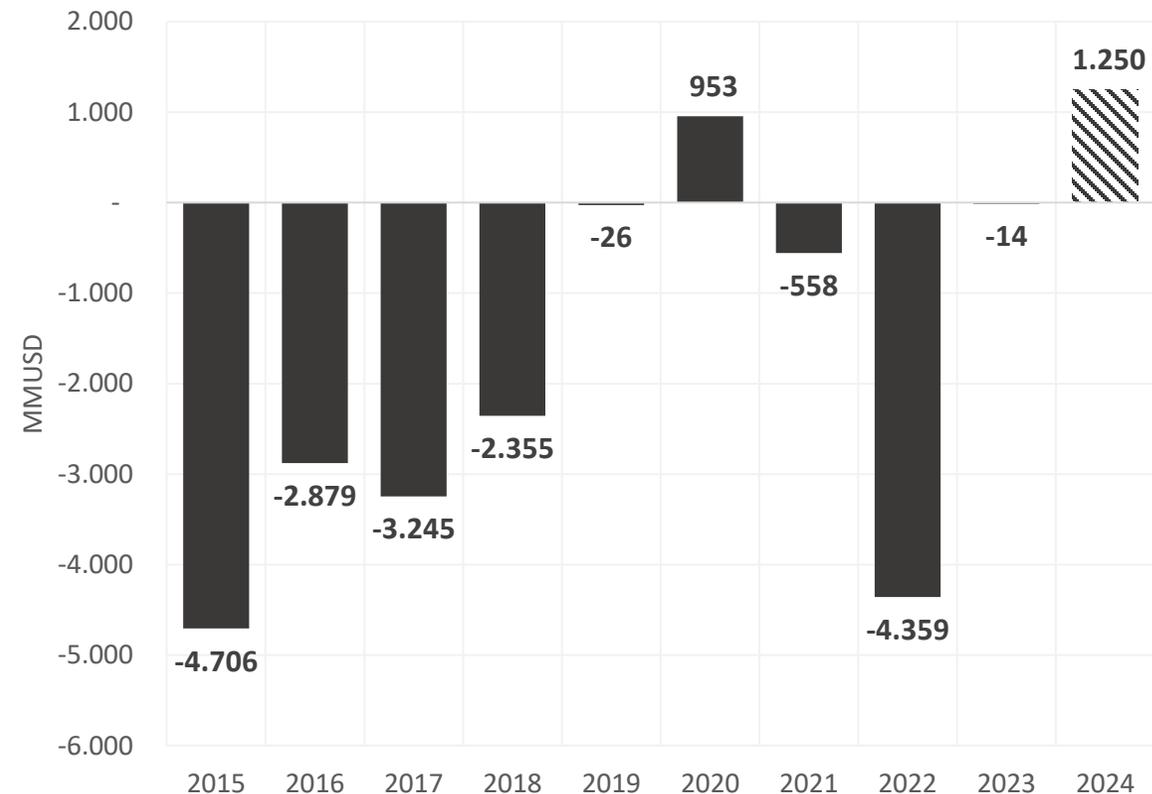
- Mayo: 285 MMUSD
- Junio: 419 MMUSD
- Julio: 462 MMUSD
- Agosto: 263 MMUSD
- Septiembre: 176 MMUSD

# Balance comercial energético

Exportaciones, importaciones y balance de energía, en paso mensual



Balance anual, 2015-2024 (est.)



**En enero de 2024 la balanza comercial energética arrojó un saldo positivo de 390 MMUSD, en gran medida gracias al aporte de las exportaciones de petróleo crudo y combustibles (427 MMUSD), en tanto que las importaciones de combustibles ascendieron en el mes a 147 MMUSD. Proyectamos que 2024 cerraría con un balance comercial energético superavitario por +1.250 MMUSD.**

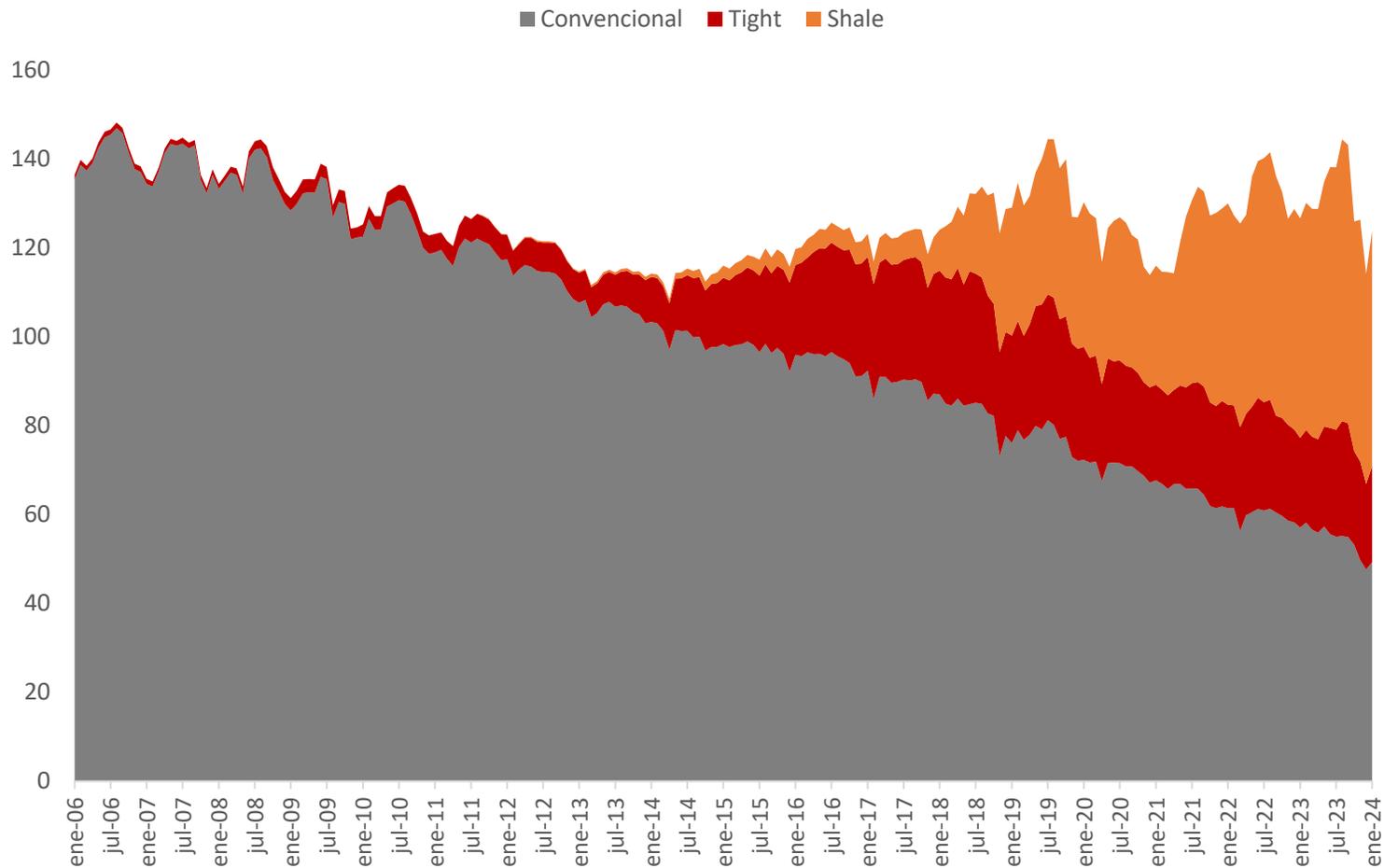
# Escenarios energéticos 2024

---

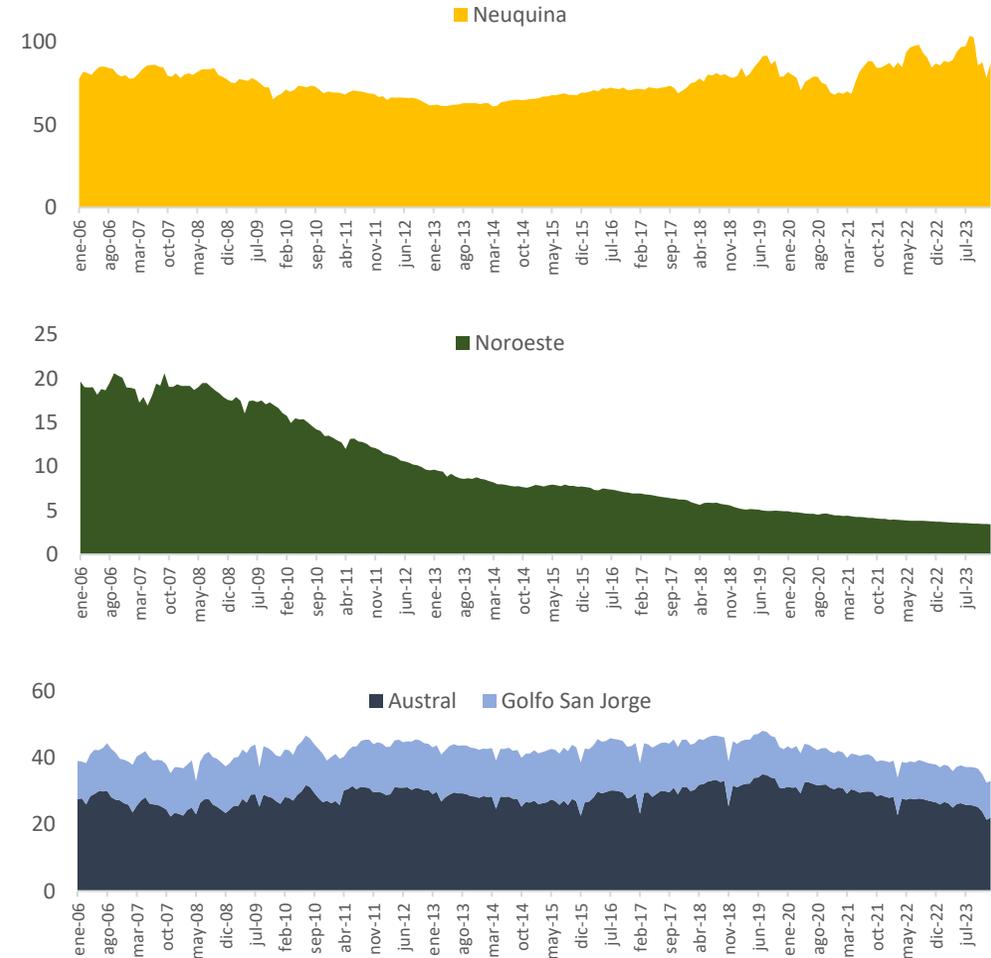
## Mercado de gas y electricidad: aspectos coyunturales de relevancia

# Producción de gas natural

Producción bruta de gas natural por tipo de recurso, en MMm<sup>3</sup>/d



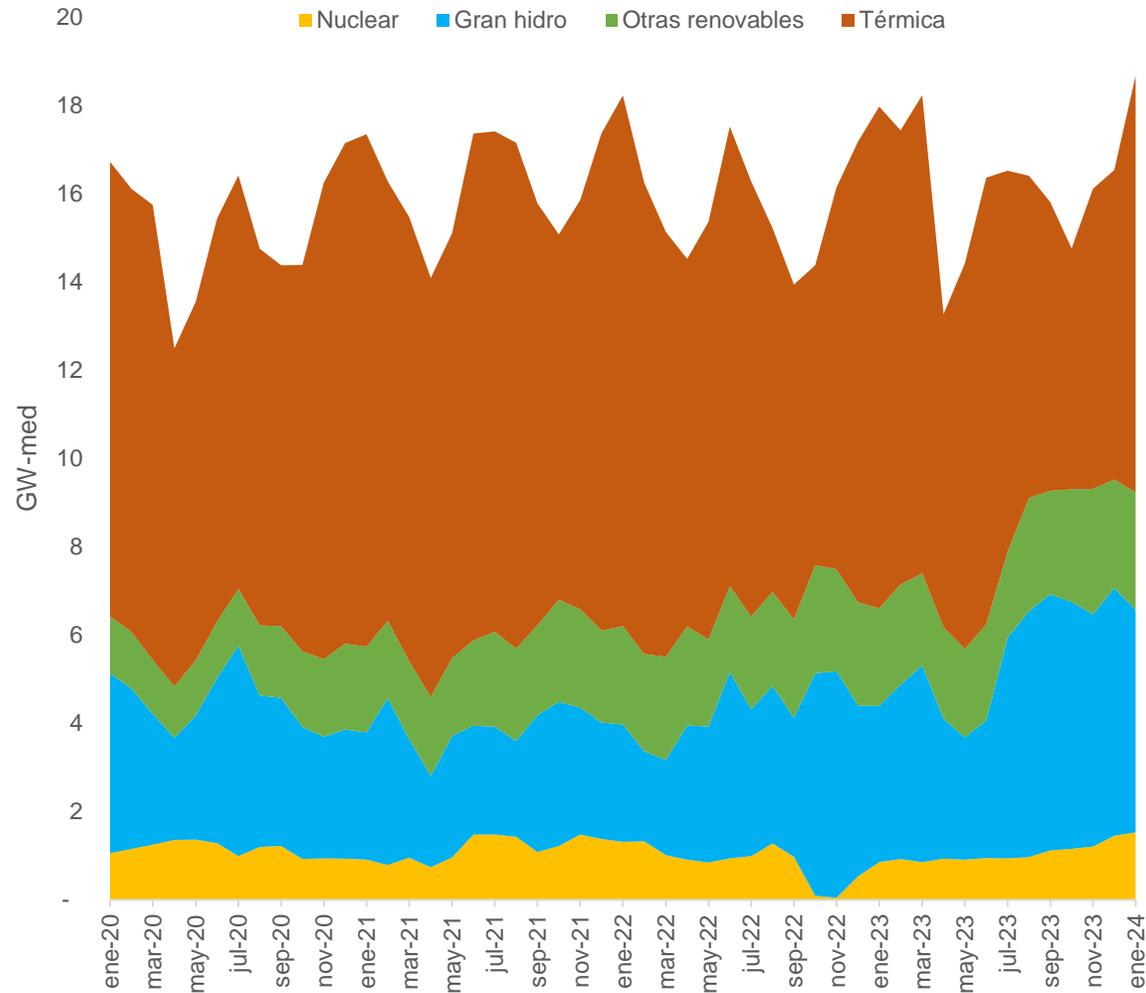
Detalle por cuenca



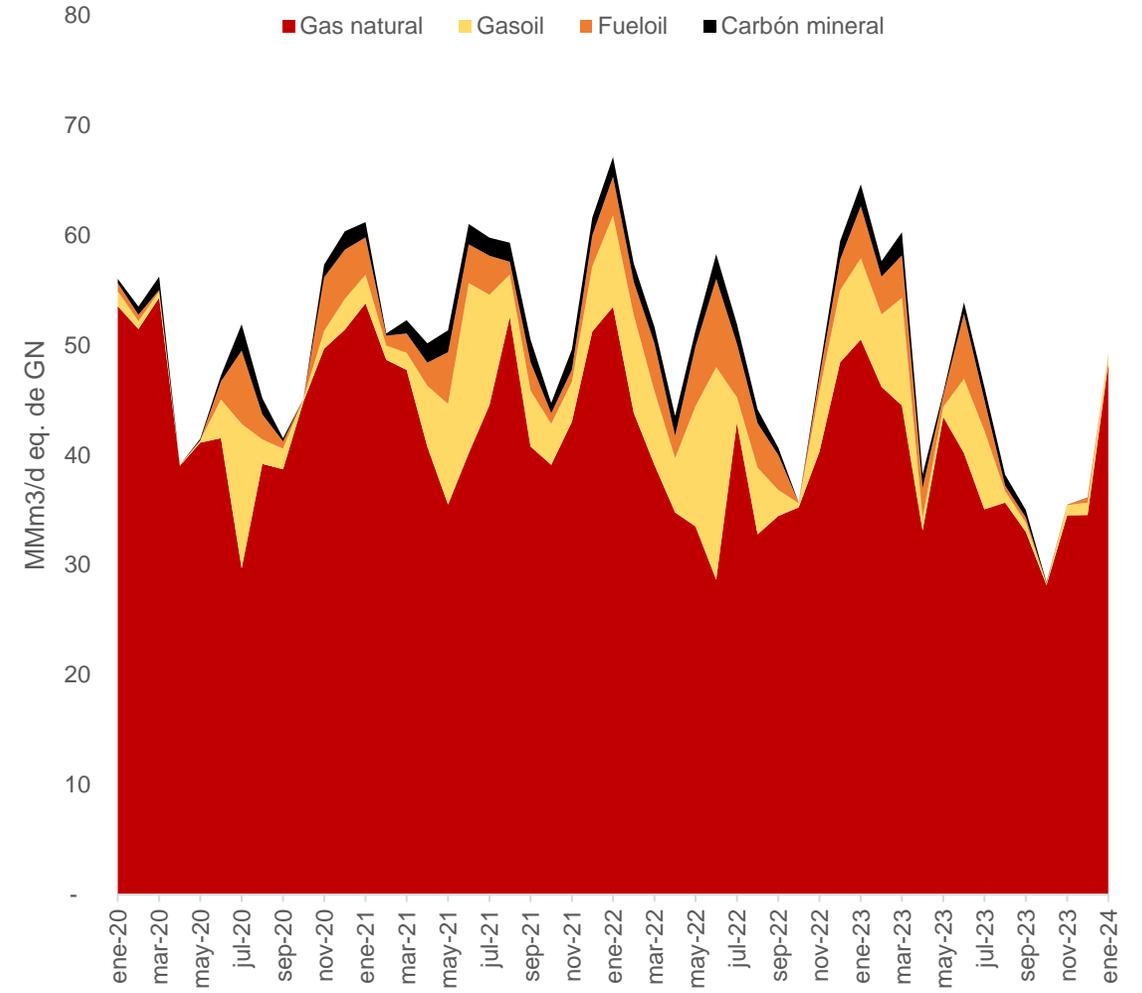
**Aun en el caso del Plan Gas con neutralidad tecnológica, el shale domina el crecimiento, concentrado en Neuquina, mientras que el resto de los subtipos de recurso mantiene el declino.**

# Generación eléctrica

## Generación por fuente



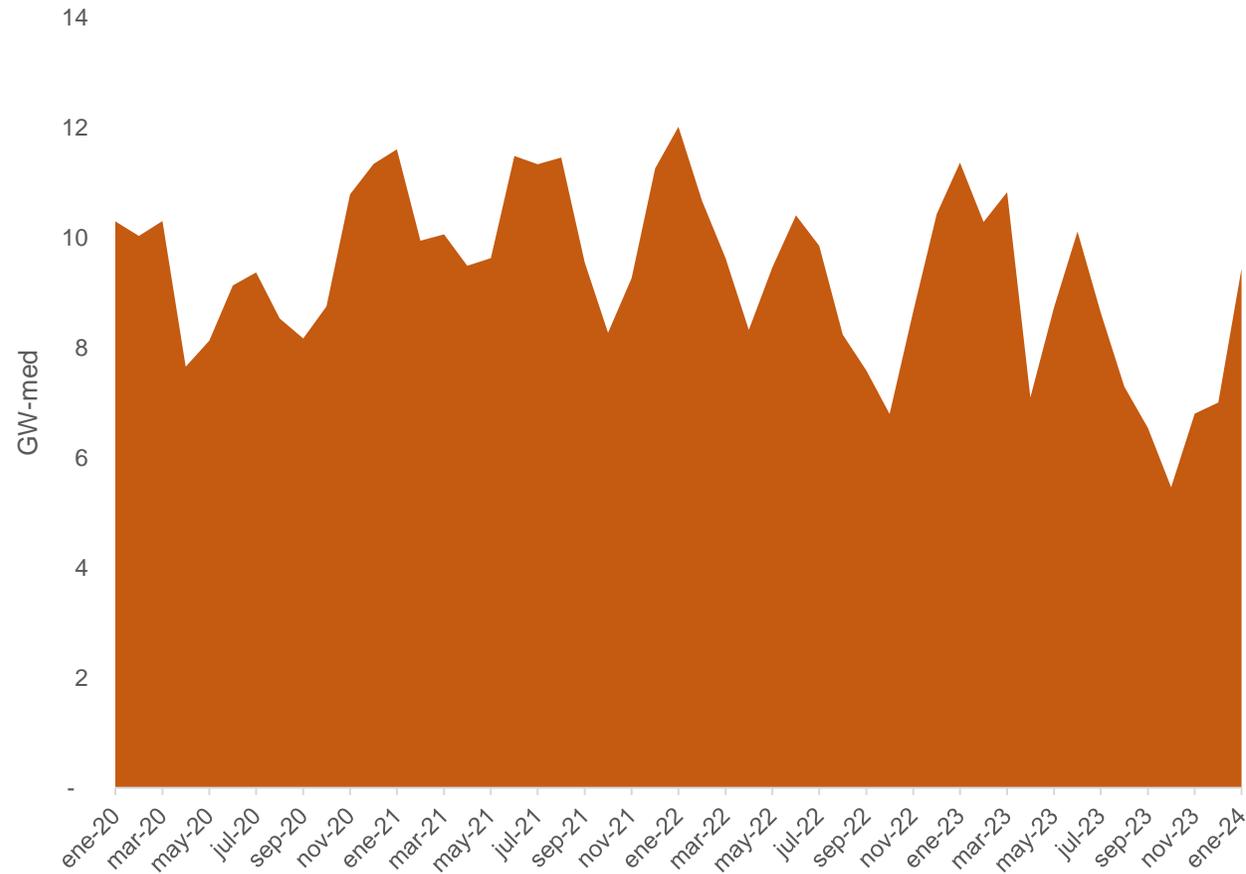
## Requerimientos por tipo de combustible



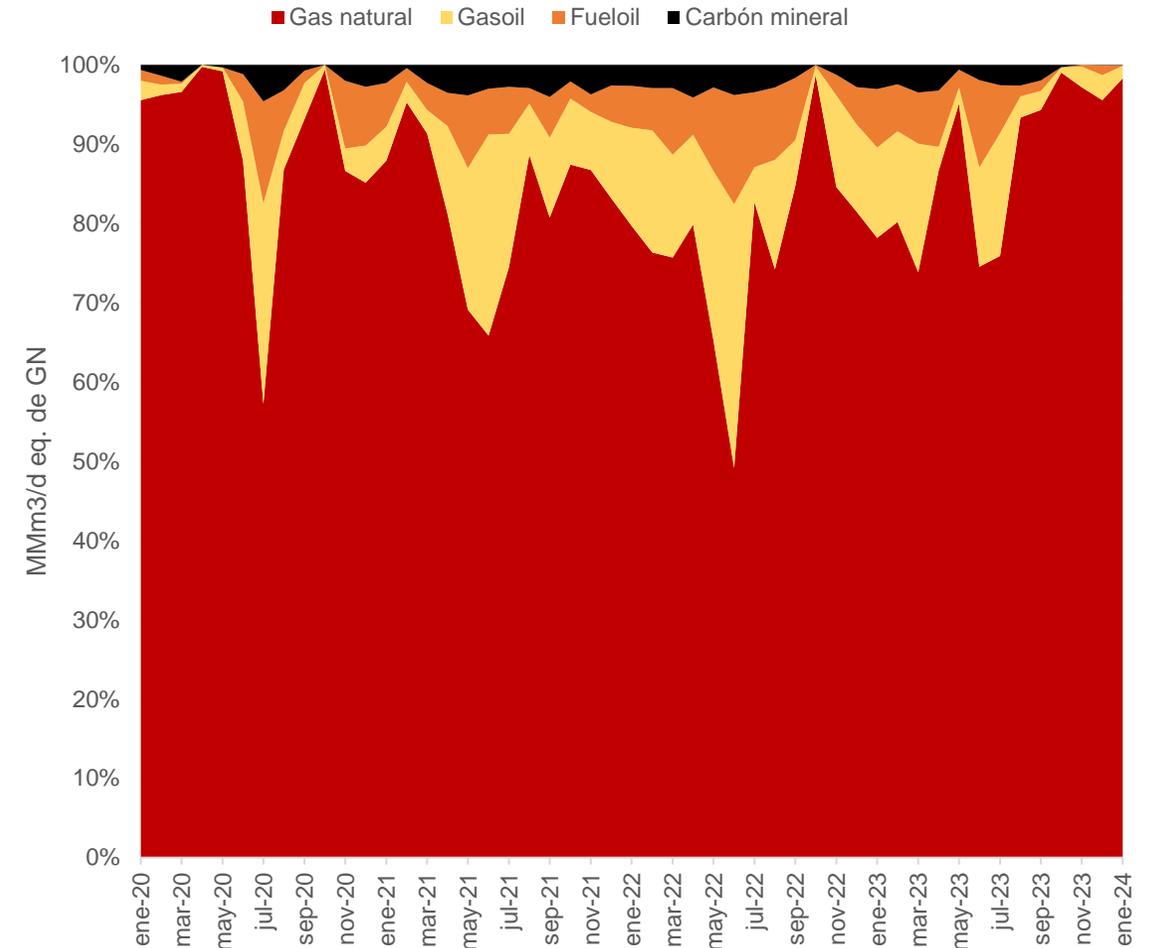
**La recuperación de la hidráulica y de factores de planta eólicos reducen requerimientos de generación termoeléctrica y desplazan la utilización de combustibles líquidos.**

# Generación eléctrica

## Generación térmica



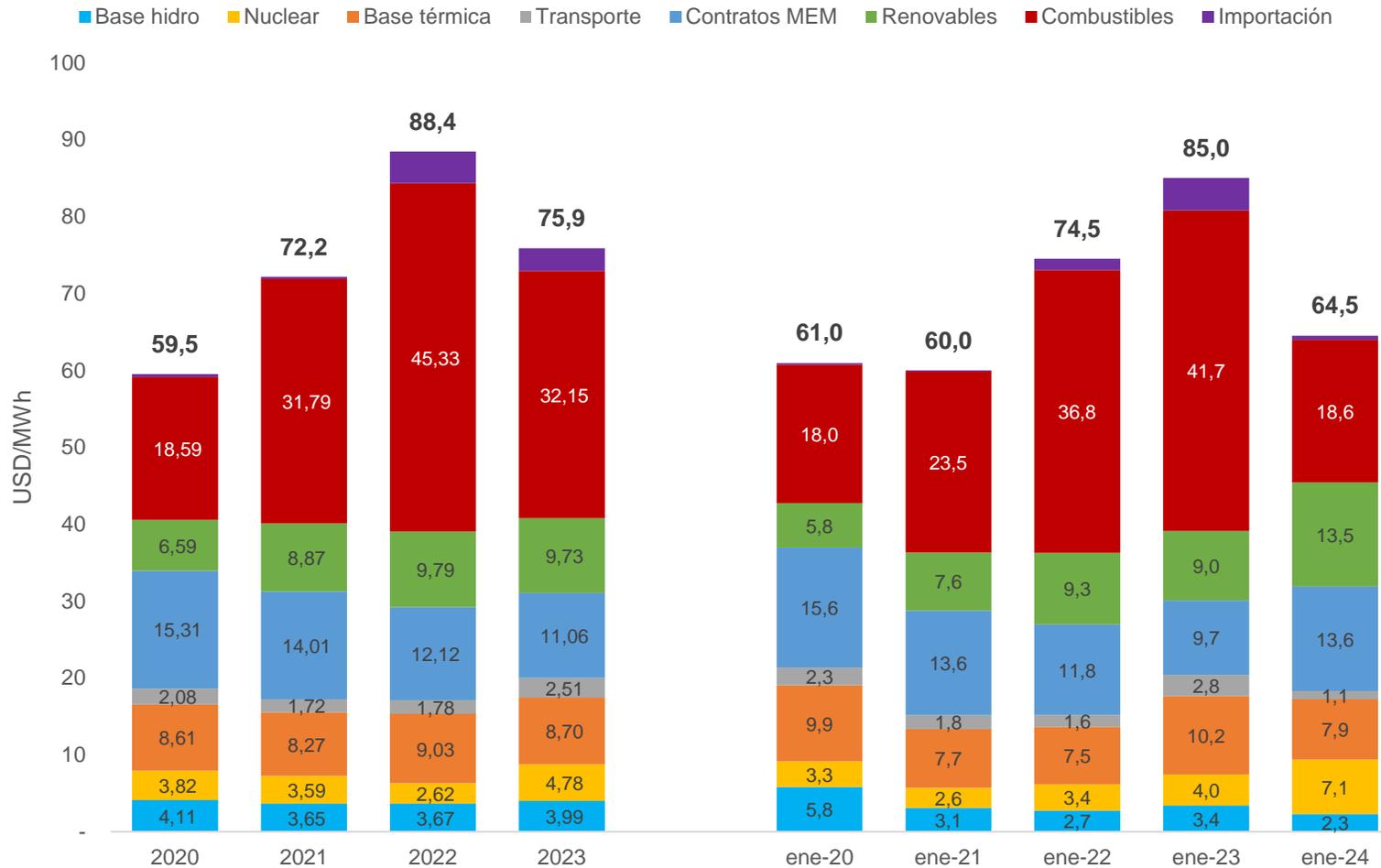
## Requerimientos por tipo de combustible



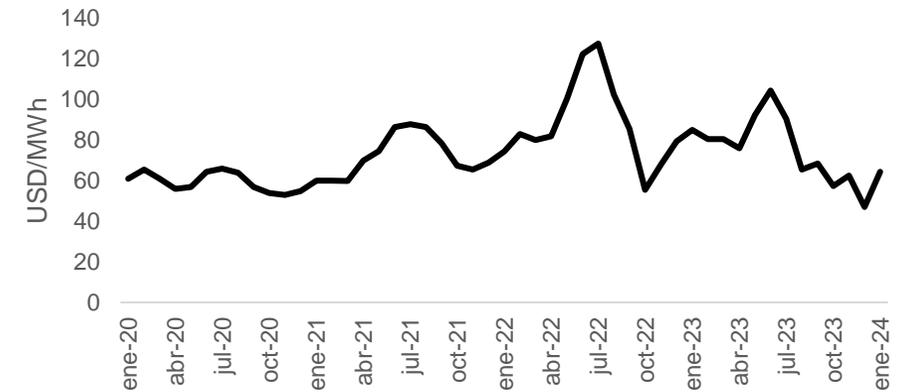
**Por los motivos detallados antes, el requerimiento de generación termoeléctrica se ubicó entre los menores valores del quinquenio para el trimestre en curso y para el anterior (T4-2023).**

# Costos del sistema eléctrico

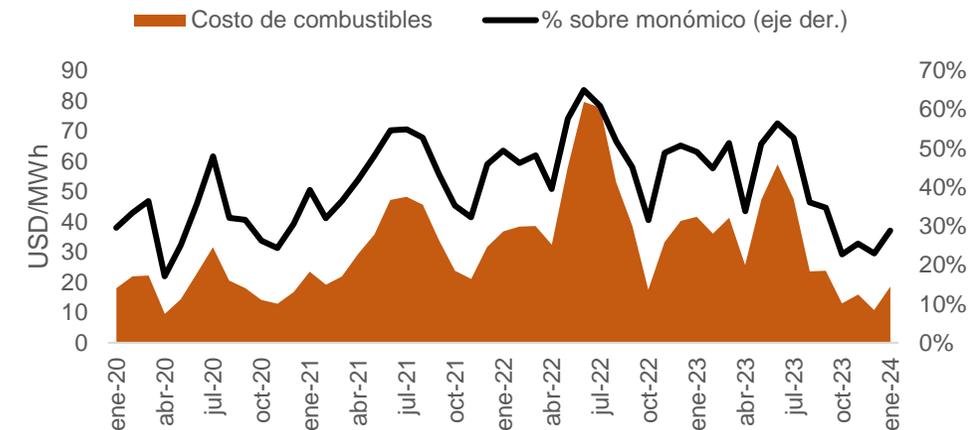
## Contribución por ítem al costo del sistema 2020-23 y detalle meses de enero



## Costo del sistema



## Participación de combustibles sobre costos



**Los costos de combustibles explican casi toda la variación del monómico.** Por ello presentan alta exposición a una devaluación del peso y dificultad de traslado a tarifa final. El aporte de combustibles al costo en enero de 2024 vuelve a niveles de 2020.

## Mercado de gas y electricidad: Incertidumbres críticas, temas clave y riesgos

# ¿A qué estar atento? Incertidumbres críticas y temas clave

Sub-sector	Tipo	Corto Plazo	Mediano Plazo
Derivados	Mercado	Demanda doméstica (¿Recesión?¿Estanflación?). Alineamiento de precios con internacionales. Actualización del impuesto combustibles líquidos y al CO <sub>2</sub> .	Corte bio, Regímenes de comex, competencia gas. ¿Incremento impuesto al CO <sub>2</sub> ? ¿Industria con umbrales de emisión CO <sub>2</sub> ?
	Resto	Corte de bios; exenciones impositivas a importaciones.	Futura electrificación gradual del parque automotor.
Gas natural	Mercado	Demanda doméstica (¿Recesión?¿Estanflación?). Producción del sur (¿precio más arbitrado con NQN?). Compras GO y disponibilidad parque térmico. Demoras de pagos Plan Gas.Ar y pago de CAMMESA a generadores (posible renegociación y/o bono por deudas). Posible conveniencia de unbundling de P3.	Contrato Bolivia-Brasil: excedentes p/Argentina. Estrategia de Paraguay: Yacyretá-Itaipú. Nueva escala de producción de crudo con gas asociado (a evacuar). Expo a Brasil: ¿Vía Bolivia? ¿Uruguayana?
	Resto	Reversión de gasoducto norte. Temperatura. Bolivia; Brasil y Uruguay. Conflictividad sindical y Nación-Provincias. Normalización de pagos Plan Gas.Ar.	Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones ("RIGI"): proyecto Expo GNL YPF-Petronas.
T&D gas natural	Mercado	Demanda doméstica (¿Recesión?¿Estanflación?). RTI (¿Fin 2024?). Estabilidad del tipo de cambio. Retraso en ajustes de tarifas: problemas en cadena de pagos.	Normalización institucional. Nuevo esquema de tarifas de transporte de gas. Prórroga licencias distribuidoras y transportistas. Fusión ENARGAS-ENRE.
	Resto	Sostenibilidad de los ajustes tarifarios. Temperatura (HDD).	Tendencias de la demanda (TE). Descarbonización. Mayor dificultad para conseguir financiamiento.

# ¿A qué estar atento? Incertidumbres críticas y temas clave

Sub-sector	Tipo	Corto Plazo	Mediano Plazo
Generación	Mercado	<p>Demanda doméstica (¿Recesión?¿Estanflación?).</p> <p>Saneamiento de cadena de pagos.</p> <p>Posible mayor apetito por PPA privados (MaTER) pero restricciones en transmisión.</p> <p>Remuneración a Generadores. Compras de combustibles para centrales transitoriamente a ENARSA.</p> <p>Compras de combustibles para centrales responsabilidad de los privados.</p>	<p>Recuperación económica.</p> <p>Mecanismo económico de expansión de generación y de transmisión a definir por parte del próximo gobierno.</p> <p>Desregulación.</p>
	Resto	<p>Temperatura.</p> <p>Restricciones de gas en el norte.</p> <p>Disponibilidad de máquinas térmicas.</p> <p>Disponibilidad incrementada de combustibles y/o de energía eléctrica para importaciones si hubiera alta hidraulicidad en Brasil.</p>	<p>Revamping Atucha I.</p> <p>Estrategia de Paraguay.</p>
T&D Eléctrica	Mercado	<p>Demanda doméstica (¿Recesión?¿Estanflación?).</p> <p>Restricciones de transmisión.</p> <p>Restablecimiento de la cadena de pagos.</p> <p>RTI (¿Fin 2024?).</p>	<p>Mecanismos de expansión de generación y transmisión de nuevo gobierno.</p> <p>Iniciativas en MT.</p>
	Resto	<p>Sostenibilidad de los ajustes tarifarios.</p> <p>Temperatura.</p> <p>Hidraulicidad local.</p>	<p>Riesgos y oportunidades de transición.</p> <p>Fusión ENARGAS-ENRE.</p>

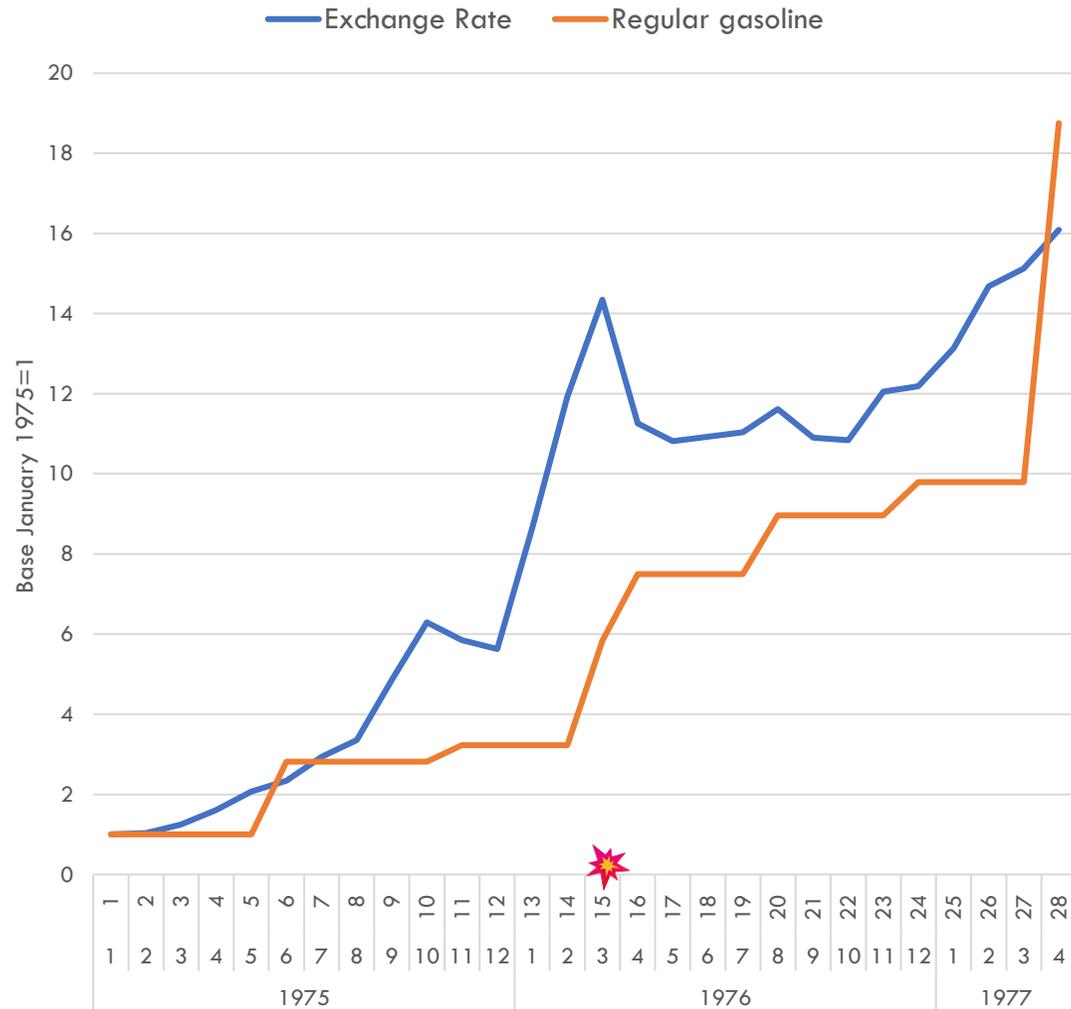
# Tema clave: $t_0$ de un evento de devaluación

Sector		Exposición y probables impactos en $t_0$
Sector público	Gobierno Nacional	Presión creciente sobre subsidios. $\approx 81\%$ de los costos eléctricos están nominados en USD y 100% del gas de los usuarios subsidiados (hasta ahora y seguirán los N2 y N3).
	Gobiernos provinciales	$\approx 86\%$ del petróleo y 96% del gas sujetos a regalías se venden al mercado doméstico.
Upstream	Petróleo	$\approx 86\%$ se vende al mercado doméstico. Heterogéneo impacto entre independientes e integradas.
	Natural gas	$> 70 \text{ MMm}^3/\text{d}$ está nominado en USD. Creciente retraso en pagos (CAMMESA, DistCos y Gobierno). Probable renegociación.
Midstream and downstream	Refinadoras de petróleo/ productos	$\approx 18\%$ de diesel y 13% de naftas es importada.
	T&D de gas natural	Adecuaciones para T&D (Muy retrasados) compiten con la presión de tarifas para el pass-through del precio del gas (PIST).
Sector eléctrico	PPA GenCos	$\approx 31\%$ de los costos del sistema, nominados en USD. Riesgos de renegociación compulsiva o voluntaria (precio y plazo).
	Base GenCos	$<10\%$ de los costos del sistema, nominados en ARS, ajustados por inflación.
	T&D Electricidad	Adecuaciones para T&D (reciente) compiten con la presión de pass-through del costo mayorista eléctrico.

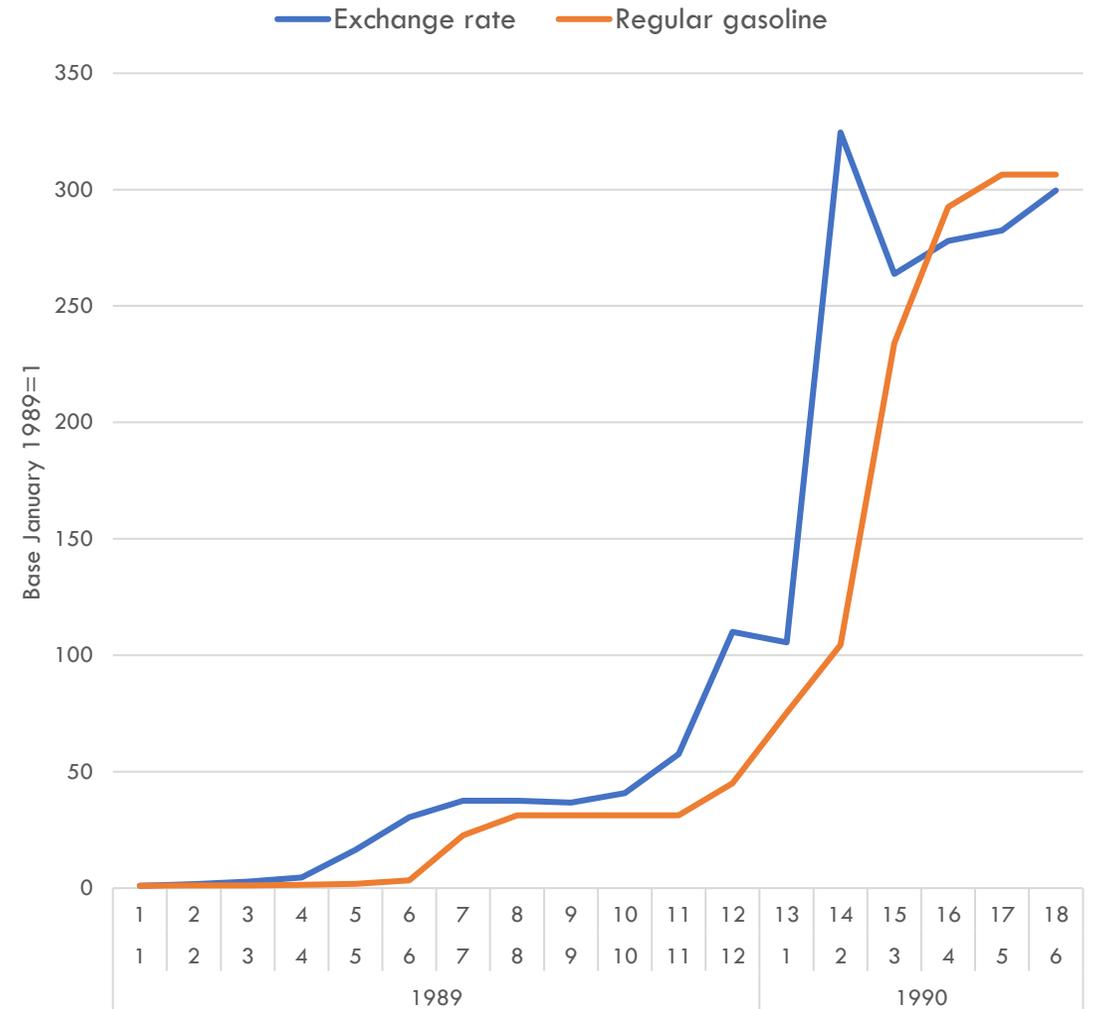
# Temas clave: el después de un evento de devaluación en petróleo y combustibles

Figuras: Catch-up de precios de los combustibles después de devaluaciones en Argentina

1975: "Rodrigazo"

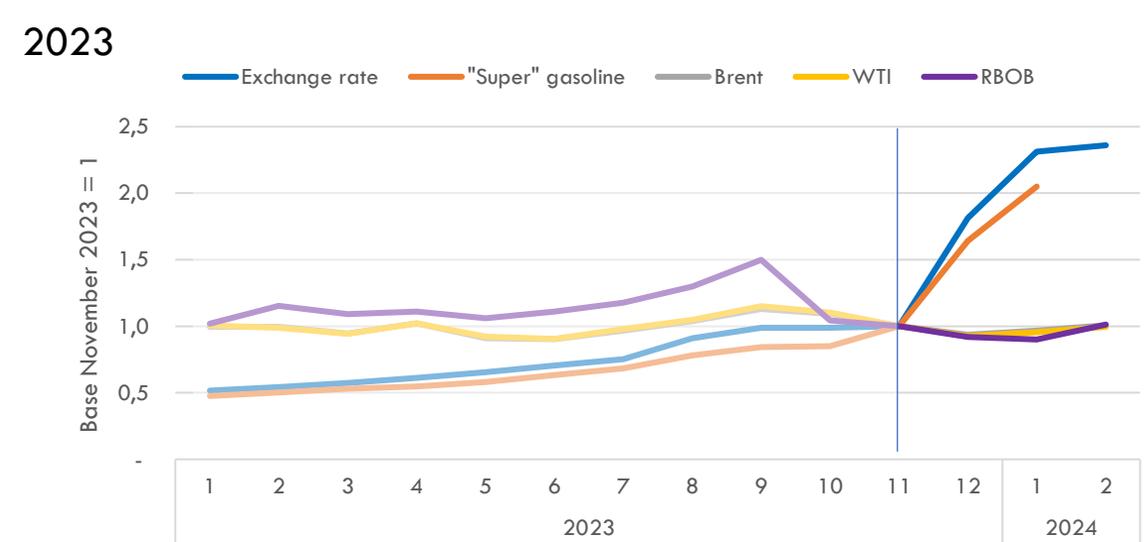
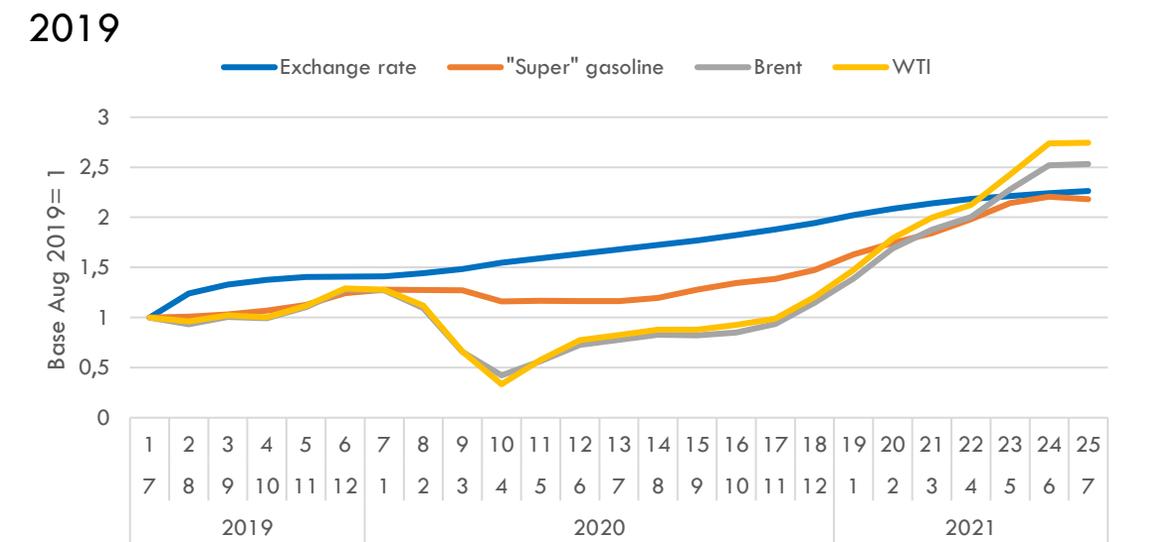
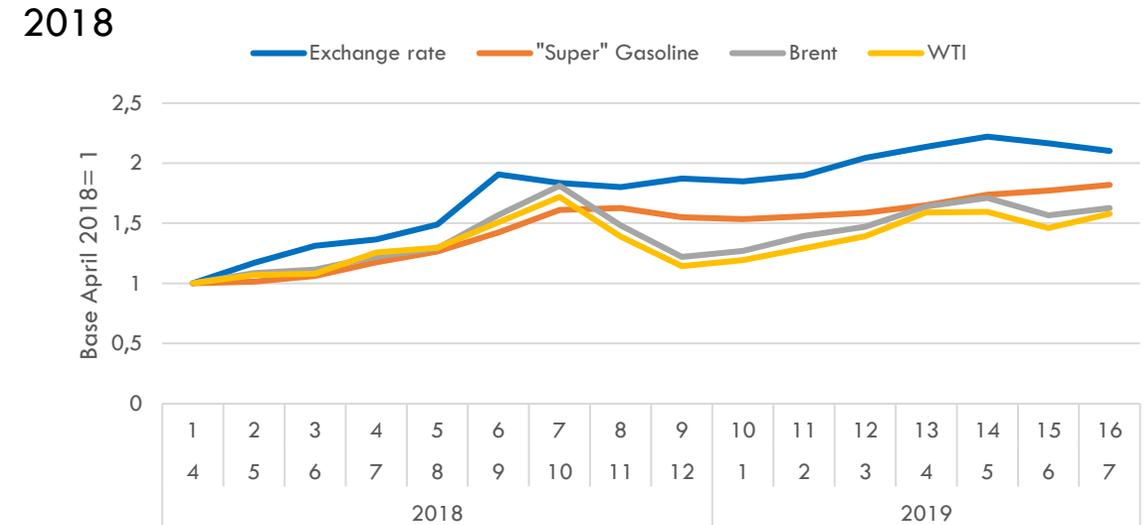
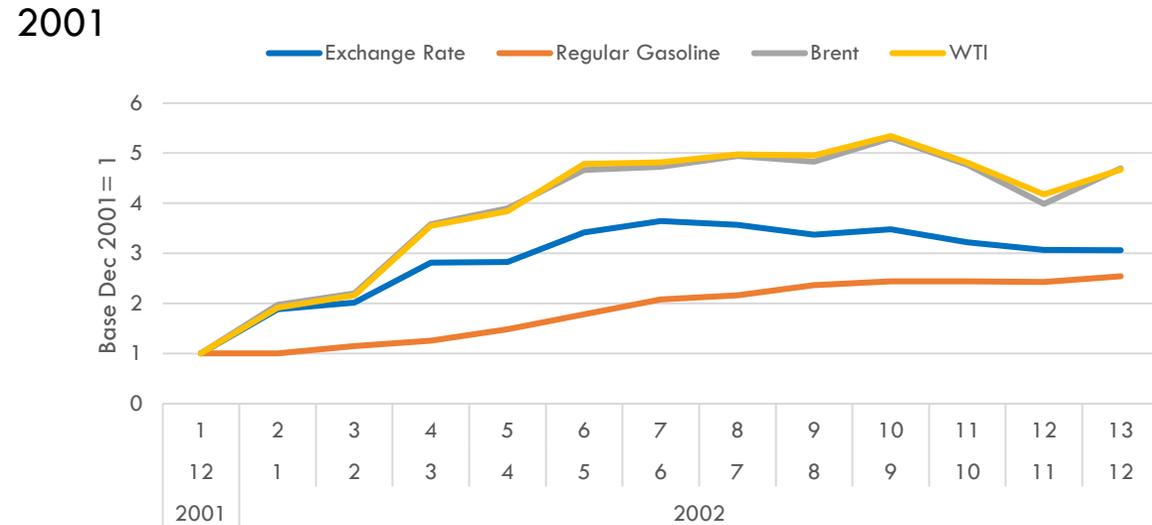


Hiper 1989 y corrección de precios relativos '90



# Temas clave: el después de un evento de devaluación en petróleo y combustibles

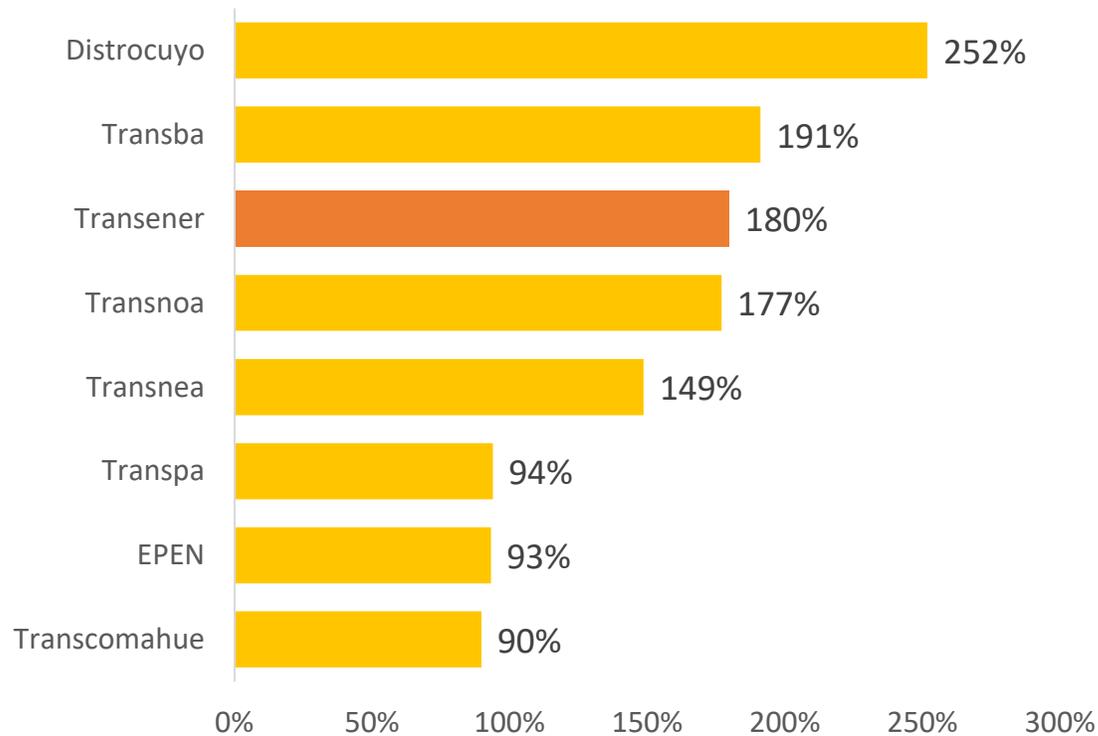
Figuras: Catch-up de precios de los combustibles después de devaluaciones en Argentina



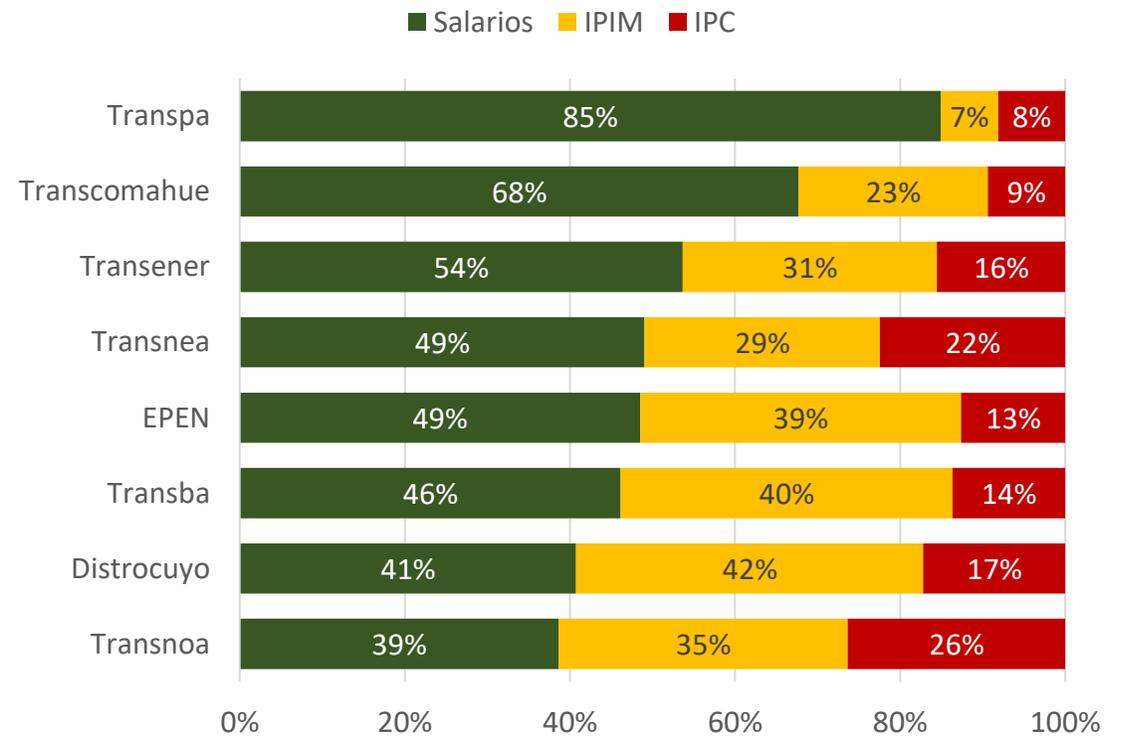
# Tarifas de transporte eléctrico: actualización febrero '24

- El 19 de febrero se publicó la actualización del ENRE de la remuneración horaria de los transportistas por el uso de equipos, con subas en el rango 90%-252%.
- A su vez, se aprobó un mecanismo de actualización por polinómica que pondera la evolución del IPC, del Índice de Salarios y del capítulo “productos manufacturados” del IPIM.

Incremento tarifa por prestador (aplica desde el 19/2)



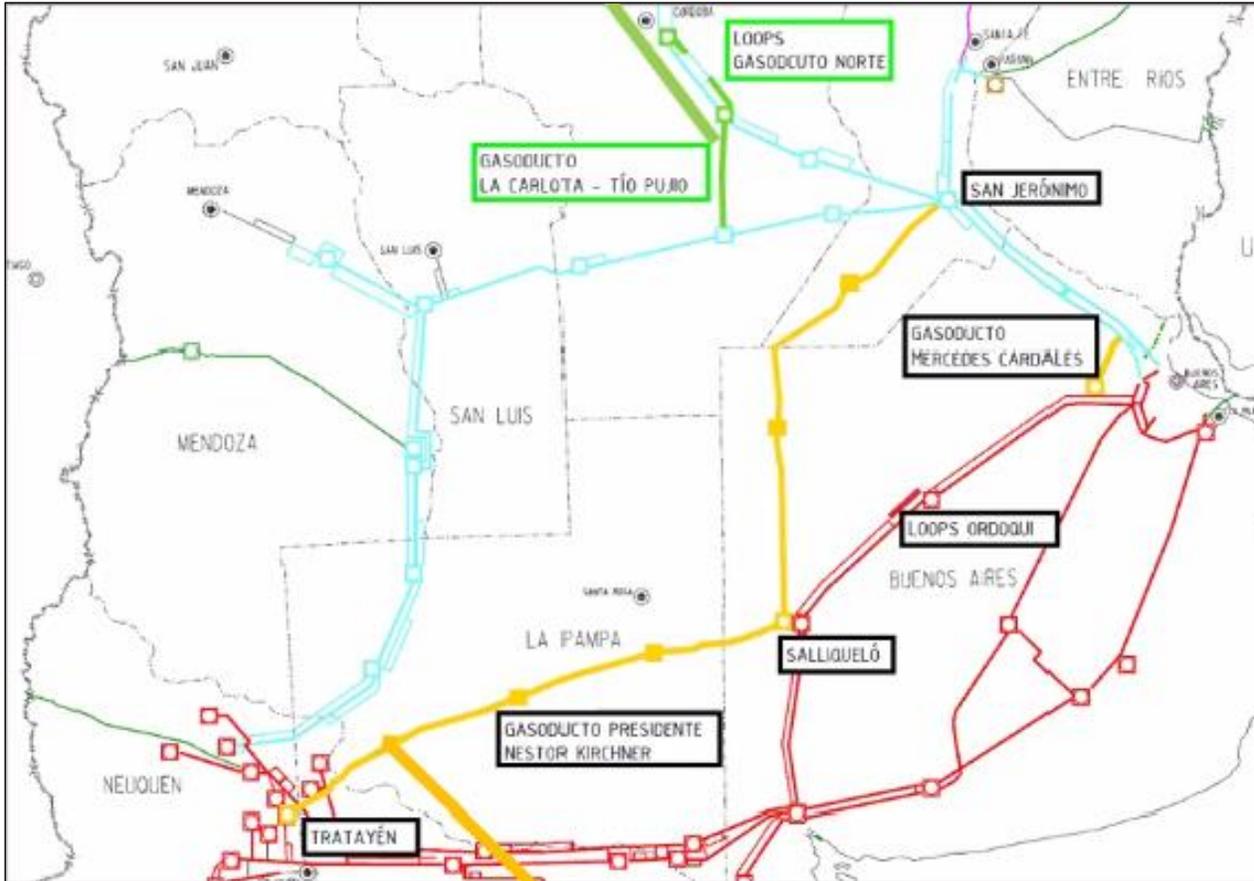
Ponderadores polinómica (aplica desde mayo)



# Matriz de escenarios y riesgos invierno 2024

		Invierno cálido		Invierno templado		Invierno frío	
		Precios GNL bajos	Precios GNL altos	Precios GNL bajos	Precios GNL altos	Precios GNL bajos	Precios GNL altos
Hidro Brasil baja	Crecimiento leve						Mayor riesgo para el sistema
	Estanflación						
Hidro Brasil alta	Crecimiento leve						
	Estanflación	Menor riesgo para el sistema					

# Condiciones de borde: el sistema de transporte de gas



El avance parcial de las obras del Programa Transport.Ar permite una transferencia de gas desde el sistema sur al norte limitada por:

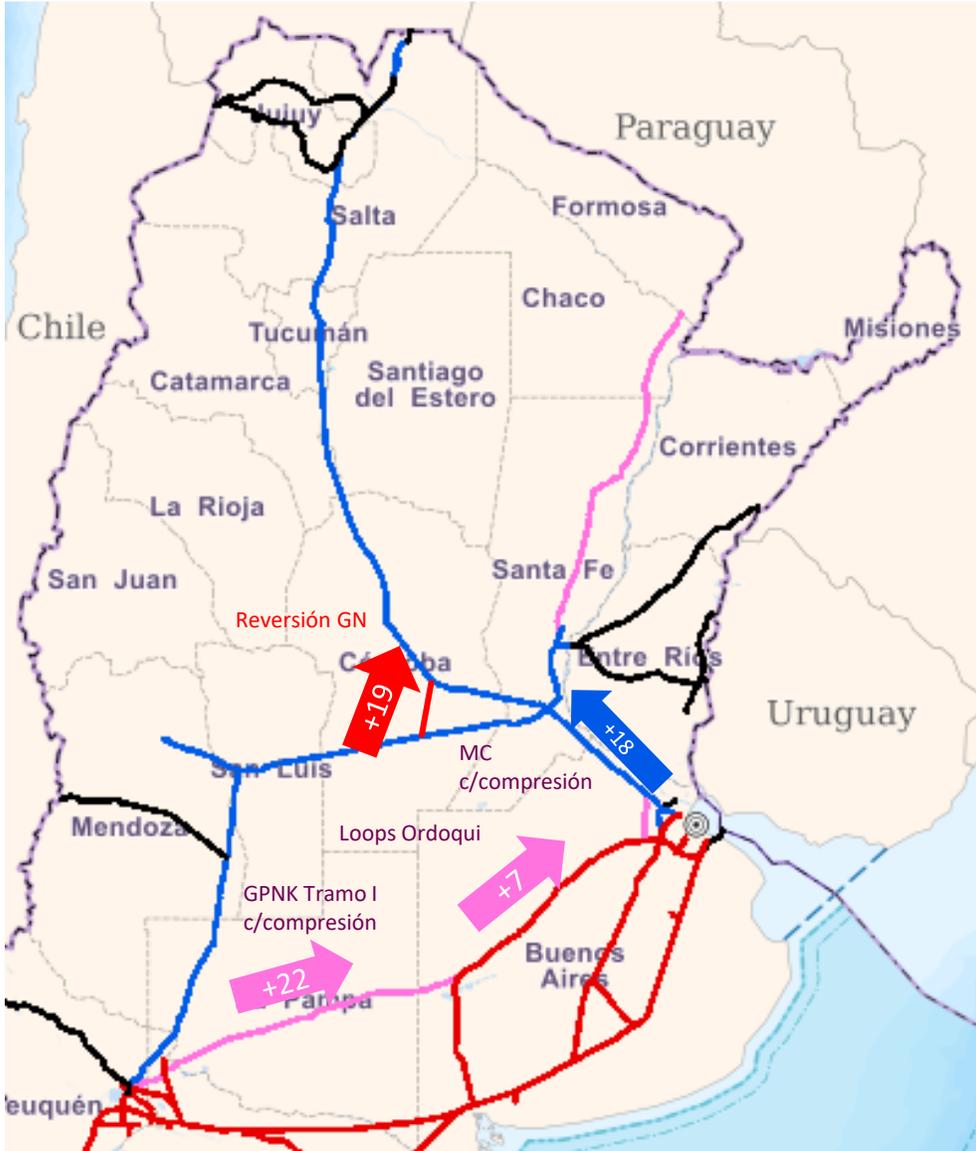
- ✓ La menor capacidad de evacuación desde Tratayén sobre el GPNK (11 MMm<sup>3</sup>/d por falta de 2 compresoras);
- ✓ Falta de compresión en Mercedes Cardales (6 MMm<sup>3</sup>/d de los 15 totales).

En paralelo se avanza con la Reversión del Norte (gasoducto La Carlota-Tío Pujio y obras de readecuación en EECC hasta Ferreyra).

Aún resta definir los aspectos regulatorios y comerciales del sistema norte:

- ✓ Cálculo de tarifas indicativas (asumiendo neutralidad de ingresos para TGN).
- ✓ Concurso abierto para cambio de punto de inyección (sur-norte).
- ✓ Tarifas en sentido sur-norte (en función del concurso).
- ✓ Traslado a los cuadros de distribución de los nuevos contratos.

## Condiciones de borde: el sistema de transporte de gas (cont.)



El sistema debería tener habilitadas las siguientes obras:

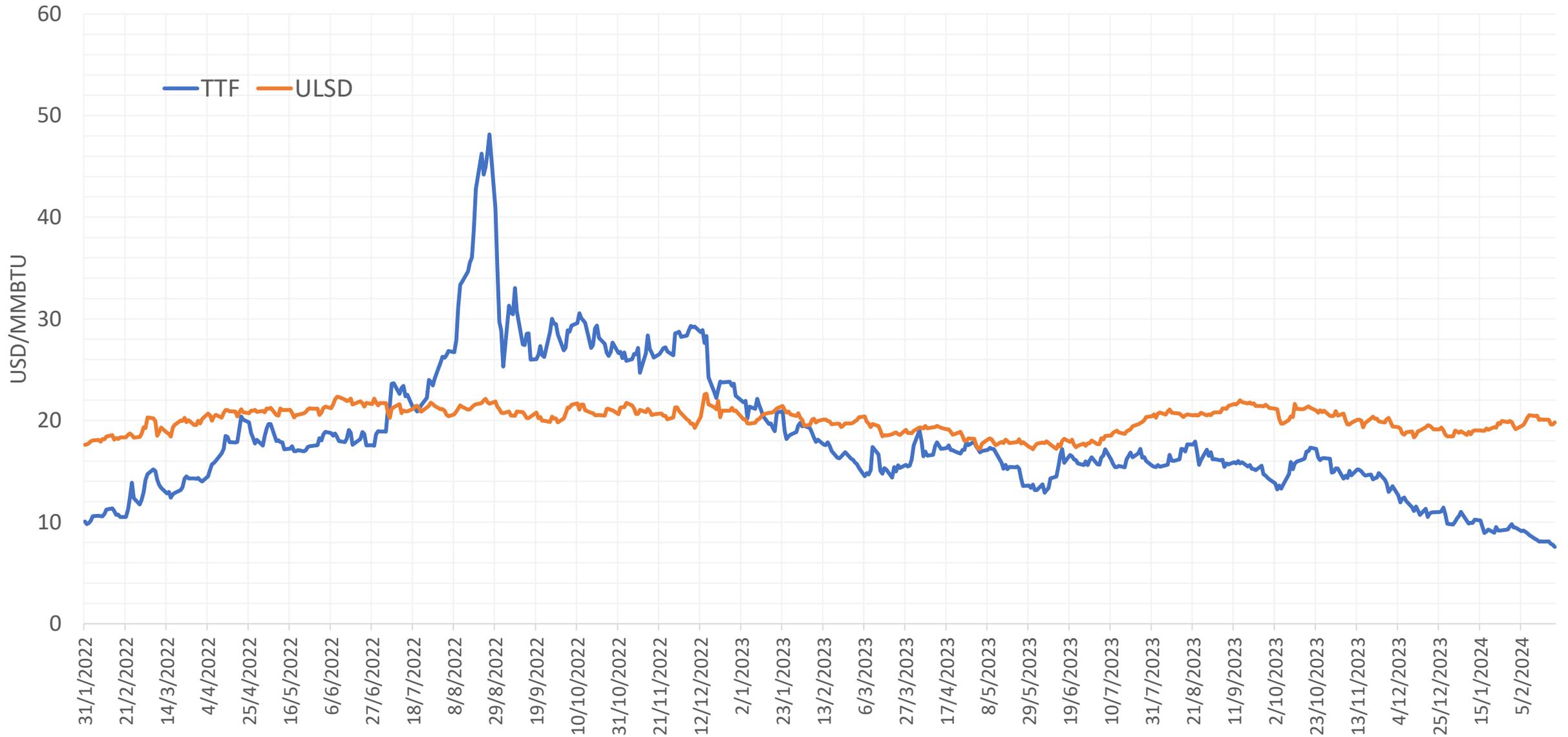
- Tramo I GPNK + 2 x 15.000 HP (en cabecera y en Salliqueló), capacidad de transporte 22 MMm<sup>3</sup>/d. Habilitado sin compresión.
- 29 km de loop sobre tramos finales del Neuba II (TGS), con capacidad sobre Salliqueló – GBA de 7 MMm<sup>3</sup>/d. Habilitado.
- Gasoducto Mercedes-Cardales (M-C) y compresora, con capacidad de transferencia 15 MMm<sup>3</sup>/d de TGS a TGN.
- **Gasoducto La Carlota-Tío Pujio y acondicionamiento en compresoras del Norte (capacidad de transporte Litoral – Centro Norte de 19 MMm<sup>3</sup>/d)**

La capacidad máxima para transportar gas desde GBA hasta la zona Litoral queda definida en 18 MMm<sup>3</sup>/d.

Físicamente, la zona GBA queda abastecida mayoritariamente desde TGS. En verano, TGN recibe de TGS 21 MMm<sup>3</sup>/d (15 por M-C +6 por Rodríguez), en invierno recibe de TGS el incremental de los loops (7 MMm<sup>3</sup>/d) y hasta 20 MMm<sup>3</sup>/d de la regasificadora de Escobar.

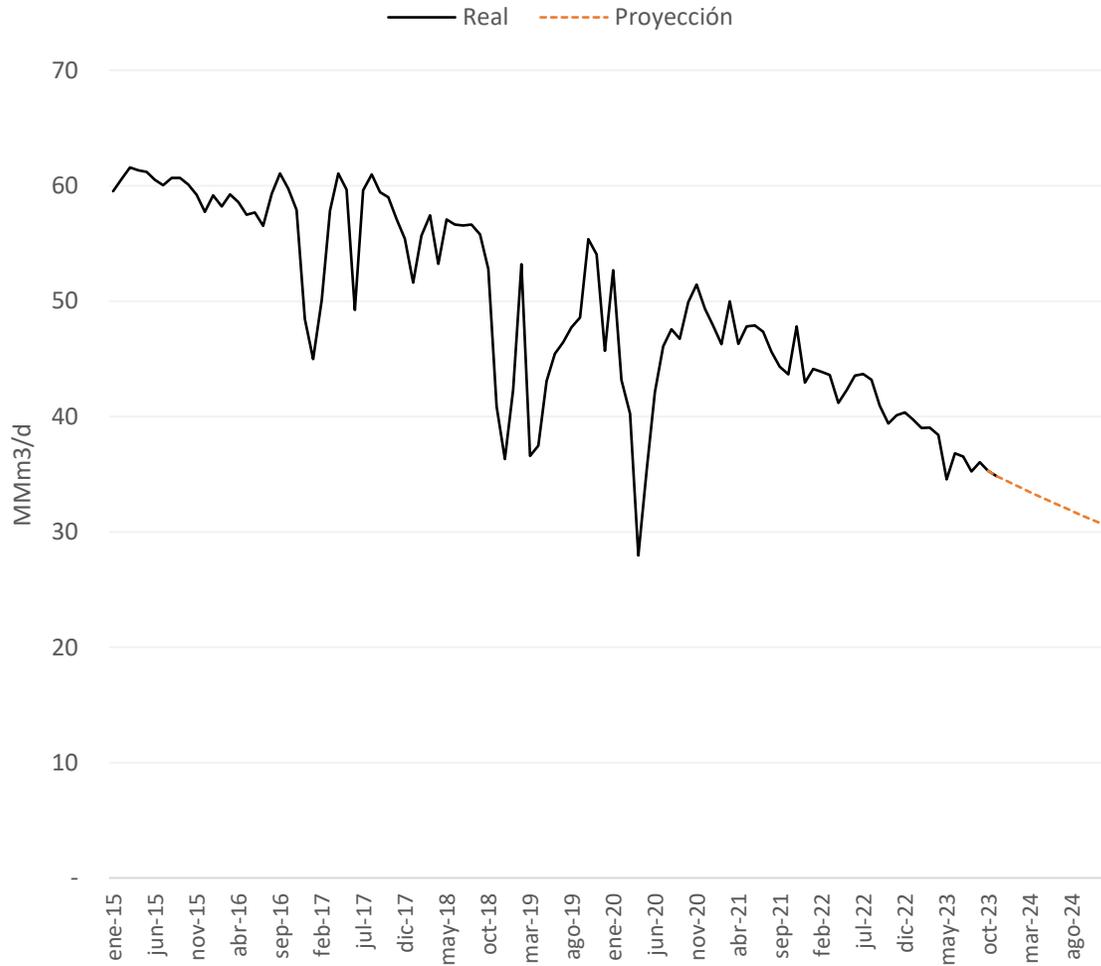
Los cargadores con TF desde Salta deberían tener prioridad para solicitar el cambio del punto de inyección a GBA.

# Señales: los precios futuros [julio 2024] del GNL (TTF) y del gasoil (ULSD)

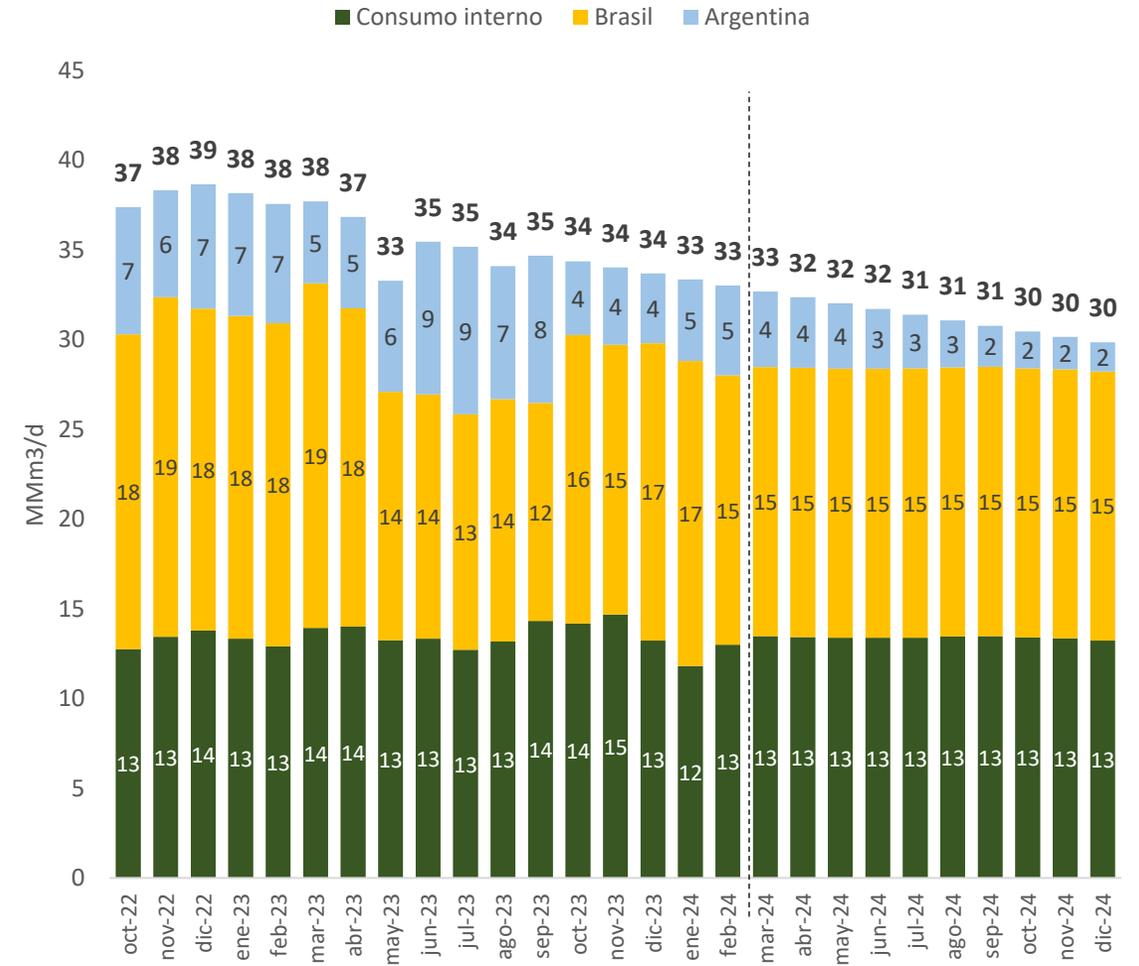


# Señales: producción fuertemente declinante de Bolivia

## Producción bruta de gas natural de Bolivia



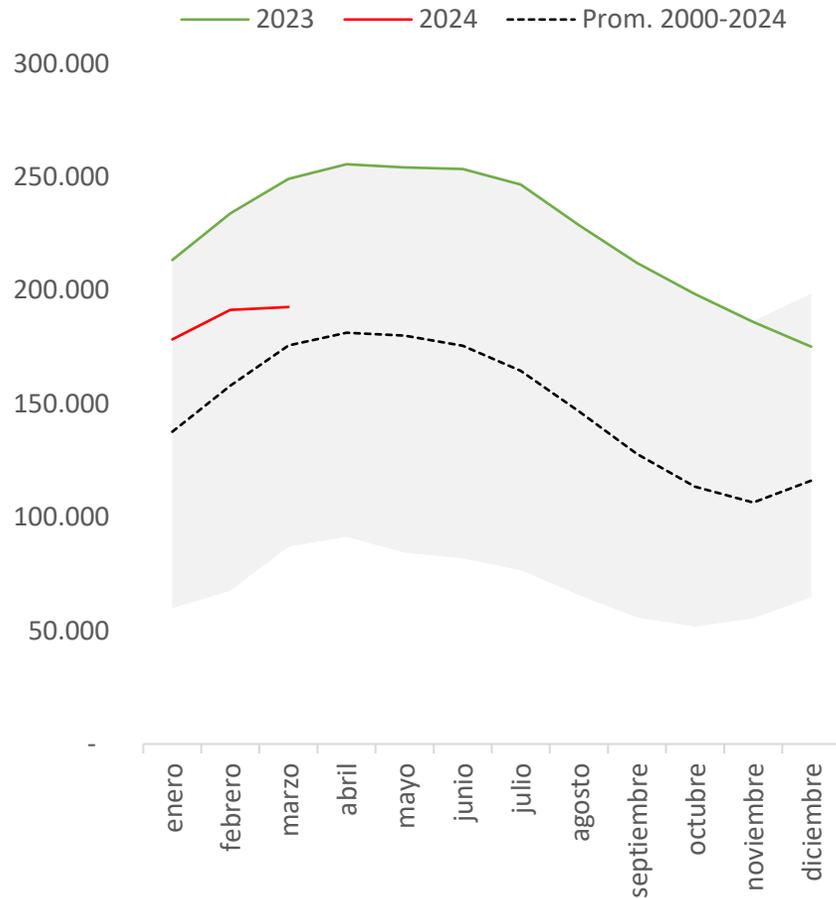
## Escenario de demanda final por segmento



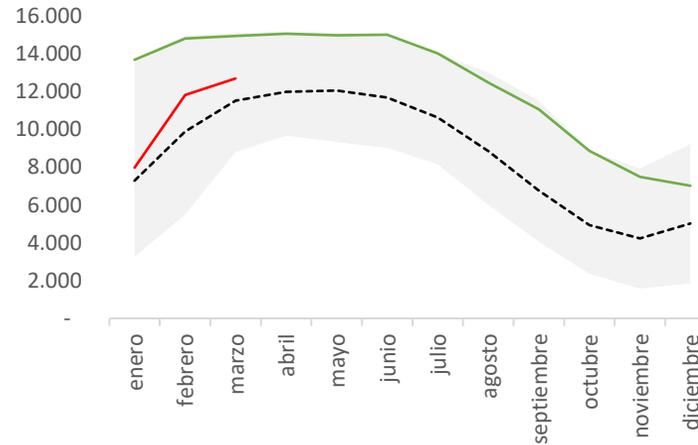
**El declino de Bolivia lleva su producción bruta a niveles incompatibles con sus compromisos de exportación**

# Señales: dependencia de toma de Brasil

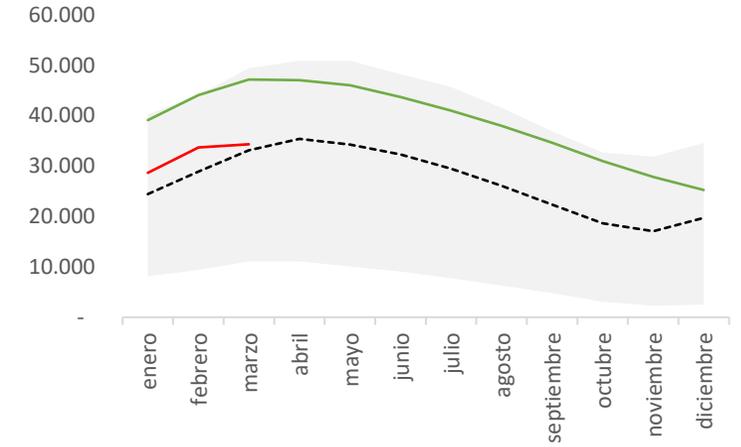
Energía almacenada en MW-mes, total país



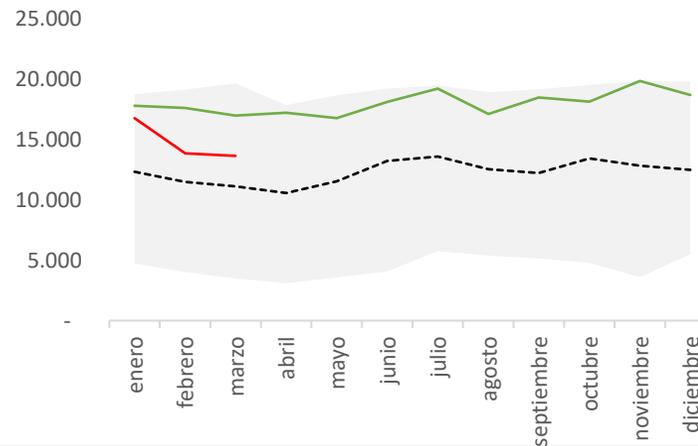
Norte



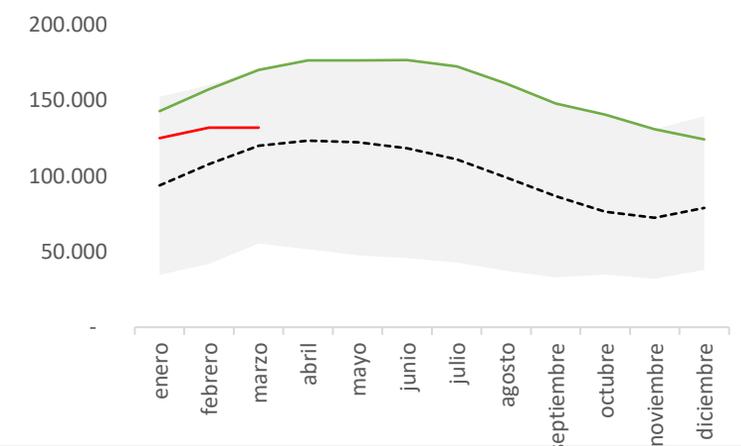
Nordeste



Sur

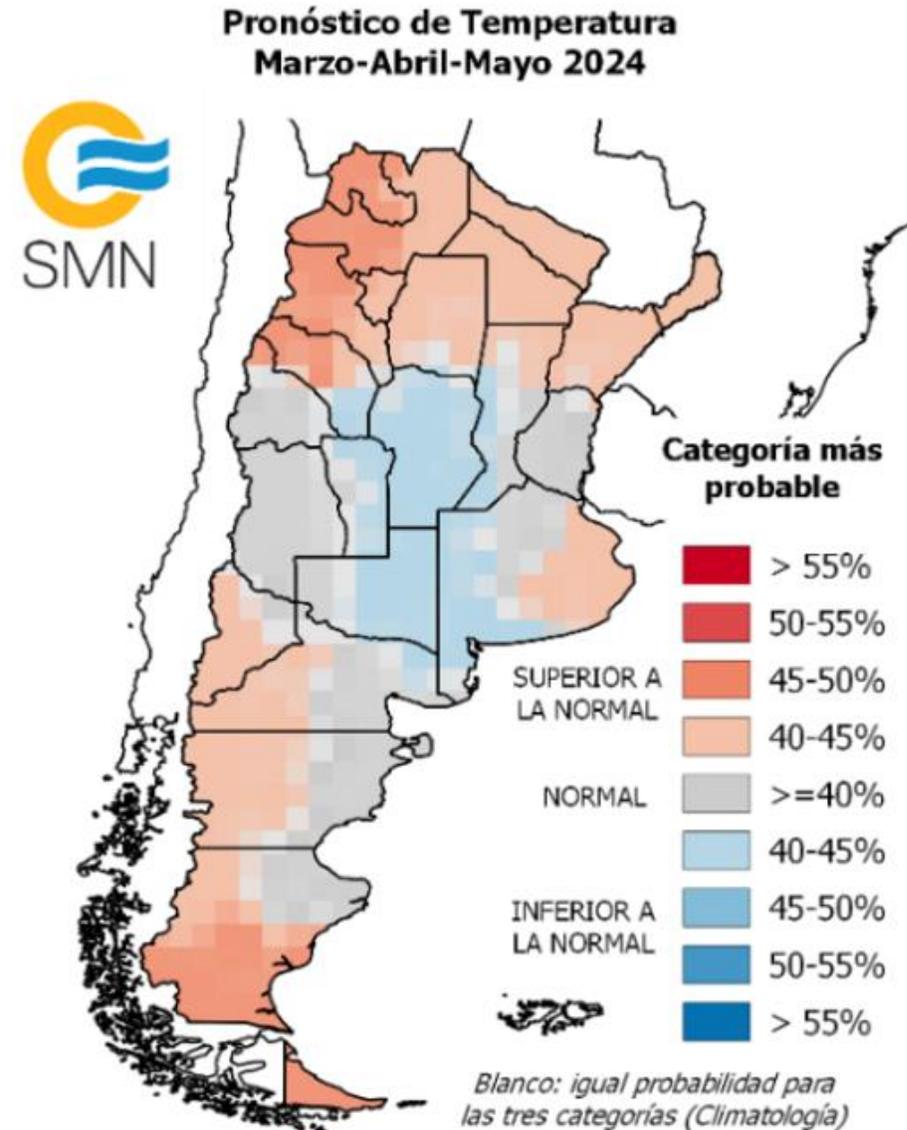
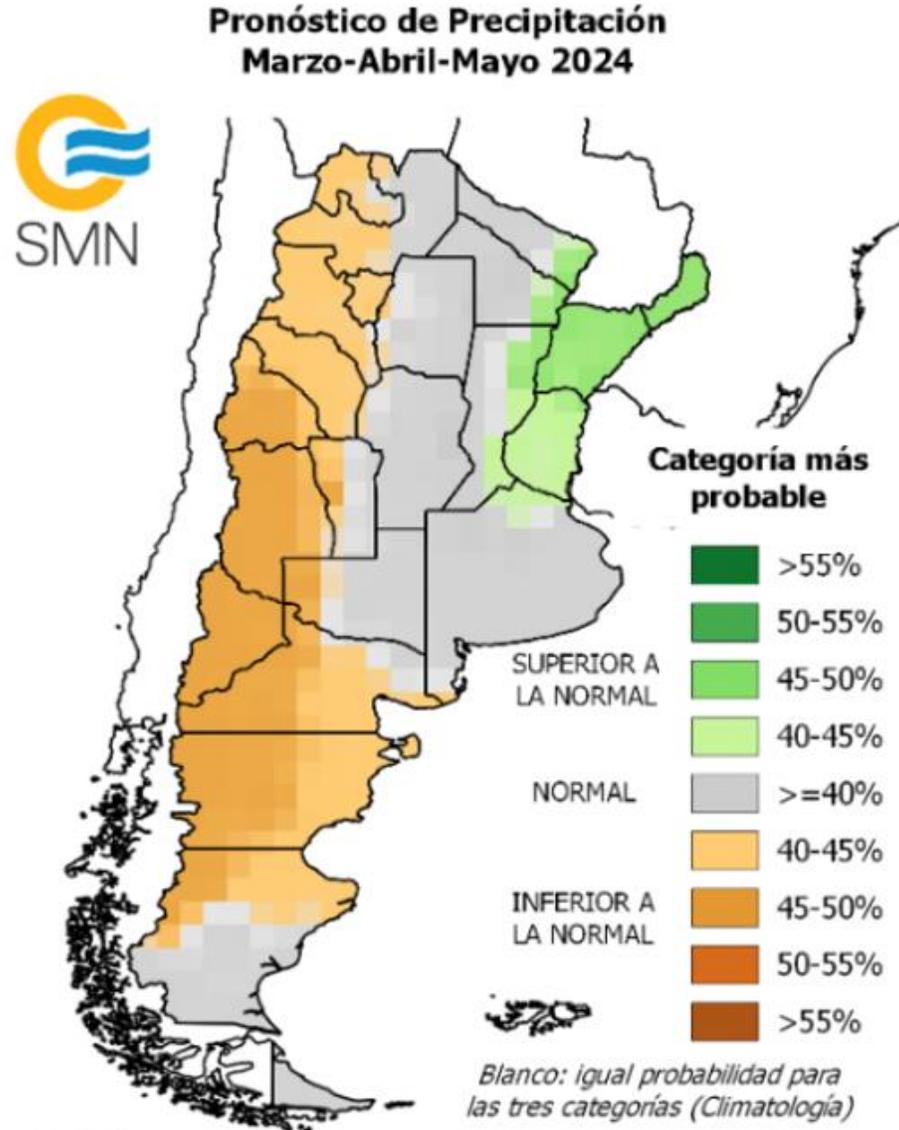


Sudeste-Centro Oeste



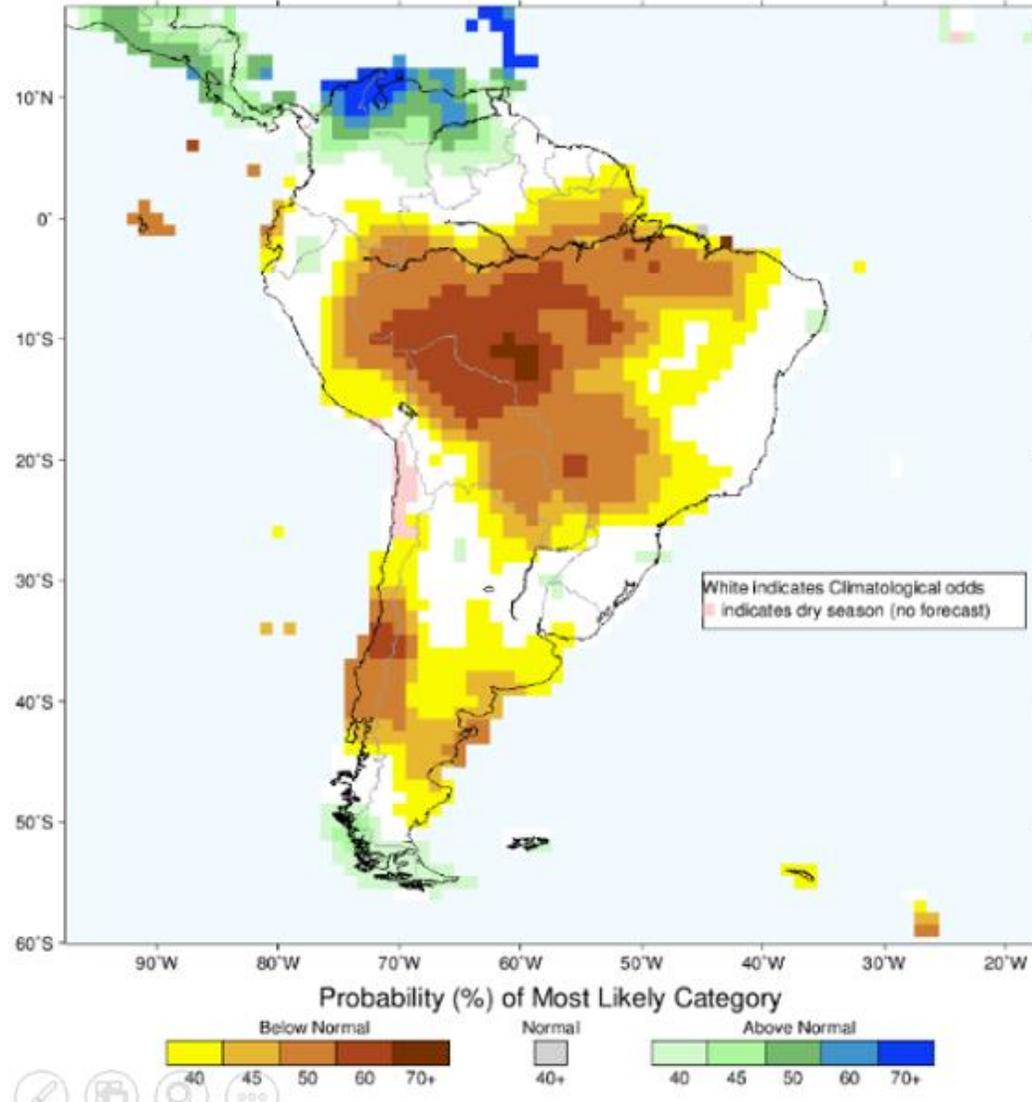
**La situación de los embalses en Brasil influye en la posibilidad de recibir más gas boliviano, principalmente para cubrir el déficit de gas (por razones de déficit de transporte local) en el norte del país, y mayores importaciones eléctricas brasileñas (y uruguayas) que reemplazan gas local cuando se producen restricciones de transporte. Según ONS, la energía almacenada en los embalses estaría por encima del promedio 2000-2024 pero por debajo de 2023. Este indicador será clave para saber si Brasil puede ceder gas de Bolivia a Argentina y ello posiblemente recién se sepa en abril o mayo.**

# Señales: Las precipitaciones influyen sobre la hidráulicidad (oferta Argentina) y la temperatura sobre la demanda de energía eléctrica doméstica

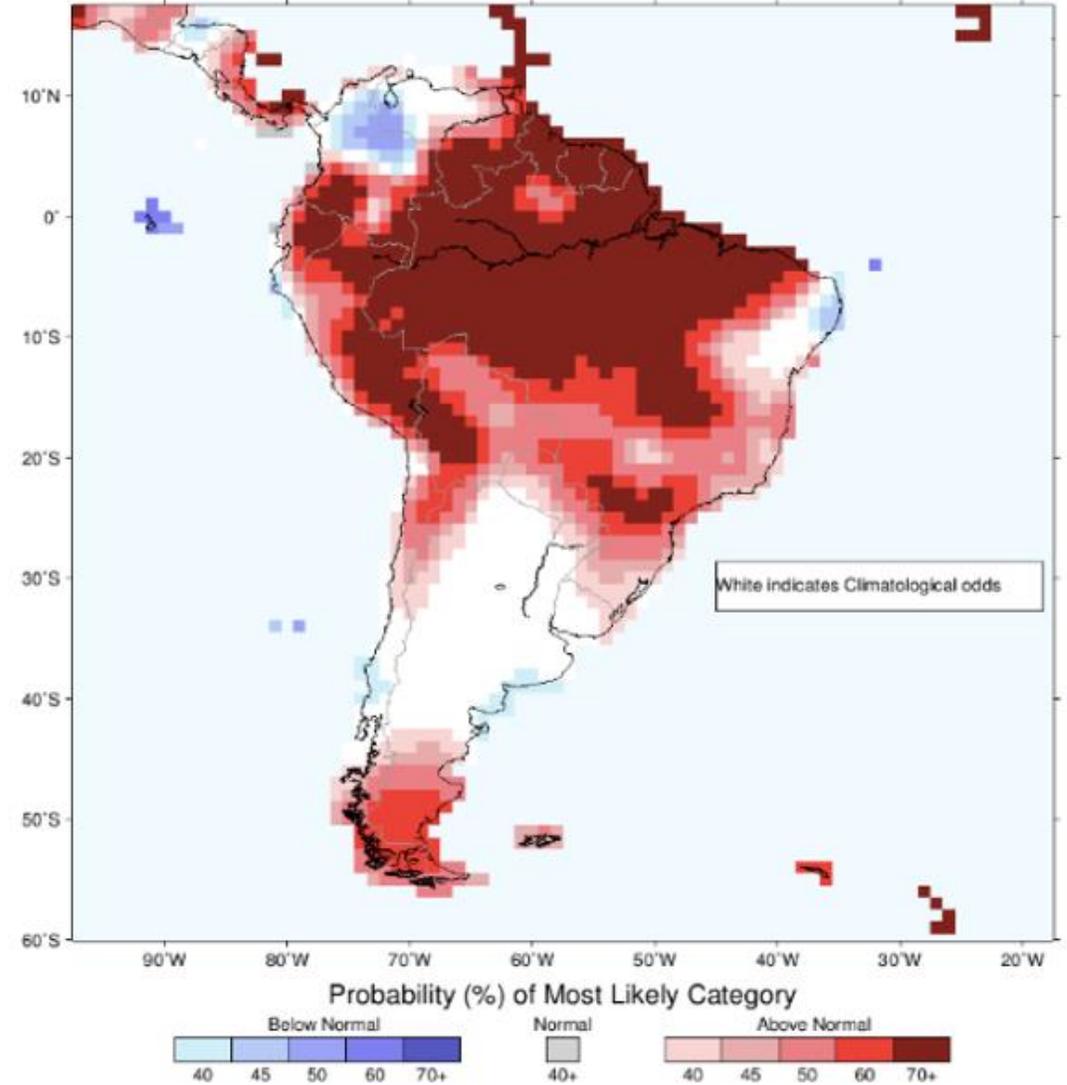


# Señales: Las precipitaciones influyen sobre la hidraulicidad (oferta brasileña/argentina) y la temperatura sobre la demanda de energía eléctrica en Brasil.

Pronóstico de probabilidad para la probabilidad de precipitaciones.  
Mayo-junio-julio de 2024. Emitido en febrero de 2024.

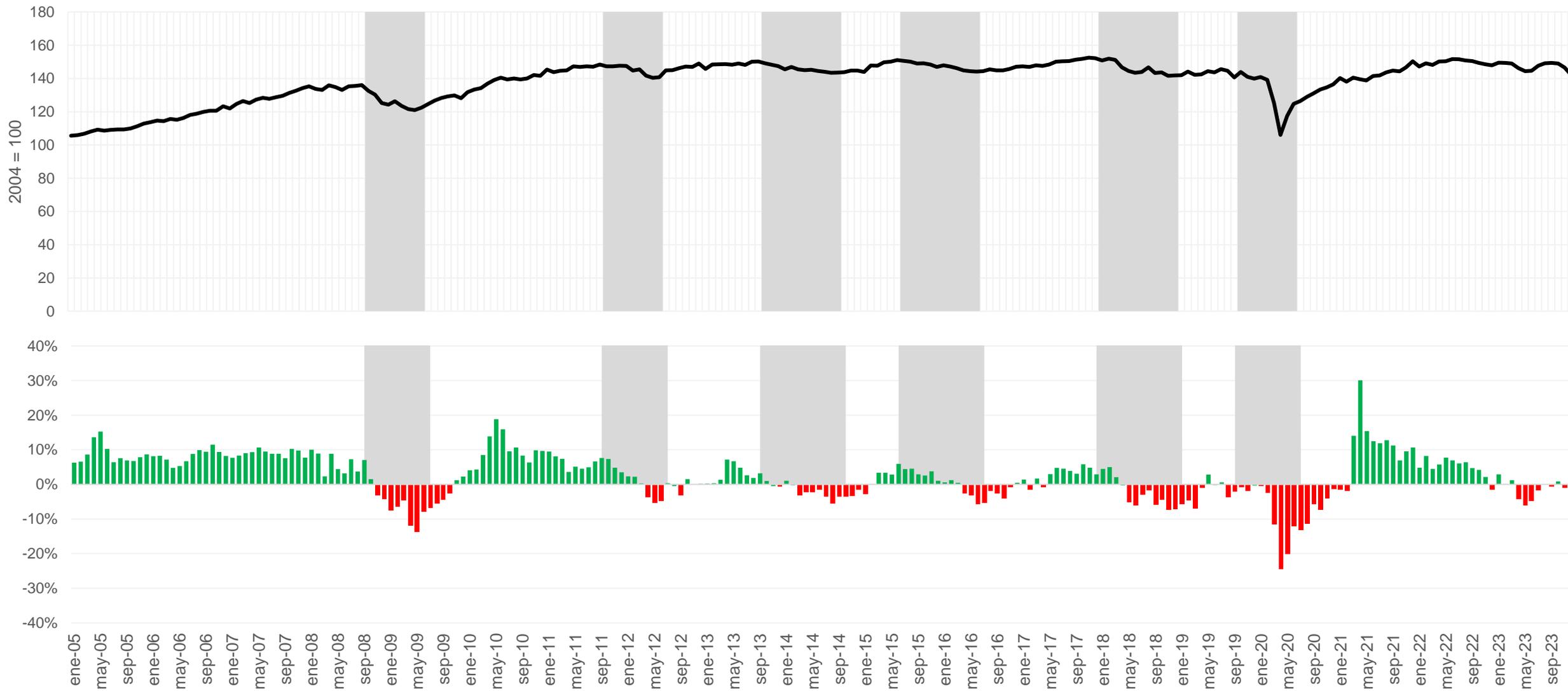


Pronóstico de probabilidad para la temperatura.  
Mayo-Junio-Julio de 2024. Emitido en febrero de 2024.



# Señales: Estimador Mensual de la Actividad Económica (EMAE)

## EMAE desestacionalizado y ciclos recesivos



# Señales: Actividad Económica

MONITOR DE ACTIVIDAD		jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24
Var. interanuales en términos reales								
Indicadores "tempranos" de actividad económica	Imp. Créditos y débitos (real)	-2,9%	6,2%	-4,2%	10,3%	5,7%	-13,2%	-15,7%
	Patentamiento motos	9,7%	29,5%	8,6%	43,2%	20,7%	16,3%	-18,7%
	Patentamiento autos	12,1%	1,8%	-4,3%	28,5%	5,8%	-6,2%	-32,7%
	Producción autos	11,9%	17,4%	8,7%	-0,9%	6,0%	-0,4%	-16,7%
	Índice Construya	-13,2%	-7,5%	-9,0%	4,8%	-4,7%	-17,4%	-29,2%
	Despachos Cemento	-6,9%	-1,5%	-7,8%	-0,6%	-11,0%	-13,3%	-20,0%
	Ventas minoristas PyMEs	-3,6%	-4,1%	-5,1%	-0,7%	-2,9%	-13,7%	-28,5%
	Prést ARS a privados (real)	-11,3%	-12,8%	-14,7%	-7,9%	-12,0%	-25,6%	-35,2%
Indicadores principales (con delay)	Construcción (ISAC)	-2,6%	-2,7%	-2,9%	-2,3%	-2,3%	-12,2%	
	Producción Industrial (IP)	-4,0%	-3,1%	-3,3%	-0,7%	-4,9%	-15,8%	
	Salarios RIPTE (real)	2,3%	-1,5%	-4,5%	-0,6%	-7,0%	-19,9%	
	Crecimiento PBI (EMAE)	-1,7%	0,1%	-0,7%	1,0%	-0,9%		

Fuente: 1816 en base a diversas fuentes.

# Matriz de escenarios y riesgos invierno 2024

		Invierno cálido		Invierno templado		Invierno frío	
		Precios GNL bajos	Precios GNL altos	Precios GNL bajos	Precios GNL altos	Precios GNL bajos	Precios GNL altos
Hidro Brasil baja	Crecimiento leve						Mayor riesgo para el sistema
	Estanflación						
Hidro Brasil alta	Crecimiento leve						
	Estanflación	Menor riesgo para el sistema					

# ANEXO:

DNU 70/2023, Plan Gas, Fórmula ajuste Transporte, estructura del mercado de gas e información de despacho (CAMMESA).

# DNU 70/2023

## Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina.

(20-12-2023)

*Cambios legales con impacto sobre el sector energético argentino.*

# DNU 70/2023 - Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina

## Extractos relevantes de los Considerandos:

*Que con el fin de corregir la crisis terminal que enfrenta la economía argentina y conjurar el grave riesgo de un deterioro aún mayor y mucho más grave de la situación social y económica, se debe reconstruir la economía a través de la inmediata eliminación de barreras y restricciones estatales que impiden su normal desarrollo, promoviendo al mismo tiempo una mayor inserción en el comercio mundial.*

...

*Que la confianza -núcleo central de las decisiones económicas- solo se podrá revertir con un programa integral de reformas económicas que quiebre en forma decidida las causas profundas de la decadencia de nuestro país.*

*Que esas causas se encuentran en una estructura económica que se basa en la cooptación de rentas de la población a través de un esquema corporativo, que se apoya en muchos casos en regulaciones arbitrarias que no tienen como fin el bien común y que entorpecen el normal desenvolvimiento de la economía e impiden el libre desarrollo de las capacidades económicas de nuestro país.*

*Que esa intrincada red de regulaciones, lejos de proteger a los sectores más débiles de la población, los hace dependientes de sectores notablemente improductivos y parasitarios.*

*Que la situación exige la adopción de medidas urgentes, que no admiten dilación alguna, con el objetivo de romper ese círculo vicioso de empobrecimiento generalizado y crisis recurrentes.*

...

*Que para revertir la situación de estancamiento y empobrecimiento en que nuestro país se encuentra sumido hace varias décadas, resulta imperiosa la eliminación de numerosas regulaciones que ahogan a las fuerzas productivas de la república.*

*Que, por ese motivo, el gobierno nacional ha decidido implementar un plan de desregulación de amplísimo alcance.*

...

*Que a los fines de fomentar las inversiones es necesario eliminar también la posibilidad de imponer prohibiciones de importación y exportación económicas, dando certeza jurídica a quienes inviertan en el país.*

# DNU 70/2023 - Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina

---

## Extractos relevantes de los Considerandos para el sector energético:

*Que, en consecuencia, no hay solución alternativa a un urgente ajuste fiscal que ordene las cuentas públicas y, como contrapartida, un programa general de desregulación de la economía que saque al país del pozo en el que lo sumió la administración anterior.*

*Que, por otra parte, la situación de emergencia heredada no termina ahí, ya que los desequilibrios en las tarifas son equiparables a la desastrosa situación registrada a finales del año 2015.*

...

*Que el sector energético es central para la reversión de la situación de crisis que atraviesa el país.*

*Que deviene adecuado derogar la Ley N° 25.822 de Plan Federal de Transporte Eléctrico y los Decretos Nros. 1491 del 16 de agosto de 2002, 634 del 21 de agosto de 2003 y 311 del 21 de marzo de 2006.*

*Que la situación de emergencia también requiere la supresión de costos fiscales de baja productividad.*

*Que, en tal sentido, resulta imperioso una simplificación en la Ley N° 27.424 de energía distribuida, eliminando la ayuda estatal y la estructura de control.*

# DNU 70/2023 - Bases para la Reconstrucción de la Economía Argentina

## Extractos relevantes de los Considerandos sobre la justificación del DNU:

*Que la CORTE SUPREMA DE JUSTICIA DE LA NACIÓN expresó que “para que el Poder Ejecutivo pueda ejercer legítimamente facultades legislativas que, en principio, le son ajenas, es necesaria la concurrencia de alguna de estas dos circunstancias: 1) Que sea imposible dictar la ley mediante el trámite ordinario previsto por la Constitución, vale decir, que las cámaras del Congreso no puedan reunirse por circunstancias de fuerza mayor que lo impidan, como ocurriría en el caso de acciones bélicas o desastres naturales que impidiesen su reunión o el traslado de los legisladores a la Capital Federal; o 2) que la situación que requiere solución legislativa sea de una urgencia tal que deba ser solucionada inmediatamente, en un plazo incompatible con el que demanda el trámite normal de las leyes” (Fallos 322:1726 y 333:633).*

*Que la situación indicada en el punto 2) del Fallo antes citado es precisamente la que existe en la actualidad en nuestro país, dado a la desesperante situación económica general, descrita en todos los Considerandos anteriores, no admite dilaciones y hace que sea imposible esperar el trámite normal de formación y sanción de las leyes, ya que ello podría implicar un agravamiento de las condiciones adversas que atraviesa la REPÚBLICA ARGENTINA y afectar todavía más a un porcentaje aún mayor de la población.*

*Que lo expuesto demuestra a todas luces la existencia de “una genuina situación de emergencia que imponga al Estado el deber de amparar los intereses vitales de la comunidad” (Fallos 333:633), es decir que no se trata de una mera invocación genérica de una situación de emergencia, sino que esa declaración encuentra “debido sustento en la realidad”. (Fallo citado).*

*Que existen numerosos antecedentes en la historia argentina que avalan la utilización de este tipo de decretos en casos de aguda emergencia pública y de crisis como la actual.*

# DNU 70/2023 - Título III – REFORMA DEL ESTADO

Artículo	Modificación	Síntesis temática
ARTÍCULO 97	Sustitúyese el artículo 24 de la Ley N° 25.877. Capítulo IX – Servicios esenciales (Ley N° 25.877)	<ul style="list-style-type: none"> <li>.- Establece garantías de prestación de servicios mínimos.</li> <li>.- Esenciales: no menor a un mínimo del 75%. Ej.: producción, transporte y distribución y comercialización de agua potable, gas y otros combustibles y energía eléctrica.</li> <li>.- De importancia trascendental: no menor a un mínimo del 50%. Ej.: producción de bienes y/o servicios de toda actividad, que estuvieran afectados a compromisos de exportación.</li> </ul>
ARTÍCULO 142	Sustitúyese el artículo 609 de la Ley N° 22.415 (Código Aduanero) y sus modificatorias por el siguiente:	<ul style="list-style-type: none"> <li>.- El Poder Ejecutivo Nacional no podrá establecer prohibiciones ni restricciones a las exportaciones o importaciones por motivos económicos. Solo se podrán realizar por Ley. Son económicas las prohibiciones establecidas con cualquiera de los siguientes fines:</li> <li>...</li> <li>c) promover, proteger o conservar las actividades nacionales productivas de bienes o servicios, así como dichos bienes y servicios, los recursos naturales o vegetales;</li> <li>d) estabilizar los precios internos a niveles convenientes o mantener un volumen de oferta adecuado a las necesidades de abastecimiento del mercado interno;</li> <li>...</li> </ul>

# DNU 70/2023 - Título VIII – ENERGÍA

Artículo	Modificación	Síntesis temática
ARTÍCULO 171	Derógase el Decreto N° 1060/00.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Plazos contratos de abastecimiento de combustibles,</li> <li>- Integración vertical Petroleras – EESS (40%)</li> </ul>
ARTÍCULO 172	Derógase el Decreto N° 1491/02.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Contratos de exportación por Potencia Firme y Energía Eléctrica Asociada y los Acuerdos de Comercialización de Generación expo</li> </ul>
ARTÍCULO 173	Derógase el Decreto N° 634/03	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elimina posibilidad de redeterminación del canon o precio correspondiente a la parte faltante de ejecución de una Ampliación de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión o por Distribución Troncal por parte de la autoridad de aplicación.</li> </ul>
ARTÍCULO 174	Derógase la Ley N° 25.822.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elimina las fuentes de financiamiento público al Plan Federal de Transporte Eléctrico y el uso de los fondos SALEX (fondos de la cuenta "Excedentes por Restricciones a la Capacidad de Transporte" previstos en el punto 4.2 de la Res. SE 274/94 y complementarias).</li> </ul>
ARTÍCULO 175	Derógase el Decreto N° 311/06.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elimina la posibilidad de que el Tesoro de préstamos reintegrables del tesoro al Fondo Unificado (Art. 37, Ley N° 24.065).</li> </ul>
ARTÍCULO 176	Deróganse los artículos 16 a 37 de la Ley N° 27.424.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elimina el Fondo Fiduciario para el Desarrollo de la Generación Distribuida (FODIS). ¿Destino de los fondos?</li> <li>- Elimina los beneficios promocionales a la generación distribuida.</li> </ul>
ARTÍCULO 177	Facúltase a la SE a redeterminar la estructura de subsidios vigentes.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Energía eléctrica y gas natural, subsidio como % de ingresos del hogar.</li> </ul>

# Fórmula de actualización de la remuneración de TRANSENER\*

Mecanismo de actualización de la remuneración de la Empresa Concesionaria del Servicio Público de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión (TRANSENER S.A.). La fórmula de actualización de la remuneración de la concesionaria se realizará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$R_n = (0,5364 * I_{Sn}/I_{So} + 0,3081 * IPIMD_n/IPIMD_o + 0,1555 * IPC_n/IPC_o) * R_o$$

Donde:

**R<sub>n</sub>**: remuneración en el mes n

**R<sub>o</sub>**: remuneración inicial establecida con vigencia a partir de febrero de 2024.

**I<sub>Sn</sub>**: índice de salarios nivel general (IS) publicado por el INDEC correspondiente al mes "n-2", siendo "n" el mes corriente.

**I<sub>So</sub>**: índice de salarios nivel general (IS) publicado por el INDEC, correspondiente al mes de febrero 2024.

**IPIMD<sub>n</sub>**: índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), apertura D "Productos Manufacturados" elaborado por el INDEC, correspondiente al mes "n-2", siendo "n" el mes corriente.

**IPIMD<sub>o</sub>**: índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM), apertura D "Productos Manufacturados" elaborado por el INDEC, correspondiente a febrero 2024.

**IPC<sub>n</sub>**: índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicado por el INDEC, correspondiente al mes "n-2", siendo "n" el mes corriente.

**IPC<sub>o</sub>**: índice de precios al consumidor nivel general (IPC) publicado por el INDEC, correspondiente al mes de febrero 2024.

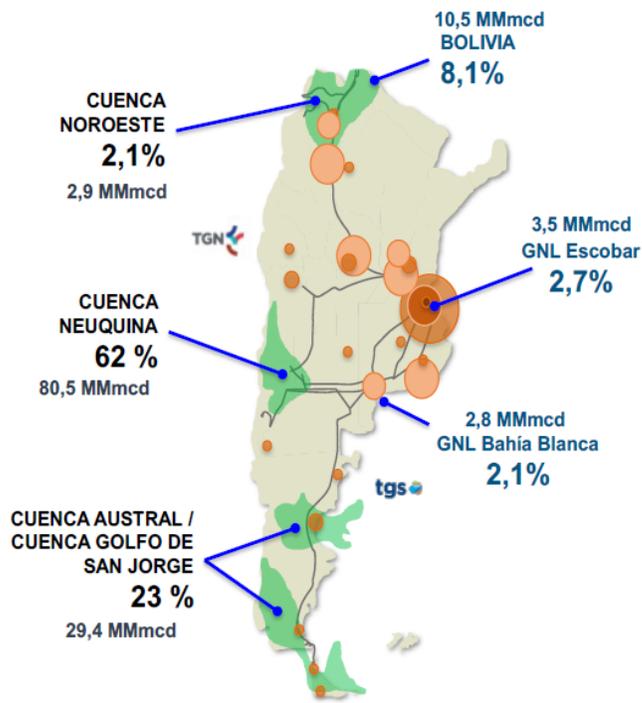
Esta composición refleja por un lado el sostenimiento del poder de compra de la moneda y por otro la variación de los costos y de las inversiones que enfrenta la empresa.

\* A partir de mayo de 2024 (Res. ENRE 104/2024).

# Estado de situación del mercado de gas 2022/2023

## SECTOR GAS NATURAL:

### Inyección de Gas al Sistema (2022)



Fuente: ENARGAS y SEN

### Oferta (2022)

	MMm3/año	US/MMBTU
<b>Total</b>	<b>47.300</b>	<b>5,3</b>
Local	41.150	4,0
<b>Importaciones</b>		
Bolivia	3.850	9,2
GNL	2.300	28,7

### Demanda (2022)

	MMm3/año	US\$/MMBTU
DisCo's	13.850	2,2
CAMMESA	14.930	3,2
Industrias	13.385	3,7
GNC	2.375	3,5
Expo	2.760	6,4

### Plan GsAr Anual (2022/2024)

Contratos	MMm3/año	US\$/MMBTU
DisCo's	11.000	4,0
CAMMESA	10.100	4,0
Enarsa (invierno)	1.500	4,7
<b>Otros Compromisos</b>		
Industria	6.500	Libre

2,5 Usuarios  
1,5 Subsidio  
Del Estado  
al productor,  
a Nov 2023

23

● CUENCAS GASÍFERAS PRODUCTIVAS

● CENTROS DE MAYOR CONSUMO

Promedio diario 2022 de gas entregado al sistema

**130 MMmcd**

Máximo diario 2022 de gas entregado al sistema

**165 MMmcd**

### Origen del gas para abastecer la Demanda Prioritaria

Periodo	Importación Bolivia	PG AR Ronda I	PG AR Ronda II	PG AR Ronda III	GNL	Total
Ene	2,50	16,20				18,70
Feb	2,50	16,65				19,15
Mar	2,50	20,55				23,05
Abr	3,00	27,65				30,65
May	4,50	36,90	3,40	3,00	2,00	49,80
Jun	4,50	48,20	3,40	3,00	5,00	64,10
Jul	4,50	48,50	3,40	3,00	11,50	70,90
Ago	2,40	48,50	3,40	3,00	6,50	63,80
Sep	2,40	38,30	3,40	3,00		47,10
Oct	-	34,30				34,30
Nov	-	23,30				23,30
Dic	-	18,20				18,20

Nota: (\*) Volumenes estimados

Periodo	Importación Bolivia (*)	PG AR Ronda I	PG AR Ronda II	PG AR Ronda III	GNL	Total
Ene	12,20	2,90				4,14
Feb	12,20	2,89				4,11
Mar	12,20	2,89				3,90
Abr	11,40	2,89				3,72
May	11,40	4,43	4,73	4,29	13,00	5,42
Jun	11,40	4,44	4,73	4,29	13,00	5,60
Jul	11,20	4,44	4,73	4,29	13,00	6,27
Ago	7,90	4,44	4,73	4,29	13,10	5,46
Sep	7,90	4,43	4,73	4,29		4,62
Oct	-	2,90				2,90
Nov	-	2,89				2,89
Dic	-	2,90				2,90

Nota: (\*) No contempla costo de oportunidad

### Pass-through:

Fecha	jun-19	jun-22	sep-22	nov-22	ene-23	mar-23	may-23	nov-23	dic-23
<b>US/MMBTU</b>	<b>4,3</b>	<b>2,2</b>	<b>2,2</b>	<b>2,3</b>	<b>2,5</b>	<b>2,7</b>	<b>2,4</b>	<b>1,5</b>	<b>0,7</b>
<b>\$/m3</b>	<b>7,1</b>	<b>10,1</b>	<b>11,5</b>	<b>13,6</b>	<b>16,4</b>	<b>20,0</b>	<b>20,0</b>	<b>20,0</b>	<b>20,0</b>
<b>TC</b>	<b>45</b>	<b>125</b>	<b>140</b>	<b>160</b>	<b>180</b>	<b>200</b>	<b>225</b>	<b>370</b>	<b>800</b>
<b>%PIST</b>	<b>100%</b>	<b>54%</b>	<b>56%</b>	<b>58%</b>	<b>62%</b>	<b>68%</b>	<b>60%</b>	<b>37%</b>	<b>17%</b>

# Inyección de gas natural: Plan Gas.Ar - Ronda 1 (noviembre '20)

- En noviembre de 2020 se convocó a concurso público nacional para la adjudicación de volúmenes en PIST en todas las cuencas del país, a contratar con CAMMESA y las distribuidoras.
- Volúmenes base solicitados: 3 MMm<sup>3</sup>/d de NOE, 47 MMm<sup>3</sup>/d de NQN y 20 MMm<sup>3</sup>/d de Austral (incluye todo el GGSM).
- Volumen adicional de invierno: hasta 25 MMm<sup>3</sup>/d en el pico.

Cuenca	Volumen en MMm <sup>3</sup> /d		Precio en PIST (USD/MMBTU)			Descuento sobre tope	# de ofertas	Precio efectivo (USD/MMBTU)		
	Base	Adicional	Promedio	Mínimo	Máximo			Verano	Invierno	Adicional
Noroeste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Neuquén	48,95	3,60	3,58	2,60	3,66	2,3%	14	2,93	4,47	4,65
Chubut	2,15	-	3,52	3,52	3,52	0,9%	1	2,89	4,40	-
Santa Cruz	2,38	-	3,46	3,46	3,46	0,0%	1	2,84	4,33	-
Tierra del Fuego	13,95	-	3,41	3,39	3,43	1,0%	3	2,80	4,26	-
<b>Total Ronda 1</b>	<b>67,43</b>	<b>3,60</b>	<b>3,54</b>	<b>2,60</b>	<b>3,66</b>	<b>1,9%</b>	<b>19</b>	<b>2,90</b>	<b>4,42</b>	<b>4,65</b>

El concurso quedó desierto en el Noroeste, en tanto que en Neuquén mostró poca respuesta en el gas adicional. Los compromisos en cuenca Austral se mantuvieron acordes con la inyección corriente.

# Inyección de gas natural: Plan Gas.Ar - Rondas 2 y 3 (feb '21 y oct '21)

- En febrero de 2021 se repitió la convocatoria para completar el faltante adicional surgido en la Ronda 1, únicamente recibió ofertas desde Neuquén y por un volumen muy inferior al solicitado.
  - ✓ Precio tope: para adjudicatarios de Ronda 1, 130% del precio ofertado previamente.
- En octubre de ese año se convocó a concurso por otros 6 MMm<sup>3</sup>/d de volumen base (3 de Neuquén, 2 de Austral y 1 del Noroeste).
  - ✓ Precio tope: el máximo precio adjudicado en la cuenca en Ronda 1.

Cuenca	Volumen en MMm <sup>3</sup> /d		Precio en PIST (USD/MMBTU)			Descuento sobre tope	# de ofertas	Precio efectivo (USD/MMBTU)		
	Base	Adicional	Promedio	Mínimo	Máximo			Verano	Invierno	Adicional
NQN Ronda 2	-	3,36	4,73	4,68	4,75	0,0%	2	-	-	4,73
NQN Ronda 3	3,00	-	3,43	3,35	3,62	6,1%	3	2,82	4,29	-
<b>Total Rondas 2 y 3</b>	<b>3,00</b>	<b>3,36</b>	<b>3,54</b>	<b>2,60</b>	<b>3,66</b>	<b>2,9%</b>	<b>5</b>	<b>2,82</b>	<b>4,29</b>	<b>4,73</b>

El resultado de las distintas rondas da cuenta del marcado dinamismo en cuenca Neuquina, al tiempo que exhibió una preocupante falta de respuesta en las cuencas Noroeste y Austral.

## Rondas 4 y 5: extensión 2024-2028 y gas incremental (nov. '22)

- Saturación de transporte desde Neuquén. Ampliación de capacidad por obras del Programa Transport.Ar.
- Declino estructural y falta de nueva oferta en cuencas Golfo San Jorge, Austral y Noroeste.
- En noviembre de 2022 se convocó a dos nuevos concursos, para “llenar” el nuevo transporte en Neuquén (Ronda 4) y para revertir el declino en las otras cuencas (Ronda 5).
- En paralelo, se optó por extender los volúmenes adjudicados de la Rondas 1 y 3 a 2028 (para asegurar las inversiones en facilities de los yacimientos que requerían ampliación).
  
- **Ronda 4.1: extensión “flat” Rondas 1 y 3 (51 MMm3/d)**
- **Ronda 4.2: nuevas adjudicaciones para el llenado del GPNK (11+3+7+7)**
- **Ronda 5.1: extensión con declino Ronda 1 onshore (el offshore de TDF ya tiene plazo a 2028)**
- **Ronda 5.2. convocatoria a nuevos proyectos de gas incremental (relaja precios topes y flexibiliza contratos).**

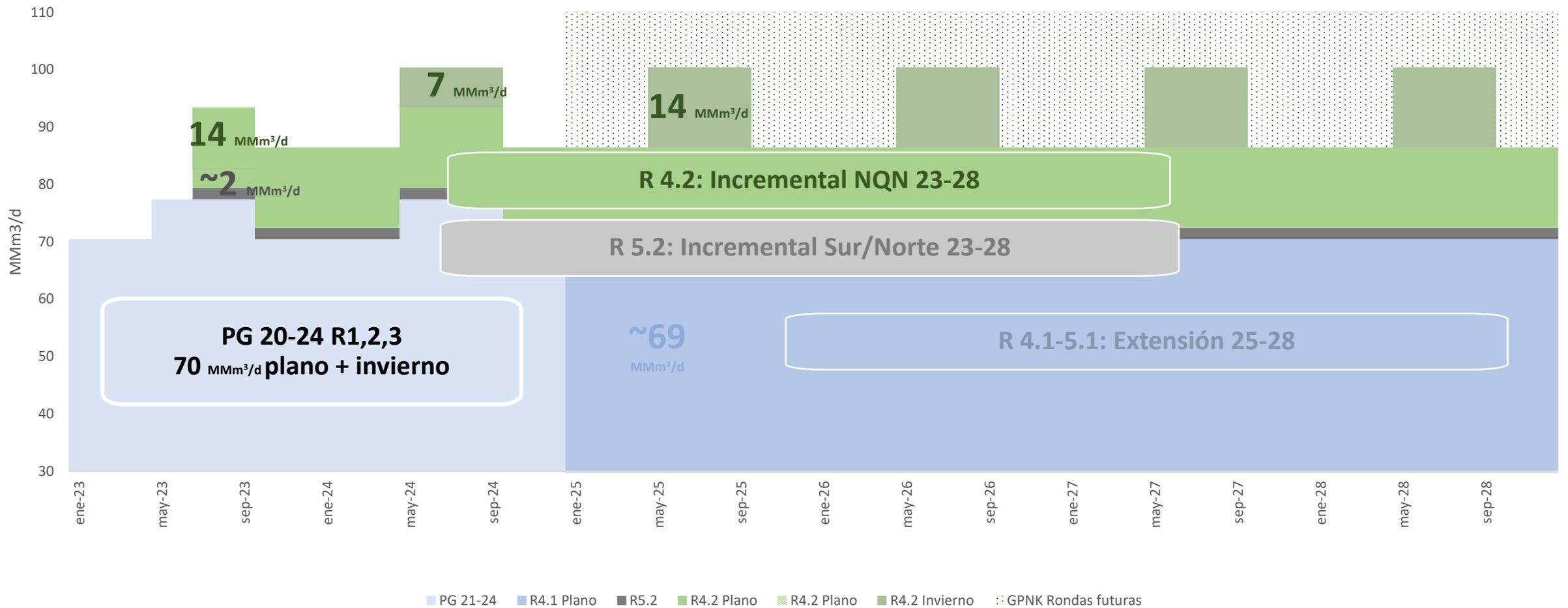
Se extendieron los volúmenes hasta 2028 con precios iguales o menores y con precios estacionales (invierno).

# Inyección de gas natural: Plan Gas.Ar – Rondas 4 y 5

Concepto	Cuenca	Cantidad		Promedio Ponderado PIST	Min PIST	Max PIST	Cantidad Ofertas	PPP Verano**	PPP Invierno***	PPP Adicional Pico****
		Base	Invierno							
Ronda 4.1 (extension R1 y R3)	Neuquina	51,0		3,58	3,29	3,66	11	2,94	4,48	
Ronda 4.2 - Plano Julio	Neuquina	11,0		3,41	3,25	3,79	7	2,80	4,26	
Ronda 4.2 - Plano Enero	Neuquina	3,0		2,99	2,19	3,66	4	2,45	3,74	
Ronda 4.2 - Pico 2024	Neuquina		7,0	4,25	3,46	6,75	8			5,52
Ronda 4.2 - Pico 2025	Neuquina		7,0	3,60	3,00	6,49	7			4,68
Ronda 5.1 - 2025	Austral	3,9		3,49	3,46	3,52	2	2,86	4,36	
Ronda 5.1 - 2026	Austral	2,6		3,48	3,46	3,52		2,85	4,35	
Ronda 5.1 - 2027	Austral	1,7		3,47	3,46	3,52		2,84	4,34	
Ronda 5.1 - 2028	Austral	1,3		3,47	3,46	3,52		2,85	4,34	
Ronda 5.2*- 2023	Austral	3,4		9,20			10	7,54	11,50	
Ronda 5.2*- 2024	Austral	5,5		9,24				7,58	11,55	
Ronda 5.2*- 2025	Austral	7,1		8,20		///		6,72	10,25	
Ronda 5.2*- 2026	Austral	7,7		7,18		///		5,89	8,98	
Ronda 5.2*- 2027	Austral	8,1		4,97		///		4,07	6,21	
Ronda 5.2*- 2028	Austral	7,7		4,89		///		4,01	6,11	
Ronda 5.2*- 2023	Noroeste	0,11		9,80			5	8,04	12,25	
Ronda 5.2*- 2024	Noroeste	0,43		9,80				8,04	12,25	
Ronda 5.2*- 2025	Noroeste	0,44		9,80		///		8,04	12,25	
Ronda 5.2*- 2026	Noroeste	0,41		9,80		///		8,04	12,25	
Ronda 5.2*- 2027	Noroeste	0,39		6,00		///		4,92	7,50	
Ronda 5.2*- 2028	Noroeste	0,37		6,00		///		4,92	7,50	

\* Varían las cantidades mensualmente; \*\* Precio Verano (enero-abril y octubre-diciembre) = 0,82 x precio promedio; \*\*\* Precio Invierno (mayo-septiembre) = 1,25 x precio promedio; \*\*\*\* Precio adicional pico = 1,30 x precio promedio

# Inyección de gas natural: Plan Gas.Ar – Rondas 4 y 5



Se extendieron los volúmenes hasta 2028 con precios iguales o menores y con precios estacionales (invierno).

# Restricciones y condiciones de borde - Resumen de información pública relevante

- **Disponibilidad térmica:** se prevé el ingreso de 361,8 MW de generación térmica convencional hasta fin de octubre de 2024 (ASECTG01, TG02, EZEITV05, TV06, MMARTG08 y TV09 y PEDRTV01).
- **Combustibles:** despacho por costos:
  - ✓ **Gas:** los consumos de usinas son cubiertos con gas nacional con evolución más probable de obras y compresión del GPNK y GNL.
  - ✓ **Fuel oil:** límite máximo de consumo dependiendo de la disponibilidad de equipamiento.
  - ✓ **Gas oil:** con límite de consumo semanal sostenido por logística 175.000 m<sup>3</sup>.
- **Aportes hidráulicos:**
  - ✓ **Comahue y Patagonia:** hasta abril de 2024 se consideraron aportes del orden de los previstos por la AIC y durante el invierno se excluye la mitad rica de las crónicas históricas.
  - ✓ **Río Uruguay:** se excluye el tercil rico de las crónicas históricas.
  - ✓ **Río Paraná:** se excluye la mitad rica de las crónicas históricas.
- **Utilización de embalses:** operatoria de embalses de acuerdo con las Normas de Manejo de Agua (NMA). Erogado de Piedra del Águila según NMA.
- **Energías Renovables (Ley N° 26.190):** ingresos hasta octubre de 2024: 956.7 MW. Eólico; 389 MW, solar: 528,7 MW; biocombustibles: 39 MW; hidráulica: 0 MW.
- **Importación/exportación:** se considera importación de posibles excedentes provenientes de Uruguay por crónica. También oferta térmica de Brasil de 1.000 MW-medios. Se considera oferta térmica proveniente desde Bolivia.