



## MEMORIA ANUAL DE TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. CORRESPONDIENTE AL TRIGÉSIMO TERCER EJERCICIO TRANSCURRIDO ENTRE EL 1° DE ENERO DE 2024 Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2024

### 1 – CONTEXTO ECONÓMICO

La Sociedad opera en un contexto económico complejo debido a las condiciones macroeconómicas argentinas, cuyas variables principales en los últimos años han mostrado una marcada volatilidad.

Entre las primeras medidas adoptadas por el nuevo Gobierno Nacional que asumió en diciembre de 2023, se encuentra el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 70/23 el cual anula y/o modifica alrededor de trescientas leyes, introduciendo reformas en el mercado de trabajo, el código aduanero y el estatus de las empresas públicas. Adicionalmente, el 8 de julio de 2024 se promulgó la Ley de Bases y Puntos de Partida para la Libertad de los Argentinos N° 27.742 (“Ley de Bases”), que, entre otros aspectos, declara la emergencia pública en materia administrativa, económica, financiera y energética por el plazo de un año. Dicha ley incluye también otras medidas que abarcan desde la delegación de poderes al Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”), la disolución de organismos públicos y una reforma laboral. Crea también un Régimen de Incentivos Para Grandes Inversiones (“RIGI”) con incentivos impositivos, aduaneros y cambiarios, entre otros.

Durante 2024, el Gobierno Nacional llevó a cabo un programa de estabilización enfocado en el equilibrio fiscal, monetario y cambiario. Este programa logró revertir el déficit fiscal, alcanzando un superávit primario de 1,9% del Producto Bruto Interno (“PBI”) (-2,7% en 2023) y fiscal de 0,3% (-5,9% en 2023). Por su parte, la reducción del gasto público fue muy significativa (4,5% del PBI). El equilibrio fiscal permitió eliminar el financiamiento monetario directo del Banco Central de la República Argentina (“BCRA”) al Tesoro Nacional (“el Tesoro”), así como la emisión vinculada al déficit cuasifiscal y las compras de títulos públicos en el mercado secundario. Adicionalmente, se migraron los pasivos remunerados del BCRA al Tesoro, reforzando el compromiso de equilibrio fiscal.

En el aspecto cambiario, se mantuvo una política de devaluación controlada (*crawling-peg*) del 2% mensual, lo que permitió corregir los desequilibrios en el frente externo. El ejercicio cerró con un tipo de cambio peso-dólar de \$ 1.032 (suba de 27,7% anual), superávit comercial de bienes de US\$ 18.899 millones (2023 tuvo un déficit de US\$ 6.925 millones) y energético de US\$ 5.690 millones (neutro en 2023), así como un superávit de cuenta corriente. Las exportaciones de bienes crecieron significativamente, mientras que las importaciones disminuyeron. La devaluación fue acompañada de cambios en el comercio exterior, eliminando parcialmente restricciones y permitiendo un acceso escalonado al Mercado Único y Libre de Cambios (“MULC”) para los pagos de importaciones. Esto le permitió al BCRA acumular reservas, aunque las mismas siguen siendo negativas en términos netos.

Otro aspecto destacado del ejercicio fue la adhesión al régimen de Regularización de Activos (establecido por la Ley N° 27.743) por más de US\$ 30.000 millones. Este proceso no solo contribuyó a la acumulación de reservas, sino que también generó flujos financieros significativos, fortaleciendo la posición del BCRA.

Las políticas fiscales, monetarias y cambiarias tuvieron un impacto positivo en la estabilización de la economía. La inflación se desaceleró significativamente a 117,8% anual (211,4% en 2023), y la brecha cambiaria se redujo considerablemente. La estabilización macroeconómica permitió una rápida recuperación de la actividad económica, con una caída del PBI menor a la esperada. Esta mejora en la actividad económica y la desaceleración de la inflación se tradujeron en una mejora de los indicadores sociales, como el salario real, el empleo privado registrado y los índices de pobreza.

Por su parte, a la fecha, ya hay anuncios de inversiones en el marco del RIGI por más de US\$ 13.500 millones, lo que contribuirá a la recuperación económica del país.

La corrección de los desequilibrios macroeconómicos y la estabilización de la economía se vieron reflejados en la valuación de los activos financieros, con subas significativas en la valuación de los bonos soberanos y las acciones. El riesgo país (índice *EMBI+*) exhibió una baja del 67% anual alcanzando los 635 puntos básicos (1.906 al cierre de 2023).



De acuerdo con el último *Relevamiento de Expectativas de Mercado* (“REM”) publicado por el BCRA, la inflación estimada para 2025 es de 25,9%, el tipo de cambio \$ 1.205 por dólar estadounidense y el crecimiento del PBI del 4,5%.

## 2 – LA INDUSTRIA DEL GAS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

El gas natural en Argentina es la fuente de energía predominante y representa el 44,1% de la matriz energética.

### Abastecimiento de energía primaria por fuente (2023)

	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Energía Nuclear	Hidro-electricidad	Renovables	TOTAL
USA	38,0%	33,8%	8,7%	7,8%	2,3%	9,3%	100,0%
Canadá	31,2%	31,2%	2,7%	5,7%	24,4%	4,8%	100,0%
México	45,4%	41,6%	3,1%	1,3%	2,3%	6,4%	100,0%
<b>Total promedio de América del Norte</b>	<b>37,7%</b>	<b>34,1%</b>	<b>7,6%</b>	<b>7,1%</b>	<b>5,0%</b>	<b>8,6%</b>	<b>100,0%</b>
Argentina	38,4%	44,1%	1,3%	2,2%	7,6%	6,5%	100,0%
Brasil	36,8%	7,8%	4,1%	0,9%	28,9%	21,4%	100,0%
Chile	45,9%	13,9%	9,7%	0,0%	12,4%	18,1%	100,0%
Colombia	43,3%	20,8%	6,9%	0,0%	24,8%	4,1%	100,0%
Ecuador	68,6%	2,1%	0,3%	0,0%	28,1%	0,9%	100,0%
Perú	41,9%	29,4%	2,4%	0,0%	21,9%	4,4%	100,0%
Trinidad & Tobago	11,5%	88,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
Venezuela	33,3%	42,2%	0,3%	0,0%	24,2%	0,0%	100,0%
Otros Sur y Cent. América	60,0%	9,6%	3,9%	0,0%	18,4%	8,1%	100,0%
<b>Total promedio de Sur y Cent. América</b>	<b>41,6%</b>	<b>18,6%</b>	<b>3,7%</b>	<b>0,7%</b>	<b>22,4%</b>	<b>13,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: Energy Institute - Statistical Review of World Energy.

A fines de 2023 (último dato publicado a la fecha) las reservas probadas de gas natural fueron de 485 mil MMm3 aproximadamente y, a esa fecha, el horizonte de reservas, considerando la producción estimada de 2023, era de 9,6 años. Adicionalmente, y de acuerdo con los datos publicados por el Instituto Argentino del Petróleo y Gas (“IAPG”), existen a esa fecha reservas probables que equivalen al 51,6% de las reservas probadas.

Con una participación que se ha incrementado año tras año, los reservorios no convencionales representan actualmente más del 47% de las reservas probadas y probables, destacándose la formación geológica de *Vaca Muerta* en la cuenca neuquina. Según una estimación de la *Energy Information Administration* de Estados Unidos de América (“USA”), los recursos técnicamente recuperables de gas no convencional de Argentina ascienden a 802 billones de pies cúbicos (802 tcf), de los cuales casi tres cuartas partes corresponden a la cuenca neuquina. Dicho potencial equivale aproximadamente a entre 50 y 55 veces las reservas probadas.



### GAS NATURAL - Reservas a diciembre 2023 y Producción de 2024 [millones de m3]

Cuenca	Reservas Probadas	Reservas Probables	Probadas + 50% Probables	Producción (*)	Horizonte: (Reservas Probadas/Producción) [Años]
Austral	75.628	64.667	107.962	8.778	8,6
Golfo de San Jorge	32.528	11.967	38.511	3.948	8,2
Neuquina y Cuyana	367.833	171.900	453.783	36.415	10,1
Noroeste	9.598	2.191	10.694	1.243	7,7
<b>TOTAL ARGENTINA</b>	<b>485.587</b>	<b>250.725</b>	<b>610.950</b>	<b>50.384</b>	<b>9,6</b>

Fuente: IAPG.

(\*) Producción estimada considerando año móvil desde noviembre de 2023 hasta octubre de 2024.

### Gas natural en Argentina: Producción, importación, planes de abastecimiento, exportación y consumo

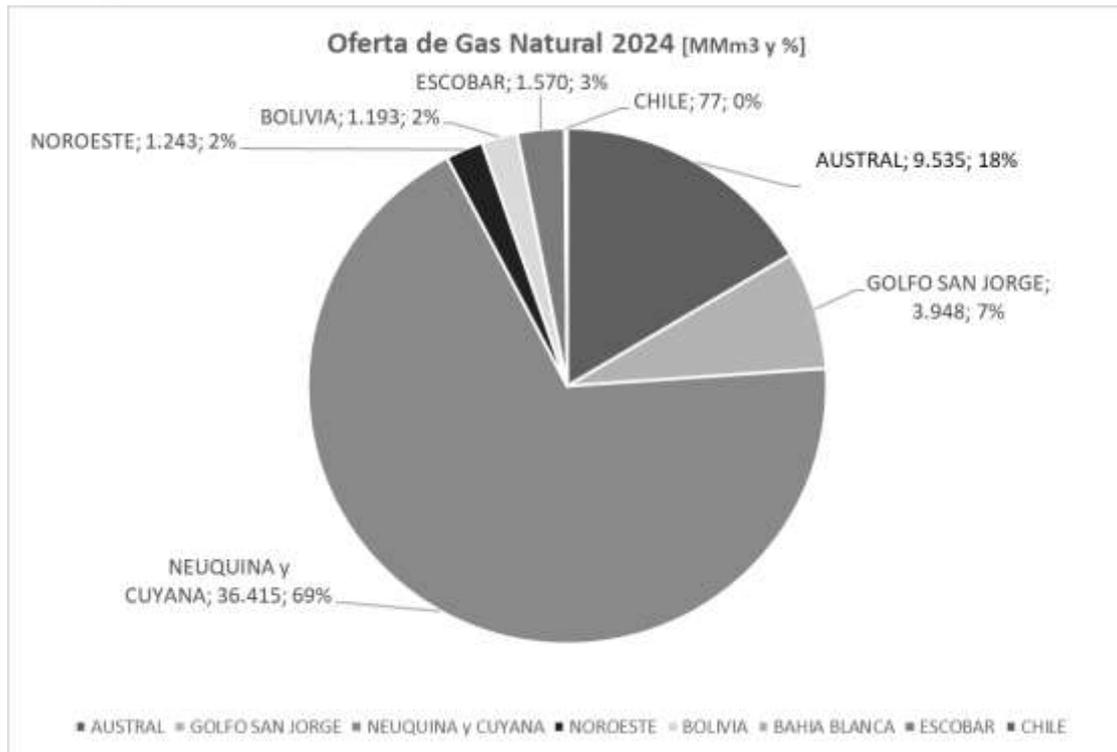
Luego de un proceso de reducción del 21% en los niveles de producción local de gas ocurrido entre 2004 y 2014, en los cinco años subsiguientes (2015-2019), se produjo una recuperación del nivel de actividad del sector, que llegó a alcanzar un incremento acumulado del 19% respecto del valor de 2014. En 2020, en el contexto de crisis económica acentuada por la pandemia del COVID, el sector se vio nuevamente afectado revirtiendo la tendencia creciente. Así entonces, la producción de gas total cayó un 9% con respecto al 2019 y la producción no convencional – *shale y tight* – lo hizo aproximadamente un 8%. En noviembre 2020 y con el objetivo de recuperar la producción de gas local, el Estado Nacional estableció mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/20 un plan de promoción de la producción de gas natural, denominado “*Plan Gas.Ar*”. Este plan promueve las inversiones en desarrollo de producción, estableciendo precios de gas por el plazo de cuatro años parcialmente subsidiados por el Estado Nacional, generando el compromiso para los productores de retomar los valores de producción del invierno de 2020.

Producto de la implementación del mencionado plan, en 2021 se produjeron incrementos sostenidos en los niveles de producción que se mantuvieron en 2022, registrando un incremento del 7% en los niveles de producción local respecto de 2021, llegando así a superar la producción obtenida en 2019.

En noviembre de 2022, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 730/22, el PEN aprobó el “*Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte Para Todas las Cuencas Hidrocarburíferas del País 2023-2028*”. En el marco de dicho decreto, durante diciembre de 2022 se adjudicaron las rondas 4 y 5 del *Plan Gas.Ar*, extendiendo el período original de dicho plan hasta el 2028 e incrementando el volumen total hasta 96,8 MMm3/d. El plan conserva la posibilidad de emitir permisos de exportación tanto firmes como interrumpibles.

Para el período comprendido desde noviembre de 2023 hasta octubre de 2024, la producción alcanzó los 137,66 MMm3/d, registrando una variación del 3,5% respecto del mismo período del año anterior.

La importación de gas representó en 2024 aproximadamente el 5% del volumen anual total, con una caída del 43% respecto del año 2023. A diferencia del 2023 se registraron importaciones de Gas Natural Licuado (“GNL”) sólo desde el puerto regasificador de Escobar ubicado en la provincia de Buenos Aires, alcanzando los 1.570 MMm3, lo que representa un 40,5% menos que el valor alcanzado en 2023. En 2024 hubo importaciones de gas provenientes de la República de Chile (“Chile”) por un total de 77 MMm3. Por su parte, la importación desde el Estado Plurinacional de Bolivia (“Bolivia”) totalizó 1.193 MMm3, representando una disminución del 49% con respecto al año anterior. No se prevén importaciones desde dicho país para el año 2025.



En octubre de 2020 la Sociedad presentó al Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”), un “*Plan Integral Estratégico para el Abastecimiento Actual y Futuro del Gasoducto Norte y Gasoductos Vinculados*”, en el cual se propone la adecuación del gasoducto Norte a las perspectivas de abastecimiento futuras, considerando la declinación de la importación desde Bolivia. Dicho plan contempla la desafectación de ciertos tramos de gasoducto que no resultan necesarios ni eficientes para el abastecimiento de la demanda y la construcción de otros tramos para permitir un mayor suministro desde la cuenca neuquina. En diciembre de 2021 el ENARGAS instruyó la asignación a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”) de una capacidad de transporte de 2 MMm3/d en las rutas “Salta - Litoral” y “Salta - Gran Buenos Aires” construidas en el marco de los fideicomisos de expansión. Como consecuencia de ello, los activos pasibles de desafectación resultarían 212 km de cañería de 16”. El 4 de septiembre de 2024, mediante la Resolución N° 521/24, el ENARGAS autorizó la desafectación de los activos mencionados.

El 7 de febrero de 2022 la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 67/22 por la cual se crea el “*Programa de Sistemas de Gasoductos - Transport.Ar Producción Nacional*” (“El Programa”). Dicho Programa tiene como objetivo ejecutar obras para optimizar el sistema de transporte de gas e incrementar la producción y abastecimiento de gas natural, así como las exportaciones. La citada resolución aprueba un listado de obras a ser ejecutadas por Energía Argentina Sociedad Anónima (“ENARSA”), por sí o por terceros, y establece que la Secretaría de Energía ejercerá la conducción del Programa definiendo la priorización de las obras y proyectos, así como sus correspondientes etapas.

El 14 de febrero de 2022 el PEN emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 76/22, mediante el cual le otorga a ENARSA la concesión de transporte sobre el *Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno* (“GPM”)<sup>1</sup> por el término de 35 años, sin perjuicio de eventuales prórrogas. Dicho decreto delegó en ENARSA para que esta última, en carácter de comitente, licite, contrate, planifique y ejecute la construcción de las obras de infraestructura comprendidas en el Programa. Asimismo, se constituye un fideicomiso de administración y financiero, denominado Fondo de Desarrollo Gasífero Argentino (“FONDESGAS”), con el objeto de realizar la administración de los recursos y el financiamiento, total o parcial, de las obras de infraestructura comprendidas en el Programa. ENARSA reviste el carácter de fiduciante y beneficiario del FONDESGAS y el Banco de Inversión y Comercio S.A. (“BICE”), el carácter de fiduciario. Entre las fuentes

<sup>1</sup> Por Resolución N° 324/24 de la Secretaría de Energía del Ministerio de Economía de la Nación, se reemplaza el nombre al gasoducto presidente Néstor Kirchner por gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno.



de financiamiento del FONDESGAS se prevé la eventual aplicación de cargos específicos en el marco de la Ley N° 26.095 u otros cargos fijos a aplicarse sobre todo el sistema de gasoductos.

A mediados de octubre del año 2022 se dio inicio a la primera etapa que incluye: (i) la construcción del GPM entre la localidad de Tratayén (ubicada en la provincia de Neuquén) y la localidad de Salliqueló (ubicada en la provincia de Buenos Aires), (ii) la construcción de un gasoducto entre las localidades de Mercedes y Cardales (ambas ubicadas en la provincia de Buenos Aires), (iii) la ampliación del gasoducto NEUBA II y (iv) la ampliación de los tramos finales de gasoducto en el Área Metropolitana de Buenos Aires (“AMBA”). El Programa incluye asimismo la reversión del gasoducto Norte y la ampliación de distintos tramos del gasoducto Centro-Oeste.

En diciembre de 2022 la Sociedad propuso al ENARGAS efectuar obras de reversión del gasoducto Norte que permitan incrementar la capacidad de reversión de los 7 MMm<sup>3</sup>/d actuales a 10 MMm<sup>3</sup>/d, a ser ejecutadas y financiadas por cuenta y orden de la Sociedad, sujeto a la implementación de un incremento tarifario especial que permita afrontar el costo de la obra, lo que fue aprobado por la Secretaría de Energía el 19 de enero de 2023 mediante la Resolución N° 17/23.

El 19 de junio del año 2023, el Ministerio de Economía (“MECON”), emitió la Resolución N° 828/23 en la cual se autoriza la celebración de un contrato para el transporte de gas natural por el gasoducto GPM, entre ENARSA y CAMMESSA, estableciendo que lo recaudado por ENARSA en concepto de pago por el transporte previsto en el contrato, tenga exclusivamente el destino previsto de la reinversión y financiamiento de la expansión del GPM<sup>2</sup>, incluyendo obras complementarias y/o suplementarias para incrementar al máximo la capacidad de transporte, todo de acuerdo con lo previsto por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 76/22, y sus normas complementarias.

El 22 de junio del año 2023, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 532/23 en la cual autorizó el texto definitivo del contrato para el servicio de transporte de gas natural en condición firme<sup>3</sup> por el GPM entre ENARSA y CAMMESA. El contrato tiene un plazo de 35 años a partir del *Apto Para Funcionar* (“APF”), con la posibilidad de renovarse de forma automática. El mismo prevé una Capacidad Diaria Contratada (“CDC”) de 25 MMm<sup>3</sup>/d, distribuidos según las distintas etapas constructivas, otorgando en primera instancia 11 MMm<sup>3</sup>/d en Salliqueló a partir del APF, a lo cual se adicionarán 10 MMm<sup>3</sup>/d una vez esté el APF de las plantas compresoras Tratayén y Salliqueló y capacidad efectivamente habilitada por hasta 14 MMm<sup>3</sup>/d en reemplazo de la capacidad adicional indicada anteriormente, a partir del APF del tramo del GPM entre Salliqueló y San Jerónimo.

El 1° de julio de 2023, la Sociedad concluyó las obras de reversión del gasoducto Norte, lo cual permite incrementar el volumen de transporte revertido en un 40%. En 2024 se transportó en sentido inverso un volumen igual a 3.016,46 MMm<sup>3</sup>.

El 24 de julio de 2023, ENARSA concluyó las obras de ampliación del gasoducto NEUBA II incluidas en el plan *Transport.ar*, generando de este modo una capacidad de transporte adicional de 7 MMm<sup>3</sup>/d, hacia el AMBA.

A fin de permitir a los cargadores del gasoducto Norte readecuar su provisión de gas natural al escenario de suministro futuro, considerando la reversión, TGN solicitó el 26 de julio de 2023 a la autoridad regulatoria, que se establezcan las bases para el cálculo de las tarifas correspondientes para la prestación del servicio de transporte.

El 1° de agosto del 2023, ENARSA concluyó las obras necesarias para otorgar el APF del gasoducto GPM, iniciando la operación de este con una capacidad de transporte de hasta 11 MMm<sup>3</sup>/d, que se ampliará a 21 MMm<sup>3</sup>/d con la finalización de las plantas compresoras ubicadas en cabecera (Tratayen) y recepción (Salliqueló). Durante el año 2023 el GPM transportó 1.123 MMm<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno – Etapa II – Tramo Salliqueló – San Jerónimo.

<sup>3</sup> Contrato en Firme: Costo por reserva de capacidad, compuesto por un cargo fijo más el gas retenido considerado para el transporte, por un período de tiempo definido.



El 26 de agosto de 2023, ENARSA realizó el llamado a la presentación de ofertas bajo la licitación pública “GPM N° 02-2023”, con el objetivo de la contratación bajo la modalidad *Engineering, Procurement and Construction* (“EPC”), de la ingeniería de detalle, los servicios, suministros y la construcción de las obras de reversión indicadas en el Programa, según la Resolución N° 76/22. La licitación está dividida en tres renglones de adjudicación según el siguiente detalle:

- (i) El renglón uno incluye las obras de reversión de cuatro plantas compresoras existentes en las provincias de Córdoba, Santiago del Estero y Salta, el completamiento de dos tramos de *loops* de aproximadamente 50,5 y 10,5 km cada uno, respectivamente, junto a la traza del gasoducto Norte, y la construcción de un tramo de gasoducto de 22 km que permitirán vincular las plantas compresoras de Tío Pujio y La Carlota (ambas ubicadas en la provincia de Córdoba).
- (ii) Los renglones dos y tres, incluyen las obras de construcción de dos tramos de gasoducto de 50 km cada uno, que permitirán vincular a las plantas compresoras indicadas anteriormente, totalizando los 122 km del gasoducto, llamado Gasoducto De Integración Federal (“GIF”).

Con fecha 29 de septiembre del 2023, ENARSA recibió tres ofertas técnico-económicas para la realización de las obras de las empresas “BTU S.A.” y “Pumpco Inc.” y de la Unión Transitoria (“UTE”) “TECHINT-SACDE”.

El día 29 de noviembre del año 2023, ENARSA concluyó las obras necesarias para otorgar el APF del gasoducto Mercedes – Cardales, lo que permitió transportar hasta diciembre del año 2023 106,06 MMm3.

El 26 de diciembre de 2023, el PEN nombró un nuevo directorio en ENARSA el cual reevaluó la licitación pública previamente mencionada. Como consecuencia de ello ENARSA decidió modificar ciertas obras de la mencionada licitación. En enero de 2024, ENARSA adjudicó los renglones dos y tres a la UTE “TECHINT-SACDE”.

El 5 de febrero de 2024, ENARSA realizó dos nuevos llamados a licitación (relacionado con el renglón uno previamente mencionado). Una licitación para las obras de gasoducto necesarias para completar el GIF y, otra, para las obras en las plantas compresoras, dividiendo de ese modo por especialidad las obras. En abril, ENARSA adjudicó a la firma BTU S.A. la construcción del tramo de 22 km, los tramos de *loop* de 50,5 km y 10,5 km, entre las plantas compresoras Tío Pujio y Ferreyra. Por su parte la reversión de las restantes cuatro plantas compresoras fue adjudicada a la firma ESUCO S.A.

El 11 de julio de 2024, ENARSA concluyó las obras necesarias para otorgar el APF de la planta compresora Tratayen, ubicada en la cabecera del GPM. El 11 de octubre, a su vez, se habilitó la planta compresora Salliqueló, ubicada próxima al punto de entrega de dicho gasoducto. Durante 2024 el GPM transportó 4.275,22 MMm3, lo que equivale a 11,68 MMm3/d.

El 8 de noviembre de 2024, ENARSA dio por finalizadas el 94% de las obras de reversión que comprendían tramos nuevos de gasoducto. En virtud de lo indicado, la capacidad de transporte en sentido sur – norte se elevó a 15 MMm3/d. La reversión del flujo se completará con el cambio de sentido de las plantas compresoras ubicadas en Lumbreras, Lavalle, Dean Funes y Ferreyra, lo que permitirá a partir del invierno de 2025 elevar el transporte de gas hasta 19 MMm3/d.

El 20 de diciembre de 2024, y como parte de las obras complementarias del GPM, ENARSA concluyó las obras necesarias para otorgar el APF de la planta compresora Mercedes. Dicha planta está ubicada en la provincia de Buenos Aires y permitirá aumentar hasta aproximadamente 15 MMm3/d la capacidad de transporte del gasoducto Mercedes – Cardales, inaugurado el 29 de noviembre de 2023.

Respecto de las exportaciones de gas, en 2024 el volumen exportado alcanzó 2.537,61 MMm3, lo que representa un incremento del 18% con respecto a 2023. No obstante, se autorizaron permisos de exportación en firme a Chile desde la cuenca neuquina por 9,00 MMm3 diarios y desde la cuenca Austral por 2 MMm3 diarios, para el período comprendido entre el mes de octubre de 2024 hasta abril de 2025 inclusive.



## La oferta de gas por origen en la República Argentina

Origen	Volumen Anual (MMm3)												
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Producción de Cuencas Argentinas <sup>(1)</sup>	AUSTRAL	10.513	10.015	9.654	10.592	10.682	11.521	12.006	11.534	10.858	10.024	9.535	8.778
	GOLFO SAN JORGE	5.234	5.302	5.715	5.704	5.348	4.948	4.681	4.158	3.937	4.030	4.125	3.948
	NEUQUINA y CUYANA	22.700	23.273	24.675	26.021	26.165	28.392	30.383	27.703	28.963	32.989	33.573	36.415
	NOROESTE	3.260	2.893	2.852	2.671	2.401	2.036	1.843	1.704	1.532	1.421	1.320	1.243
Importación	BOLIVIA	5.719	6.013	5.977	5.767	6.618	6.014	5.134	5.463	4.695	3.842	2.343	1.193
Inyección de GNL <sup>(2)</sup>	BAHIA BLANCA	3.296	3.261	3.095	2.230	2.213	1.691	-	-	1.162	1.023	728	0
	ESCOBAR	2.706	2.653	2.473	2.592	2.258	1.876	1.739	1.890	2.369	1.267	1.911	1.570
Importación de la República de Chile <sup>(2)</sup>		-	-	-	357	275	214	-	-	-	-	-	77
<b>TOTAL</b>		<b>53.428</b>	<b>53.411</b>	<b>54.441</b>	<b>55.934</b>	<b>55.959</b>	<b>56.692</b>	<b>55.785</b>	<b>52.452</b>	<b>53.516</b>	<b>54.596</b>	<b>53.536</b>	<b>53.224</b>

Fuentes:

(1) IAPG. Producción bruta. Para 2023 y 2024 se consideran volúmenes del año móvil desde noviembre de 2023 hasta octubre de 2024.

(2) Partes diarias – ENARGAS.

## Consumo local de gas – [MMm3/d]

	1993 a 1997 (4)	1998 a 2002 (4)	2003 a 2007 (4)	2008 a 2012 (4)	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024 (*)
Residencial (1)	16,5	18,8	22	27,2	31,6	30,4	30,9	32,6	29,3	29,1	27,9	28,6	28,8	30,9	29,1	29,9
Comercial	2,5	2,7	3,1	3,5	3,9	3,6	3,7	3,8	3,5	3,4	4,0	2,9	3,1	3,4	3,9	3,7
Industriales (2)	20,9	23	27,7	29,3	30	30,1	30,7	29,2	30,6	31,9	32,7	29,6	28,8	29,3	30,7	30,3
Generadores Eléctricos	19,8	25,6	29,2	35,5	39,6	39,8	40,9	43,6	47,3	47,1	41,4	39,4	44,1	36,6	35,9	37,9
GNC	2,8	4,6	8,1	7,4	7,6	7,8	8,1	7,7	7,0	6,6	6,7	5,1	6,4	6,5	6,1	5,7
Entes Oficiales	0,9	0,9	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	0,9	1,1	1,3	1,3	1,2
RTP + Gdtos. Pat. (3)	8,5	10,7	18,9	18,1	15,7	17,2	16,4	15,4	14,6	15,6	14,4	15,1	13,9	17,0	14,7	14,7
<b>Subtotal p/uso comercial</b>	<b>71,9</b>	<b>86,5</b>	<b>110,2</b>	<b>122,2</b>	<b>129,7</b>	<b>130,3</b>	<b>131,7</b>	<b>133,6</b>	<b>133,3</b>	<b>134,9</b>	<b>128,2</b>	<b>121,7</b>	<b>126,2</b>	<b>125,0</b>	<b>121,8</b>	<b>123,5</b>
Consumo en yac. y retenido en gasod.	8,4	13,3	15,7	17,7	17,1	17,3	18,3	19,5	19,5	19,5	19,9	18,7	18,7	18,9	18,3	16,7
<b>Total consumo</b>	<b>80,2</b>	<b>99,8</b>	<b>125,9</b>	<b>139,8</b>	<b>146,8</b>	<b>147,6</b>	<b>150,0</b>	<b>153,1</b>	<b>152,9</b>	<b>154,4</b>	<b>148,1</b>	<b>140,3</b>	<b>144,9</b>	<b>143,9</b>	<b>140,2</b>	<b>140,1</b>

(1) Incluye sub-distribuidoras.

(2) No incluye Planta Cerri incluido en Reducción Térmica en Planta ("RTP").

(3) Considera consumos de RTP (Mega, Refinor, Planta Cerri, Tierra del Fuego, etc.) y gasoductos patagónicos.

(4) Promedio quinquenal.

(\*) Año 2024 considerando datos del año móvil diciembre de 2023 a noviembre de 2024.

Fuentes: ENARGAS y Secretaría de Energía.

Desde la privatización del servicio público de gas natural a fines de 1992 y hasta 2024<sup>4</sup> se evidenció un crecimiento acumulado de aproximadamente 100% en el consumo interno del fluido, destacándose un crecimiento del 174% en la demanda de gas natural comprimido ("GNC") y del 66% en el consumo industrial. Asimismo, el segmento de generación eléctrica registró un incremento en su consumo de 133% respecto de 1992. El consumo de gas residencial se incrementó un 3 % respecto del año anterior, de igual modo se registra un incremento del 84% en comparación con 1992. El sector industrial permanece estable respecto de 2023. En relación con el GNC, su consumo disminuyó un 6% con respecto a 2023.

### 3 – ASPECTOS REGULATORIOS

TGN es titular de una licencia (la "Licencia") para la prestación del servicio público de transporte de gas natural, en virtud de la cual se le concede el derecho exclusivo de explotar los dos gasoductos de su propiedad existentes en las regiones Norte y Centro-Oeste de Argentina. En su calidad de prestadora de un servicio público esencial, TGN se encuentra sujeta a regulación estatal basada en la Ley N° 24.076 ("Ley del Gas"), cuya autoridad de aplicación es el ENARGAS.

<sup>4</sup> Considerando datos del año móvil desde diciembre de 2023 hasta noviembre de 2024.



### **Efectos de la emergencia económica sobre la Licencia – La Revisión Tarifaria Integral (“RTI”)**

La Licencia fue sometida a renegociación en virtud de la Ley de Emergencia Pública N° 25.561 sancionada en enero de 2002 (“LEP”), que además dispuso la pesificación de las tarifas de transporte de gas natural destinado al mercado local y la derogación del mecanismo de ajuste semestral basado en el *Producer Price Index*. En dicho marco legal, y tras más de trece años de congelamiento tarifario, en marzo de 2017 la Sociedad celebró con el PEN un Acuerdo de Readequación de su Licencia (el “Acuerdo Integral”) que fue ratificado y entró en vigencia con el dictado del Decreto N° 251 del 27 de marzo de 2018. De ese modo concluyó el proceso de renegociación desarrollado en el marco de la LEP. Las previsiones del Acuerdo Integral abarcan el período contractual comprendido entre el 6 de enero de 2002 y la fecha de finalización de la Licencia.

El Acuerdo Integral obliga a la Sociedad a mantener indemne al Estado Nacional con relación a los laudos arbitrales obtenidos con anterioridad a su firma por los ex accionistas CMS y Total. El monto de dicha indemnidad, a ser definido, no incluirá el porcentaje proporcional de quita que se hubiere establecido en los acuerdos de pagos respectivos, excluirá las sumas correspondientes a los intereses por mora en el pago por parte del Estado Nacional y se calculará a valor presente. Como referencia, se mencionan los montos contenidos en los laudos: *CMS Gas Transmission Company c. República Argentina* (caso ARB/01/8, con laudo favorable a CMS por US\$ 133,2 millones de fecha 12 de mayo de 2005), y *Total S.A. c. República Argentina* (caso ARB/04/1, con laudo favorable a Total por US\$ 85,2 millones, de fecha 27 de noviembre de 2013). La indemnidad, por los valores que se definan sobre la base de lo mencionado anteriormente, será asumida por TGN exclusivamente mediante inversiones sustentables, adicionales a las que establezca el ENARGAS como inversiones obligatorias, en gasoductos e instalaciones complementarias en la cuenca neuquina. Estas inversiones no serán incorporadas a la base tarifaria de la Sociedad.

Entre abril de 2014 y diciembre de 2017 TGN recibió sucesivos aumentos transitorios de tarifas a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) llevada a cabo por el ENARGAS a partir de marzo de 2016. Asimismo, la RTI establecía que entre el 1° de abril de 2017 y el 31 de marzo de 2022 la Sociedad debería ejecutar un Plan de Inversiones Obligatorias (“PIO”) por aproximadamente \$ 5.600 millones (expresados en moneda de diciembre de 2016), monto que sería ajustado en la misma proporción en que se ajustaran las tarifas de TGN. La Sociedad quedaba obligada a ejecutar tanto el monto de inversión comprometido, así como las obras previstas en el PIO.

El marco regulatorio de la industria contempla la aplicación de mecanismos semestrales no automáticos de revisión tarifaria debido a las variaciones observadas en los precios de la economía vinculados a los costos del servicio, a efectos de mantener la sustentabilidad económico-financiera de la prestación y la calidad del servicio prestado.

En septiembre de 2019, la Secretaría de Energía dictó la Resolución N° 521/19 (modificada por la Resolución N° 751/19) difiriendo el ajuste semestral de tarifas que hubiera debido aplicarse a partir del 1° de octubre de 2019, hasta el 1° de febrero de 2020, y dispuso asimismo compensar a las licenciatarias con la revisión del PIO en la exacta incidencia de los menores ingresos derivados de la medida. Por consiguiente, entre octubre y diciembre de 2019, la Sociedad presentó al ENARGAS propuestas de readequación del PIO por un monto de \$ 459,2 millones (expresados en moneda de diciembre de 2016).

En diciembre de 2019 se sancionó la Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública N° 27.541 (“Ley de Solidaridad”), que facultó al PEN a congelar las tarifas de gas bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la RTI, o iniciar una revisión de carácter extraordinario en los términos de la Ley del Gas por un plazo máximo de hasta 180 días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria sobre los hogares, comercios e industrias. El 18 de junio de 2020 el PEN promulgó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 543/20 mediante el cual se prorrogó por otros 180 días corridos el congelamiento tarifario que había sido establecido por la Ley de Solidaridad.



El 17 de diciembre de 2020 el PEN dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N°1020/20 mediante el cual y siguiendo con la recomendación del interventor del ENARGAS, dispuso suspender el Acuerdo Integral con el alcance que establezca el ENARGAS, iniciar la renegociación de la RTI en el marco de lo previsto en el artículo 5° de la Ley de Solidaridad y completarla no más allá del 17 de diciembre de 2022, plazo que posteriormente fue prorrogado por un año más a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 815/22.

El 18 de febrero de 2022, TGN celebró con el MECON y con el ENARGAS un acuerdo transitorio que estableció un aumento de tarifas de transporte del 60% a partir del mes de marzo de 2022 (el “Acuerdo Transitorio 2022”). Dicho acuerdo, que mantendría vigencia hasta el mes de diciembre de 2022 salvo extensión por acuerdo de las partes, no contemplaba inversiones obligatorias, pero establecía; (i) que la Sociedad debía continuar prestando el servicio de transporte de gas, (ii) la prohibición de distribuir dividendos, pagar anticipadamente préstamos con accionistas y adquirir empresas u otorgar créditos (excepto a usuarios o contratistas que no sean accionistas de la Sociedad) excepto autorización previa, y (iii) que durante su vigencia, TGN y su accionista controlante, Gasinvest S.A. (“Gasinvest”), se comprometían a no iniciar acciones o reclamos contra el Estado Nacional basados en el congelamiento de tarifas dispuesto por la Ley de Solidaridad. El Acuerdo Transitorio 2022 entró en vigencia el 22 de febrero de 2022 a partir de su ratificación por el Decreto N° 91/22 del PEN y mediante la Resolución N° 59/22 del ENARGAS de fecha 23 de febrero de 2022, que aprobó los cuadros tarifarios de transición a partir del 1° de marzo de 2022.

El 24 de abril de 2023, la Sociedad celebró con el MECON y el ENARGAS una adenda al Acuerdo Transitorio 2022 (“Adenda”) que contemplaba un incremento tarifario del 95%. La Adenda fue ratificada y puesta en vigencia en virtud del Decreto del PEN N° 250/23 publicado el 29 de abril de 2023, fecha en la cual entraron en vigencia los cuadros tarifarios aprobados por la Resolución N° 187/23 del ENARGAS que dan efecto al aumento tarifario previsto en la Adenda.

El 18 de diciembre de 2023 el PEN dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/23 mediante el cual, entre otros, (i) determina el inicio de la RTI conforme el artículo 42 de la Ley del Gas y establece que la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes no podrá exceder del 31 de diciembre de 2024, (ii) dispone la intervención del ENARGAS a partir del 1° de enero de 2024 y hasta la designación de los miembros del Directorio que resulten de un proceso de selección y, (iii) determina que el interventor del ENARGAS, en el ejercicio de su cargo, tendrá las facultades de gobierno y administración de dicho ente según lo establecido en la Ley del Gas.

El 26 de marzo de 2024 la Sociedad celebró con el ENARGAS un nuevo acuerdo transitorio (“el Acuerdo Transitorio 2024”) de adecuación tarifaria, en virtud del cual el ENARGAS publicó la Resolución N° 113/24, que aprueba un aumento de las tarifas de transporte de TGN del 675%, efectivo a partir de abril de 2024 y ajustable mensualmente por resolución del ENARGAS. Dicho aumento conlleva la obligación de ejecutar durante 2024 un plan de inversiones obligatorias por la suma de diecinueve mil ciento cincuenta millones de pesos (\$ 19.150.000.000), ajustable de la misma forma que la tarifa, priorizando en obras de confiabilidad, seguridad y calidad del sistema de gasoductos de la Sociedad. Durante la vigencia del Acuerdo Transitorio 2024, la Sociedad se compromete a no iniciar acciones o reclamos contra el Estado Nacional basados en el congelamiento tarifario dispuesto por la Ley de Solidaridad. En los meses de mayo, junio y julio, el ENARGAS, invocando expresas instrucciones del MECON y de la Secretaría de Energía, informó a la Sociedad que no se procederá con la actualización tarifaria prevista para dichos meses, manteniéndose vigentes los cuadros tarifarios de la Resolución N° 113/24. En el marco del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/23 previamente mencionado, entre los meses de agosto de 2024 hasta marzo de 2025, mediante las Resoluciones N° 412/24, 490/24, 602/24, 736/24, 814/24, 914/24, 52/25 y 123/25, el ENARGAS dispuso ajustes de las tarifas de transporte de gas de la Sociedad del 4%, 1%, 2,7%, 3,5%, 3%, 2,5%, 1,5% y 1,7% respectivamente.

A la luz de lo dispuesto en el Acuerdo Transitorio 2024, TGN ejerció su derecho a denunciar el Acuerdo Transitorio 2022 y la Adenda. De ese modo, la Sociedad quedó liberada de la prohibición de distribuir dividendos, pagar anticipadamente préstamos con accionistas y adquirir empresas u otorgar créditos.



El 19 de noviembre de 2024 el PEN dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 1023/24 mediante el cual, entre otras medidas, establece que la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes de la revisión tarifaria iniciada en función de lo ordenado por el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/23, no podrá exceder del 9 de julio de 2025. En este contexto, mediante la Resolución N°16/25, el ENARGAS convocó a una audiencia pública (N° 106) que se celebró el 6 de febrero de 2025, en la cual se puso a consideración la Revisión Quinquenal de Tarifas de transporte y distribución de gas, así como la metodología de ajuste periódico de las tarifas.

### ***La prórroga de la Licencia***

El 8 de abril de 2024 TGN inició ante el ENARGAS el trámite para obtener la prórroga de la Licencia por el plazo adicional de veinte años [artículo 6 de la Ley del Gas modificado por la Ley de Bases]. Tras la intervención previa de diversas gerencias de dicho ente regulador, el 24 de septiembre de 2024 el ENARGAS emitió un dictamen conjunto dejando constancia que, desde el inicio de sus actividades en 1992, TGN cumplió en lo sustancial con sus obligaciones bajo el marco regulatorio, y que en función de ello la prórroga de la Licencia *“se presenta como una decisión razonable y proporcional con relación al objetivo final perseguido que es garantizar la continuidad y accesibilidad a servicios públicos esenciales”*. En ese contexto, el 21 de octubre de 2024 se celebró la audiencia pública convocada para tratar el pedido de prórroga, tras lo cual el ENARGAS deberá elevar una propuesta al PEN para que éste resuelva dentro de los 120 días posteriores. El Decreto del PEN N° 1.057/24 instruye al MECON a que en oportunidad de aprobar las prórrogas de licencias, negocie y celebre acuerdos con las licenciatarias que propendan a que el nuevo período se inicie sin reclamos recíprocos, incluyendo desistimientos de acciones y renunciaciones de derechos, si fueran necesarios.

## **4 – SITUACIÓN FINANCIERA**

Al cierre del ejercicio la deuda financiera de TGN ascendía a la suma de \$ 82.761,0 millones, la cual se encontraba en su totalidad nominada en dólares estadounidenses y con una vida media de 7,1 meses.

Durante el ejercicio, la Sociedad llevó a cabo diversas operaciones de financiamiento a corto plazo. A continuación, se detalla el endeudamiento financiero al cierre del ejercicio:

- 1- En septiembre, se tomaron dos préstamos con bancos locales de primera línea a un plazo de 126 días a tasa fija, por montos de US\$ 10 millones y US\$ 15 millones respectivamente. Para ambos préstamos, el capital y los intereses se pagarán al vencimiento.
- 2- En el mismo mes de septiembre se procedió con la renovación por un año, a partir de su vencimiento, de la deuda con el Itaú Unibanco S.A. Nassau Branch bajo las siguientes condiciones:
  - Monto: US\$ 55.000.000.
  - Plazo: doce meses.
  - Amortización: 100% al vencimiento.
  - Intereses: trimestrales.
  - Tasa: 1,50% anual.
  - Pre-cancelación: total o parcial en cualquier momento sin costo ni penalidad.
  - Garantía: constitución de prenda en primer grado de privilegio sobre la suma de US\$ 56.850.000.

Asimismo, durante el ejercicio se ha regularizado la totalidad de la deuda que la Sociedad mantenía con proveedores del exterior mediante la financiación de importaciones y la suscripción de Bonos para la Reconstrucción de una Argentina Libre (“BOPREAL”)

La calificadora de riesgo *Fix Scr* ha mantenido para TGN su calificación de A1+(arg) como emisor de corto plazo (máxima calificación posible) y de largo plazo A+(arg) con perspectiva estable.

Por último, debe destacarse que, en el mes de octubre, TGN pagó dividendos a sus accionistas por \$ 88.650 millones.



De esta manera y a pesar del desafiante contexto económico de la economía argentina, TGN ha cumplido con todos los compromisos financieros asumidos y posee una sólida posición financiera.

## 5 – LA ACTIVIDAD DE TGN

TGN, con un sistema de 6.806 km. de gasoductos, presta el servicio de transporte de gas natural por gasoductos de alta presión en el centro y norte de la Argentina. Asimismo, efectúa la operación y mantenimiento de 11.222 km, tanto de gasoductos propios, así como de terceros. A través de sus dos gasoductos troncales, el “Norte” y el “Centro-Oeste”, abastece a ocho de las nueve distribuidoras de gas y a numerosas generadoras eléctricas e industrias ubicadas en diecisiete provincias argentinas. El sistema se conecta a los gasoductos “Gas Andes” y “Norandino” construidos oportunamente para el transporte de gas al centro y norte de Chile, respectivamente; al gasoducto “Entrerriano”, que transporta gas a la provincia de Entre Ríos y al litoral uruguayo; al gasoducto de Transportadora de Gas del Mercosur S.A., y al “Gasoducto del Noreste Argentino” (“GNEA”), incorporando en 2024 los primeros 100 km de instalaciones en la provincia de Formosa. La actividad de la Sociedad incluye también la operación y mantenimiento en instalaciones de *midstream* ubicadas aguas arriba del sistema propio en el yacimiento Vaca Muerta (cuenca neuquina) en los gasoductos “Gas Pacífico Argentina”, “Loma Campana” (YPF Luz) y “Fortín de Piedra” (Tecpetrol S.A.). Adicionalmente, TGN presta el servicio de operación y mantenimiento del Gasoducto de Integración Juana Azurduy (“GIJA”) en territorio argentino. Este gasoducto se extiende a lo largo de 30 km desde la frontera argentino-boliviana hasta la planta de Refinor S.A. ubicada en la provincia de Salta, conectándose con el sistema del gasoducto Norte y con la cabecera del GNEA. Durante el ejercicio, se sumaron los servicios de; (i) operación y mantenimiento de la *Planta Compresora Río de Las Burras*, (propiedad de REMSA); (ii) mantenimiento de la *Planta Turbo Expander* de YPF S.A. (“YPF”) en Loma de la Lata; y (iii) operación y mantenimiento del GIF (ENARSA), que vincula las plantas compresoras La Carlota y Tío Pujio, ambas en la provincia de Córdoba.

Desde el inicio de sus operaciones en 1992, TGN expandió, con aportes propios y de terceros, la capacidad de transporte desde cabecera de 23 MMm<sup>3</sup>/d a 62 MMm<sup>3</sup>/d, lo que representó un incremento de 169% aproximadamente. Las expansiones, así como las numerosas obras de mantenimiento y confiabilidad del sistema, requirieron inversiones por un importe de US\$ 1.631,6 millones. En términos físicos, las expansiones exigieron la instalación de 2.619 km. de nuevos gasoductos, la construcción de ocho nuevas plantas compresoras y la instalación de 21 equipos turbocompresores, los que adicionaron 216.250 HP de potencia instalada.

## 6 – ASPECTOS OPERATIVOS SALIENTES

### *Transporte de gas*

- El volumen de gas recibido y transportado durante el ejercicio alcanzó un valor de 18.560 MMm<sup>3</sup>, lo que representa un promedio de 50,9 MMm<sup>3</sup>/d, de los cuales 31,7 MMm<sup>3</sup>/d corresponden al gasoducto Centro-Oeste, 6,2 MMm<sup>3</sup>/d al gasoducto Norte, y 13,0 MMm<sup>3</sup>/d fueron ingresados en la provincia de Buenos Aires.
- Los valores máximos diarios de inyección en cabeceras fueron de 36,5 MMm<sup>3</sup>/d en el gasoducto Centro-Oeste y 10,6 MMm<sup>3</sup>/d en el gasoducto Norte.
- En el caso del gasoducto Norte, la inyección promedio de productores locales fue de 2,9 MMm<sup>3</sup>/d y el resto fue gas importado desde Bolivia, el cual alcanzó en promedio 3,5 MMm<sup>3</sup>/d.
- Con respecto a la inyección recibida en la provincia de Buenos Aires, se registraron ingresos de GNL en la localidad de Escobar por un total de 1.570 MMm<sup>3</sup> concentrados entre los meses de abril y agosto. En la localidad de General Rodríguez, Transportadora de Gas del Sur S.A. inyectó un total de 1.653 MMm<sup>3</sup> y la inyección del gasoducto Mercedes – Cardales totalizó 1.714 MMm<sup>3</sup>.
- Se exportó gas a Chile durante cuatro meses, y, a su vez, se importó gas desde dicho país durante dos meses. Ambas operaciones se llevaron a cabo por el gasoducto Norandino.



### **Excelencia operacional**

La Dirección de Operaciones de la Sociedad ha emitido oportunamente un documento con lineamientos de trabajo denominado “*Un Camino Hacia la Excelencia Operacional*”. Resumidamente, la visión se sustenta en trabajar en tres pilares fundamentales para lograr la excelencia; “*La Gente*”, “*Los Procesos*” y “*La Tecnología*”:

- En “*La gente*”, capacitando e instrumentando procesos de certificación de competencias, así como generando vínculos con universidades y ámbitos académicos (V.gr. Asociación de Empresas de Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y El Caribe (“ARPEL”), Instituto Argentino de Normalización y Certificación (“IRAM”), Centro Argentino de Ingenieros (“CAI”) etc., donde se comparten experiencias con otros operadores y, también, participando en congresos nacionales e internacionales, lo que permite profesionalizar la gestión.
- En “*Los procesos*” de negocio, modernizándolos, adaptándolos a las nuevas exigencias, procurando su digitalización, así como poniendo en primer lugar los conceptos de seguridad, calidad y eficiencia.
- En “*La tecnología*”, innovando y viendo más allá de los límites, con temáticas como *Machine Learning*, Internet de las cosas, *Insight* de equipos de compresión, etc.

La visión mencionada en ese documento es coherente con la *Visión y Misión* de la Sociedad y se encuentra fuertemente relacionada con tres objetivos estratégicos que se vienen persiguiendo en los últimos años, a saber:

- Robustecer el *Know How* de TGN: afianzando la carrera técnica, capacitando y certificando al personal y profundizando la relación con las universidades.
- Gestionar el proyecto de cambio cultural en materia de seguridad, con hitos anuales a cumplir a largo del tiempo que den testimonio de los avances en dicho proyecto.
- Asegurar la calidad del mantenimiento de las instalaciones y de la gestión de integridad de ductos, con el objeto de maximizar la capacidad de transporte en comunión con una operación prudente, eficiente y diligente, como exige la Licencia.

La Sociedad ha enmarcado esta visión de *Excelencia Operacional* en el contexto global de la transición energética. En tal sentido, se ha establecido oportunamente el objetivo de alcanzar cero emisiones netas de gases de efecto invernadero en las operaciones de transmisión para 2050. Para definir apropiadamente este objetivo, se ha tomado como referencia el compromiso del *Interstate Natural Gas Association of America* formulado en 2021. Así entonces, se conformó un equipo multidisciplinario que se encuentra evaluando y desarrollando alternativas técnicas para la reducción de emisiones por venteos de gasoductos. Tomando como base un estudio preliminar desarrollado por este equipo, se ha definido una meta a cinco años incluyendo la de promover el fortalecimiento de la concientización y formación en protección ambiental y sostenibilidad para referentes de la organización.

### **Integridad de las instalaciones**

- Se logró realizar un control exhaustivo de la protección catódica de las instalaciones mediante el uso de monitoreo remoto de los equipos de inyección de corriente y otras tecnologías, continuando con el programa de renovación y actualización tecnológica de los mismos. Se ejecutaron mejoras para robustecer y aumentar la eficiencia del sistema de monitoreo remoto de *Cathodic Protection System* (“CPS”). Se continuaron fortaleciendo e implementando nuevas funciones a la aplicación móvil de campo (*App Mobile*), vinculada al sistema informático corporativo (SAP), para el relevamiento de equipos CPS, testigos de corrosión, caños camisas, y puntos de medición de potencial, logrando así una optimización en tiempos de relevamiento, trazabilidad y calidad de los datos. Se desarrollaron tableros de control para la gestión rápida de relevamientos de potenciales,



testigos de corrosión y CPS. Se trabajó en una nueva plataforma de procesamiento de la información de potenciales, tanto para informar al ENARGAS, así como para la gestión de datos.

- Se llevaron a cabo los programas de inspección interna y reparación de gasoductos, aplicando diferentes tecnologías para lograr una mayor detección e interacción de amenazas y georreferenciación del sistema. Se ejecutaron corridas del *scraper* instrumentado para corrosión y anomalías geométricas en diecisiete tramos del sistema de TGN, así como de la herramienta *Electro Magnetic Acoustic Transducer* (“EMAT”) en el tramo nueve del gasoducto Norte.
- En lo que respecta al programa de gestión de fisuras y materiales, se continúan realizando ensayos de laboratorio mecánicos, metalográficos, químicos y fractomecánicos para nutrir la base de datos de materiales. Se continuó con el análisis de fallas, para determinar las causas raíz, conocer las amenazas al ducto y por ende robustecer el programa de integridad. También se trabajó en la mejora de procesos de ensayos no destructivos y en el desarrollo de nuevos proveedores, mediante la actualización tecnológica de los equipos, así como con la capacitación de los evaluadores, mejorando de este modo la caracterización de las anomalías reportadas.
- Se actualizó el manual de *crack management*, que indica cómo se gestiona eficientemente el programa de manejo de fisuras. Por último, se está realizando un estudio de mantenimiento predictivo de los escapes de las turbinas T70 y MARS 100 con la finalidad de aumentar la confiabilidad del sistema.
- Se continuó el trabajo conjunto con el proveedor ROSEN en la profundización de acciones para mejorar la performance de la herramienta EMAT. Durante el ejercicio se continuó con la realización de ensayos no destructivos, destructivos y ejecución de nuevas inspecciones, teniendo en cuenta el proceso de lecciones aprendidas. Este proceso continuará durante 2025 con el análisis de resultados y métricas de *performance*.
- En cuanto al plan de integridad de plantas compresoras, se realizaron los estudios de integridad estructural de las doce plantas compresoras del gasoducto Norte.
- Se continuó consolidando el programa de corrosión interna con acciones de monitoreo y mitigación específicas que incluyen análisis de laboratorio, estudios del potencial corrosivo del fluido transportado y análisis mediante simulaciones fluidodinámicas sobre líneas de los gasoductos Centro - Oeste y Entrerriano.
- Se trabajó en un procedimiento interno de gestión de limpiezas internas, que contempla todas las etapas (planificación, ejecución, evaluación de resultados y ajuste del proceso) con el fin de documentar de manera clara las tareas, roles, responsabilidades y puntos de control del proceso.
- Se dio cumplimiento a la nueva Parte G de la Norma Argentina de Gas (NAG -100) mediante la actualización de informes de evaluación de seguridad en sitios puntuales que presentaron cambios en las condiciones de su entorno.
- Se continuó con la implementación del “Programa de Prevención de Daños” de acuerdo con la norma API 1162, mediante la realización de jornadas de concientización, en tanto que, para continuar con el seguimiento cercano de sitios particulares de la traza, se utilizaron imágenes satelitales e imágenes aéreas tomadas por drones, así como relevamientos terrestres.
- Se continuó con la consolidación del equipo de prevencionistas, con una dotación de trece colaboradores, estratégicamente localizados.



## **Proyectos y obras sobre Gasoductos, Estaciones de Medición y Regulación y Plantas Compresoras**

Dada la declinación de la producción de gas de la cuenca Norte, así como de la proveniente de Bolivia, desde hace unos años, se vienen realizando obras que posibilitarán la reversión del flujo de gas en el gasoducto Norte, llevando el mismo desde la formación geológica de *Vaca Muerta* (en la cuenca neuquina) hacia las provincias del Norte del país, con la posibilidad de exportar parte del caudal a la República Federativa de Brasil. En ese contexto, durante el ejercicio se efectuaron adecuaciones provisorias en las plantas compresoras Dean Funes y Ferreyra, las cuales están vinculadas a la reversión del gasoducto Norte, que permitieron el incremento en un 40% de la capacidad del transporte desde la provincia de Córdoba, pasando de 10 MMm<sup>3</sup>/d a 14 MMm<sup>3</sup>/d.

Adicionalmente, se prestó el servicio de Policía Técnica durante las obras de construcción del GIF. Se están también iniciando los trabajos de adecuaciones para revertir las plantas compresoras Ferreyra, Dean Funes, Lavalle y Lumberas.

Por otra parte, TGN llevó adelante un programa de proyectos y obras para mantener su sistema de transporte. Las principales actividades desarrolladas fueron las siguientes:

- Ejecución de 14,9 km de *recoating* en los tramos cinco y seis del gasoducto Norte.
- Se ejecutó un cruce dirigido de 317 metros en el Tramo 91 del gasoducto Norte.
- Se finalizó la ejecución del *revamping* del sistema de drenaje y de la planta ecológica modular correspondiente a la planta compresora Puelén.
- Se están finalizando los trabajos para poner en servicio los calentadores de gas combustible de las turbinas compresoras MARS 100 y TAURUS 60, de la planta compresora Puelén.
- Se efectuó una prueba hidráulica en el tramo diez (34,35 km). La prueba se realizó a una presión tal que permite mitigar la amenaza de fisuras ocasionadas por pruebas del tipo “*spike tests*” y, a su vez, le otorga al segmento probado un adecuado factor de seguridad, así como la generación de los registros de prueba.
- Se efectuaron 107 pozos de verificación en todo el sistema. Además, se finalizó la campaña de verificación de derivaciones en el gasoducto Norte, se verificaron 26 derivaciones del gasoducto Centro - Oeste y siete en tramos finales.
- Se está finalizando la adecuación de los cruces del Río de las Piedras y del Río Mojotoro.
- Se adecuaron las conexiones en las localidades de Tío Pujio, Vidal Abal y James Craik (todas ubicadas en la provincia de Córdoba) y, próximamente, se iniciará la obra en la localidad de Armstrong (provincia de Santa Fe).
- Se llevó a cabo el estudio *Hazard and Operability Study* (“HAZOP”) de la planta compresora Ferreyra.
- Se adicionó una válvula en el colector de descarga de la planta compresora La Mora, con el objetivo de permitir la exportación de gas a Chile bajo las especificaciones de dicho país. Además, se encuentra en ejecución la instalación de un nuevo cromatógrafo.
- Se procedió a la compra de los equipos compresores de aire para las plantas compresoras La Carlota y Beazley y se elaboró la ingeniería para la instalación de los mismos.
- Para la planta compresora Puelén, se realizó la compra de; (i) equipos para el control de calidad de gas, (ii) un nuevo cromatógrafo y; (iii) un equipo analizador *on-line* de agua.
- Se compraron los últimos nueve *barrels* necesarios para completar los 25 *barrels* requeridos para el gasoducto Centro-Oeste.



- En la planta compresora Chaján se llevó a cabo la obra para el *retrofit* de sistema de control y equipamiento auxiliar del turbocompresor SOLAR MARS 100, se realizó el reemplazo del *Sistema de Control* de la planta y se realizó el reemplazo del sistema HMI en cumplimiento con los estándares ISA.
- En la planta compresora La Carlota se finalizó la instalación y puesta en marcha del *retrofit* correspondiente al sistema de control y a los equipos auxiliares de los dos turbogeneradores SOLAR SATURNO y se compraron los materiales para el reemplazo de los paneles de control.
- Se reemplazó el sistema *Human Machine Interface* (“HMI”) en tres turbocompresores RUSTON de las plantas compresoras La Carlota y Chaján, y se avanzó con la ingeniería de detalle en las plantas compresoras Cochico y La Mora.
- Se realizó la ingeniería de detalle y compra de materiales para el reemplazo de la red *Control Net* por Ethernet en la planta compresora Leones.
- En la planta compresora Cochico se realizó la ingeniería de detalle, compra de materiales y programación para el reemplazo de los paneles de control, así como también la ingeniería básica extendida para la obra de reemplazo de los paneles RUSTON.

### **Operación y mantenimiento propio y a terceros**

Entre otras actividades, caben destacarse:

- Se finalizó el servicio contratado por YPF consistente en el *overhaul* y puesta en marcha de tres turbinas RUSTON TB 5000 en su *Planta Turbo Expander* en Loma de la Lata, ubicada en la provincia de Neuquén. Este servicio incluyó el recomisionado completo de los tres equipos turbocompresores, desde el *overhaul* de la generadora de gases y la turbina de potencia, la revisión del cableado de potencia e instrumentación, la puesta en servicio de los paneles de control y sistemas periféricos, así como el desarme, inspección y reparación de los compresores de gas natural y las cajas de engranajes *Rademakers*. Adicionalmente, TGN resultó adjudicataria del servicio de mantenimiento para las tres unidades turbocompresoras de dicha planta, por dos años.
- TGN mantuvo la calidad de los servicios de operación y mantenimiento de gasoductos de terceros, dando las respuestas esperadas por cada uno de los clientes. En este sentido, se cumplió adecuadamente con ENARSA, por la operación y mantenimiento del GNEA y el GIJA, con Gasoducto del Pacífico Argentina S.A. (por la operación y mantenimiento del gasoducto en las secciones San José de Añelo y Neuquén) y con Tecpetrol S.A. (por el mantenimiento de los gasoductos de exportación de Fortín de Piedra).
- Se firmaron nuevos contratos de operación y mantenimiento con ENARSA por el GNEA (Formosa) así como por el GIF.
- Se celebró un contrato de operación y mantenimiento del gasoducto de alimentación a la Central Térmica Arroyo Seco (Grupo Albanesi), ubicada en la provincia de Santa Fe.
- TGN resultó adjudicataria por un año del contrato para operar y mantener la *Planta Compresora Rio Las Burras*, ubicada en la provincia de Salta. Esta planta, que pertenece a REMSA, se encuentra instalada a 3.500 msnm.
- Se realizaron ocho *overhauls* de compresores *in house* y se contrataron otros tres a la empresa SOLAR Turbines.
- Se finalizó el programa de conversión de “cilindros compresores” a “no lubricados” en la planta compresora Laval.



- Se continuó con el análisis trimestral de causas de incidentes de paro de emergencia de planta con venteo - *Station Emergency Shutdown* - (“SESD”). Se incorporó un tablero interactivo mejorando así la capacidad de análisis e implementación de acciones correctivas para minimizar la ocurrencia de estos incidentes.
- Se completaron las auditorías de instalaciones de clientes directos, en un total de 34 inspecciones anuales programadas.
- Se implementaron las evaluaciones técnicas en las plantas compresoras con la finalidad de detectar la degradación funcional y mejorar así la seguridad de las instalaciones. Se logró mediante el desarrollo de una aplicación para recolección de datos en campo y una *Web* de visualización de resultados. Se evaluaron todas las plantas compresoras de TGN, implementándose las oportunidades de mejoras que se fueron detectando.
- Se finalizó con el desarrollo de los datos de alarmas y principales indicadores que exige la norma ISA 18.2 en la planta compresora Baldissera y para los equipos RUSTON de las plantas compresores San Jerónimo y Beazley.
- Se desarrolló un tablero denominado “*Salud de Máquinas*” cuyo fin es la alerta temprana de máquinas que requieren atención. Adicionalmente, se desarrolló un tablero del estado de válvulas de línea de gasoducto que permitirá tener un control sobre el estado de cada equipo.
- Se realizaron mejoras edilicias en las plantas compresoras La Mora, La Paz, Chaján, La Carlota y Puelén, como así también en la base de mantenimiento de Chos Malal.
- Se realizó el primer estudio de arco eléctrico (*Arc Flash*) en las plantas compresoras San Jerónimo I y San Jerónimo II con el objetivo de implementar el “*trabajo con tensión en baja tensión*” según la resolución 3.068 de la Superintendencia de Riesgos del Trabajo (“SRT”).
- En función del plan de mejoras de las instalaciones del “*Almacén Central de TGN*”, se realizó la certificación de las estanterías para establecer su carga máxima, así como también se reconfiguró el orden de los materiales en base a los estudios de carga realizados.

### ***Implementación y profundización del uso de tecnologías aplicadas en la operación y mantenimiento***

La gestión de la innovación es un objetivo estratégico de TGN. A continuación, una descripción de las principales actividades llevadas a cabo en esta materia durante el ejercicio:

- Digitalización de plantas compresoras: Con la implementación de la nueva infraestructura de servidores para efectuar análisis de datos digitales, se sumaron a la misma los datos analógicos. A través de la plataforma “*Grafana*” se logró la integración de datos analógicos y alarmas visualizados en el mismo tablero.
- Se aplicó la tecnología de placas radiográficas digitales (en reemplazo de placas radiográficas físicas convencionales) en el proyecto de radiografiado de costuras circunferenciales en la planta compresora Ferreyra. En esta oportunidad se incorporó el uso de *Rayos X* en reemplazo de *Rayos gamma*.
- Se desarrollaron aplicaciones móviles para la ejecución de actividades de campo; (Vgr. “relevamientos de cruces de ríos”, “marcha lenta”, “construcciones y cruces de caminos y ferrocarriles”), con la finalidad de coleccionar datos, almacenarlos en la base de datos corporativa y poder visualizarlos a través del sistema de información geográfico (“GIS”).
- Se desarrolló y probó una aplicación en *tablet* para el mantenimiento anual de equipos SOLAR TAURUS 70. Esta aplicación permite registrar todas las tareas de mecánicos e instrumentistas



incluyendo evidencias fotográficas. Además, finalizado el registro, se obtiene un resumen por tarea de las novedades encontradas.

- Se continúan actualizando los cálculos de aptitud para el servicio, así como la unificación y automatización de estos, junto a otros de análisis de defectos y de fisuras críticas, con un *software* desarrollado *ad-hoc*, incorporando también mejoras y optimizaciones en los códigos de cada cálculo. Además, se sigue trabajando en la frecuencia de inspección de la herramienta EMAT según el estudio de crecimientos de fisuras y el análisis de fisuras críticas. En relación con la mejora del proceso de la herramienta EMAT, se han dado los primeros pasos mediante la incorporación de *Machine Learning* para mejorar la probabilidad de detección e identificación.
- En cuanto al proyecto de tele supervisión de válvulas de bloqueo y estaciones de medición y regulación con la tecnología IOT LoRaWAN (“*Internet of things*”), se avanzó en el diseño electrónico del dispositivo de supervisión de válvulas de bloqueo para funcionar en atmósferas explosivas. Se instalaron los *gateways* LoRaWAN entre la planta compresora La Candelaria y la base operativa Campo Duran y también en el área de tramos finales.
- Se lanzó el proyecto de gestión de estaciones repetidoras del troncal de comunicaciones con el objetivo de automatizar el manejo de la energía, la seguridad física, el balizamiento, el monitoreo de verticalidad de la torre, así como la gestión ambiental de los *shelters* del sistema de comunicaciones. El proyecto se basa en la implementación de tecnología de domótica industrial.
- Se inició el despliegue del nuevo sistema de VHF digital, instalándose las repetidoras en la zona de tramos finales.
- Se realizó la mudanza de los *datacenters* que estaban funcionando en el antiguo edificio corporativo. Se eligió la estrategia de consolidar los mismos en el formato de “*colocation*”.

### **Profundización del know how como un objetivo estratégico.**

TGN tiene vínculos académicos con diversas universidades públicas y privadas del país, con el objetivo de incorporar profesionales talentosos. A fin de continuar profundizando el *know how* se llevaron a cabo, entre otras, las siguientes actividades:

- Se continúa con el proceso de certificación de competencias para ejecutores propios, con el siguiente avance:
  - Programa de certificaciones – nivel 2 y nivel 3 – en protección catódica.
  - Se habilitó al 100% del personal que opera plantas motocompresoras.
  - Se completó el desarrollo del *Entrenamiento en el Puesto de Trabajo* (“EPT”) de la especialidad “Medición y Regulación” correspondiente a *Mantenimiento*.
  - Está en curso la validación de *Guardias Pasivas de Operaciones* – especialidad gasoducto– abarcando a todo el personal correspondiente a la especialidad.
  - Se completó el proceso de habilitación de pilotos de vehículos aéreos no tripulados por parte de la Administración Nacional de Aviación Civil (“ANAC”).
  - Se continuó con la certificación mediante una institución externa y calificada, a los pintores de las obras de *recoating*.
  - Se encuentra en proceso un plan de capacitación y certificación de inspectores de obras.
  - Se encuentra en proceso un plan de desarrollo en cultura de seguridad con foco en contratistas de obra.
  - Se implementó el programa de certificación de competencias para la posición de técnico de mantenimiento de comunicaciones.
  - Se capacitó al personal que realiza mantenimiento eléctrico en “*trabajo con tensión en baja tensión*” según la Resolución N° 3.068 de la SRT.
  - Se llevó adelante la tercera edición del programa de capacitación en el Instituto del Gas y Petróleo de la Universidad de Buenos Aires (“IGPUBA”) en manejo de condensados.



- Se diseñó e implementó un curso dentro del programa llamado Centro de Transferencia de Conocimientos (“CTC”) orientado a la *Gestión de Emergencias*. El mismo contó con cinco módulos y un taller presencial abarcando a más de 100 colaboradores de distintas especialidades.
- El personal del área de Integridad que ya había obtenido en 2021 la certificación internacional “*Pipeline Integrity Engineer Foundation Level*” y en 2023 la certificación *Pipeline Integrity Management Practitioner Level*, durante 2024 comenzó con los programas de “*Pipeline Integrity Engineer Expert Level*” y “*Defect Analysis Practitioner Level*”.
- Se continúa consolidando la carrera técnica para formación y desarrollo de especialistas.
- Los jefes de división y personal clave de la gerencia de Mantenimiento cursaron la *Diplomatura en Gestión de Activos y Mantenimiento* dictada por la Universidad Austral.
- Se certificó el proceso de controladores de gas bajo las normas IRAM.
- TGN participa en organizaciones como ARPEL, IAPG, IRAM y CAI, entre otros, en donde se comparten experiencias con otros operadores.
- Especialistas de diversas áreas participaron de la “*Primera Jornada de Midstream*” organizada por el IAPG.
- Especialistas del área de Integridad de TGN participaron en la “*International Pipeline Conference*”, (Calgary, Canadá) así como en otras conferencias nacionales relacionadas con la industria de petróleo y gas.
- Personal de la gerencia de Mantenimiento participó en el “*Eastern Gas Compression Roundtable*” (Pittsburgh, USA) y en la “*CEESI Gas Ultrasonic Meter User’s Conference*” (Colorado Spring, USA).
- Se ha terminado el relevamiento de equipos necesarios para lograr la taxonomía requerida para la implementación de la norma ISO 14224, para las 26 plantas que opera y mantiene TGN.
- Se creó una nueva carrera técnica en “*Calidad de Gas Natural*”, la cual será implementada en forma transversal con participación de personal de distintas áreas de la organización.

## **7 – CONTROVERSIAS PENDIENTES VINCULADAS A CONTRATOS DE TRANSPORTE PARA EXPORTACIÓN**

En 2004 y a partir del aumento de la demanda doméstica de gas y de la caída simultánea de la producción y reservas, el Estado Nacional tomó medidas para garantizar que la oferta de gas natural sea prioritariamente destinada a satisfacer el mercado local. Esto involucró restricciones a las exportaciones de gas, lo que afectó significativamente las ventas de servicio de transporte de gas con destino al exterior, motivo por el cual la utilización del transporte firme asociado ha caído de manera constante. La Sociedad pudo celebrar acuerdos transaccionales con algunos clientes del exterior para terminar anticipadamente los contratos de transporte a cambio de compensaciones económicas (que no obstante le generan a TGN un efecto neto negativo sobre sus flujos de fondos esperados).

Con respecto al conflicto que la Sociedad tenía con YPF, el 3 de febrero de 2023 en el marco de las acciones judiciales promovidas por TGN contra YPF por el cobro de facturas impagas bajo un contrato de transporte firme para exportación (2009), y por los daños derivados de la rescisión culpable de dicho contrato (2012), el 3 de febrero de 2023 la Sociedad e YPF celebraron un acuerdo transaccional que pone fin a los litigios, en virtud del cual YPF se obliga a pagar a TGN la suma de US\$ 190,6 millones – en pesos argentinos al tipo de cambio vendedor divisa publicado por el Banco de la Nación Argentina – en cuatro cuotas anuales pagaderas cada 1° de febrero de los años 2024, 2025, 2026 y 2027. YPF pagó las primeras dos cuotas del acuerdo, el 1° de febrero de 2024 por US\$ 47,5 millones y el 3 de febrero de 2025 por US\$ 47,7 millones.



Por último, con relación a los conflictos judiciales con la distribuidora chilena Metrogas S.A. (“Metrogas”), descrito en la Nota 21.1.4 de los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2024, y atento a las complejidades legales y comerciales que tienen dichas disputas así como la existencia de derechos litigiosos, el 3 de marzo de 2025 la Sociedad y Metrogas celebraron un acuerdo transaccional por la suma única y total de US\$ 100 millones por el que, sin reconocer hechos, derechos ni responsabilidad, TGN y Metrogas desistieron de todos los reclamos que hasta dicha fecha tenían o podían tener recíprocamente. Así entonces, el 6 de marzo de 2025, Metrogas pagó la suma de US\$ 60 millones y el saldo de US\$ 40 millones será pagado el 10 de enero de 2026.

## **8 – CALIDAD, SEGURIDAD, AMBIENTE Y SALUD**

En materia de *Calidad*, como actividad relevante del ejercicio, se destaca la auditoría de mantenimiento de la certificación del Sistema Integrado de Gestión (“SIG”) según los requisitos de las normas ISO 9001 de Calidad, ISO14001 de Ambiente e ISO 45001 de Seguridad y Salud Ocupacional, con resultados satisfactorios que permitieron sostener la vigencia de las certificaciones desde hace ya quince años.

En aspectos de *Seguridad*, se continuó con el programa de *Cultura en Seguridad de Contratistas*, convocando a contratistas estratégicos a participar en programas de liderazgo en seguridad, reportabilidad de incidentes y gestión de subcontratos. Cada contratista realizó un diagnóstico de su cultura (llevado adelante por consultoras reconocidas en la materia) y, en función de los resultados, se elaboraron planes específicos de acción. Asimismo, se llevó adelante un programa de estandarización de los mensajes de seguridad en sitios operativos. A su vez, se dio cumplimiento con el *Programa Anual de Capacitación en Seguridad*, acumulando un total de 8.940 horas de capacitación al personal.

En materia de *Seguridad de Procesos*, se trabajó activamente en el desarrollo de una *Práctica Recomendada de Gestión de Seguridad de Procesos para Argentina* y se desarrollaron estudios de riesgos mayores mediante la metodología *BowTie* para identificar y gestionar barreras de prevención y mitigación. Se llevó a cabo también el tercer diagnóstico de *Cultura de Seguridad de TGN*. Este estudio tiene por objetivo medir el grado de avance y efectividad del programa de seguridad para fijar nuevos objetivos en el camino de la excelencia operacional.

Por sexto año consecutivo se realizó la *Semana de la Seguridad* en la cual los máximos líderes de la organización visitaron todos los sitios operativos de TGN, interactuando con el personal y abordando distintas temáticas relacionadas con la cultura de seguridad.

En lo que respecta a *Ambiente*, se continuó con la implementación de mejoras tanto en la contabilización de emisiones de gases de efecto invernadero, así como en la definición de acciones tendientes a su reducción. En particular, se implementó una nueva tecnología para la detección de fugas de gas natural, mediante la adquisición de una cámara infrarroja que permite la visualización de gases de hidrocarburo en aire. Con esta nueva tecnología, se llevó a cabo un relevamiento de emisiones en todas las plantas compresoras de TGN, así como en las estaciones de regulación y medición más relevantes.

En materia de *Salud Ocupacional* se destacan la inmunización contra el dengue a todo el personal que trabaja o presta servicio en zonas endémicas, el relevamiento de riesgos cardiovasculares a través de exámenes periódicos y la sistematización de la gestión documental y visado de exámenes médicos del personal contratista.

## **9 – RECURSOS HUMANOS**

Se presentan seguidamente las acciones llevadas a cabo con el objetivo de atraer, motivar, desarrollar y retener el capital humano, cuyo talento se requiere para la gestión exitosa del negocio.

### **Desarrollo**

Se llevó a cabo el proceso de gestión del desempeño 2023 de los colaboradores. Se realizó también el proceso de *People Review*, en el cual se definieron acciones puntuales de desarrollo para los colaboradores, así como el plan de sucesión de las posiciones claves. Dentro de este proceso, se llevó a cabo el sexto ciclo de “*Carrera Técnica*”.



Se inició una nueva edición del programa de “*Jóvenes Profesionales*”, en el cual ingresaron once colaboradores que están distribuidos en las distintas áreas de la Dirección de Operaciones de TGN.

Se efectuó la *Encuesta de Clima Laboral con Great Place To Work*. La tasa de participación obtenida fue de un 98% y el índice promedio de todas las respuestas fue de 82%. Gracias a estos resultados, TGN obtuvo por tercera vez la *Certificación de Great Place To Work*.

Asimismo, continuando con la práctica habitual, se realizaron las “*Jornadas de Intercambio e Integración*”. En las primeras, el eje estuvo en el análisis de distintos aspectos organizacionales y de seguridad, mientras que en las de integración, se trabajaron los conceptos de agilidad e innovación.

TGN continúa con el compromiso de promover una cultura de “*Diversidad e Inclusión*” a través de un plan estratégico a largo plazo. En dicho marco, se lanzó una *Política de Diversidad e Inclusión*, en la cual se manifiesta el compromiso de la Sociedad en dicha materia.

Se realizó también la segunda edición de los “*Círculos Lean In*”. Por medio de espacios de reflexión y aprendizaje colaborativo, se debatió sobre el desarrollo profesional, el ambiente de trabajo, la integración de la vida profesional y personal, el liderazgo con perspectiva de género y las conversaciones difíciles, entre otras temáticas.

Se estableció como objetivo estratégico generar una *Cultura de Innovación*, para lo cual se llevó adelante un proyecto que permitió concientizar a todos los colaboradores sobre la importancia de innovar en las formas de hacer y pensar las actividades de modo tal de lograr una mayor excelencia operacional.

### **Capacitación**

A través del CTC, en TGN se impulsa un entorno dinámico de aprendizaje y enseñanza que se actualiza anualmente con propuestas innovadoras. Estas iniciativas tienen como objetivo fortalecer el conocimiento y la experiencia, potenciando las habilidades y competencias de los equipos de trabajo. Los líderes técnicos de las áreas especializadas acompañan este proceso aportando su experiencia en los proyectos de formación, junto al aporte de instituciones educativas de excelencia.

### **Atracción de talento**

En 2024, se incorporaron 44 nuevos colaboradores, de los cuales el 35% ocupan puestos recientemente creados en la organización. El 80% de las nuevas incorporaciones se realizaron en la Dirección de Operaciones.

Como parte de la estrategia de atracción de talento, TGN no sólo utiliza los métodos tradicionales, sino que participa en ferias de empleo, así como tiene presencia en distintas universidades. Estas iniciativas permitieron que la Sociedad se posicionara como una marca empleadora en los siguientes eventos, entre otros:

- AOG Patagonia 2024.
- Feria de empleo del CAI.
- Exposición Laboral de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires.
- Feria de empleo en la Universidad Tecnológica Nacional de Mendoza.

Con el propósito de fortalecer la relación con las instituciones educativas y facilitar la inserción laboral de estudiantes, se incorporaron pasantes en el sector de Ingeniería provenientes de diversas especialidades y universidades. Asimismo, se establecieron nuevos convenios de pasantías con la Universidad Tecnológica Nacional, la Universidad Nacional de Córdoba, la Universidad Nacional de Río Cuarto y la Universidad Nacional de San Martín.



## **Compensaciones**

Con respecto al personal de convenio, habiéndose concluido las paritarias del período abril de 2023 a marzo de 2024 durante el primer trimestre del ejercicio, se suscribieron para el período paritario comprendido entre abril de 2024 y marzo de 2025 diversos acuerdos salariales. En marzo de 2025 se concluirá con dichas paritarias. El personal fuera de convenio recibió un ajuste salarial alineado con el mercado de referencia. Asimismo, siguiendo con la *Política de Remuneraciones*, que contempla principios de equidad interna, competitividad externa y desempeño, entre otros, se llevó a cabo durante el ejercicio el proceso de incrementos salariales por mérito, y se pagó el bono por desempeño correspondiente al ejercicio 2023 en el mes de abril de 2024.

## **10 – ASUNTOS PÚBLICOS**

Mediante la gestión de los asuntos públicos, TGN fortalece su reputación con el fin de obtener licencia social para operar y contribuir a su resultado económico. Esto lo realiza mediante la gestión de vínculos, el posicionamiento de la marca y la articulación de temas de interés entre los públicos internos y los *stakeholders externos*. En este marco, la Sociedad lleva adelante la gestión institucional y la comunicación externa con el objetivo de fortalecer vínculos, gestionar intereses con públicos clave, así como impulsar su compromiso con los objetivos de desarrollo sostenible de Naciones Unidas.

El plan de acción anual de gestión de los asuntos públicos contempla los objetivos de la Sociedad, los planes de proyectos, el mapa integral de riesgos, la matriz del sistema de gasoductos, el mapeo de *stakeholders*, así como el contexto en que TGN desarrolla su actividad.

La Sociedad desarrolla publicidad institucional en medios nacionales, provinciales o zonales y de nicho, gestionando la relación con la prensa a través de voceros y comunicados e implementando su estrategia de contenidos digitales en *web* y redes sociales.

TGN se vincula institucionalmente con diversas cámaras empresarias, asociaciones profesionales y organizaciones de la sociedad civil y promueve que sus colaboradores integren comisiones técnicas y grupos de trabajo. Asimismo, apoya a sus colaboradores para que participen de su voluntariado corporativo, potenciando sus programas de Responsabilidad Social. Este protagonismo está guiado por la visión de la Sociedad, que es “*ser una empresa sustentable y en crecimiento, referente del sector energético, elegida por su gente para desarrollarse, reconocida por la industria y comprometida con la comunidad*”.

Dentro de la estrategia digital en redes sociales, TGN ejecuta un plan de acción que apunta a crecer en cantidad de seguidores, así como a fidelizarlos, mejorando la calidad de los contenidos con el propósito de aumentar las interacciones, así como el porcentaje de *engagement*. Gradualmente, en cada una de las redes sociales en las que participa, se busca generar contenidos alineados al perfil de su público y a las agendas según sus ámbitos de influencia.

En lo que respecta a la gestión de prensa, trabaja proactivamente en el conocimiento de los medios de comunicación, sus editores y periodistas. Define aquellos medios que resultan estratégicos y busca el permanente posicionamiento en saberes vinculados a lo técnico y a las particularidades del mercado. También, comparte información sobre transición energética, su gestión de sustentabilidad y la experiencia o visión en temas relacionados a marca empleadora, diversidad y seguridad, entre otros.

Finalmente, su presencia publicitaria en medios tiene dos ámbitos de cobertura específicos. Por un lado, una pauta publicitaria en medios del interior del país dirigida a la comunidad, a los municipios y a las empresas, con el fin de apoyar el trabajo de sus operaciones y la prevención de daños para alertar, prevenir y concientizar sobre la existencia de sus gasoductos y eventuales interferencias. Por otra parte, realiza una planificación en medios de comunicación de nicho, principalmente en el sector de la energía, y una presencia puntual y estratégica, en diarios, revistas y/o portales *web* de alcance nacional con foco en negocios, mercado y sustentabilidad.



## 11 – SUSTENTABILIDAD Y RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIA

A través del enfoque “ASG” (Ambiental, Social y Gobernanza), las dimensiones sociales y ambientales son correlacionadas para obtener mayor eficiencia en las prácticas de operación, establecer condiciones de financiamiento y atraer los mejores talentos del mercado laboral. Las interacciones generadas a través de proyectos, programas y acciones con distintas partes interesadas contribuyen a rediseñar procesos, abordar posibles ineficiencias, gestionar el riesgo empresarial y mejorar el rendimiento operativo. Esta perspectiva de evaluación permite identificar aspectos multidimensionales de los riesgos con doble impacto con potenciales efectos sobre los *stakeholders* y el negocio. Mediante la debida diligencia son identificados temas materiales relacionados con los derechos humanos, el cuidado del ambiente y la lucha contra la corrupción.

### **Estrategia de sustentabilidad (ASG).**

El comité de ASG, creado durante el primer trimestre del ejercicio, promueve la incorporación del enfoque ASG a la estrategia de la Sociedad. Sus funciones principales son:

- Alinear estrategias y objetivos en materia de ASG.
- Brindar información para la toma de decisiones.
- Hacer seguimiento de nivel estratégico a planes de trabajo y crear mecanismos que faciliten la gestión.
- Identificar riesgos y oportunidades en materia de ASG e incorporarlos en la Matriz de Riesgos de la Sociedad.
- Fortalecer en la organización la cultura ASG.

En relación con el compromiso con la transición energética, se participó activamente de la discusión pública sobre la misma, así como del rol del gas natural en este proceso de transición.

### **Comunidades locales**

Se implementaron programas y acciones que facilitan la participación de las comunidades cercanas a las instalaciones y gasoductos operados por TGN.

Mediante la debida diligencia y la elaboración de planes de contingencia se ejecutaron 15 obras en la provincia de Salta, en contextos territoriales con altos niveles de conflictividad. Entre otras actividades registradas bajo esta modalidad, se llevaron a cabo obras para la conexión de derivaciones, corrección de erosiones, adecuación de cruces de ríos, mejoras en estaciones de medición y regulación y protección anticorrosiva.

Se implementaron acciones en quince provincias, alcanzando a 8.560 alumnos y 330 docentes, con la intervención de 80 voluntarios de TGN. Entre los principales programas se destacan; “*Juntos*”, destinado a la prevención de daños y “*Cadena de Valor*”, de desarrollo de proveedores.

TGN opera en territorios donde habitan comunidades de pueblos indígenas, en especial, las provincias de Salta, Jujuy y Neuquén. Los estándares internacionales, las normas locales y la legislación nacional conforman un marco que orienta las prácticas de relacionamiento con dichas comunidades. La debida diligencia se sustenta en estudios etnográficos y en la evaluación de riesgos para establecer formas de inclusión. La apertura de procesos de diálogo contribuye a velar por el respeto de los derechos, la cultura y las costumbres de cada comunidad.

Las condiciones de adaptación a las consecuencias climáticas y sus impactos sociales en interacción con las operaciones son evaluadas en cada etapa del ciclo de vida de los proyectos. Dichas evaluaciones permiten mitigar los riesgos, salvaguardar las instalaciones y asegurar la continuidad del servicio.



## 12 – POLÍTICA DE REMUNERACIONES

La remuneración del Directorio es establecida para cada ejercicio por la Asamblea de Accionistas. La política salarial de los cuadros gerenciales y de dirección de la Sociedad establece un básico de remuneración fija mensual y un adicional variable pagadero anualmente. Las partes fijas se establecen de acuerdo con el nivel de responsabilidad inherente a la posición y a valores de mercado, sustentado y encuadrado dentro de la Política de Remuneraciones que regula la administración salarial para todo el personal fuera de convenio. Con respecto a la parte variable de la remuneración, consiste en un adicional asociado con el desempeño y cumplimiento de los objetivos del año. En este punto, la administración de dicha remuneración se encuentra enmarcada dentro de la Política de Bono por Desempeño con alcance a la totalidad del personal fuera de convenio. Adicionalmente, todos los empleados de TGN son beneficiarios del Bono por Participación en las Ganancias, establecido como el 0,25% de la utilidad de cada ejercicio. Las políticas de la Sociedad no establecen planes de opciones para su personal.

## 13 – POLÍTICA DE TOMA DE DECISIONES

El estatuto social dispone que el Directorio de la Sociedad esté compuesto por catorce directores titulares e igual número de suplentes y tiene a su cargo la dirección y administración de TGN. El mandato de los directores dura un año a partir del momento en que son designados por la Asamblea de Accionistas. De los catorce directores: (i) nueve directores titulares y sus respectivos suplentes son elegidos por las acciones Clase A reunidas en Asamblea Especial de dicha clase; (ii) cuatro directores titulares y sus respectivos suplentes son elegidos por las acciones Clase B reunidas en Asamblea Especial de dicha clase y; (iii) un director titular y su respectivo suplente son elegidos por las acciones Clase C reunidas en Asamblea Especial de dicha clase. De ellos, al menos un director de la Clase A y un director de la Clase B revestirán la condición de independientes con arreglo a la Ley de Mercado de Capitales N° 26.831 (modificada por ley 27.440, la “Ley de Mercado de Capitales”) y las normas aplicables de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”). El director designado por la Clase C no revestirá la condición mencionada. La sociedad controlante de TGN, Gasinvest, tiene derecho a designar a la mayoría de los directores titulares y suplentes (los nueve que designa la Clase A). Compañía General de Combustibles S.A. y Tecpetrol Internacional SL, quienes en conjunto resultan titulares del 100 % de las acciones ordinarias de Gasinvest, han celebrado un Convenio de Accionistas (“el Convenio”) con el fin de regular ciertos aspectos relacionados con su participación indirecta en TGN, tales como el número de directores que puede designar cada uno de los accionistas y las decisiones y acciones que deben contar con el acuerdo unánime de los mismos. El Convenio establece que las siguientes acciones y decisiones deben contar con el acuerdo unánime de Compañía General de Combustibles S.A. y Tecpetrol Internacional SL:

- i. enmiendas al estatuto u otros documentos equivalentes de TGN,
- ii. cualquier consolidación o fusión de TGN con otra sociedad,
- iii. la adopción de planes de actividades, planes de inversión y planes financieros anuales,
- iv. presupuestos, y cualquier modificación a los mismos,
- v. aumento o disminución del número de miembros del Directorio de TGN y/o cualquier otro comité de la Sociedad,
- vi. la emisión o rescate de acciones de TGN,
- vii. disolución, liquidación o presentación en concurso de TGN,
- viii. la declaración o pago de dividendos u otra distribución por parte de TGN que no sea consecuente con la política de dividendos establecida en el plan de actividades,
- ix. cualquier inversión de TGN en otra sociedad,
- x. la celebración de cualquier contrato del cual TGN sea parte y que involucre pagos totales o la compra o venta por parte de TGN de activos que, valuados a su valor de libros, excedan los US\$ 3 millones en una o más operaciones dentro de un período de seis meses,
- xi. cualquier cambio material en la conducción de TGN, y
- xii. la selección del auditor independiente de TGN.

Adicionalmente, un acuerdo de accionistas complementario establece que todas las contrataciones para la provisión de bienes y/o servicios deben ajustarse a mecanismos que garanticen la necesaria participación de una pluralidad de oferentes técnica y económicamente capacitados, para asegurar que las mismas se efectúen en condiciones de mercado, siguiendo las normas y políticas de organización y administración de TGN. Además, se establece que las contrataciones de adquisición de bienes y/o



servicios con una empresa y/o sus controlantes y/o controladas que en su conjunto superen la suma de US\$ 4 millones deberán ser aprobadas por el Directorio.

La fiscalización interna de la Sociedad está a cargo de una Comisión Fiscalizadora compuesta por tres síndicos titulares y tres suplentes, de los cuales: (i) dos titulares y sus suplentes son elegidos en Asamblea Especial de las acciones clases A y B actuando conjuntamente, debiendo al menos un titular revestir la condición de independiente, y (ii) un titular y su suplente son elegidos en Asamblea Especial de las acciones clase C. La Comisión Fiscalizadora sesiona con la presencia de la mayoría absoluta de sus integrantes y sus decisiones se adoptan por mayoría de votos presentes sin perjuicio de los derechos que le corresponden al síndico disidente. Los integrantes de la Comisión Fiscalizadora tienen el deber y el derecho de asistir a las reuniones de Directorio y Asambleas de Accionistas, convocarlas, requerir la inclusión de temas en el orden del día, y en general, supervisar todos los asuntos de la Sociedad y su cumplimiento de la ley y del estatuto social.

#### **14 – COMITÉ DE AUDITORÍA**

Conforme con lo establecido en el régimen de transparencia de la oferta pública previsto en la Ley de Mercado de Capitales y su reglamentación, las sociedades que realizan oferta pública de sus acciones deben constituir un Comité de Auditoría cuyo funcionamiento será colegiado e integrado por no menos de tres miembros del Directorio, y cuya mayoría debe revestir la condición de independientes conforme con lo determinado por las normas de la CNV. Durante el ejercicio el Comité de Auditoría ejerció las funciones que le fueron encomendadas por la ley y su reglamento interno, siguiendo un plan anual informado al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora y de cuyos resultados da cuenta el informe que se emite en la oportunidad de la presentación y publicación de los estados financieros anuales de la Sociedad.

#### **15 – CONTROL INTERNO DE LA SOCIEDAD**

La Sociedad cuenta con una “*Gerencia de Auditoría, Cumplimiento y Mejora de Procesos*”. El gerente del área reporta funcionalmente al Directorio a través del Comité de Auditoría y, jerárquicamente, al Director General. El sector de “Auditoría Interna”, tiene como función la evaluación periódica de los sistemas de control interno de modo de optimizar la calidad de los procesos realizados, su documentación e información. El control interno es un proceso efectuado por la Dirección y el resto del personal, diseñado con el objeto de proporcionar un grado de seguridad razonable en cuanto al cumplimiento de los objetivos de la Sociedad, teniendo en cuenta la eficacia y eficiencia de las operaciones, la confiabilidad de la información financiera y el cumplimiento de las normas y leyes aplicables. En este sentido, Auditoría Interna ejecuta procedimientos a los efectos de cumplir con un plan anual, el cual está orientado a monitorear los riesgos críticos y significativos de naturaleza operativa, patrimonial, legal, regulatoria e informática, entre otros. El Comité de Auditoría es asistido por esta gerencia para tomar conocimiento de las debilidades de control identificadas, como así también de las medidas correctivas adoptadas.

Adicionalmente, el sector de “Cumplimiento”, es un órgano autónomo con recursos suficientes y con facultad de informar directamente al Comité de Auditoría o a la Comisión Fiscalizadora, según sea el caso. Dicho sector tiene la responsabilidad de diseñar, implementar y monitorear el “Programa de Integridad y Transparencia” de la Sociedad y se encarga además de identificar y mitigar riesgos de corrupción, fomentar una cultura de conducta ética y transparente, así como de diseñar normas alineadas con las leyes nacionales e internacionales contra la corrupción y el soborno. A su vez, recibe y analiza los reportes de la *Línea Transparente*, considerando toda información suministrada como estrictamente confidencial en la medida en que la legislación aplicable así lo permita.

#### **16 – EXPOSICIÓN DE LOS SALDOS Y TRANSACCIONES DE LA SOCIEDAD CON SU SOCIEDAD CONTROLANTE, VINCULADAS DEL EXTERIOR, OTRAS PARTES RELACIONADAS Y PERSONAL CLAVE DE LA DIRECCIÓN DE LA SOCIEDAD**

En la Nota 27 a los estados financieros de TGN por el ejercicio de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2024, se exponen los saldos y transacciones entre la Sociedad y su sociedad controlante, vinculadas del exterior, otras partes relacionadas y personal clave de la Dirección de la Sociedad. Se han incluido como partes relacionadas a las personas humanas comprendidas en el artículo 72 de la Ley de Mercado de Capitales.



## 17 – PERSPECTIVAS

Con respecto a la cuestión tarifaria y como se menciona en el apartado 3) de la presente Memoria, desde la celebración con el ENARGAS del Acuerdo Transitorio 2024 y hasta la fecha, las tarifas de transporte de la Sociedad se han incrementado un 843%.

En lo que respecta a la Revisión Quinquenal de Tarifas, el PEN estableció que la entrada en vigencia de los cuadros tarifarios resultantes de dicha revisión no podrá exceder del 9 de julio de 2025.

Por último, debe enfatizarse que la Sociedad opera en un contexto económico cuyas variables principales han tenido y continúan teniendo una fuerte volatilidad.

La Dirección de la Sociedad monitorea permanentemente la evolución de las situaciones previamente mencionadas para determinar las posibles acciones a adoptar e identificar los eventuales impactos sobre la situación patrimonial y financiera de TGN.

## 18 – PROPUESTA DE ASIGNACIÓN DE RESULTADOS

El ejercicio 2024 ha arrojado un resultado - utilidad - de miles de \$ 36.890.064, coincidente con los resultados no asignados al 31 de diciembre de 2024 que surgen del Estado de Cambios en el Patrimonio (que son netos del Bono de Participación para el Personal y de las remuneraciones para Directores y Síndicos).

Considerando lo antedicho, el Directorio recomienda a los Señores Accionistas la siguiente propuesta:

- (i) Desafectar la *Reserva facultativa para capital de trabajo y resguardo de liquidez* por la suma de miles de \$ 143.560.984, la cual considerando el saldo existente y luego de la presente desafectación, quedará con un saldo de \$ 150.000.000.
- (ii) Incrementar la *Reserva voluntaria para futuros dividendos* por la suma de miles de \$ 143.560.984, producto de lo mencionado en (i); más la suma de miles de \$ 36.890.064, correspondiente a los *Resultados no asignados* al 31 de diciembre de 2024. Considerando el saldo existente y luego de los incrementos mencionados, la *Reserva voluntaria para futuros dividendos* ascenderá a miles de \$ 218.073.957.

Adicionalmente se propone el pago de: (i) un Bono de Participación para el Personal equivalente al 0,25% de la ganancia del ejercicio después de impuestos de miles de \$ 92.225, (ii) una remuneración a los miembros del Directorio de miles de \$ 451.976, y (iii) una remuneración a los miembros de la Comisión Fiscalizadora de miles de \$ 126.749.

El Directorio agradece a clientes, proveedores y terceros en general y al personal de la Sociedad por el apoyo y consideración recibida de su parte a lo largo del ejercicio que finaliza.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 7 de marzo de 2025

Emilio Daneri Conte-Grand  
Presidente

Juan José Valdez Follino  
Síndico Titular