



MEMORIA ANUAL DE TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. CORRESPONDIENTE AL TRIGÉSIMO SEGUNDO EJERCICIO TRANSCURRIDO ENTRE EL 1° DE ENERO DE 2023 Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023

1 – CONTEXTO ECONÓMICO

La Sociedad opera en un contexto económico complejo debido a las condiciones macroeconómicas cuyas variables principales tienen, y es esperable que continúen teniendo, una fuerte volatilidad.

La evolución de la economía argentina durante 2023 estuvo signada por tres factores determinantes: las elecciones presidenciales, la sequía que impactó fuertemente en el ingreso de dólares al país y la aceleración inflacionaria.

Respecto al programa que el país tiene con el Fondo Monetario Internacional (“FMI” o “el Fondo”), durante el ejercicio se realizaron la cuarta, quinta y sexta revisión. En la primera revisión, se autorizaron desembolsos por US\$ 5.400 millones y, en las siguientes, se autorizaron US\$ 7.500 millones adicionales. Por otro lado, durante el ejercicio, la República Argentina (“Argentina”) enfrentó vencimientos con el Fondo por US\$ 12.980 millones de capital y US\$ 2.141 millones de intereses. En cuanto a las metas que se habían planteado oportunamente, si bien las mismas en un principio se flexibilizaron a causa de la sequía, a pesar de esto, Argentina no logró cumplirlas debido a la política fiscal expansiva que se realizó en la segunda mitad del año, la defensa del tipo de cambio real apreciado y una fuerte intervención en la cotización de los dólares financieros.

En materia fiscal, se estima que el déficit primario fue del 2,6% del Producto Bruto Interno (“PBI”), siendo la meta estipulada con el Fondo del 1,9% del PBI. El gasto cayó 1,3% del PBI, mientras que los ingresos retrocedieron 1,4%.

En cuanto a las reservas brutas del Banco Central de la República Argentina (“BCRA”), al cierre del ejercicio, totalizaron US\$ 23.073 millones¹ y, de acuerdo con estimaciones privadas, las reservas netas terminaron negativas en US\$ 8.100 millones. La balanza comercial de bienes cerró el año con un déficit de US\$ 6.926 millones (aprox. 1% del PBI), marcando un deterioro de US\$ 13.800 millones con respecto al superávit de US\$ 6.900 millones de 2022. Esto se debe principalmente a que la sequía redujo en un 40% en promedio las exportaciones de productos primarios y en un 27% en promedio las exportaciones de manufacturas de origen agropecuario. El impacto de la sequía no pudo ser compensado con la caída en las importaciones ni con la recuperación de la balanza comercial energética. Se estima que esta última alcanzó al cierre del ejercicio un déficit de US\$ 46 millones, muy por debajo del déficit de US\$ 4.359 millones del año 2022.

Ante el contexto de bajas reservas internacionales descripto, el BCRA continuó incrementando los controles cambiarios llevando a la implementación de nuevas normativas y mecanismos diversos para la aprobación de importaciones los cuales afectaron la actividad económica y llevaron a niveles récords la deuda comercial por importaciones. De acuerdo con el padrón de deuda comercial que elaboró el gobierno entrante la deuda neta con importadores alcanzó la suma de US\$ 42.600 millones.

Por otro lado para incentivar el ingreso de divisas por exportaciones, durante el año se establecieron distintos esquemas de liquidación que combinaron un determinado porcentaje de la venta al tipo de cambio oficial y el resto al tipo de cambio financiero. Al cierre del ejercicio el esquema imperante establece la liquidación de las exportaciones en un 80% al tipo de cambio oficial y el restante 20% al financiero.

En materia de actividad económica, se estima que el 2023 cerró con una caída del PBI del 0,9%, cortando así una serie de dos años de crecimiento que se habían dado post pandemia del COVID.

Adicionalmente, Argentina ingresó en una dinámica de una fuerte aceleración de la inflación. En enero el Índice de Precios al Consumidor (“IPC”) fue del 6%² y, en diciembre, dicho índice alcanzó el

¹ Según el Boletín Estadístico del Banco Central de la República Argentina.

² Según el Instituto Nacional de Estadística y Censos.



25,5%². El ejercicio finalizó con un IPC del 211,4%² acelerándose con respecto al registro de 2022 en el cual se había alcanzado el 94,8%².

En el plano cambiario, el BCRA ha emitido distintas normas buscando restringir el acceso al mercado único y libre de cambios ("MULC"). A su vez, el tipo de cambio nominal oficial comenzó el año en \$ 177,16 por US\$, finalizando el mismo en \$ 808,45 por US\$, cifra que marca una suba del 356,4% en 2023 (vs 72,5% de depreciación en 2022). Por otro lado, el tipo de cambio contado con liquidación cerró el año en \$ 971 implicando una suba anual del 183,4%.

Finalmente, el último "Relevamiento de Expectativas de Mercado" publicado por el BCRA proyecta para el año 2024 una caída de la economía del 2,6%, un índice de inflación minorista del 213% y un tipo de cambio al cierre de \$ 1.700 por US\$.

2 – LA INDUSTRIA DEL GAS EN LA REPÚBLICA ARGENTINA

El gas natural en Argentina es la fuente de energía predominante y representa el 45,6% de la matriz energética.

Abastecimiento de energía primaria por fuente (2022)

	Petróleo	Gas Natural	Carbón	Energía Nuclear	Hidro-electricidad	Renovables	TOTAL
USA	37,7%	33,1%	10,3%	7,6%	2,5%	8,8%	100,0%
Canadá	30,2%	31,0%	2,8%	5,5%	26,4%	4,2%	100,0%
México	47,1%	39,8%	2,9%	1,1%	3,9%	5,1%	100,0%
Total promedio de América del Norte	38,3%	34,6%	5,3%	4,8%	11,0%	6,0%	100,0%
Argentina	38,3%	45,6%	1,4%	1,9%	6,1%	6,7%	100,0%
Brasil	37,3%	8,6%	4,4%	1,0%	29,9%	18,9%	100,0%
Chile	44,7%	15,1%	12,3%	0,0%	11,7%	16,2%	100,0%
Colombia	44,0%	20,6%	4,6%	0,0%	27,5%	3,2%	100,0%
Ecuador	67,1%	2,5%	0,0%	0,0%	29,1%	1,3%	100,0%
Perú	41,3%	28,9%	2,5%	0,0%	23,1%	4,1%	100,0%
Trinidad & Tobago	8,5%	91,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%
Venezuela	24,0%	47,5%	0,0%	0,0%	28,5%	0,0%	100,0%
Otros Sur y Cent. América	60,4%	8,1%	4,6%	0,0%	19,0%	7,9%	100,0%
Total promedio de Sur y Cent. América	40,6%	29,8%	3,3%	0,3%	19,4%	6,5%	100,0%

Fuente: BP Statistical Review of World Energy.

A fines de 2022 (último dato publicado a la fecha) las reservas probadas de gas natural fueron de 449 mil MMm³ aproximadamente y, a esa fecha, el horizonte de reservas, considerando la producción estimada de 2022, era de 9,2 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 49% de las reservas probadas.

Con una participación que se ha incrementado año tras año, los reservorios no convencionales representan actualmente más del 45% 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, 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 a aproximadamente 55 veces las reservas probadas.



GAS NATURAL – Reservas 2022 y producción 2023 [millones de m3]

Cuenca	Reservas Probadas	Reservas Probables	Probadas + 50% Probables	Producción (*)	Horizonte: (Reservas Probadas/Producción) [Años]
Austral	78.197	62.947	109.670	9.535	8,2
Golfo de San Jorge	34.133	14.861	41.564	4.125	8,3
Neuquina y Cuyana	326.188	142.815	397.595	33.573	9,7
Noroeste	10.529	1.398	11.228	1.320	8,0
TOTAL ARGENTINA	449.047	222.021	560.057	48.553	9,2

Fuente: IAPG.

(*) Producción estimada 2023, considerando año móvil noviembre 2022 a octubre 2023.

Gas natural en Argentina. Producción, importación y consumo

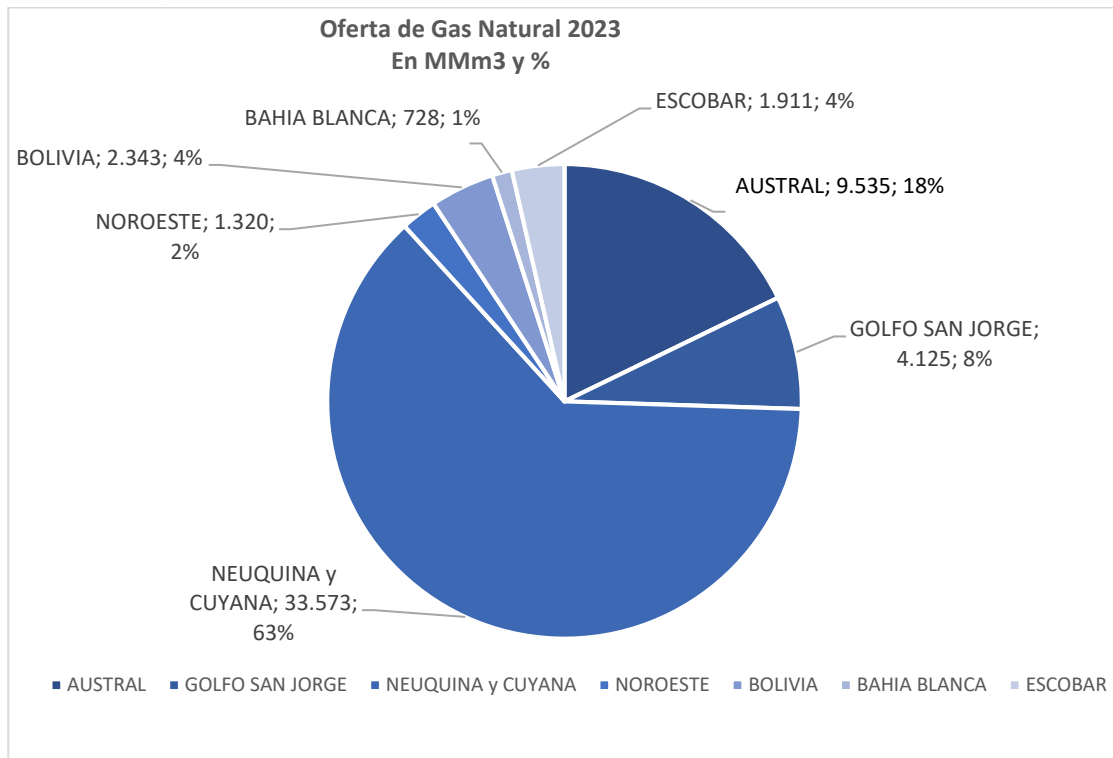
Luego de un proceso de reducción del 21% en los niveles de producción local de gas ocurrido entre 2004 y 2014, en los cinco años subsiguientes (2015-2019), se produjo una recuperación del nivel de actividad del sector, que llegó a alcanzar un incremento acumulado del 19% respecto del valor de 2014. En 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 de 2020 y con el objetivo de recuperar la producción de gas local, el Estado Nacional estableció mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 892/2020 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° 730/2022, el Poder Ejecutivo Nacional (“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. Durante el transcurso del 2023 los niveles de producción superaron levemente los valores alcanzados en 2022, registrando un incremento del 0,2%³.

Con respecto a la importación de gas, la misma representa una parte importante del abastecimiento en Argentina. En 2023 representó aproximadamente el 9% del volumen anual total, con una caída del 18% en volumen respecto del año 2022. Se registraron importaciones de Gas Natural Licuado (“GNL”) desde los puertos regasificadores de Escobar y Bahía Blanca – ambos ubicados en la provincia de Buenos Aires –, alcanzando los 1.911 y 728 MMm3 respectivamente, lo que representa un 15% más que el valor alcanzado en 2022. Al igual que años anteriores, en 2023 no se verificaron importaciones de gas provenientes de la República de Chile (“Chile”). Por su parte, la importación desde el Estado Plurinacional de Bolivia (“Bolivia”) totalizó 2.343 MMm3, representando una disminución del 39% con respecto al año anterior.

³ Considerando año móvil desde noviembre a octubre de cada período.



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, de no mediar objeción del ENARGAS, resultarían 212 km de cañería de 16”.

El 7 de febrero de 2022, la Secretaría de Energía, en la órbita de la Subsecretaría de Hidrocarburos, 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° 76/2022, mediante el cual le otorga a ENARSA la concesión de transporte sobre el *Gasoducto Presidente Néstor Kirchner* (“GPNK”) 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 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 2022 se dio inicio a la primera etapa que incluye: (i) la construcción del GPNK 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 MMm³/d actuales a 10 MMm³/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° 17/2023.

El 19 de junio del año 2023, el Ministerio de Economía emitió la Resolución N° 828/2023 en la cual se autoriza la celebración de un contrato para el transporte de gas natural por el GPNK, 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 GPNK⁴, 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° 532/2023 en la cual autorizó el texto definitivo del contrato para el servicio de transporte de gas natural en condición firme⁵ previamente mencionado. El contrato tiene un plazo de 35 años a partir del apto para funcionar, con la posibilidad de renovarse de forma automática. Adicionalmente, prevé una capacidad diaria contratada de 25 MMm³/d, distribuidos según las distintas etapas constructivas, otorgando en primera instancia 11 MMm³/d en Salliqueló a partir del apto para funcionar, a lo cual se adicionarán 10 MMm³/d una vez esté el apto para funcionar de las plantas compresoras correspondientes al tramo entre Tratayén y Salliqueló y la capacidad efectivamente habilitada por hasta 14 MMm³/d en reemplazo de la capacidad adicional indicada anteriormente, a partir del apto para funcionar del tramo del GPNK entre Salliqueló y la localidad de San Jerónimo (ubicada en la provincia de Santa Fe).

El 1° de julio de 2023, la Sociedad concluyó parte de las obras de reversión del gasoducto Norte, lo cual permite incrementar el volumen de transporte revertido en un 40%. En 2023⁶ se transportó en sentido inverso un volumen igual a 2.185 MMm³.

El 24 de julio de 2023, ENARSA concluyó las obras de ampliación del gasoducto NEUBA II de Transportadora de Gas del Sur S.A. (“TGS”) incluidas en el plan *Transport.ar*, generando una capacidad de transporte adicional de 7 MMm³/d, hacia el AMBA.

El 1° de agosto del 2023, ENARSA concluyó las obras necesarias para otorgar el apto para funcionar del GPNK, dando inicio a la operación del mismo, con una capacidad de transporte de hasta 11 MMm³/d. Para el período considerado, el GPNK transportó 1.123 MMm³, lo que arroja un promedio de 7,34 MMm³/d.

El 26 de agosto de 2023, ENARSA realizó el llamado a la presentación de ofertas bajo la licitación pública “GPNK N° 02-2023”, con el objetivo de la contratación bajo la modalidad 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° 76/2022. La licitación está dividida en tres renglones de adjudicación según el siguiente detalle:

⁴ *Gasoducto Presidente Néstor Kirchner – Etapa II – Tramo Salliqueló – San Jerónimo.*

⁵ *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.*

⁶ *Considera datos reales del año móvil noviembre 2022 a octubre 2023.*



- (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 de gasoducto.

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 26 de enero de 2024, ENARSA adjudicó los renglones dos y tres a la UTE “TECHINT-SACDE”. Con respecto al renglón uno, el 21 de diciembre de 2023, la comisión evaluadora de ENARSA recomendó rechazar las ofertas económicas recibidas. En virtud de lo mencionado, el 5 de febrero de 2024, ENARSA realizó dos nuevos llamados a licitación; uno para las obras de gasoducto y otro para las obras en las plantas compresoras, dividiendo de ese modo por especialidad las obras originalmente comprendidas en el renglón uno.

A fin de permitir a los cargadores del gasoducto Norte readecuar su provisión de gas natural al escenario de suministro futuro considerando la reversión, la Sociedad presentó con fecha 26 de julio de 2023 al ENARGAS una nota solicitando establezca las bases para el cálculo de tarifas correspondientes para la prestación del servicio de transporte en sentido inverso.

En conjunto al desarrollo de la licitación por la reversión del gasoducto Norte, en el mes de octubre, ENARSA lanzó la licitación por la adquisición de la cañería necesaria para realizar la segunda etapa del GPNK, actualmente en evaluación.

El 29 de noviembre del año 2023, ENARSA concluyó las obras necesarias para otorgar el apto para funcionar del gasoducto “Mercedes – Cardales” (que vincula los sistemas de TGS y TGN), lo que permitió transportar hasta diciembre del año 2023 106,06 MMm3 que, en promedio, representa 3,21 MMm3/d. Como parte del proyecto, continúan en ejecución las obras complementarias para finalizar la planta de compresión en la localidad de Mercedes, lo que permitirá maximizar su capacidad de transporte y alcanzar así los 15 MMm3/d de transferencia desde los sistemas de alta presión, ubicados en el área del Gran Buenos Aires.

Respecto de las exportaciones de gas, en 2023 el volumen exportado alcanzó 2.147 MMm3, lo que representa una caída del 8% con respecto a 2022. 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 0,4 MMm3 diarios, para el período comprendido entre el mes de octubre de 2023 hasta abril de 2024 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	
Producción de Cuencas Argentinas ⁽¹⁾	AUSTRAL	10.513	10.015	9.654	10.592	10.682	11.521	12.006	11.534	10.858	10.024	9.535
	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
	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
	NOROESTE	3.260	2.893	2.852	2.671	2.401	2.036	1.843	1.704	1.532	1.421	1.320
Importación	BOLIVA	5.719	6.013	5.977	5.767	6.618	6.014	5.134	5.463	4.695	3.842	2.343
Inyección de GNL ⁽²⁾	BAHIA BLANCA	3.296	3.261	3.095	2.230	2.213	1.691	-	-	1.162	1.023	728
	ESCOBAR	2.706	2.653	2.473	2.592	2.258	1.876	1.739	1.890	2.369	1.267	1.911
Importación de la República de Chile ⁽²⁾		-	-	-	357	275	214	-	-	-	-	-
TOTAL		53.428	53.411	54.441	55.934	55.959	56.692	55.785	52.452	53.516	54.596	53.536

Fuentes:

(1) IAPG. Producción bruta. Para 2023 se consideran volúmenes del año móvil noviembre 2022 a octubre 2023.

(2) Partes Diarios – 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 (*)
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	28,8
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	3,6
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	30,4
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	37,3
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	6,2
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	1,2
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	18,4
Subtotal p/uso comercial	71,9	86,5	110,2	122,2	129,7	130,3	131,7	133,6	133,3	134,9	128,2	121,7	126,2	125,0	125,8
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	18,6
Total consumo	80,2	99,8	125,9	139,8	146,8	147,6	150,0	153,1	152,9	154,4	148,1	140,3	144,9	143,9	144,4

(1) Incluye sub-distribuidoras.

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

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

(4) Promedio quinquenal.

(*) Año 2023 considerando datos del año móvil octubre de 2022-septiembre de 2023.

Fuentes: ENARGAS y Secretaría de Energía de la Nación.

Desde la privatización del servicio público de gas natural a fines de 1992 y hasta 2023⁷ se evidenció un crecimiento acumulado de aproximadamente 100% en el consumo interno del fluido, destacándose un crecimiento del 200% en la demanda de gas natural comprimido (“GNC”) y del 67% en el consumo industrial. Asimismo, el segmento de generación eléctrica, registró un incremento en su consumo de 130% respecto de 1992. El consumo de gas residencial disminuyó 7 % respecto del año anterior, acumulando así un incremento en comparación con 1992 del 77%. El sector industrial permanece estable respecto de 2022. En relación al GNC, su consumo disminuyó un 4% con respecto a 2022.

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.

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

⁷ Año 2023 considerando datos del año móvil octubre de 2022 a septiembre de 2023 .



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° 521/2019 (modificada por la Resolución N° 751/2019) 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 readecuación 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 natural 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 real sobre los hogares, comercios e industrias. Asimismo, facultó al PEN a intervenir administrativamente el ENARGAS. Efectivamente, el 16 de marzo de 2020 el PEN dispuso la intervención del ENARGAS, encomendando al interventor la ejecución de una auditoría legal, técnica y económica de todos los aspectos regulados en la Ley de Solidaridad en materia energética, con el cargo de elevar un informe al PEN.

Tras la sanción de la Ley de Solidaridad, el Gobierno Nacional anunció su intención de suspender los ajustes de tarifas de servicios públicos de transporte y distribución de gas natural y de electricidad bajo jurisdicción federal por 180 días, para iniciar un proceso de renegociación de la RTI que se encontraba vigente desde 2017, o iniciar una revisión tarifaria de carácter extraordinario. 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 20 de noviembre de 2020, el interventor del ENARGAS elevó al Secretario de Energía y al Ministro de Economía de la Nación un informe con los resultados de la auditoría y revisión de la RTI, concluyendo que esta última se habría visto afectada por graves vicios que causarían su nulidad y que, en su opinión, habrían influido negativamente en las tarifas que pagan los usuarios, en mérito a lo cual propuso la selección de la alternativa de renegociación de la RTI prevista en el artículo 5° de la Ley de Solidaridad. La Sociedad, que fue notificada de dicho informe el 7 de enero de 2021, discrepa con sus conclusiones y considera que la RTI constituyó un procedimiento válido bajo la legislación vigente que derivó en tarifas de transporte justas y razonables, como lo exige la Ley del Gas.



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. Dicho proceso deberá finalizar mediante la suscripción con las licenciatarias de transporte y distribución de gas natural, de un acuerdo definitivo sobre la RTI, quedando mientras tanto habilitada la posibilidad de que el ENARGAS aplique ajustes tarifarios transitorios para asegurar la continuidad y normalidad del servicio público. El mencionado decreto dispone, además, que en caso de no ser factible arribar a un acuerdo definitivo, el ENARGAS deberá dictar, *ad referendum* del PEN, el nuevo régimen tarifario para los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural. Así entonces, el 22 de febrero de 2021, el ENARGAS dictó la Resolución N° 47/21 convocando a una audiencia pública que se celebró el 16 de marzo de 2021, para tratar el régimen tarifario de transición previsto en el Decreto N° 1020/20. Dicha resolución prevé que cualquier aumento transitorio de tarifas debe estar refrendado por un acuerdo a celebrar entre las licenciatarias y el ENARGAS, y que durante la vigencia del régimen tarifario de transición las licenciatarias no podrán distribuir dividendos, ni cancelar en forma anticipada directa o indirectamente deudas financieras y comerciales contraídas con accionistas, adquirir otras empresas ni otorgar créditos, excepto autorización expresa del ENARGAS. El 27 de marzo de 2021 el ENARGAS propuso a las licenciatarias de distribución y transporte de gas la celebración de acuerdos de adecuación transitoria de tarifas a cambio del compromiso de dichas licenciatarias de no iniciar reclamos basados en el congelamiento tarifario dispuesto por la Ley de Solidaridad. Como en el caso de TGN la propuesta de ajuste era igual a cero, la Sociedad declinó suscribir dicho acuerdo sin perjuicio de lo cual se avino a encarar la renegociación de la RTI dispuesta en el Decreto N° 1020/20, bajo reserva de derechos y acciones.

El 1° de junio de 2021 la Sociedad fue notificada de ciertas resoluciones dictadas tanto por el Ministerio de Economía ("MECON") así como por el ENARGAS y validadas por un decreto presidencial, en virtud de las cuáles se estableció un Régimen Tarifario Transitorio ("RTT").

El RTT implicó; (i) que las tarifas de TGN continuaron congeladas, (ii) que la Sociedad deberá continuar prestando el servicio de transporte de gas, (iii) 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 del ENARGAS, y (iv) que durante el RTT no aplica ningún plan de inversiones obligatorias. Asimismo, el RTT contempló la posibilidad de que el ENARGAS ajuste las tarifas de TGN a partir del 1° de abril de 2022.

El 30 de junio de 2021 la Sociedad recurrió en sede administrativa el Decreto N° 1020/20, la Resolución Conjunta N° 2/21 del MECON y el ENARGAS que aprobó el RTT *ad referendum* del PEN, el Decreto N° 353/21 que ratificó la Resolución Conjunta N° 2, y la Resolución N° 150/21 del ENARGAS mediante la cual se pusieron en vigencia los cuadros tarifarios del RTT. Basada en la letra expresa de la Ley del Gas (artículo 48) y de las "Reglas Básicas de la Licencia de Transporte" (numeral 9.8), la Sociedad considera que el costo de cualquier subsidio a los usuarios de gas natural debe ser a cargo del Tesoro Nacional y no a cargo de TGN o, en su defecto, TGN debe ser compensada por el PEN. Asimismo, la Sociedad considera que ni el PEN, el MECON y/o el ENARGAS poseen competencia para establecer las prohibiciones de hacer, impuestas por el RTT.

Mediante la Resolución N° 518/2021 de fecha 27 de diciembre de 2021, el ENARGAS convocó a una nueva audiencia pública que se celebró en 19 de enero de 2022, en cuyo transcurso las licenciatarias de transporte y distribución de gas presentaron sus propuestas de ajuste tarifario transitorio para el año 2022.

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 mantendrá vigencia hasta el mes de diciembre de 2022 salvo extensión por acuerdo de las partes, no contempla inversiones obligatorias, pero establece; (i) que la Sociedad deberá 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 del ENARGAS y (iii) que durante su vigencia, TGN y su accionista controlante Gasinvest S.A. ("Gasinvest") se comprometen 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 con un ajuste del 60%.

El 6 de diciembre de 2022 el PEN dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 815/22 mediante el cual (i) prorroga por un año el plazo para concluir la renegociación de la RTI en el marco de lo previsto en el artículo 5° de la Ley de Solidaridad, y (ii) prorroga la intervención del ENARGAS, por el plazo de un año o hasta tanto entren en vigencia los nuevos cuadros tarifarios resultantes de la renegociación de la RTI, lo que ocurra primero. También, instruye al ENARGAS a realizar las medidas necesarias con el objeto de propender a una adecuación tarifaria de transición, de conformidad con las prescripciones del Decreto N° 1020/20.

En este sentido, mediante la Resolución N° 523/22 del 7 de diciembre de 2022, el ENARGAS convocó a una nueva audiencia pública que se celebró el 4 de enero de 2023, en cuyo transcurso las licenciatarias de transporte y distribución de gas presentaron sus propuestas de ajuste tarifario transitorio para el año en curso.

El 24 de abril de 2023 se celebró una adenda al Acuerdo Transitorio que entró en vigencia el 28 de abril de 2023 a partir de su ratificación por el Decreto N° 250/23 del PEN. Mediante la Resolución N° 187/23 del ENARGAS de fecha 27 de abril de 2023, se aprobaron los nuevos cuadros tarifarios de transición a partir del 29 de abril de 2023, con un ajuste del 95%.

El 18 de diciembre de 2023 el PEN dictó el Decreto de Necesidad y Urgencia N° 55/23 mediante el cual (i) declara la emergencia del sector energético hasta el 31 de diciembre de 2024 en lo que respecta a los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal y de transporte y distribución de gas natural, (ii) instruye a la Secretaría de Energía del MECON para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones necesarias con relación a los segmentos comprendidos en la emergencia con el fin, entre otros, de garantizar la prestación continua de los servicios públicos de transporte y distribución de gas en condiciones técnicas y económicas adecuadas para los prestadores y usuarios, (iii) 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, (iv) 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, (v) faculta a la Secretaría de Energía a designar al interventor del ENARGAS y (vi) determina que el interventor, en el ejercicio de su cargo, tendrá las facultades de gobierno y administración del ENARGAS según lo establecido en la Ley del Gas.

Así, el interventor, de acuerdo con el mencionado Decreto, deberá informar sobre el cumplimiento de los procesos de renegociación dispuesto por el Decreto N° 1020/20 y realizar el proceso de RTI. Se establece que, hasta tanto culmine el proceso de RTI, podrán aprobarse adecuaciones tarifarias transitorias de tarifas y ajustes periódicos, propendiendo a la continuidad y normal prestación de los servicios públicos, a cuenta de lo que resulte de la revisión tarifaria.

En este contexto, mediante la Resolución N° 704/23, el ENARGAS convocó a una nueva audiencia pública (N° 104) que se celebró el 8 de enero de 2024, en cuyo transcurso las licenciatarias de transporte y distribución de gas presentaron sus propuestas de ajuste tarifario transitorio para 2024, y TGN presentó su propuesta de tarifación y asignación de capacidad de transporte para la reversión del gasoducto Norte.

Posteriormente, el 29 de febrero de 2024 se celebró otra audiencia pública convocada por la Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 8/24 con el objeto de analizar (i) la redeterminación del esquema de subsidios para asegurar el acceso al consumo básico y esencial de gas y electricidad, (ii) la incidencia de los subsidios sobre el precio estacional de la energía eléctrica ("PEST") en el



mercado mayorista eléctrico y sobre el precio del gas en punto de ingreso al sistema de transporte ("PIST") y, (iii) la readecuación del esquema de subsidios de la garrafa social.

Ínterin, el 9 de febrero de 2024 el ENARGAS publicó la Resolución N° 42/24 mediante la cual (i) declaró la validez de la audiencia pública N° 104, (ii) anunció que las nuevas tarifas transitorias de transporte y distribución tendrán lugar dentro de los 30 días hábiles administrativos desde dicha publicación, (iii) hizo saber que se encuentra bajo estudio un mecanismo de actualización mensual de tarifas que se dará a conocer dentro de los 90 días hábiles administrativos desde dicha publicación, y (iv) que los criterios de tarifación y asignación de capacidad para la reversión del gasoducto Norte serán establecidos en oportunidad de la Revisión Quinquenal de Tarifas dispuesta por el Decreto N° 55/23.

4 – SITUACIÓN FINANCIERA

Al cierre del ejercicio la deuda financiera de TGN ascendía a la suma de \$ 52.906,0 millones, de la cual un 85% se encuentra nominada en dólares estadounidenses y, el 15% restante, en pesos.

El saldo de la deuda en pesos, corresponde a financiamiento de corto plazo a tasa fija tomado en los últimos dos meses del ejercicio y que, a la fecha, poseen vencimiento menor a sesenta días.

En lo que respecta a la deuda en dólares, durante el ejercicio se abonaron intereses por US\$ 0,8 millones de la deuda que la Sociedad posee desde octubre 2022 con el Itaú Unibanco Nassau Branch y que tiene las siguientes condiciones:

- Monto: US\$ 55.000.000.
- Plazo: veinticuatro 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\$ 56.500.000.

Adicionalmente, durante el último trimestre del ejercicio, se tomó financiamiento de importaciones por un total de US\$ 0,8 millones, que tienen un vencimiento promedio menor a 150 días.

De esta manera y a pesar del desafiante contexto económico, la Sociedad ha cumplido con todos los compromisos financieros asumidos.

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 11.100 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 "Enterreriano", que transporta gas a la provincia de Entre Ríos y al litoral uruguayo; al gasoducto "Transportadora de Gas del Mercosur S.A.", y al "Gasoducto del Noreste Argentino" ("GNEA"). La actividad de la Sociedad incluye también la operación y mantenimiento en instalaciones de *midstream* aguas arriba del sistema propio en el yacimiento Vaca Muerta (cuenca neuquina) así como 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.



Desde el inicio de sus operaciones en 1992, TGN expandió, con aportes propios y de terceros, la capacidad de transporte desde cabecera de 23 MMm³/d a 62 MMm³/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\$ 1.584,6 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 veintiún 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 18.157 MMm³, lo que representa un promedio de 49,75 MMm³/d, de los cuales 31,3 MMm³/d corresponden al gasoducto Centro-Oeste, 8,96 MMm³/d al gasoducto Norte, y 9,5 MMm³/d fueron ingresados en la provincia de Buenos Aires.
- Los valores máximos diarios de inyección en cabeceras fueron de 36,4 MMm³/d en el gasoducto Centro-Oeste y 15,6 MMm³/d en el gasoducto Norte.
- En el caso del gasoducto Norte, la inyección promedio de productores locales fue de 3,06 MMm³/d y el resto fue gas importado desde Bolivia, el cual alcanzó en promedio 5,91 MMm³/d, con picos de inyección de 12,88 MMm³/d durante los meses de julio y septiembre.
- Con respecto a la inyección recibida en la provincia de Buenos Aires, se registraron ingresos de gas natural licuado (“GNL”) en la localidad de Escobar por un total de 1.911 MMm³ concentrados entre los meses de abril y agosto, con una inyección máxima diaria de 20,2 MMm³/d. En la localidad de General Rodríguez, Transportadora de Gas del Sur S.A. inyectó un total de 1.327 MMm³. A partir del mes de noviembre se incorporó la inyección del gasoducto “Mercedes – Cardales” con promedios de 3,2 MMm³/d totalizando 107,2 MMm³.
- En 2023 y luego de varios años, se reinició la exportación de 400.000 m³/día de gas a Chile 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”), IAPG 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, 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 lo 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 se encuentra trabajando en enmarcar 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 trabajando en evaluar y desarrollar 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 *Cathodic Protection System* ("CPS") y la actualización tecnológica de los rectificadores. Durante 2023 se incorporaron al sistema 21 nuevos equipos y con este avance, se logró implementar un 100% sobre el total de equipos correspondientes a todo el sistema licenciado de TGN, proyectando para 2024 mejoras puntuales para robustecer y aumentar la eficiencia. A su vez, se implementó una nueva 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 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 nueve tramos del sistema de TGN, así como de la herramienta *Electro Magnetic Acoustic Transducer* ("EMAT") en los tramos 35 y 36 (gasoducto Centro - Oeste), tramos 8 y 13 (gasoducto Norte) y en el tramo 66 (gasoducto "Aldao - Santa Fe"). Adicionalmente se efectuaron corridas del *scraper* instrumentado para gasoductos de terceros: en el gasoducto de *Petrouruguay*, en los gasoductos de *Tecpetrol S.A.* en la región del Comahue como así también en el *Gasoducto del Pacífico Argentina S.A.* En este último, la corrida del *scraper* se realizó a través de la Cordillera de los Andes por lo que el trabajo entre las empresas fue destacable.
- En lo que respecta al programa de gestión de fisuras, se continúa con el avance en el estudio de materiales, realizando ensayos mecánicos y fractomecánicos de laboratorio y especializados. Se continuó con el análisis de fallas tanto en roturas sucedidas durante el servicio así como en pruebas hidráulicas, para determinar las causas raíces y robustecer el programa de integridad. También se trabajó en la mejora de procesos de ensayos no destructivos en campo y en el desarrollo de nuevos proveedores, mejorando de este modo los factores de seguridad consistentes con las fisuras reportadas.
- Se continuó el trabajo en conjunto con el proveedor ROSEN en la profundización de acciones para mejorar la performance de la herramienta EMAT. Durante el 2023 se continuó con la realización de ensayos no destructivos, destructivos y ejecución de nueva inspección teniendo en



cuenta el proceso de lecciones aprendidas. Este proceso continuará durante 2024 con el análisis de resultado y métricas de *performance*.

- En cuanto al plan de integridad en cañerías aéreas, se realizaron relevamientos de las mismas en las Plantas Compresoras Puelen, Beazley, La Carlota, Miraflores, Lumbreras, Lavalle y Ferreyra. Se llevaron a cabo los estudios de integridad estructural en 73 Estaciones de Medición y Regulación del Norte y se realizaron relevamientos de niples esbeltos en las Plantas Compresoras La Mora y Beazley para una futura adecuación. También, se implementó la obra de adecuación de niples en la Planta Compresora San Jerónimo y el radiografiado de las costuras circunferenciales de las Plantas Compresoras Beazley y Ferreyra.
- 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. Se avanzó en la adquisición de *scrapers* de limpieza propios para llevar adelante programas de limpiezas internas. Se consolidó en forma interdisciplinaria un plan de limpieza interna anual en sitios críticos del sistema para el 2024. En cuanto a registros, se trabajó en una aplicación móvil para registrar las limpiezas internas y se trabajó en conjunto con el proveedor ROSEN para mejorar la calidad de los registros entregados de cada etapa. Se intercambiaron experiencias con transportistas de otros países y se trabajó con un proveedor externo, referente en el tema, en la definición de las premisas principales y en la mitigación de esta amenaza. Se encuentra en proceso un procedimiento interno de gestión de limpiezas internas.
- 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. Adicionalmente, se puso en marcha el módulo de análisis de riesgo cuantitativo *QRA* del software de Integridad.
- 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.
- Empezó a implementarse el uso de nuevas aplicaciones para relevamientos de construcciones, señalizaciones y registros de visitas de prevención.
- Se continuó con la consolidación del equipo de prevencionistas, incrementando la dotación a trece colaboradores, estratégicamente distribuidos.

Proyectos y obras sobre gasoductos, Estaciones de Medición y Regulación y Plantas Compresoras

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

- Ejecución de 29,5 km de *recoating* en los tramos 3, 5, 6 y 13 del gasoducto troncal Norte.
- Adecuación de las Plantas Compresoras Tío Pujio y Leones, vinculadas a la reversión del gasoducto Norte, que permitió el incremento en más del 40% de la capacidad del transporte desde el sur de la provincia de Santa Fé hasta el centro de la provincia de Córdoba, pasando de 7 MMm³/d a 10 MMm³/d. Adicionalmente se efectuó la ingeniería básica y de detalle de otras obras de reversión del gasoducto Norte y se realizaron pruebas funcionales para comprimir en reversa en las Plantas Compresoras Recreo y Lavalle.
- Reemplazo del panel SOLAR del equipo turbogenerador de la Planta Compresora La Carlota y compra del panel del turbocompresor SOLAR M100 de la Planta Compresora Chaján.



- Realización del cambio de válvulas de bloqueo de la línea de 30" en el tramo 15 y de 24" en el tramo 13, por presentar las mismas escurrimientos. También se colocaron válvulas de bloqueo de línea de 24" para adecuar la distancia entre las mismas en el tramo 1 del gasoducto troncal Norte y en el tramo 16 del paralelo, en cercanías de la localidad de Tartagal.
- En el marco del plan de acción en zonas de clase de trazado 3 y áreas sensibles del tramo 13, se está finalizando un cambio de cañería de 460 m de longitud en cercanías de la Escuela N° 8 - República Oriental del Uruguay, y un cambio de cañería por factor de diseño mediante perforación dirigida sobre el cruce de la Ruta Provincial N° 41 de una longitud aproximada de 250 m.
- Se encuentran en ejecución los *revampings* de los sistemas de drenajes y de la planta ecológica modular correspondientes a las Plantas Compresoras Puelén y Pichanal.
- Desarrollo e implementación de un operativo piloto utilizando la técnica de reinyección en línea (*compresor pulldown*) en un tramo del gasoducto, vinculado al objetivo de gestión de emisiones gaseosas.
- Se efectuaron pruebas hidráulicas en el tramo 10 (26 km), en el tramo 11 (31,7 km) y en el tramo 12 (36 km). La prueba en este último tramo se efectuó a una presión tal que permite, por un lado, 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 y la generación de los registros de prueba.
- Se efectuaron 191 pozos de verificación en todo el sistema de TGN, así como once para gasoductos de terceros (Gasoducto del Pacífico Argentina S.A. y *gasoducto Entrerriano* – CEGSA –).
- Se están finalizando las adecuaciones de los siguientes cruces de ríos: Río Vipos, Río Lavayén, Arroyo Balbuena y Arroyo Las Cañitas. Adicionalmente, ya se han ejecutado adecuaciones de los siguientes cruces de ríos: Río Negro - brazos Sur y Norte -, Río San Lorenzo y Río Piedras.
- Se realizaron nuevas conexiones al gasoducto paralelo en estaciones que sólo estaban conectadas al gasoducto troncal en la provincia de Córdoba, concretamente en las localidades de Sierras Chicas, Oncativo, Calamuchita y Laguna Larga.
- Relacionado con el cliente Gasoducto del Pacífico S.A., durante 2023 comenzaron las tareas para la puesta en marcha de la Planta Compresora San José de Añelo. Entre las obras, se contempla la instalación de un nuevo filtro separador a la entrada de la planta que acompañará al ya existente, permitiendo que la operación de los dos separadores sea en serie o en paralelo. A su vez, contará con un sistema "*Blow Case*" que permitirá reinyectar a la descarga de planta los líquidos acumulados por los separadores.
- Se llevó a cabo el estudio *Hazard and Operability Study* ("HAZOP") de la Planta Motocompresora Lavalle.
- Se ejecutó el cruce dirigido en la Ruta Provincial N°41, en el tramo 13. También se ejecutó a cielo abierto el cruce del camino de acceso a la Ruta Provincial N°157, el cual se encuentra en el tramo 7 del gasoducto Norte. El objetivo de ambas obras fue adecuar el factor de diseño de las cañerías.
- Se llevó a cabo la compra del equipamiento para el *retrofit* de sistema de control y equipamiento auxiliar del turbocompresor SOLAR MARS 100 de la Planta Compresora Chaján así como se efectuaron las pruebas en fábrica para dejar el equipamiento listo para la instalación. También, para esta planta compresora, se compraron los materiales y se inició el proyecto para el reemplazo del sistema de control de planta.
- Instalación y puesta en marcha del *retrofit* correspondiente al sistema de control y a los equipos auxiliares de los dos turbogeneradores SOLAR Saturno de la Planta Compresora La Carlota.



- Reemplazo de la red *Control Net* por *Ethernet* en el sistema de control de la Planta Compresora Tío Pujio.
- Se aplicaron las normativas ISA 18.2 y 101 así como se procedió al reemplazo de sistema HMI (*Human Machine Interface*) en tres Turbocompresores Ruston de la Planta Compresora Beazley.
- Se efectuaron diversas tareas en ciertas Estaciones de Medición y Regulación ubicadas en el gasoducto Norte; (adecuaciones en los sistemas de medición, renovación de los sistemas de encendido de calentadores indirectos, retiro de tanques acumuladores de líquidos, adecuación de derivaciones, instalación de válvulas de alivio por venteo, etc.)
- Se fabricaron seis *barrels* en 2022 y diez en 2023, para las trampas de *scraper* fijas del gasoducto Centro – Oeste. Durante el transcurso del ejercicio se instalaron las dieciséis trampas de *scraper*.

Operación y mantenimiento propio y a terceros

Entre otras actividades, caben destacarse:

- Se encuentra en su etapa final un servicio contratado por YPF S.A. (“YPF”) consistente en el *overhaul* y puesta en marcha de tres turbinas RUSTON TB 5000 en su Planta Turbo Expander en Loma La Lata, ubicada en la provincia de Neuquén. Este servicio incluye 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 Cooper RC3BB-14 y las cajas de engranajes *Rademakers*.
- TGN elevó 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).
- Hasta junio de 2023 se mantuvo un contrato piloto del servicio “*Equipment Health Management (InSight)*” con *Solar Turbines* para los tres turbocompresores de la Planta Compresora La Mora. Este servicio permite un monitoreo remoto de la condición operativa así como también una evaluación continua de la integridad de los mismos. A partir del mes de julio de 2023 se sumaron los tres turbocompresores de la Planta Compresora Puelén. Estos seis compresores junto con la próxima incorporación de los de las Plantas Compresoras La Carlota, Cochico, Beazley y San Jerónimo, conformarán las primeras diez máquinas abarcadas por este servicio *InSight* de SOLAR.
- Se completó la ejecución del *overhaul* del motocompresor MC01 CLARK de la Planta Compresora Miraflores.
- Se completó la ejecución del *overhaul* del turbocompresor TC02 RUSTON TB 5000 de la Planta Compresora La Carlota.
- Se realizaron *overhauls in house* de los compresores de aire SULLAIR LS 10 en las Plantas Compresoras Tío Pujio, Lavalle y Tucumán.
- Se adecuaron los planes de mantenimiento en los puntos de “Exportación/Importación” de acuerdo con las exigencias de la Resolución N° 557/22 de la Secretaría de Energía.
- Se finalizó el programa de conversión de “cilindros compresores” a “no lubricados” en tres equipos de la Planta Compresora Lavalle.



- Se instalaron en la Planta Compresora Baldissera dos compresores ATLAS COPCO que ya están en servicio. Para el resto de las plantas se mantendrá el análisis de reemplazo por obsolescencia a través del “Programa de Reemplazo del Sistema de Aire Comprimido”.
- Se continuó con el análisis trimestral de causas de incidentes de paro de emergencia de planta con venteo “Station Emergency Shutdown” (“SESD”). Luego de dicho análisis, se asignaron responsabilidades a diferentes áreas de la organización y se definieron acciones específicas para minimizar la ocurrencia de estos incidentes.
- Se completaron las auditorías presenciales 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 en 2023 doce plantas y se espera medir las doce restantes durante 2024.
- Se finalizó con el desarrollo de los datos de alarmas y principales indicadores (“KPI”) que exige la norma ISA18.2 en la Planta Compresora Baldissera y para los equipos RUSTON de las Plantas Compresoras San Jerónimo y Beazley.
- Se realizaron mejoras edilicias en las Plantas Compresoras La Mora, La Paz y Chaján.

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: Se llevó a cabo la implementación de una nueva infraestructura de servidores para efectuar análisis de datos digitales. Se logró así la integración de datos en forma remota de cuatro plantas compresoras y tableros KPI de gestión de alarmas, según la ISA 18.2. Este desarrollo continuará para el total de las plantas compresoras de TGN, integrando datos digitales y analógicos.
- 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 La Carlota. En esta oportunidad se incorporó el uso de rayos X en reemplazo de rayos gamma. De esta manera, se siguen incorporando nuevas tecnologías que tienden a mejorar los procesos de radiografiado.
- Se trabajó en el desarrollo y actualización de aplicaciones móviles para la ejecución de actividades de campo; (Vgr. marcha lenta, relevamiento de cruces de ríos etc.), 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 finalizó el desarrollo de la prueba piloto del proyecto de modelización de cañerías a través de realidad aumentada.
- Se continúa con la profundización y desarrollo de herramientas para unificar y validar los cálculos de aptitud para el servicio y definición de reparaciones. La misma se utiliza para el cálculo de fisuras, corrosión y defectos geométricos.
- Se avanzó con el estudio de ataque por hidrógeno en los ductos de gas natural, para evaluar un futuro transporte de hidrógeno por los mismos ductos de gas natural.



- Se continúan actualizando los cálculos de aptitud para el servicio, así como la unificación y automatización de estos cálculos, junto a otros de análisis de defectos y de fisuras críticas, con un software desarrollado *ad-hoc*. 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.
- Se puso en servicio el sistema de tratamiento de agua de osmosis inversa en la Planta Compresora Tucumán.
- Para la programación del transporte, se logró poner en producción la primera etapa del aplicativo para la programación operativa diaria y semanal. Esta aplicación se integró al “Portal de Transporte y Servicios al Cliente”.
- Se dio continuidad a la utilización de herramientas tecnológicas, tal es el caso de la “Aplicación de Inspección para Reportes Diarios”, permitiendo contar con información *on line* del avance de las obras. También se dio continuidad al proceso de carga de pronóstico de certificación mensual de proyectos al SAP, aumentando la robustez de los datos y facilitando la accesibilidad a la información.
- Se está validando el registro centralizado de eventos de SESD (paro de planta con venteo) por medio del software OSI PI para aumentar la frecuencia de emisión del informe a una periodicidad bimestral.
- Se está realizando la prueba piloto del registro automático del parte diario en máquinas RUSTON. Utilizando el software OSI PI se está registrando el estado de las doce RUSTON de TGN con el objetivo de automatizar y eliminar errores de registro debido a la carga manual de datos.
- 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 atmosferas explosivas.
- 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 completó el proyecto de migración de los troncales de comunicaciones de microondas en el área norte y se implementó un aumento de la capacidad de transporte de datos del sistema, implementando la tecnología XPIC (“*cross-polarization interference cancelling technology*”) entre las localidades de Pacheco (provincia de Buenos Aires) y Monte Maíz (provincia de Córdoba), lo que duplica el ancho de banda entre dichos sitios.
- Se implementó un módulo de software sobre la plataforma SATO (“*Servidor de Aplicaciones de Tecnología Operativa*”) para la gestión y seguimiento de los acuerdos de calidad de gas.

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 fines 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 validó al 70% del personal que realiza guardias pasivas de “*Medición y Regulación*”.



- 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.
-
- El personal del área de *Integridad* que ya había obtenido en 2021 la certificación internacional “*Pipeline Integrity Engineer Foundation Level*”, durante el ejercicio logró obtener la certificación de la siguiente etapa (*Pipeline Integrity Management Practitioner Level*).
 - Se continúa consolidando la carrera técnica para formación y desarrollo de especialistas.
 - Se realizó una capacitación sobre la temática “*Medición y Regulación*”, en aspectos como; “Cromatografía y Medición Ultrasónica”, “Metrología e Incertidumbre en la Medición”, “Calibración de Instrumentos de Presión y Temperatura” y “Contraste de Lazo Completo de Medición”.
 - Se llevó adelante un curso de formación ejecutiva en política y gestión ambiental del cual participaron 39 profesionales de distintas áreas, desarrollada por la Universidad Torcuato Di Tella (“UTDT”).
 - Se llevó adelante la capacitación de líderes de equipos de investigación de incidentes en “*Metodología para la Investigación de Accidentes – TASC*”.
 - Para la sala de control, se completó el mapa de saberes para la posición de “*Controlador de Gas*”, la guía para el entrenamiento en el puesto de trabajo y la práctica supervisada. En línea con ello se logró iniciar el proceso para la certificación de los controladores en el Instituto Argentino de Normalización y Certificación (“IRAM”).
 - Se finalizó el estudio del mapeo de procesos, *sizing* y *skills* de los colaboradores de la gerencia de proyectos, con el fin de obtener un diagnóstico de la gestión del área, la identificación de *gaps* y el diseño y ejecución de las acciones necesarias para cubrirlos. En línea con lo mencionado, se realizaron capacitaciones en las competencias críticas identificadas (“Gestión de Proyectos”, “Liderazgo”, y “Manejo Económico Financiero de Proyectos”).
 - La Sociedad participa en organizaciones como ARPEL, IAPG e IRAM, en donde se comparten experiencias con otros operadores. En materia de prevención de daños, TGN creó y lidera la nueva “Comisión de PdD e Interferencias” en el IAPG - Neuquén.
 - Se continuó con la participación en el consorcio Y-TEC H2Ar liderado por YPF Tecnología (“Y-TEC”), el cual propicia un esquema colaborativo para estudiar, desarrollar y proponer programas de estímulo, así como ejecutar proyectos piloto, relacionados con la cadena de valor del hidrógeno.
 - Especialistas del área de *Ingeniería* participaron de las siguientes conferencias internacionales: “*2023 CEESI Gas Ultrasonic Meter User’s Conference*”, “*LNG 2023 World Conference*” y “*Automation Fair 2023 – Rockwell*”.
 - Especialistas del área de *Integridad* de TGN participaron de las siguientes conferencias internacionales: “*Pipeline Pigging and Integrity Management*”, “*Rio Pipeline*”, “*Nace Conference Transportation Oil & Gas Congress*” y “*Conferencia Internacional Geotecnia de Ductos*” (IPG).



- Especialistas de *Tecnología Operativa* participaron en “*Innovarpel 2023 – Digitalización y Ciberseguridad en la Industria de Oil & Gas*” realizada en Quito, Ecuador.
- Se ha terminado el relevamiento de equipos necesarios para lograr la taxonomía requerida para la implementación de la norma ISO 14224, para las veinticinco plantas que opera y mantiene TGN. Se ha completado el proceso de modificación del “*Aviso de Mantenimiento*”. Adicionalmente, se ha desarrollado una aplicación para facilitar la creación de avisos. Se encuentra a su vez terminada la implementación de las once plantas correspondientes al gasoducto Centro-Oeste y dos del gasoducto Norte (en las Plantas Compresoras Lavalle y Miraflores). Como resultado de este trabajo, también se contará con los planos *P&ID* actualizados de todas las plantas.
- Se avanzó en el proceso de adecuación a la normativa de ciberseguridad industrial IEC 62443 / API 1154. En base los *gaps* detectados durante el análisis de madurez C2M2 realizado dentro del ámbito de ARPEL, se llevaron las dimensiones de los niveles de madurez MIL1, MIL2 y MIL3 sobre el *benchmarking* promedio del mercado (empresas participantes en ARPEL).
- Se logró un acuerdo de pasantías educativas celebrado junto a la Universidad de San Luis (Facultad de Ciencias Físico Matemáticas y Naturales).

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, aún vigentes, 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. Si bien TGN 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), subsiste un conflicto judicial con la distribuidora chilena Metrogas S.A. que se describe en la Nota 21.1.4 a los estados financieros de la Sociedad por el ejercicio económico finalizado 31 de diciembre de 2023.

Con respecto al conflicto que la Sociedad tenía con YPF, el 3 de febrero de 2023 las partes llegaron a un acuerdo transaccional que se describe en la nota 21.1.3 a los estados financieros mencionados en el párrafo anterior.

8 – CALIDAD, SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE

En materia de seguridad, se llevó a cabo la “Quinta Semana de la Seguridad” con foco en las temáticas de “Cultura de Seguridad”, “Seguridad de Procesos” y “Cambio Climático”. Esta actividad, que dio inicio con un webinar brindado por referentes de cada materia, estuvo dirigida a todo el personal y se continuó con visitas de los líderes de la organización a la mayoría de los sitios operativos de la empresa.

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, sosteniendo la vigencia de las certificaciones desde marzo de 2009, lo cual evidencia el alto grado de madurez del SIG de TGN.

En lo que respecta a seguridad de procesos, durante el ejercicio se participó en el Comité de Ambiente, Salud y Seguridad Industrial de ARPEL. Asimismo, se contrató una consultora externa especializada para la gestión de seguridad de procesos (Process Safety Management), para que evalúe ejes de acción según las prácticas recomendadas internacionalmente. También se realizaron modificaciones en los sistemas de “Incidentes” y de “Actividades de Prevención”, incluyendo la



incorporación del seguimiento de recomendaciones generadas a través de Estudios HAZOP.

En materia de seguridad e higiene ocupacional, TGN mantuvo el Nivel 4 de cumplimiento, siendo el máximo nivel previsto en el Decreto Nacional N° 170/96 (relativo a riesgos laborales), que implica sostener una gestión de prevención, condiciones y ambiente de trabajo superiores a las obligaciones legales.

En materia de seguridad de contratistas, se implementó un proceso de desarrollo en “Cultura de Seguridad” con el acompañamiento de líderes de seguridad y proyectos. En una etapa inicial, se seleccionaron a los tres mayores contratistas.

En lo que respecta a ambiente, desde 2020 se registra en forma anual el Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (“GEI”) considerando los alcances 1 y 2, con base en el Protocolo Green House Gases. Adicionalmente, se realizó un diagnóstico general de la gestión de emisiones GEI que permitirá desarrollar una estrategia climática con objetivos de mediano y largo plazo.

En lo que respecta a la gestión de salud ocupacional, se realizaron acciones de prevención primaria dando capacitaciones relacionados con “primeros auxilios”, “RCP” y “cuidados a tener ante animales ponzoñosos”. Se continuó también durante el ejercicio con la campaña de vacunación antigripal. Como parte de la prevención secundaria, se realizaron los exámenes médicos periódicos a través de la ART junto con exámenes complementarios, para evaluar los riesgos epidemiológicos cardiovasculares. Por último, se implementó un programa de consultoría nutricional.

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 2022 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 quinto ciclo de “Carrera Técnica”.

Como parte del proceso de gestión del clima organizacional, se realizó el seguimiento semestral de los planes de acción definidos .

Además, se continuó gestionando las distintas etapas del programa de Jóvenes Profesionales. Durante 2023, los mismos participaron de diversas actividades, tales como:

- Capacitaciones técnicas y de gestión.
- Visitas técnicas.
- Actividades de desarrollo.
- Reuniones de seguimiento mensuales.
- Entrevistas de seguimiento trimestrales individuales.
- Procesos de evaluación de desempeño semestral.

Como parte de las oportunidades de carrera y desarrollo interno, durante el ejercicio se realizaron exitosos procesos de búsquedas internas, en función de los perfiles requeridos y necesidades de cada área. Muchas de ellas fueron apoyadas por la política de traslado que posee la Sociedad.

Asimismo, continuando con la práctica habitual, en los meses de abril y octubre 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.

En el marco del plan de seguimiento y fidelización del talento, se llevó a cabo la iniciativa



“*Conversando con Líderes*”, que tiene por objetivo generar espacios de cercanía y escucha.

Por último, se continuó con el plan estratégico de “*Diversidad e Inclusión*”. Durante el ejercicio se realizaron encuentros del Comité de Diversidad, en los cuales se presentaron los avances de las acciones definidas en el plan. A su vez, se trabajó en el desarrollo de una política de Diversidad e Inclusión cuyo lanzamiento se realizará en marzo de 2024. También se desarrolló la primera edición de los “*Círculos Lean In*”, compuesta por 13 mujeres de todos los niveles, áreas y posiciones, tanto de sede central como del interior. La misma constó de cinco encuentros conformados por un *Kick Off* y cuatro espacios de reflexión y aprendizaje colaborativo, donde tuvieron la oportunidad de debatir abiertamente sobre distintos temas, tales como: desarrollo profesional, liderazgo centrado en las personas, conversaciones difíciles y gestión del cambio.

También se llevaron a cabo para los líderes talleres de reflexión con foco en la acción sobre “*Liderazgo Inclusivo*”, y dos encuentros específicos sobre “*Procesos de Recursos Humanos con Perspectiva de Inclusión*”. Para los nuevos ingresantes se dictó el taller sobre el valor de la diversidad, los desafíos de la inclusión y sobre cómo contribuir con la equidad de género.

Comunicación interna

El área de comunicación interna tuvo un rol activo a fin de mantener informados y actualizados a los colaboradores acerca de las novedades de la Sociedad y sus principales procesos.

Durante el ejercicio se dio continuidad a la planificación y ejecución del plan de *Change Management*, para acompañar a los colaboradores durante el proceso de la mudanza a la nueva sede central corporativa. Asimismo, se realizó la campaña “*Buenas prácticas de convivencia*”, en el nuevo espacio de trabajo

Se llevaron a cabo los encuentros semestrales con el Director General, con la participación de más de 400 colaboradores. En los mismos, el CEO de TGN compartió las principales novedades y desafíos de la organización.

En julio, se lanzó el Programa “*Workplace Experiences*” en la sede central, con el objetivo de contribuir al proceso de cambio cultural, fomentando así el encuentro y la integración de los colaboradores. Se trabajó en el diseño de un sistema gráfico y en todas las piezas de comunicación, además de la ejecución de las actividades propuestas en el plan.

Capacitación

La formación de los colaboradores ocupa un lugar fundamental en la vida de TGN. Cada año el *Centro de Transferencias de Conocimientos* (“CTC”) renueva su desafío de enseñar y aprender, incrementando el ecosistema de saberes de la organización en su conjunto. Así, junto a los especialistas de las distintas áreas y acompañados por instituciones y proveedores educativos de excelencia, se diseñan e implementan distintos programas de capacitación.

A modo de ejemplo se destacan:

- Programa de ingresantes.
- Competencias técnicas para la posición de “controlador de gas” y formación para los nuevos controladores.
- Programas de gestión de proyectos y liderazgo para los Project Managers.
- Entrenamiento en el puesto de trabajo y práctica supervisada para los nuevos de jefes de Sección.
- Capacitaciones técnicas y de gestión para el equipo de Jóvenes Profesionales.



- Formación en liderazgo para los nuevos y futuros líderes a través del programa de fundamentos de liderazgo.
- Plan de capacitación de salud, seguridad y medio ambiente. Se sumaron nuevos cursos “e-learning” y, en convenio con la UTDT, se realizó el programa de política y gestión ambiental.
- Curso de *Compliance*, orientado a fortalecer la cultura de transparencia y anticorrupción.
- Talleres de reflexión con foco en sensibilización, género y acción.

Finalmente se actualizó la plataforma de capacitación “*Campus +*”, permitiendo a cada colaborador gestionar su plan de aprendizaje mediante una herramienta ágil, moderna y asociada a un tablero de gestión.

Atracción de talento

Durante el ejercicio 2023 se incorporaron 95 colaboradores, de los cuales el 40% corresponden a posiciones nuevas en la organización. El 74% de los ingresos pertenecen a la Dirección de Operaciones.

Como parte de la atracción de talento, se sumaron a los mecanismos tradicionales la presencia en ferias de empleos, universidades y redes sociales. Así, TGN logró posicionarse como marca empleadora en los siguientes ámbitos:

- Espacio Joven (“JOG”) en la XIV Exposición Internacional del Petróleo y del Gas.
- Exposición Laboral del Centro Argentino de Ingenieros.
- Jornada de Ingeniería de la Universidad Nacional del Sur y Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Bahía Blanca.
- Facultades de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires (“UBA”) y de la Universidad Nacional de San Luis (“UNSL”).

Finalmente, con el objetivo de continuar fortaleciendo el vínculo con las instituciones educativas y propiciando el acercamiento de estudiantes al escenario laboral, continuó el programa de pasantías con la Facultad de Ingeniería de la UBA y se incorporó la Facultad de Ingeniería de la UNSL. A nivel educación media, se realizó por segunda vez la experiencia con pasantes de un colegio técnico cercano a la Planta Compresora Deán Funes y, con el Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, se realizó el “*Programa de Actividades de Aproximación al Mundo del Trabajo*” con la participación de 22 estudiantes.

Compensaciones

Con respecto al personal de convenio, habiéndose concluido las paritarias del período abril de 2022 a marzo de 2023 durante el primer trimestre del ejercicio, se suscribieron para el período paritario comprendido entre abril de 2023 y marzo de 2024 diversos acuerdos salariales. En marzo de 2024 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 2022 en el mes de abril de 2023.

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 promueve y apoya a sus colaboradores para que integren comisiones técnicas en cámaras empresarias o asociaciones profesionales como así también 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 – RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIA

Para TGN, el comportamiento empresarial responsable implica considerar de manera integral las cuestiones ambientales y sociales en la actividad principal vinculada al servicio de transporte de gas, incluida la cadena de suministro y las relaciones comerciales. TGN incorpora la debida diligencia para afianzar el respeto por los derechos humanos, cuidar el ambiente, combatir la corrupción y considerar impactos sobre terceras partes interesadas. Asimismo, la Sociedad considera que los Objetivos de Desarrollo Sustentable (“ODS”) definidos por Naciones Unidas en 2015, presentan desafíos y oportunidades para el desarrollo de negocios dentro de su cadena de valor.

Alianzas

Con la finalidad de fortalecer alianzas y promover a nivel local los desafíos mundiales del desarrollo, la Sociedad sostiene vínculos con organizaciones públicas supranacionales, empresariales y organizaciones de la sociedad civil. Se enumeran a continuación las principales alianzas:

- ARPEL.
- Cámara de Sociedades Anónimas.
- Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible (CEADS).
- IRAM.
- IAPG.



- Instituto de Seguridad y Educación Vial (ISEV).
- Instituto para el Desarrollo Empresarial de la Argentina (IDEA).
- Red Argentina del Pacto Global de Naciones Unidas.
- Instituto para la Cultura, la Innovación y el Desarrollo (INCIDE).
- Fundación Capacitarse.
- Fundación Leer.
- Grupo de Fundaciones y Empresas (GDFE).
- Instituto Argentino de Responsabilidad Social Empresaria (IARSE).
- Instituto de Estudios para la Sustentabilidad Corporativa (IESC).

Estrategia de sustentabilidad (Ambiental, social y gobernanza). (ESG, por sus siglas en inglés)

Con el propósito de integrar los procesos centrales del negocio en una estrategia de sustentabilidad, se llevó a cabo un estudio que contó con el aporte de los principales especialistas y responsables de la organización. El trabajo arrojó como resultado hojas de ruta con líneas de acción vinculadas a los procesos de cumplimiento, operaciones, ambiente, finanzas, recursos humanos, ingeniería, implementación de proyectos, asuntos regulatorios, prevención de daños, asuntos públicos y responsabilidad social. La integración efectiva de estas consideraciones ESG, contribuirá con estrategias de sostenibilidad a largo plazo, para gestionar riesgos y mejorar la reputación.

Proceso de reporte

El *Reporte de Sustentabilidad* se basa en los estándares GRI 2 y GRI 11. Se abordan los temas materiales tanto internos como externos, destinados a comprender y gestionar mejor los riesgos y las oportunidades de la organización.

Adaptación al clima, resiliencia y transición

La adaptación a las consecuencias climáticas de las operaciones de TGN está considerada en cada etapa del ciclo de vida de las instalaciones. Abarca las evaluaciones periódicas de riesgo, tanto para las operaciones así como para la integridad de los activos. A partir de este análisis se definen estrategias de corto, mediano y largo plazo que permiten mitigar los riesgos, salvaguardar las instalaciones y asegurar la continuidad del servicio.

Distintos programas con la comunidad son abordados para una mejor comprensión entre las comunidades y las personas directamente vinculadas al servicio. Durante el ejercicio, y en el contexto de la conmemoración de sus 30 años de existencia, TGN implementó un programa “30 años – 30 escuelas” que vinculó la eficiencia energética y la utilización de energías renovables. En treinta escuelas de diecisiete provincias, se instalaron dispositivos de energías renovables. En cada uno de ellos fue evaluado el factor de eficiencia. También, en dichas escuelas, se dieron capacitaciones sobre los ODS y los desafíos de la transición energética.

Comunidades locales

Se implementaron programas y acciones que facilitan la participación de las comunidades cercanas a las instalaciones y gasoductos operados por TGN. La debida diligencia es abordada como un proceso continuo en el que se introducen mejoras y se identifican riesgos emergentes de los cambios que se producen en el entorno, el comportamiento de las poblaciones y el desarrollo de las operaciones. Los riesgos identificados derivan en la planificación de cambios en el comportamiento operativo y también en las acciones destinadas a mejorar la comunicación entre comunidad y empresa. Los procesos de integridad de ductos, ejecución de proyectos, prevención de daños, seguridad, ambiente y anticorrupción son los que más atención demandan en función de los resultados de los riesgos evaluados.

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 operación. La debida diligencia se sustenta en estudios etnográficos y en la evaluación de riesgos para establecer formas de prevención. Se abordan procesos de diálogo destinados a conformar acuerdos en el marco del pleno respeto de los derechos, la cultura y las costumbres de cada comunidad.

Los programas

Las comunidades educativas de escuelas e instituciones de nivel medio y superior configuran una vasta red de alianzas que hace posible la ejecución de programas destinados a satisfacer intereses compartidos. Durante 2023 se realizaron acciones en diecisiete provincias, que llegaron a noventa localidades municipales o departamentales. Las acciones alcanzaron a 7.740 participantes, entre estudiantes y docentes. Contribuyeron ochenta voluntarios, trabajadores de TGN. Entre los principales programas se destacan; “*Juntos*”, destinado a la prevención de daños y “*Cadena de Valor*”, destinado a desarrollar a pequeñas empresas.

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 identificar y mitigar riesgos de corrupción, fomentar una cultura de conducta ética y transparente así como 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 2023, 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, el 9 de febrero de 2024 el ENARGAS publicó la Resolución N° 42/24 mediante la cual, entre otros, anunció que las nuevas tarifas de transporte y distribución tendrán lugar dentro de los 30 días hábiles administrativos desde dicha publicación e hizo saber que se encuentra bajo estudio un mecanismo de actualización mensual de tarifas que se dará a conocer dentro de los 90 días hábiles administrativos desde dicha publicación.

Por último y como detalla en el apartado 1) de la presente Memoria, 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 2023 ha arrojado un resultado - utilidad - de miles de \$ 57.726.656, mientras que los resultados no asignados al 31 de diciembre de 2023 que surgen del Estado de Cambios en el Patrimonio exponen una utilidad de miles de \$ 61.254.320. Considerando lo antedicho, el Directorio recomienda a los Señores Accionistas que los resultados no asignados mencionados precedentemente, que ascienden a la suma de miles de \$ 61.254.320 (que son netos del Bono de Participación para el Personal y de las remuneraciones para Directores y Síndicos), se asignen a la constitución de una Reserva voluntaria para el pago de futuros dividendos.



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 \$ 144.317, (ii) una remuneración a los miembros del Directorio de miles de \$ 150.030, y (iii) una remuneración a los miembros de la Comisión Fiscalizadora de miles de \$ 42.510.

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, 6 de marzo de 2024

Emilio Daneri Conte-Grand
Presidente

Pablo Lozada
Síndico Titular