



01

Memoria



Contenidos

Glosario de términos	5
1. El ejercicio 2022 y las perspectivas para el futuro	10
2. Gobierno corporativo	13
3. Nuestros accionistas / comportamiento de la acción	20
4. Contexto macroeconómico	22
5. El mercado eléctrico argentino	23
6. El mercado del gas y petróleo argentino	39
7. Hechos relevantes	50
8. Descripción de nuestros activos	58
9. Recursos humanos	77
10. Comunidad y Fundación Pampa	80
11. Tecnología de la información	85
12. Calidad, seguridad, medio ambiente y salud ocupacional	86
13. Resultados del ejercicio	89
14. Política de dividendos	102
15. Propuesta del Directorio	103
Anexo I: informe de gobierno societario	104



Memoria Anual 2022

A los señores Accionistas de Pampa Energía S.A. ("Pampa", la "Sociedad" o la "Compañía"):

De acuerdo con las disposiciones legales y estatutarias vigentes, sometemos a vuestra consideración la Memoria Anual y los Estados Financieros correspondientes al 79° ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2022.



Glosario de términos

Término	Definición
ADR/ADS	<i>American Depositary Receipts</i>
AFIP	Administración Federal de Ingresos Públicos
Art.	Artículo / Artículos
AR\$	Pesos Argentinos
ASG	Ambiente, social y gobernanza
Bbl	Barril
BCRA	Banco Central de la República Argentina
BICE	Banco de Inversión y Comercio Exterior S.A.
BNA	Banco de la Nación Argentina
Boe	Barriles de petróleo equivalente
BTU	<i>British Thermal Unit</i>
ByMA	Bolsas y Mercados Argentinos
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
CAU	Cargo de Acceso y Uso
CC	Ciclo Combinado
CEADS	Consejo Empresario Argentino para el Desarrollo Sostenible
CEE	Comité Ejecutivo de Emergencia
CENCH	Concesión de explotación no convencional de hidrocarburos
CEO	<i>Chief Executive Officer</i> o Director General
CFO	<i>Chief Financial Officer</i> o Director Financiero
CIESA	Compañía de Inversiones de Energía S.A.
CITELEC	Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica Citelec S.A.
CNV	Comisión Nacional de Valores
El Código	Código de Gobierno Societario de Pampa
COVID-19	Enfermedad del coronavirus
CPB	Central Piedra Buena S.A.
CSMS	Calidad, Seguridad, Medio Ambiente y Salud Ocupacional
CT	Central Térmica
CTBSA	CT Barragán S.A.
CTEB	Central Térmica Ensenada Barragán
CTG	Central Térmica Güemes
CTGEB	Central Térmica Genelba
CTIW	Central Térmica Ingeniero White
CTLL	Central Térmica Loma De La Lata



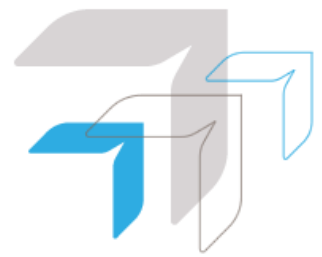
CTP	Central Térmica Piquirenda
CTPP	Central Térmica Parque Pilar
CVP	Costo Variable de Producción
D am ³	Decímetros cúbicos
Demanda Prioritaria	Conjunto de usuarios residenciales, hospitales, escuelas, centros asistenciales, y otros servicios esenciales (no incluye GNC desde el Plan Gas.Ar)
DIGO	Disponibilidad Garantizada Ofrecida
Directorio	Directorio de Pampa Energía
DNU	Decreto de Necesidad y Urgencia
DoP	<i>Deliver or Pay</i>
E &P	Exploración y Producción
EBITDA	Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones
EcoEnergía	Central de Co-Generación EcoEnergía
EEFF	Estados financieros
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
ENARSA	Energía Argentina S.A. (ex Integración Energética Argentina S.A.)
Energía Plus	Programa de Energía Plus, Res. SE N° 1.281/06
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
Estatuto / Estatuto Social	Estatuto de Pampa Energía
F O	Fuel Oil
Fundación Pampa	Fundación Pampa Energía
G E	General Electric
GEI	Gases de efecto invernadero
GLP	Gas Licuado del Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado
GO	Gas Oil
Gobierno / Estado Nacional	Gobierno Federal de la República Argentina
GU	Grandes Usuarios
GU300	Grandes Usuarios con demandas superiores a los 300 kW
GUDI	Grandes Usuarios Distribuidoras
GWh	Gigawatt-hora
GyP	Gas y Petróleo de Neuquén S.A.P.E.M.
H I	Hidroeléctricas
HIDISA	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HMRT	Horas de Máximo Requerimiento Térmico
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú



ICMA	<i>International Capital Market Association</i>
IDB Invest	<i>Inter-American Development Bank Invest (ex Corporación Interamericana de Inversiones - IIC)</i>
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos de Argentina
IVA	Impuesto al Valor Agregado
Kb/kbbl/kboe	Miles de barriles/miles de barriles de crudo equivalente
kCal	Kilocalorías
Km	Kilómetro
kton	Miles de toneladas
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-hora
Ley de Solidaridad	Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública, N° 27.541
LGN	Líquidos de Gas Natural
LGS	Ley General de Sociedades, N° 19.550
LMC	Ley de Mercado de Capitales, N° 26.831
M&A	<i>Mergers and acquisitions</i> o fusiones y adquisiciones
M ³	Metros Cúbicos
MAT	Mercado a Término
MAT ER	Mercado a Término de Energías Renovables
MBTU	Millón de BTU
MCI	Motores de combustión interna
MDP	Ministerio de Desarrollo Productivo (ex SGE)
ME	Ministerio de Economía
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
Merval	Mercado de Valores de Buenos Aires
MEyM	Ex Ministerio de Energía y Minería
MULC	Mercado Único y Libre de Cambios
MW	Mega watt
MWh	Mega watt-hora
N.a.	No aplica
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
NYSE	Bolsa de Valores de New York o <i>New York Stock Exchange</i>
OC P	Oleoducto de Crudos Pesados
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OldelVal	Oleoductos del Valle S.A.
ON	Obligaciones Negociables
ON 2023	ON con tasa de interés de 7,375% y VN de US\$500 millones, con vencimiento en julio de 2023



ON 2026	ON con tasa de interés de 9,5%, pagaderas en tres amortizaciones consecutivas anuales a partir de 2024 y con vencimiento en diciembre de 2026
P ampa / Sociedad / Grupo / Compañía / Emisora	Pampa Energía S.A. y subsidiarias
Panel +GC	Panel de Gobierno Corporativo Plus de ByMA
PBI	Producto Bruto Interno
PEA	Parque Eólico Arauco, etapa 1 y 2
PEMC	Parque Eólico Ingeniero Mario Cebreiro
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
PEPE	Parque Eólico Pampa Energía
PIST	Punto de Ingreso al Sistema de Transporte o precio del gas natural en boca de pozo
Plan Gas.Ar	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 (Decreto PEN N° 730/22) y Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 (DNU N° 892/20 y normas complementarias)
Plan Gas No Convencional	Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural Proveniente de Reservorios No Convencionales, Res. MEyM N° 46, 419, 447 /17 y 12/18
Polisur	PBB Polisur S.A.
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> o Contratos de Abastecimiento Mayorista de Electricidad
R efinor	Refinería del Norte S.A.
RENPER	Registro de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuente Renovable
Res.	Resolución / Resoluciones
RTI	Revisión Tarifaria Integral
S &P	Standard & Poor's Global Ratings
SADI	Sistema Argentino de Interconexión
SE	Secretaría de Energía
SEC	<i>Security and Exchange Commission</i>
SEE	Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)
SGE	Ex Secretaría de Gobierno de Energía (ex Ministerio de Energía)
T elcosur	Telcosur S.A.
TG	Turbina a gas
TGS	Transportadora de Gas del Sur S.A.
TJSM	Termoeléctrica José de San Martín
TMB	Termoeléctrica Manuel Belgrano
Ton	Tonelada métrica
ToP	<i>Take or pay</i>
Transba	Empresa de Transporte de Energía Eléctrica por Distribución Troncal de la Provincia de Buenos Aires Transba S.A.



Transener	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Transener S.A.
TV	Turbina a vapor
TWh	Terawatt-hora
US\$	Dólares Estadounidenses
UTE	Unión Transitoria de Empresas
VAR	Vientos de Arauco Renovables S.A.U.
VN	Valor Nominal

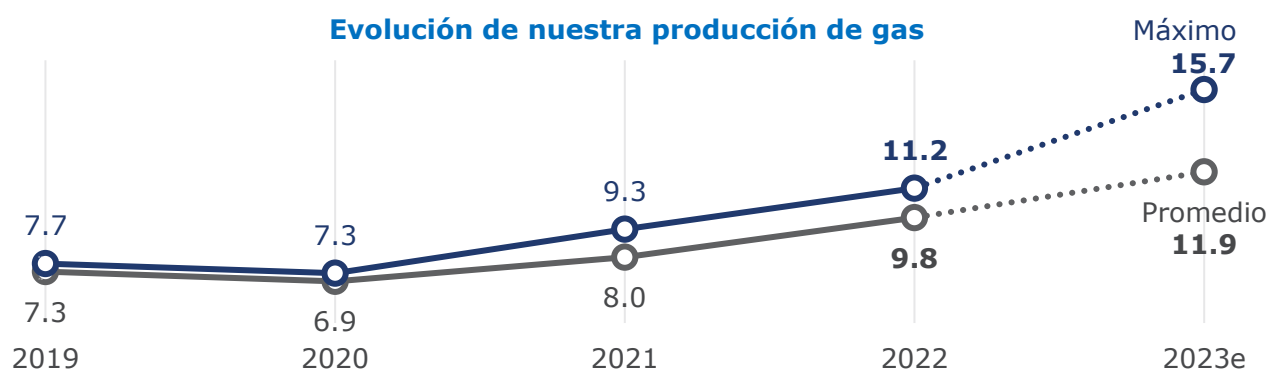


1. El ejercicio 2022 y las perspectivas para el futuro

En otro ejercicio lleno de desafíos, 2022 fue un gran año para recordar en los anales de Pampa. A pesar del contexto internacional marcado por las tensiones geopolíticas y la coyuntura macroeconómica argentina, Pampa continuó alcanzando hitos operacionales que están en línea con nuestro objetivo: **ser un proveedor de primera línea de energía eficiente**. En vista del oneroso costo que cada año debe afrontar nuestro país producto de importaciones y subsidios, el desarrollo de energía eficiente local no solo es funcional a nuestra estrategia, sino también es esencial para alcanzar la sustentabilidad de la economía del país.

Además de mantener la **excelencia operativa** que caracteriza a nuestros activos, nuestro enfoque en materia de ASG permitió adaptarnos a este contexto inusual y navegarlo exitosamente. Continuamos enfatizando **nuestro compromiso con el bienestar** de nuestros colaboradores y contratistas, la **ceranía con nuestros grupos de interés** y, junto con la Fundación, el **acompañamiento a las comunidades** donde estamos presentes a través de nuestros activos.

El segmento de E&P ha evolucionado favorablemente en los últimos años, principalmente gracias a la implementación de Plan Gas.Ar, posicionándonos como **uno de los principales referentes de gas natural de la Cuenca Neuquina, y por ende, del país**, con una producción mayoritariamente comercializada bajo contratos hasta 2028 y como uno de los principales exportadores de gas. Desde que reorganizamos estratégicamente nuestro portafolio de activos de E&P en 2019, hemos aumentado en un 34% la producción de gas, ampliamente por encima del 2% registrado a nivel nacional. En particular, durante los picos de demanda en invierno, la producción creció casi un 50% a 11,2 millones de m³ día en junio de 2022.



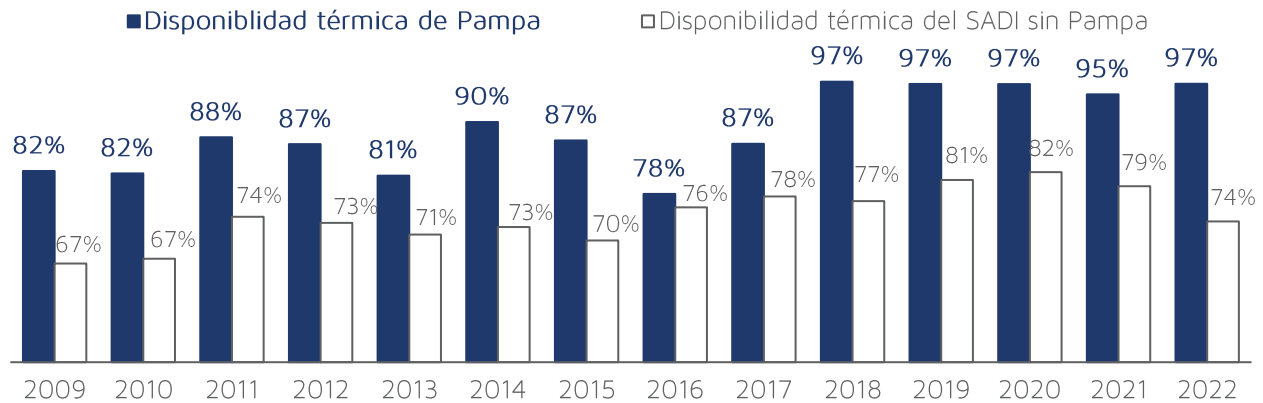
Para el invierno de 2023, esperamos alcanzar un nuevo hito de producción máxima de 15,7 millones de m³ día. Este significativo incremento se debe a las nuevas rondas de Plan Gas.Ar dispuestas por la habilitación del nuevo gasoducto del programa Transport.Ar, que desbloqueará los cuellos de botella en el transporte de gas desde la Cuenca Neuquina hasta los centros de demanda en el este del país y buscará reemplazar las costosas importaciones de GNL y el consumo de combustibles líquidos. De los 11 millones de m³ día que se licitaron, Pampa fue adjudicada con 4,8 millones. La productividad de nuestro bloque estrella El Mangrullo y el gran potencial de *shale gas* que desarrollaremos con la campaña de pozos en 2023 fueron los distintivos para ser competitivos y continuar ganando posicionamiento en el mercado.

Con los excelentes resultados que demostraron los pozos piloto shale en Sierra Chata, y la intensa actividad *tight* en El Mangrullo, en 2022 pudimos incorporar como reservas el doble de la producción del año, registrando un **aumento del 14% en las reservas probadas de Pampa a 179 millones de boe**. Aun con una producción creciente, mantenemos una vida promedio de 8 años. Basados en nuestra apuesta al shale en 2023, nuestra expectativa hacia futuro es seguir sumando reservas significativamente en gas natural, un combustible esencial para la transición energética por su asequibilidad y huella de carbono.

2022 también fue otro año destacable en nuestro negocio de generación eléctrica, en el cual mantuvimos nuestro liderazgo como el **mayor generador privado del país**, con 5.088 MW operados y una participación de mercado del 13%. Gracias a las inversiones efectuadas en los últimos años, la nueva capacidad instalada representa el 27% del total operado, mientras que su contribución al EBITDA es del



71% del segmento. A pesar de la disparidad entre ambos tipos de energía, nuevamente alcanzamos un **alto nivel de disponibilidad térmica de nuestras centrales cerca del 97%**, aún mejor que el 95% registrado en 2021, el cual contrasta con la decreciente tendencia del sistema, que por segundo año consecutivo descendió a 74% de disponibilidad.



La continua inversión en este segmento para afrontar los récord de demanda es esencial no solo para mantener la calidad de los activos, sino también **seguir creciendo nuestro portafolio eléctrico de manera sustentable**, con foco en energía renovable y térmica de alta productividad para minimizar el impacto en el medio ambiente y diversificar la matriz energética del país. En 2022 continuamos con las obras para el **cierre a ciclo combinado en Ensenada Barragán**, que finalmente fue habilitada en febrero de 2023. Esta ampliación, que demandó más de **US\$250 millones** **adicionó 260 MW**, elevando el despacho de dicha central sustancialmente gracias al consumo eficiente de combustible, y permite abastecer la creciente demanda en la zona industrial aledaña al Gran La Plata.

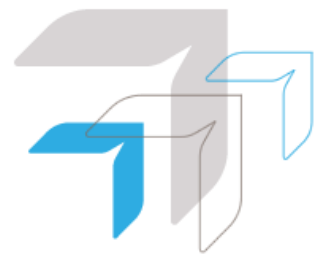
Asimismo, seguimos sumando más potencia renovable, ya sea mediante el desarrollo de proyectos para el MAT ER, como también a través de crecimiento inorgánico. A finales del 2021 iniciamos la construcción de **PEPE IV de 81 MW**, el cual erogamos **aproximadamente US\$130 millones**, financiados con el primer Bono Verde que emitió Pampa. Un año después ya empezamos a habilitar los primeros molinos y esperamos iniciar operaciones en su totalidad en la segunda mitad del año. También a principios de 2023, anunciamos nuestro ambicioso proyecto **PEPE VI, que estipula sumar 300 MW de energía eólica con una inversión que supera los US\$500 millones**. Ya comenzamos con las obras para la primera etapa de 94,5 MW, que estimamos estará lista para el segundo semestre de 2024. Y en materia de adquisiciones, 2022 fue un año con muchos movimientos: consolidamos la totalidad de PEMC y compramos nuestro primer parque eólico en la provincia de La Rioja, Arauco, de 100 MW, cuya energía se comercializa bajo un contrato RenovAr hasta 2040.

Una vez que habilitemos todas las expansiones en curso, **Pampa operará una capacidad total proyectada de 5.525 MW, de los cuales 482 MW serán de energía eólica**, posicionándonos como una de las empresas líderes de Argentina en este segmento.

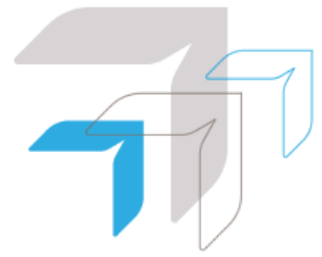
Respecto del **segmento petroquímico, 2022 fue otro año históricamente destacable, con récord de ventas y volúmenes producidos**, principalmente gracias a la excelente gestión operativa, a los precios de las *commodities* que contribuyeron a las exportaciones y la creciente demanda local que superó los niveles de la prepandemia.

Finalmente, dada la compleja coyuntura local e internacional, pero apoyados en la **robustez de la generación de caja y la solidez del perfil crediticio de Pampa**, en 2022 fuimos proactivos con el manejo de nuestros pasivos y lanzamos una **exitosa oferta de canje** por nuestras ON que vencen en julio de 2023. La gran adhesión de los inversores contribuyó a mejorar sustancialmente nuestro perfil de deuda y estructura patrimonial, esencial para seguir creciendo los negocios centrales de Pampa. De esta manera, contribuimos al país con producción local, productividad, menor huella de carbono, y posibilitamos el ahorro de reservas en moneda extranjera.

Todo esto no sería posible sin el esfuerzo y dedicación de nuestros colaboradores y asesores de la Compañía, nuestras familias, proveedores, instituciones financieras e inversores.



Por todo ello, queremos agradecer a nuestros accionistas por la continua confianza que depositan en nosotros, y transmitir nuestro entusiasmo de siempre por **invertir y crecer para seguir consolidándonos como referente del sector energético argentino.**



2. Gobierno corporativo

En Pampa consideramos que la mejor forma de conservar y proteger a nuestros inversores consiste en la adopción e implementación de las mejores prácticas de gobierno corporativo que nos consolidan como una de las empresas más confiables y transparentes del mercado. Para ello, trabajamos constantemente en incorporar las mencionadas prácticas teniendo en cuenta la tendencia internacional de los mercados y la normativa local y extranjera vigente aplicable en materia de gobierno corporativo.

En esa línea, desde diciembre de 2018 Pampa forma parte del panel especial de negociación de mercado de acciones denominado Panel +GC, patrocinado por ByMA. El Panel +GC es inédito en el país e incluye aquellas empresas que, ya listadas en ByMA y con acciones de voto simple, cumplan con las mejores prácticas de buen gobierno y transparencia corporativa, incluso a un nivel superior a lo requerido por la normativa vigente, cumpliendo Pampa con la totalidad de ellas. Dichas prácticas, sujetas a una revisión periódica sobre su cumplimiento, se encuentran alineadas a los principios de Gobierno Corporativo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) y adoptados por el G20.

Más allá de la información contenida en esta presentación, para mayor información sobre las prácticas de gobierno corporativo de Pampa, remitimos al Anexo I de la presente Memoria en el cual se incorpora el informe de gobierno societario requerido por el Código conforme los términos del Art. 1 de la Sección I del Capítulo I del Título IV de las Normas de la CNV –de acuerdo al texto ordenado 2013, modificado por la Res. General CNV N° 797/19.

2.1 Estructura de los órganos sociales de Pampa

El Directorio

Conforme lo dispuesto por la LGS, tal como la misma fuera modificada de tanto en tanto, la LMC y el Estatuto de Pampa, la toma de decisiones de la Sociedad está a cargo del Directorio. El mismo está compuesto por diez directores titulares e igual o menor número de directores suplentes según lo determine la Asamblea, revistiendo un porcentaje de sus miembros el carácter de independientes conforme a los criterios de independencia de las normas de la CNV. Todos nuestros directores son elegidos por el término de tres ejercicios y pueden ser reelegidos indefinidamente, excepto por las restricciones que surgen de los criterios de independencia estipulados por las normas de la CNV. El vencimiento y la consecuente renovación de mandatos, se realiza en forma parcial y escalonada cada año, de manera que por dos años seguidos sean elegidos tres directores y el año siguiente sean elegidos cuatro directores. Actualmente, el Directorio de Pampa está formado por los siguientes miembros:



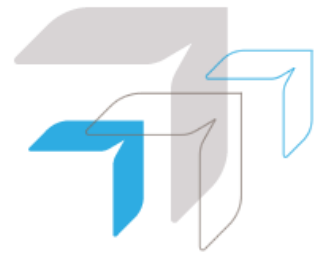
Nombre	Cargo	Independencia	Vencimiento del mandato*
Marcos Marcelo Mindlin	Presidente	No Independiente	31/12/2023
Gustavo Mariani	Vicepresidente	No Independiente	31/12/2022
Ricardo Alejandro Torres	Director Titular	No Independiente	31/12/2022
Damián Miguel Mindlin	Director Titular	No Independiente	31/12/2023
Silvana Wasersztrom	Directora Titular	Independiente	31/12/2022
María Carolina Sigwald	Directora Titular	No Independiente	31/12/2023
Carolina Zang	Directora Titular	Independiente	31/12/2024
Carlos Correa Urquiza	Director Titular	Independiente	31/12/2024
María Renata Scafati	Directora Titular	Independiente	31/12/2024
Darío Epstein	Director Titular	Independiente	31/12/2024
Horacio Jorge Tomás Turri	Director Suplente	No Independiente	31/12/2022
María Agustina Montes	Directora Suplente	No Independiente	31/12/2022
Mariana De la Fuente	Directora Suplente	No Independiente	31/12/2024
Mauricio Penta	Director Suplente	No Independiente	31/12/2023
Clarisa Diana Lifsic	Directora Suplente	Independiente	31/12/2024
Diego Martín Salaverri	Director Suplente	No Independiente	31/12/2024
Clarisa Vitone	Directora Suplente	Independiente	31/12/2023
Diana Mondino	Directora Suplente	Independiente	31/12/2023
Emilse Juárez	Directora Suplente	Independiente	31/12/2024
Lorena Rappaport	Directora Suplente	Independiente	31/12/2024

Nota: *Sus mandatos son válidos hasta su reelección o la elección de sus reemplazantes.

Principales ejecutivos

El siguiente cuadro ofrece información acerca de nuestros funcionarios ejecutivos:

Nombre	Cargo
Marcos Marcelo Mindlin	Presidente
Gustavo Mariani	Vicepresidente ejecutivo y CEO
Ricardo Alejandro Torres	Vicepresidente ejecutivo
Damián Miguel Mindlin	Vicepresidente ejecutivo
Nicolás Mindlin	Director ejecutivo de finanzas (CFO) y M&A
Horacio Jorge Tomás Turri	Director ejecutivo de exploración y producción
María Carolina Sigwald	Directora ejecutiva de asuntos legales
Mauricio Penta	Director ejecutivo de administración, sistemas y abastecimientos



La Comisión Fiscalizadora

Nuestro Estatuto Social establece que la fiscalización de Pampa está a cargo de una Comisión Fiscalizadora integrada por tres miembros titulares y tres suplentes designados por nuestros accionistas conforme la normativa vigente. Los miembros de la Comisión Fiscalizadora deben ser abogados o contadores matriculados y ejercen su cargo durante tres ejercicios fiscales.

La principal función de la Comisión Fiscalizadora es efectuar un control de legalidad respecto del cumplimiento por parte del Directorio de las disposiciones de la LGS, el Estatuto, sus reglamentaciones, si hubiera, y las decisiones de asambleas. Al cumplir con estas funciones, la Comisión Fiscalizadora no controla nuestras operaciones ni evalúa los méritos de las decisiones tomadas por los directores.

La composición de nuestra Comisión Fiscalizadora es la siguiente:

Nombre	Cargo	Vencimiento del mandato*
José Daniel Abelovich	Síndico Titular	31/12/2023
Martín Fernández Dussaut	Síndico Titular	31/12/2023
Elena Sozzani	Síndica Titular	31/12/2023
Tomás Arnaude	Síndico Suplente	31/12/2023
Noemi Ivonne Cohn	Síndico Suplente	31/12/2024
Germán Wetzler Malbrán	Síndico Suplente	31/12/2023

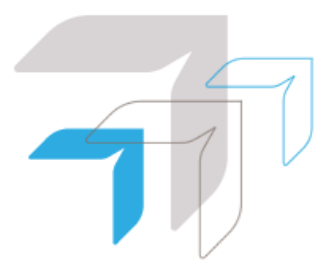
Nota: * Su mandato es válido hasta su reelección o la elección de sus reemplazantes.

El Comité de Auditoría

En línea con lo prescripto por el Art. 109 de la LMC, Pampa cuenta con un Comité de Auditoría, el cual se encuentra integrado por tres miembros titulares y dos miembros suplentes, revistiendo todos ellos el carácter de independientes conforme a los criterios de independencia estipulados por las normas de la CNV. Los miembros del Comité de Auditoría cuentan con experiencia profesional en temas financieros, contables, jurídicos y/o empresariales.

De acuerdo con la normativa vigente y su propio reglamento, el Comité de Auditoría tiene a su cargo el cumplimiento de, entre otras, las siguientes tareas:

- i. Supervisar el funcionamiento de los sistemas de control interno y del sistema administrativo-contable, así como la fiabilidad de este último y de toda la información financiera o de otros hechos significativos que sean presentados a la CNV y los mercados en cumplimiento del régimen informativo aplicable;
- ii. Opinar respecto de la propuesta del Directorio para la designación de los auditores externos a contratar por la Sociedad y velar por su independencia;
- iii. Revisar los planes de los auditores externos e internos, evaluar su desempeño y emitir una opinión al respecto en ocasión de la presentación y publicación de los EEFF anuales, todo ello conforme a la reglamentación de la CNV. Para la supervisión del desempeño del auditor externo, el Comité podrá determinar una serie de indicadores objetivos, a fin de evaluar el compromiso, eficiencia e independencia del auditor externo;
- iv. Supervisar la aplicación de las políticas en materia de información sobre la gestión de riesgos de la Sociedad;
- v. Proporcionar al mercado información completa respecto de las operaciones en las cuales exista conflicto de intereses con integrantes de los órganos sociales o accionistas controlantes;



- vi. Opinar sobre la razonabilidad de las propuestas de honorarios y de planes de opciones sobre acciones de los directores y administradores de la Sociedad que formule el Directorio de la Sociedad;
- vii. Opinar sobre el cumplimiento de las exigencias legales y sobre la razonabilidad de las condiciones de emisión de acciones o valores convertibles en caso de aumento de capital con exclusión o limitación del derecho de preferencia;
- viii. Emitir opinión fundada sobre las operaciones con partes relacionadas en los casos establecidos por la legislación y comunicarla en cumplimiento de la ley toda vez que en Pampa exista o pueda existir un supuesto conflicto de intereses;
- ix. Supervisar la operación de un canal por el cual los funcionarios y el personal de la Sociedad puedan efectuar denuncias en materia contable, de control interno y auditoría, de acuerdo con las normas aplicables al efecto;
- x. Brindar cuanto informe, opinión, o dictamen exija la reglamentación vigente, con el alcance y periodicidad que fije la misma y sus eventuales modificaciones, etc.;
- xi. Cumplir con todas aquellas obligaciones que le resulten impuestas por el Estatuto, así como las leyes y reglamentos aplicables a la Sociedad;
- xii. Verificar el cumplimiento de las normas de conducta que resulten aplicables; y
- xiii. Elaborar anualmente un plan de actuación para el ejercicio del que dará cuenta al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora. El Comité de Auditoría debe presentarles dicho plan de actuación dentro de los 60 días corridos de iniciado el ejercicio.

En la actualidad, la composición del Comité de Auditoría de Pampa es la siguiente:

Nombre	Cargo	Independencia
Darío Epstein	Presidente	Independiente
Silvana Wasersztrom	Miembro Titular	Independiente
Carlos Correa Urquiza	Miembro Titular	Independiente
Diana Mondino	Miembro Suplente	Independiente
Clarisa Diana Lifsic	Miembro Suplente	Independiente

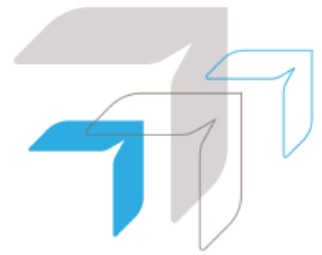
2.2 Protección a los accionistas minoritarios

En relación con el resguardo de los accionistas minoritarios de Pampa, el Estatuto prevé: **(i)** un solo tipo de acción, con igualdad de derechos económicos y políticos; **(ii)** mayorías especiales de hasta 66,6% de votos para modificar determinadas cláusulas del Estatuto; y **(iii)** la posibilidad de convocar a asamblea a requerimiento de accionistas que representen al menos el 5% del capital social.

2.3 Políticas de gobierno corporativo

Programa de Integridad – Ley N° 27.401

Pampa cumple integralmente con las disposiciones de la Ley de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas y con el Programa de Integridad previsto por la misma, cuya finalidad es implementar un conjunto de acciones, mecanismos y procedimientos internos de promoción de la integridad, supervisión y control, orientados a prevenir, detectar y corregir irregularidades y actos ilícitos comprendidos en dicha ley.



El Programa cuenta con componentes obligatorios y optativos, habiendo sido la definición de Pampa dar un cumplimiento total al mismo. Es importante resaltar que todos los requisitos obligatorios ya se encontraban implementados en Pampa con anterioridad a la entrada en vigencia de la ley.

Asimismo, el Programa de Integridad es revisado en forma periódica por el Directorio, lo que incluye la identificación de posibles oportunidades de mejora del mismo. El Directorio ha definido que la dirección de Auditoría Interna de Pampa sea el responsable interno por el programa, teniendo a cargo su desarrollo, coordinación y supervisión.

Código de Conducta

Pampa cuenta con un Código de Conducta, el cual fue revisado y actualizado durante el año 2021, y aprobado por el Directorio a fines del mismo. El mismo es la guía que nos permite tomar decisiones honestas en nuestras actividades cotidianas y define la forma en la que llevamos adelante nuestros desafíos. Establece los principios que son la base para garantizar un servicio de excelencia a nuestros clientes y para forjar las relaciones con nuestros proveedores, colaboradores, accionistas, autoridades, organizaciones intermedias y la comunidad Pampa.

Línea Ética

Pampa cuenta con la Línea Ética, un canal exclusivo para reportar, bajo estricta confidencialidad, cualquier presunta irregularidad o infracción al Código de Conducta. A esta línea se puede acceder a través de distintos canales (sitio web, chat, línea telefónica gratuita o correo electrónico) y es operada por un proveedor externo, lo cual garantiza una mayor transparencia. Asimismo, cuenta con un Procedimiento de actuación ante denuncias, un documento que describe el proceso a seguir desde la recepción de una denuncia hasta la conclusión de la investigación y aplicación de las medidas correctivas que pudieran corresponder. El Comité de Auditoría es el encargado de supervisar la operatoria de los canales y la resolución de las denuncias en los temas de su competencia.

Política para la Prevención del Fraude, la Corrupción y Otras Irregularidades

La Política para la Prevención del Fraude, la Corrupción y Otras Irregularidades reafirma la transparencia y la ética como conductas necesarias para conducir los negocios de la Sociedad y alcanzar un crecimiento sustentable de la misma.

En este sentido, esta Política prohíbe el fraude, la corrupción en cualquiera de sus formas o las conductas irregulares dentro de Pampa. Asimismo, establece la postura de Pampa en relación con la prevención de la corrupción y otras conductas irregulares, complementando los principios y valores definidos en el Código de Conducta, por lo que ambos documentos deben leerse en conjunto. Finalmente, esta Política también incluye cláusulas relativas a la obligación de reportar la existencia o sospecha de violación de leyes y/o normas, como así también la prohibición de aplicar represalias contra cualquier empleado o tercero que hubiera efectuado legítimamente y de buena fe cualquier denuncia o se hubiera negado a participar de actos de corrupción.

Política de Mejores Prácticas Bursátiles

Esta Política, que fuera revisada y actualizada por el Directorio durante el año 2021, ha sido implementada a fin de establecer ciertas restricciones y formalidades para la concreción de operaciones de compraventa de valores negociables registrados para cotizar en algún mercado bursátil, de Pampa y/o de sus empresas relacionadas, garantizando una mayor transparencia y asegurando que ningún empleado de Pampa obtenga ningún tipo de ventaja o beneficio económico por el uso indebido de información material no pública de Pampa y/o de sus empresas relacionadas.



La referida Política se aplica a todo el personal de Pampa y sus subsidiarias que sea considerado sujeto alcanzado, incluyendo sin limitación a directores, miembros de la Comisión Fiscalizadora y primeras líneas gerenciales.

Política de Aprobación de Operaciones con Partes Relacionadas

Desde el año 2008, la Sociedad cuenta con una Política de Aprobación de Operaciones con Partes Relacionadas según la cual, de acuerdo a lo prescripto por la LMC, todas las operaciones de monto relevante que Pampa realice con personas físicas y/o jurídicas que sean consideradas "partes relacionadas" según la normativa aplicable, deben someterse a un procedimiento específico de autorización y control previo que se desarrolla bajo la coordinación de la dirección ejecutiva de asuntos legales de Pampa y que involucra tanto al Directorio como al Comité de Auditoría de Pampa (según el caso). La mencionada Política fue revisada y actualizada por el Directorio durante el año 2021.

Cuestionario de Autoevaluación del Directorio

Desde el año 2008, el Directorio de Pampa implementa un Cuestionario de Autoevaluación que le permite analizar y evaluar de forma anual su propio rendimiento y gestión.

La dirección ejecutiva de asuntos legales de la Sociedad tiene a su cargo el análisis y archivo del cuestionario que cada miembro del Directorio contesta de manera individual, y sobre la base de los resultados, propone al Directorio de Pampa todas aquellas medidas que estime convenientes para mejorar el desempeño de las funciones del Directorio.

Política de Divulgación de Información Relevante

Desde el año 2009, la Sociedad cuenta con una Política de Divulgación de Información Relevante aprobada por el Directorio de Pampa, cuyo fin es regular los principios básicos del funcionamiento de los procesos de publicación de información relevante de Pampa de acuerdo con los requerimientos regulatorios de los mercados de valores en los cuales Pampa cotiza sus valores o se encuentra registrada a tales efectos.

Política de Gestión Integrada

Esta Política fue aprobada por el Directorio en 2021 y reemplaza a la Política de CSMS, la cual estuvo vigente desde el año 2017. El contenido de esta política es una versión evolucionada de la Política de CSMS, readecuada al presente de la Compañía y sus desafíos, impulsando el desarrollo sostenible de nuestros negocios. Suma a los aspectos de CSMS en su alcance, el uso eficiente de la energía y recursos naturales, la confiabilidad e integridad de nuestras instalaciones y operaciones, como también la optimización de la gestión de nuestros activos. La nueva política reafirma que la gestión integrada es parte esencial de nuestras operaciones, fortaleciendo la cultura Pampa e incluye diez principios de gestión que constituyen una guía simple y ágil que facilita y promueve su implementación.

Política de Dividendos

Aprobada por el Directorio de Pampa en el año 2018, esta Política plasma los lineamientos a seguir para mantener un adecuado equilibrio entre los montos distribuidos y los planes de inversión de Pampa, con el objetivo de establecer una práctica clara, transparente y consistente que permita a los accionistas tomar decisiones informadas, todo ello en concordancia con el Estatuto y el marco legal y regulatorio vigente.



Política de Remuneraciones

El Directorio de Pampa aprobó la Política de Remuneraciones en el año 2018, cuyo principal objetivo es establecer reglas generales para determinar la composición, actualización y tratamiento de la remuneración de los directores, así como establecer reglas para el reembolso de sus gastos.

En el marco de la misma, el Directorio creó el Comité de Remuneraciones, el cual depende del Directorio de Pampa y que se encuentra integrado por tres miembros titulares e igual o menor número de miembros suplentes, los que no pueden ejercer funciones ejecutivas en la Sociedad. En la actualidad, la composición del Comité de Remuneraciones de Pampa Energía es la siguiente:

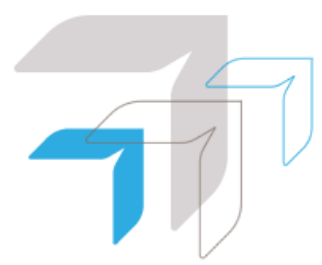
Nombre	Cargo	Independencia
Silvana Wasersztrom	Presidenta	Independiente
Carlos Correa Urquiza	Miembro Titular	Independiente
Darío Epstein	Miembro Titular	Independiente
Clarisa Lifsic	Miembro Suplente	Independiente
Diana Mondino	Miembro Suplente	Independiente

Política de Nominaciones

El Directorio de Pampa aprobó la Política de Nominaciones en el año 2018, la cual fija los lineamientos generales en cuanto a independencia, incompatibilidades y diversidad en el Órgano de Administración, y describe el proceso de identificación y evaluación de los candidatos a ocupar cargos en el Directorio, tanto por el propio Órgano de Administración como por los accionistas, a ser propuesto a la Asamblea de Accionistas.

En el marco de la Política de Nominaciones, el Directorio creó el Comité de Nominaciones, el cual asiste al Directorio y la Asamblea en el proceso de nominación y designación de los miembros del Directorio de Pampa. El Comité de Nominaciones depende del Directorio de Pampa y se encuentra integrado por tres miembros titulares e igual o menor número de miembros suplentes, debiendo su Presidente revestir el carácter de independiente conforme a los criterios estipulados por las normas de la CNV. En la actualidad, la composición del Comité de Nominaciones de Pampa Energía es la siguiente:

Nombre	Cargo	Independencia
Silvana Wasersztrom	Presidenta	Independiente
Gustavo Mariani	Miembro titular	No independiente
Clarisa Vittone	Miembro titular	independiente
María Carolina Sigwald	Miembro suplente	No independiente
Mariana de la Fuente	Miembro suplente	No Independiente
Diana Mondino	Miembro suplente	Independiente



3. Nuestros accionistas / comportamiento de la acción

Al 31 de diciembre de 2022, el capital accionario de Pampa estaba compuesto por un total de 1.383.644.605 acciones ordinarias emitidas, con un valor nominal de AR\$1 y un voto por acción. El siguiente cuadro contiene información acerca de la titularidad de las acciones ordinarias de Pampa:

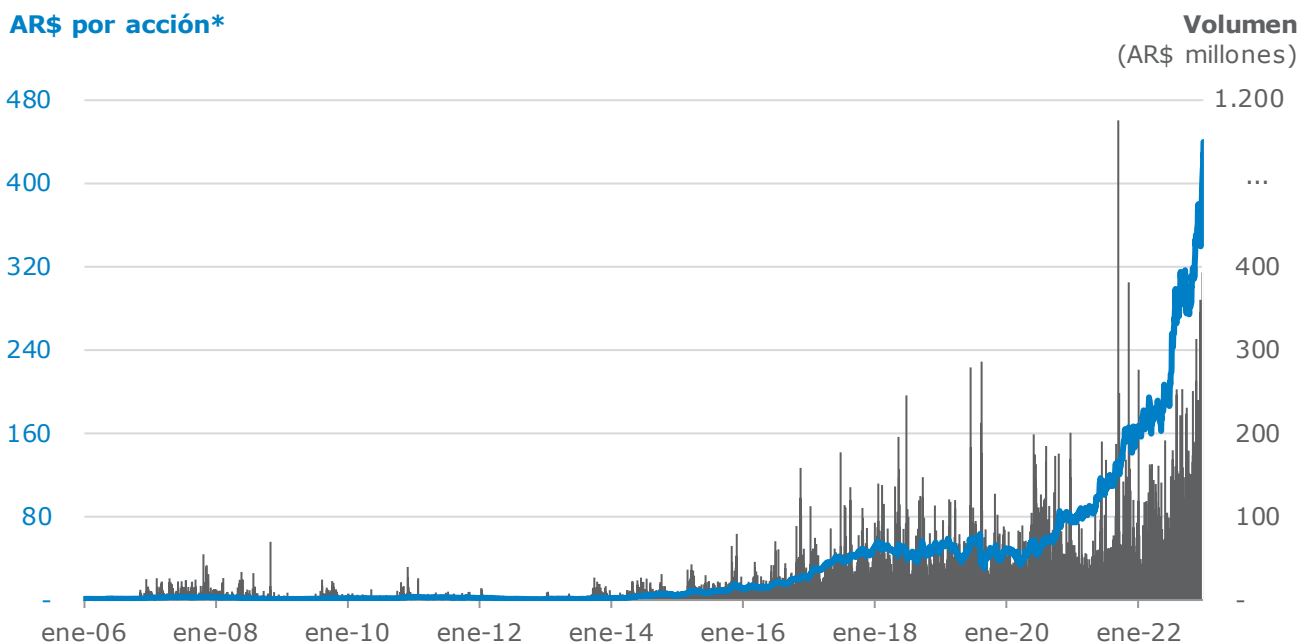
Tenedores al 31 de diciembre de 2022	En millones		% Capital en circulación
	Acciones	ADR	
Management ¹	364,9	14,6	26,4%
Flotación en NYSE y ByMA	1.014,9	40,6	73,4%
Plan de compensación del personal en acciones	3,9	0,2	0,3%
Capital en circulación	1.383,6	55,3	100,0%

Nota: Todos los valores están ajustados por redondeo, por lo que el total puede no igualar su suma. ¹ Tenencias directas e indirectas de los Sres. Marcos Marcelo Mindlin, Damián Miguel Mindlin, Gustavo Mariani y Ricardo Alejandro Torres.

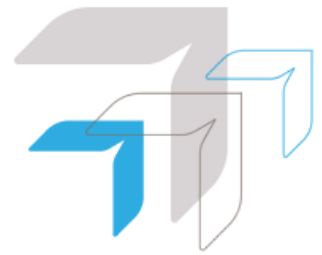
Pampa se encuentra listada en ByMA, siendo parte de los índices S&P Merval y de sustentabilidad (no comercial) y miembro del panel especial de negociación de acciones denominado Panel +GC, que selecciona las compañías cotizantes con las mejores prácticas de gobierno corporativo.

Asimismo, Pampa cuenta con un programa de ADS Nivel II, admitido para cotizar en el NYSE y cada ADS representa 25 acciones ordinarias. Nuestro ADR participa en el índice bursátil (no comercial) de igualdad de género organizado por Bloomberg, en el cual Pampa es la única empresa argentina con otras 33 empresas latinoamericanas.

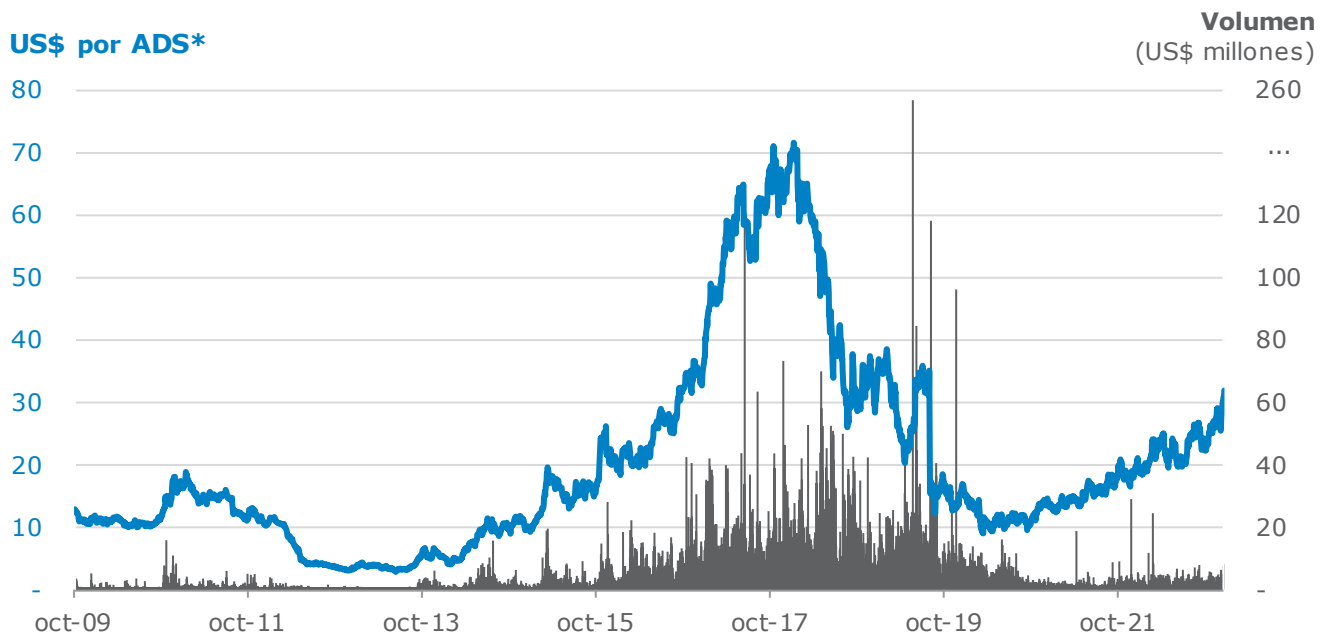
El siguiente gráfico muestra la evolución del precio por acción y volumen operado de Pampa en la ByMA desde enero de 2006 al 31 de diciembre de 2022:



Nota: *Precio ajustado por derechos de suscripción preferente y emisiones. **Fuente:** ByMA/Bloomberg.



El siguiente gráfico muestra la evolución del precio por ADS y volumen operado de Pampa en el NYSE desde el 9 de octubre de 2009 al 31 de diciembre de 2022:



Nota: *Precio ajustado por emisiones. **Fuente:** Bloomberg.



4. Contexto macroeconómico

La actividad económica al tercer trimestre de 2022 registró un incremento acumulado del 6,4% respecto del mismo período del 2021, impulsado por aumentos en el consumo privado, público e inversión del 10,7%, 3,2% y 14,6%, respectivamente. La recuperación de la actividad alcanzó a 15 de los 16 sectores identificados de la economía, siendo los más dinámicos transporte, almacenamiento y comunicaciones (+10,2%), comercio mayorista, minorista y reparaciones (+7,5%), industria manufacturera (+6,4%) y actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler (+5,6%). Sin embargo, dichas subas fueron parcialmente compensadas por mayores importaciones netas de bienes y servicios del 23,5% en comparación con el mismo período en 2021.

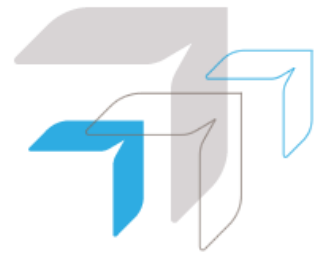
En cuanto a la evolución de precios, el Índice de Costo de Vida Nacional publicado por el INDEC mostró una variación en el año 2022 del 94,8%. Las mayores variaciones se registraron en los rubros de prendas de vestir y calzado (+120,8%), restaurantes y hoteles (+108,8%), y bienes y servicios varios (+97,8%). Los rubros afectados en menor medida fueron comunicación (+67,8%), vivienda, agua, electricidad y otros combustibles (+80,4%), y recreación y cultura (+83,2%). Asimismo, los salarios medidos por el registro de Remuneración Imponible Promedio de los Trabajadores Estables (RIPTE) tuvieron un incremento interanual del 89,3% a diciembre de 2022, respecto al mismo mes del 2021.

Asimismo, a diciembre de 2022 las cuentas fiscales del Sector Público No Financiero acumularon un déficit¹ primario y financiero de 2,6% y 4,5% en relación con el PBI, respectivamente. La variación anual del total de los recursos tributarios, medidos en AR\$ según cifras publicadas por la AFIP, cerró con un incremento interanual del 80,9%. Asimismo, los gastos primarios registrados en el 2022 por el Tesoro Nacional mostraron una variación interanual del 70,5%.

En lo que se refiere a la situación cambiaria, la cotización del US\$ mayorista BCRA Res. A3500 cerró al 31 de diciembre de 2022 en AR\$177,13/US\$, acumulando un aumento del 72,4% respecto al cierre de 2021 y una variación interanual del promedio del 37,5%. Las reservas internacionales del BCRA totalizaron al cierre de 2022 US\$44,6 mil millones, un incremento de US\$4,9 mil millones respecto del nivel alcanzado el año anterior. Por su parte, la base monetaria alcanzó el valor de AR\$5.204 mil millones a fin de 2022, reflejando un incremento del 42,4% respecto al del año anterior. Además, el inventario de deuda del BCRA por letras emitidas totalizó a fin de 2022 el equivalente expresado en dólares de US\$59,2 mil millones, mostrando un aumento interanual del 20,6%.

Finalmente, en el plano externo, según datos del INDEC el déficit en cuenta corriente acumulado al tercer trimestre de 2022 alcanzó a US\$5,4 mil millones, monto que representa el 0,9% del PBI, principalmente debido a que el ligero superávit en la balanza comercial no logró compensar el déficit en la cuenta de inversión. Las exportaciones a valor *Free on Board* (FOB) totalizaron US\$67,2 mil millones (+15,3%), mientras que el valor *Cost, Insurance and Freight* (CIF) de las importaciones fue de US\$64,7 mil millones (+40,7%). El crecimiento en las exportaciones se explica por subas en los rubros combustibles y energía (+65,4%), manufacturas de origen industrial (+20,2%), productos primarios (+11,2%) y manufacturas de origen agrícola (+7,4%). Con respecto a las importaciones, el alza se explica por aumentos en los rubros combustibles y lubricantes (+162,6%), piezas y accesorios (+32,5%), bienes de capital (+32,3%), bienes intermedios (+25,7%), bienes de consumo (+25,5%) y automotriz (+14,2%).

¹ Se excluyen los ingresos provenientes de las rentas de la propiedad vinculadas a las emisiones primarias de títulos públicos por AR\$295.393 millones.



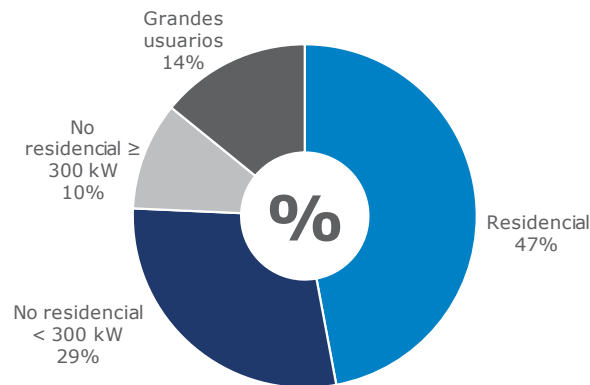
5. El mercado eléctrico argentino

5.1 Generación²

Durante el año 2022, el consumo de energía eléctrica creció 3,6% respecto del año 2021, impulsado principalmente por el segmento residencial, con un volumen de energía eléctrica demandada de 138.755 GWh y 133.877 GWh para los años 2022 y 2021, respectivamente.

El siguiente gráfico muestra la apertura del consumo eléctrico en 2022 por tipo de cliente:

Demanda eléctrica por tipo de cliente



Fuente: ADEERA.

Picos de potencia máxima registrada

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Potencia (MW)	23.794	24.034	23.949	25.380	25.628	26.320	26.113	25.791	27.088	28.283
Fecha	23-dic	20-ene	27-ene	12-feb	24-feb	8-feb	29-ene	4-feb	29-dic	6-dic
Temperatura (°C)	35,4	29,6	35,6	35,1	27,7	30,2	34,0	29,5	31,7	29,0
Hora	14:20	15:05	14:13	14:35	14:25	15:35	14:25	14:57	14:28	14:43

Fuente: CAMMESA.

El 6 de diciembre del 2022 a las 14:43, el SADI registró el récord de potencia demandada de 28.283 MW con temperatura de 29,0°C.

² Para más información, ver las secciones 7.1 y 8.1 de esta Memoria.



Evolución de la oferta

La generación de energía registró una caída del 2% en 2022, con volúmenes de 137.932 GWh y 141.261 GWh para los años 2022 y 2021, respectivamente, principalmente debido a menor despacho térmico y nuclear, producto de la menor disponibilidad en el parque. A diferencia del 2021, donde se registraron exportaciones netas de electricidad, en 2022 el SADI fue importador neto de energía.

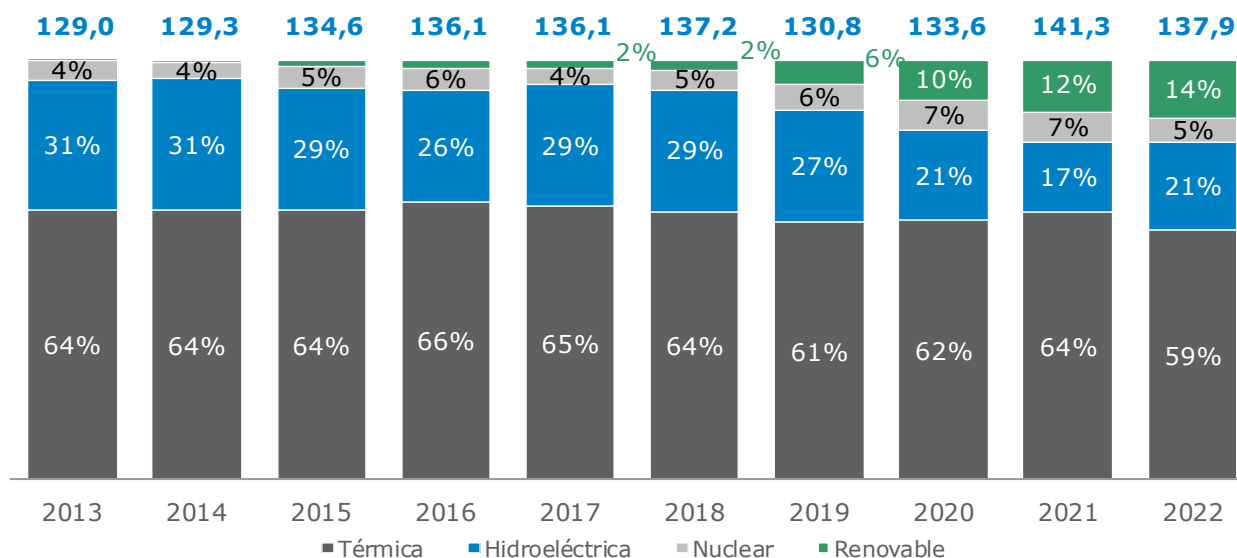
La generación térmica continuó siendo el principal recurso para abastecer la demanda, tanto con gas natural como con combustibles líquidos (GO y FO) y carbón mineral, aportando un volumen de energía de 81.746 GWh (59%), seguido por el parque hidroeléctrico que contribuyó con 29.377 GWh neto de bombeo (21%), generación renovable con 19.340 GWh (14%) y nuclear con 7.469 GWh (5%). Asimismo, se registraron importaciones por 6.310 GWh (vs. 819 GWh del 2021), exportaciones por 31 GWh (vs. 3.850 GWh del 2021) y pérdidas por 5.455 GWh (+25% vs. 2021).

La menor generación térmica (-8.329 GWh) y nuclear (-2.701 GWh) vs. 2021 fue compensada por mayor generación hidroeléctrica neta de bombeo (+5.797 GWh, principalmente por mayores caudales en Yacretá y Salto Grande) y contribución de energía renovable (+1.904 GWh).

El siguiente gráfico muestra la evolución de generación eléctrica por tipo de tecnología:

Generación eléctrica por tipo de central

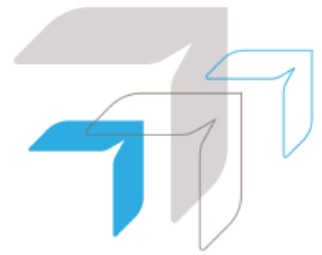
En % y TWh, 2013 – 2022



Nota: Incluye MEM y MEM Sistema Patagónico. Generación hidroeléctrica neta de bombeo. **Fuente:** CAMMESA.

La capacidad de generación de Argentina bajó ligeramente vs. 2021 (-62,2 MW), a un total de 42.927 MW a diciembre de 2022. Dicha caída responde principalmente a la recategorización de La Plata Cogeneración (TG) de agente a autogenerador (-128,0 MW) y la finalización de contratos con motores diésel (-14,4 MW), parcialmente compensadas por las habilitaciones comerciales de unidades renovables bajo los programas RenovAr y MAT ER (+70,8 MW), que incluye [18 MW de PEPE IV](#), y rectificación de potencias (+9,4 MW³).

³ Compuesto por hidráulica renovable (+12,0 MW), motores diésel (+0,7 MW) y CT (-3,3 MW).



El siguiente cuadro resume el ingreso de nuevas unidades durante el año 2022:

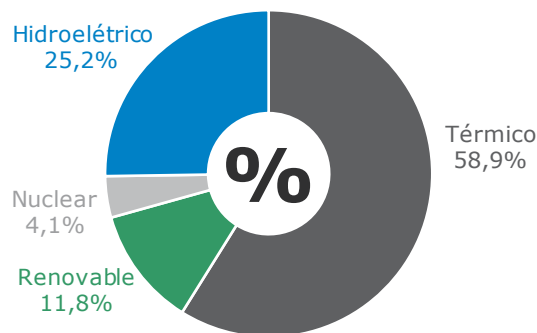
Región	Tecnología	Capacidad (MW)	
Buenos Aires y Litoral	Biogás	1,2	19,2
	Eólica	18,0	
Centro	Biogás	2,4	12,4
	Solar	10,0	
Cuyo	Hidráulica renovable	1,2	6,2
	Solar	5,0	
Noreste	Motor diésel	22,4	22,4
Noroeste	Solar	10,6	10,6
Total			70,8
<i>Térmico</i>			<i>31,6%</i>
<i>Renovable</i>			<i>68,4%</i>

Fuente: CAMMESA y análisis de Pampa Energía.

A continuación, la composición de la capacidad instalada argentina al 31 de diciembre de 2022:

Capacidad instalada argentina 2022

100% = 42,9 GW



Fuente: CAMMESA.

Abastecimiento y consumo de combustibles⁴

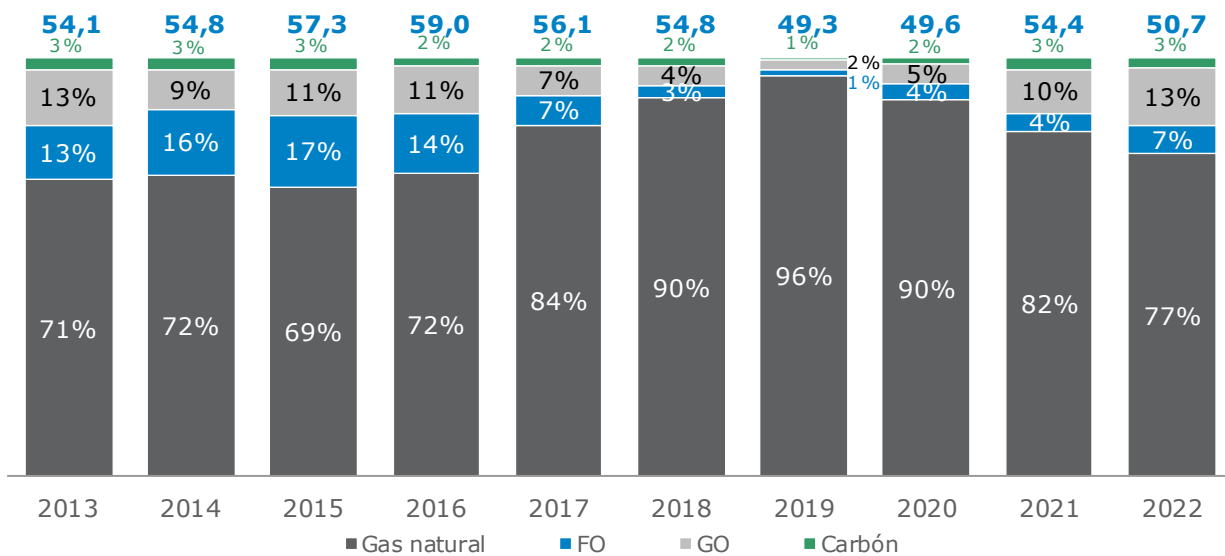
Por la Res. MDP N° 12/19, a partir del 30 de diciembre de 2019, la gestión comercial y provisión de combustible para usinas quedaron centralizadas en CAMMESA, excepto para los generadores con contratos en Energía Plus y bajo la Res. SEE N° 287/17. Asimismo, para dichos generadores exceptuados, se estableció un esquema de cesión operativa opcional del gas natural y su transporte a CAMMESA desde enero de 2021, a raíz de la implementación del Plan Gas.Ar (Res. SE N° 354/20). Pampa se adhirió a dicho esquema. Adicionalmente, el nuevo esquema fijó un nuevo orden de despacho térmico centralizado en CAMMESA, priorizando las unidades suministradas con el gas importado de Bolivia en condición ToP, seguido de aquellas provistas por Plan Gas.Ar y por último, aquellas con gas cedido a CAMMESA.

⁴ Para más información, ver las secciones 6.1, 7.1 y 7.2 de esta Memoria.



Con respecto al consumo de combustibles, en 2022 se alcanzó 50,7 millones de m³/día de gas equivalente, siendo 7% inferior al 2021. El uso de gas natural para usinas en 2022 fue de 38,9 millones de m³/día (-13% vs. 2021), siendo 88% gas local y 12% gas importado. Sin embargo, para atender las demandas de energía térmica, se recurrió al consumo de combustibles alternativos (FO, GO y carbón mineral), en volúmenes significativamente mayores al 2021, especialmente durante el invierno. FO y GO crecieron 49% y 20% a 3,6 millones y 6,8 millones de m³/día de gas equivalente, respectivamente, mientras que el carbón mineral cayó 10% a 1,4 millones de m³/día de gas equivalente.

Consumo de combustible por tipo
En % y millones de m³/día de gas equivalente, 2013 – 2022



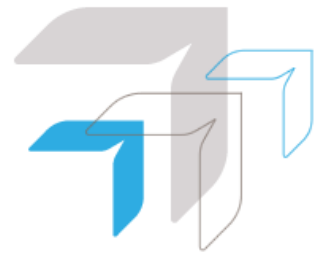
Fuente: CAMMESA.

Precio de la energía eléctrica

La autoridad energética ha continuado la política iniciada en el año 2003, mediante la cual la sanción del precio *spot* del MEM se determina sobre la base del CVP con gas natural de las unidades generadoras disponibles, aunque las mismas no estén generando con dicho combustible (Res. SE N° 240/03). El costo adicional por el consumo de combustibles líquidos se traslada por fuera del precio de mercado sancionado, como sobrecosto transitorio de despacho. Asimismo, el MEM asume los costos del gas natural y su transporte regulado, además de los costos asociados en caso de importación (Res. SGE N° 25/18 y SE N° 354/20).

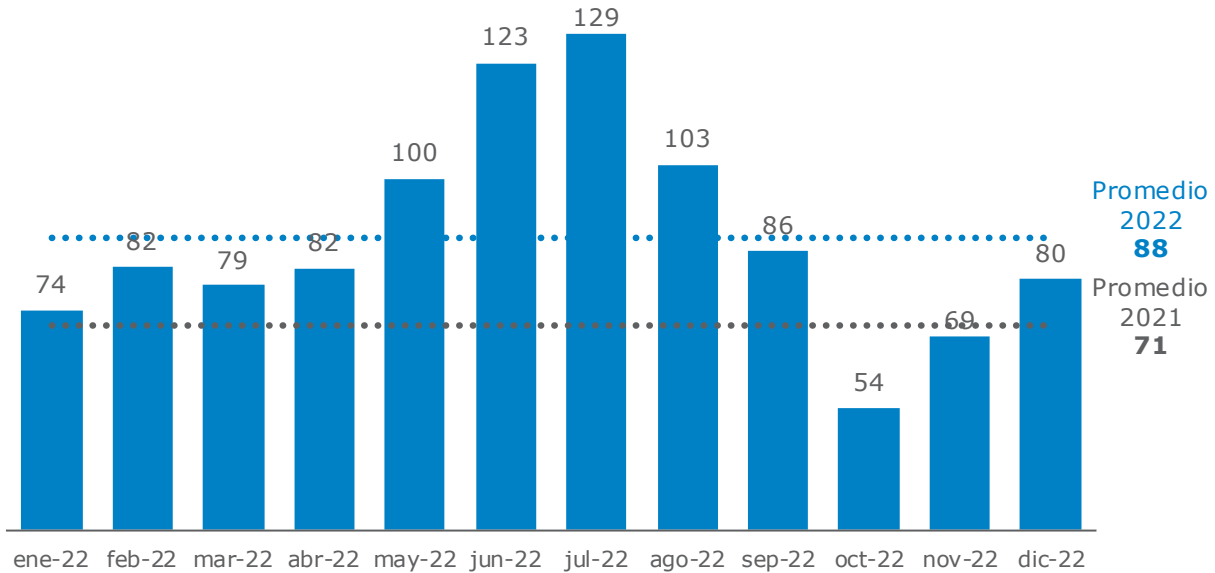
Evolución de precios en el MEM

A partir del mes de agosto de 2021, el precio *spot* máximo de la energía sancionado fue de AR\$930/MWh (Res. SE N° 748/21), posteriormente actualizado a AR\$1.682/MWh a partir del mes de noviembre de 2022 (Res. SE N° 719/22). No obstante, el siguiente gráfico muestra el costo promedio mensual que todos los usuarios del sistema eléctrico deberían pagar para que el mismo no sea deficitario. Dicho costo incluye, además del precio de la energía, el cargo por potencia, el costo de generación, combustibles como el gas natural, FO, GO y carbón mineral, más otros conceptos menores.



Costo medio monómico mensual

En US\$ / MWh



Fuente: CAMMESA, convertido a US\$ al tipo de cambio oficial.

Esquema remunerativo para la generación sin contratos - energía base

A continuación, se resume los principales cambios en la remuneración de la energía base durante el 2022:

- Hasta el 31 de enero estuvieron vigentes los precios de febrero de 2021 (Res. SE N° 440/21) junto con la remuneración adicional transitoria (Res. SE N° 1037/21) que se creó en septiembre de 2021. En abril de 2022, los precios aumentaron un 30% retroactivo a febrero y 10% en junio de 2022, y eliminó desde febrero la remuneración adicional transitoria (Res. SE N° 238/22).
- En diciembre de 2022, la Res. SE N° 826/22 incrementó 20% retroactivo a septiembre y 10% en diciembre de 2022, y dispuso también los ajustes para el 2023: 25% en febrero y 28% en agosto. Asimismo, desde noviembre reemplaza la remuneración de la potencia en HMRT (horas de máximo requerimiento térmico) por la energía generada en horas de punta.

Enero – agosto de 2022: Res. SE N° 440/21, 1037/21 y 238/22

Generadores térmicos

Estaba compuesta por una remuneración fija por potencia disponible mensual, pudiendo ser con o sin DIGO, remuneración variable por la energía generada y la energía operada, y remuneración mensual por la potencia media efectivamente entregada en HMRT de cada mes.



Los **precios por potencia** para generadores que **no declaren DIGO**, en AR\$/MW-mes, fueron:

Tecnología / escala	Hasta ene-22	Feb-22 a may-22	Jun-22 a ago-22
CC grande > 150 MW	129.839	168.791	185.670
CC chico ≤ 150 MW	144.738	188.159	206.975
TV grande > 100 MW	185.180	240.734	264.807
TV chica ≤ 100 MW & MCI > 42 MW	221.364	287.773	316.551
TG grande > 50 MW	151.124	196.461	216.107
TG chica ≤ 50 MW	195.822	254.569	280.025
CC chico ≤ 15MW	263.160	342.108	376.319
TV chica ≤ 15MW & MCI ≤ 42 MW	402.480	523.224	575.546
TG chica ≤ 15MW	356.040	462.852	509.137

Los **precios por potencia** para generadores que **sí declaren DIGO**, en AR\$/MW-mes, fueron:

Período	Hasta ene-22	Feb-22 a may-22	Jun-22 a ago-22
Verano (dic-feb) e invierno (jun-ago) en general	464.400	603.720	664.092
Resto (mar-may & sep-nov) en general	348.300	452.790	498.069
Verano e invierno para MCI ≤ 42 MW	541.800	704.340	774.774
Resto para MCI ≤ 42 MW	425.700	553.410	608.751

Si la disponibilidad real superaba DIGO, el exceso era remunerado a precio sin DIGO; caso contrario, el total se remuneraba al máximo entre precio sin DIGO y precio con DIGO multiplicado por el cociente entre disponibilidad real y DIGO.

Hasta febrero, indistintamente si el agente declarara DIGO o no, se aplicaron los siguientes cálculos a los **precios por potencia según el factor de uso**⁵ (despacho en el año móvil previo al mes en cálculo):

Factor de Uso	En general	Para MCI ≤ 42 MW
<30%	Precio x 60%	Precio x 70%
≥ 30% & <70%	Precio x (factor de uso + 30%)	Precio x (factor de uso x 75% + 47,5%)
≥70%	Precio x 100%	Precio x 100%

⁵ Sin embargo, mediante la Res. SE N° 1037/21, CAMMESA abonó el 100% de la remuneración por potencia. Para más información, ver "Remuneración adicional transitoria" en la sección 5.1 de esta Memoria.



Los **precios de la energía generada**, según el combustible utilizado, en AR\$/MWh fueron:

Combustible	Hasta ene-22	Feb-22 a may-22	Jun-22 a ago-22
Gas natural	310	403	443
FO o GO	542	705	775
Biocombustibles	774	1.006	1.107
Carbón mineral	929	1.208	1.328

El **precio por la energía operada** se fijó en AR\$108/MWh hasta enero de 2022, subiendo a AR\$140/MWh en febrero y a AR\$154/MWh en junio, independientemente del tipo de combustible.

La **remuneración mensual** por la potencia media efectivamente entregada en las primeras y segundas 25 HMRT de cada mes se fijó en AR\$48.375/MW-HMRT hasta enero de 2022, subiendo a AR\$62.888/MW-HMRT en febrero y a AR\$69.176/MW-HMRT en junio, aplicándose los siguientes factores:

Período	Primeras 25 horas HMRT	Segundas 25 horas HMRT
Verano (dic-feb) e Invierno (jun-ago)	1,2	0,6
Resto (mar-may & sep-nov)	0,2	-

Generadores hídricos

Se componía de remuneración fija por potencia disponible mensual, remuneración variable por la energía generada y la energía operada, y remuneración mensual por la potencia media operada disponible en HMRT de cada mes. Asimismo, se estableció el factor de 1,05 sobre la potencia para compensar la incidencia de mantenimientos programados, y el factor de 1,20 para las unidades a cargo del mantenimiento de estructuras de control en el curso del río sin una central asociada. El siguiente cuadro muestra los **precios de la potencia**, en AR\$/MW-mes:

Escala	Hasta ene-22	Feb-22 a may-22	Jun-22 a ago-22
HI & bombeo HI grandes > 300 MW	127.710	166.023	182.625
HI & bombeo HI medias > 120 MW & ≤ 300 MW	170.280	221.364	243.500
HI chicas > 50 MW & ≤ 120 MW	234.135	304.376	334.813
HI renovable ≤ 50 MW	383.130	498.069	547.876

El **precio por la energía generada** se fijó en AR\$271/MWh hasta enero de 2022, subiendo a AR\$352/MWh en febrero y a AR\$388/MWh en junio, mientras que el **precio por la energía operada** se fijó en AR\$108/MWh hasta enero, subiendo a AR\$140/MWh en febrero y a AR\$154/MWh en junio.



Para la **remuneración adicional** se aplicaron los siguientes precios por la potencia media operada disponible en HMRT de cada mes, en AR\$/MW-HMRT:

Escala	Hasta ene-22	Feb-22 a may-22	Jun-22 a ago-22
HI & bombeo HI grandes > 300 MW	35.475	46.118	50.729
HI & bombeo HI medias > 120 MW & ≤ 300 MW	41.925	54.503	59.953
HI chicas > 50 MW & ≤ 120 MW	41.925	54.503	59.953
HI renovable ≤ 50 MW	45.150	58.695	64.565

Asimismo, se aplicaron los siguientes factores a esta remuneración, según el período:

Período	Factor en las 1° 25 horas HMRT	Factor en las 2° 25 horas HMRT
Verano (dic-feb) e Invierno (jun-ago)	1,2	0,6
Resto (mar-may & sep-nov)	0,2	-

Generadores de fuente no convencional

La remuneración para la energía generada de cualquier fuente no convencional se fijó en AR\$2.167/MWh hasta enero de 2022, subiendo a AR\$2.817/MWh en febrero y a AR\$3.099/MWh en junio. Este se reducía en un 50% para la energía generada antes de la habilitación comercial.

Remuneración adicional transitoria

Hasta el 31 de enero de 2022 estuvo vigente la remuneración adicional transitoria de la Res. SE N° 1037/21, por la que se creó una cuenta de exportaciones en el fondo de estabilización del MEM, donde se acumulaban los ingresos netos provenientes de las operaciones de exportación de energía eléctrica realizadas por CAMMESA para el financiamiento de obras de infraestructura energética.

Asimismo, se había establecido un reconocimiento adicional y transitorio a los generadores bajo el esquema de energía base (con excepción de las hidráulicas binacionales, Nota NO-2021-108163338-APN-SE#ME). CAMMESA debía abonar el 100% de la remuneración por potencia, además de un monto adicional equivalente a AR\$1.000/MWh por la energía exportada por CAMMESA, a distribuirse entre los generadores alcanzados en forma proporcional a la energía generada mensualmente.

Septiembre 2022 – hoy: Res. SE N° 826/22

Generadores térmicos

Se compone de remuneración fija por potencia disponible mensual, pudiendo ser con o sin DIGO, y remuneración variable por la energía generada, operada, y la generada en horas de punta⁶ de cada mes.

⁶ La remuneración variable por la energía generada en horas de punta de cada mes se aplicó desde noviembre de 2022. Por ende, hasta octubre de 2022 se remuneró la potencia en HMRT.



Los **precios por potencia** para generadores que **no declaren DIGO**, en AR\$/MW-mes, son:

Tecnología / escala	Sep-22 a nov-22	Dic-22 a ene-23	Feb-23 a jul-23	Desde ago-23
CC grande > 150 MW	222.804	245.084	306.355	392.135
CC chico ≤ 150 MW	248.370	273.207	341.509	437.132
TV grande > 100 MW	317.769	349.546	436.932	559.273
TV chica ≤ 100 MW & MCI ¹	379.861	417.847	522.308	668.555
TG grande > 50 MW	259.329	285.262	356.577	456.419
TG chica ≤ 50 MW	336.031	369.634	462.042	591.414

Nota: 1 A diferencia de la Res. SE N° 238/22, no se distingue MCI por tamaño.

Los **precios por potencia** para generadores que **sí declaren DIGO**, en AR\$/MW-mes, son:

Período	Sep-22 a nov-22	Dic-22 a ene-23	Feb-23 a jul-23	Desde ago-23
Verano (dic-feb) e invierno (jun-ago)	796.910	876.601	1.095.752	1.402.562
Resto (mar-may & sep-nov)	597.683	657.451	821.814	1.051.922

El 100% de la disponibilidad real se remunera a precio con DIGO.

Los **precios de la energía generada**, según el combustible, en AR\$/MWh, son:

Combustible	Sep-22 a nov-22	Dic-22 a ene-23	Feb-23 a jul-23	Desde ago-23
Gas natural	532	585	731	936
FO o GO	930	1.023	1.279	1.637
Biocombustibles	1.328	1.461	1.826	2.338
Carbón mineral	1.594	1.754	2.192	2.806

El **precio por la energía operada** se fijó en AR\$185/MWh (sep-22), AR\$204/MWh (dic-22), AR\$255/MWh (feb-23) y AR\$326/MWh (ago-23), independientemente del tipo de combustible.

El **precio por la energía generada en horas de punta** de cada mes es equivalente a los precios de la energía generada para el tipo de combustible despachado en las 5 horas pico (18:00 - 23:00), aplicándose los siguientes factores:

Período	Factor
Verano (dic-feb) e Invierno (jun-ago)	2,0
Resto (mar-may & sep-nov)	1,0



Generadores de fuente no convencional

La remuneración para la energía generada de cualquier fuente no convencional se fijó en: AR\$3.719/MWh (sep-22), AR\$4.090/MWh (dic-22), AR\$5.113/MWh (feb-23) y AR\$6.545/MWh (ago-23). Este se reduce en un 50% para la energía generada antes de la habilitación comercial.

Generadores hídricos

Se compone de remuneración fija por potencia disponible mensual y remuneración variable por la energía generada, operada, y la generada en horas de punta. Asimismo, se mantiene el factor de 1,05 sobre la potencia para compensar la incidencia de mantenimientos programados, y el factor de 1,20 para las unidades a cargo del mantenimiento de estructuras de control en el curso del río sin una central asociada.

El siguiente cuadro muestra los **precios de la potencia**, en AR\$/MW-mes:

Escala	Hasta ene-22	Feb-22 a may-22	Jun-22 a ago-22	Jun-22 a ago-22
HI & bombeo HI grandes > 300 MW	219.150	241.065	301.332	385.705
HI & bombeo HI medias >120 MW & ≤300 MW	292.200	321.421	401.776	514.273
HI chicas > 50 MW & ≤ 120 MW	401.776	441.953	552.442	707.125
HI renovable ≤ 50 MW	657.451	723.196	903.995	1.157.114

El **precio por la energía generada** se fijó en: AR\$465/MWh (sep-22), AR\$512/MWh (dic-22), AR\$639/MWh (feb-23) y AR\$818/MWh (ago-23). Mientras tanto, el **precio por la energía operada** se fijó en: AR\$185/MWh (sep-22), AR\$204/MWh (dic-22), AR\$255/MWh (feb-23) y AR\$326/MWh (ago-23).

El **precio por la energía generada en horas de punta** de cada mes es equivalente a los precios de la energía generada en las 5 horas pico (18:00 – 23:00), aplicándose los siguientes factores:

Período	Factor
Verano (dic-feb) e Invierno (jun-ago)	2,0
Resto (mar-may & sep-nov)	1,0



Clasificación de las unidades de Pampa bajo energía base

Central	Unidad	Tecnología	Tamaño	Potencia
CPB	BBLATV29	TV	Grande	>100 MW
	BBLATV30	TV	Grande	>100 MW
CTEB	EBARTG01 ¹	TG	Grande	>50 MW
	EBARTG02 ¹	TG	Grande	>50 MW
CTG	GUEMTV11	TV	Chica	≤100 MW
	GUEMTV12	TV	Chica	≤100 MW
	GUEMTV13	TV	Grande	>100 MW
CTGEBBA	GEBATG01	CC	Grande	>150MW
	GEBATG02	CC	Grande	>150MW
	GEBATV01	CC	Grande	>150MW
CTLL	LDLACC01	CC	Grande	> 150 MW
	LDLACC02	CC	Grande	> 150 MW
	LDLACC03	CC	Grande	> 150 MW
	LDLATG04 ²	TG	Grande	>50 MW
	LDLMDI01	MCI	-	-
CTP	PIQIDI01	MCI	-	-
HIDISA	ADTOHI	HI	Media	> 120 ≤ 300 MW
	LREYHB	HI de bombeo	Media	> 120 ≤ 300 MW
	ETIGHI	HI renovable	-	≤ 50 MW
HINISA	NIH1HI	HI	Chica	> 50 ≤ 120 MW
	NIH2HI	HI	Chica	> 50 ≤ 120 MW
	NIH3HI ³	HI	Chica	> 50 ≤ 120 MW
HPPL	PPLHI	HI	Media	> 120 ≤ 300 MW

Nota: 1 Desde el 27 de abril de 2022. 2 Sólo aplican 26 MW de la unidad. 3 Aplica un coeficiente de 1,20 a la remuneración.

Para el caso de las unidades GUEMTG01 de CTG, EcoEnergía y GEBATG03 de CTGEBBA, la energía y la potencia disponible entregadas al *spot* que no estuvieran comprometidas con contratos de Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17, serán remuneradas como energía base, quedando el costo del combustible provisto por CAMESA fuera de la transacción.

Remuneración diferencial para energía convencional

Energía Plus

Con el objetivo de incentivar el desarrollo de nueva oferta de generación, en septiembre de 2006 la SE aprobó la Res. N° 1281/06, en la cual implementa Energía Plus, donde generadores, cogeneradores y autogeneradores que no sean agentes del MEM o no cuenten con instalación o interconexión al MEM a la fecha de dicha Res. podrán vender energía a GU300 que consuman por encima de la Demanda Base (consumo eléctrico del año 2005), a un precio negociado entre las partes. Dichas centrales deben contar



con abastecimiento y transporte de combustible. En el caso de los nuevos GU300 que ingresen al sistema, su Demanda Base es igual a cero.

En caso de no poder satisfacer su demanda de Energía Plus, el agente debe comprar esa energía en el mercado *spot*. Por otro lado, la SE, a través de la Nota N° 567/07 y sus modificatorias, estableció que los GU300 que no compren su Demanda Excedente en el MAT deben abonar el Cargo Medio Incremental de la Demanda Excedente (CMIEE), y que la diferencia entre el costo real y el CMIEE se acumule mensualmente en una cuenta individual por cada GU300 en el ámbito de CAMMESA. A partir de junio de 2018, a través de la Nota SE N° 28663845/18, el CMIEE pasó a ser el máximo entre AR\$1.200/MWh y el sobrecosto transitorio de despacho. Adicionalmente, se estableció que transitoriamente no se registren movimientos en la cuenta individual de cada GU300 hasta nueva instrucción.

Los precios de los contratos de Energía Plus son ajustados por la variación de precios de CAMMESA o US\$-link. Asimismo, durante el 2022, el volumen de energía demandada continuó recuperándose a los niveles de pre-pandemia, alcanzando un alto grado de contratación de Energía Plus.

En el marco de esta normativa, CTG, EcoEnergía y CTGEBA prestan el servicio de Energía Plus a distintos clientes del MEM, con una potencia bruta total de 283 MW.

Finalmente, con la implementación del Plan Gas.Ar, desde enero de 2021 las generadoras bajo Energía Plus tienen opción de ceder operativamente el suministro y transporte de gas a CAMMESA. Pampa se adhirió a dicho esquema.

Res. SE N° 220/07

Con el fin de incentivar nuevas inversiones para aumentar la oferta de generación, la SE dictó la Res. N° 220/07, en la cual faculta a CAMMESA a suscribir "Contratos de Compromiso de Abastecimiento al MEM" con los agentes generadores del MEM por la energía producida con nuevo equipamiento de generación. La modalidad de contratación es un PPA a largo plazo, en US\$ y el precio a pagar por CAMMESA debe remunerar la inversión realizada por el agente con una tasa de retorno aceptada por la SE.

En el marco de esta normativa, el 27 de abril de 2022 el PPA de CTEB (567 MW) cumplió los 10 años de plazo contractual y, por ende, comenzó a remunerar bajo energía base. Al cierre de 2022, continúa bajo este esquema 79 MW de la TG04 de CTLL, hasta julio de 2026. Asimismo, desde el 22 de febrero del 2023, la expansión de 280 MW de CTEB también comenzó a facturar bajo este esquema.

Res. SEE N° 21/16

En marzo de 2016 la SEE, a través de la Res. N° 21/16, convocó a una licitación para nueva capacidad de generación térmica con compromiso de estar disponible en el MEM para el verano 2016/2017, el invierno 2017 y el verano 2017/2018. Los oferentes adjudicados suscribieron un PPA por un cargo fijo (US\$/MW-mes) y un cargo variable sin incluir combustibles (US\$/MWh), con CAMMESA como contraparte en representación de los distribuidores y GU del MEM.

En el marco de esta normativa, están remunerados: la TG05 en CTLL (105 MW) y CTPP (100 MW) desde agosto de 2017, y CTIW (100 MW) desde diciembre de 2017.

Res. SEE N° 287/17

Con fecha 10 de mayo de 2017, la SEE dictó la Res. N° 287/17, en la cual llamó a licitación proyectos de cogeneración y cierre de CC sobre equipamiento ya existente. Los proyectos debían ser de bajo consumo específico (inferior a 1.680 kCal/kWh con gas natural y 1.820 kCal/kWh con líquidos alternativos) y la nueva capacidad no debía incrementar las necesidades del transporte eléctrico más allá de las capacidades existentes o caso contrario debía incluir a costo del oferente las ampliaciones necesarias.



Los proyectos adjudicados firmaron un PPA por 15 años, a un precio de la potencia disponible más el CVP sin combustible por la energía suministrada y el costo del combustible (si se oferta), menos las penalidades y el excedente de combustible. Los excedentes de potencia remuneran como energía base.

Bajo esta normativa, CTGEBa posee potencia bruta de 400 MW desde el 2 de julio de 2020, cuando se cerró el ciclo con la instalación de la TV02. Con la implementación del Plan Gas.Ar, desde enero de 2021 CTGEBa tiene la opción de ceder operativamente el suministro y transporte de gas a CAMMESA, y se fijó un orden de despacho centralizado, en consideración del combustible asignado para la generación. Pampa se adhirió a dicho esquema.

Res. SE N° 59/23

Para promover el mantenimiento y uso eficiente de los CC bajo el esquema de energía base, la SE publicó el 7 de febrero de 2023 la Res. SE N° 59/23, donde invita a generadores a suscribir un Acuerdo de Disponibilidad de Potencia y Mejora de la Eficiencia con CAMMESA por un plazo máximo de 5 años. Las unidades que se suscriban se comprometen a mantener una disponibilidad del 85% de la potencia neta. El PPA ofrece un precio de la potencia de US\$2.000/MW-mes, ajustado por disponibilidad, sumado un pago parcial del precio de la potencia en AR\$ de la Res. SE N° 826/22.

Disponibilidad	Ajuste al precio de la potencia en US\$
≥85%	Precio x 100%
>50% & <85%	Precio x [30% + 2 x (Disponibilidad – 50%)]
≤50%	Precio x 30%

Meses	Ajuste al precio de la potencia en AR\$
dic-feb y jun-ago	Precio x 65%
Resto del año	Precio x 85%

El precio de la energía generada se fijó en US\$3,5/MWh a gas natural, US\$6,1/MWh a FO o GO y US\$8,7/MWh con biocombustible. El precio de la energía operada y la energía generada en horas de punta en AR\$ de la Res. SE N° 826/22.

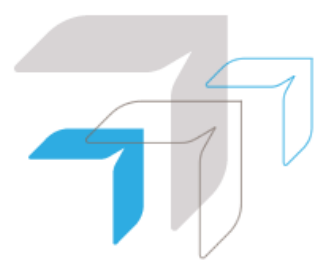
Pampa posee dos CC bajo energía base en CTLL y CTGEBa (potencia bruta total de 1.239 MW) y se encuentra analizando la adhesión a dicho esquema.

Remuneración diferencial para energía renovable

En octubre de 2015 se promulgó la Ley N° 27.191 (reglamentada por DNU N° 531/16), que modifica la Ley N° 26.190 de fomento de uso de fuentes renovables de energía. Entre otras medidas, se estableció que para el 31 de diciembre de 2025 el 20% de la demanda total de energía en Argentina debe estar cubierta con fuentes renovables de energía⁷. A fin de alcanzar dicho objetivo, se establece que los GU del MEM y CAMMESA deben cubrir su demanda con dichas fuentes en un 20% al 31 de diciembre de 2025. Los contratos que se celebren con GU y los GUDI no podrán tener un precio promedio superior a US\$113/MWh.

Adicionalmente, se establecen diversos incentivos, entre los que se incluyen beneficios fiscales (devolución anticipada de IVA, amortización acelerada en el impuesto a las ganancias, exenciones de derechos de importación, etc.) y la constitución del Fondo para el Desarrollo de Energía Renovables (FODER)

⁷ A partir de diciembre de 2016, las hidráulicas menores a 50 MW se clasifican como renovables.



destinado, entre otros objetivos, al otorgamiento de préstamos, aportes de capital, etc. que contribuyan a la financiación de tales proyectos.

RenovAr

En 2016 se convocaron las rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr, mediante las Res. MEyM N° 71/16 y 252/16, respectivamente. En la ronda 1 se adjudicaron 29 proyectos por un total de 1.142 MW. En la ronda 1.5 se adjudicaron 30 proyectos por un total de 1.281,5 MW. En 2017 se convocó la ronda 2 mediante la Res. MEyM N° 275/17 y se adjudicaron 88 proyectos por un total de 2.043 MW. Finalmente, en 2018 se adjudicó la ronda 3 (MiniRen) para proyectos de hasta 10 MW, por un total de 246 MW.

En el marco de esta normativa, están remunerados: PEMC (100 MW) desde junio de 2018 y PEA⁸ (100 MW) desde marzo de 2020, ambos bajo la ronda 1. Asimismo, PEA cuenta con la garantía del Banco Mundial en el supuesto en que se resolviese el PPA.

Cabe aclarar que también se estableció que todas las reducciones de GEI derivadas de los proyectos bajo RenovAr, incluyendo aquella de cualquier otro proyecto que se contabilice para alcanzar las metas de potencia renovable del MEM previstas en la Ley N° 27.191, deben contabilizarse por el Estado Nacional para el cumplimiento de su meta de contribución en el marco de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y el Acuerdo de París.

En enero de 2022, habiéndose detectado un retraso significativo en la completación de ciertos proyectos adjudicados, y con el fin de recuperar la capacidad de transporte, la SE dispuso, bajo el cumplimiento de ciertas condiciones, las siguientes opciones: **(i)** rescindir el PPA efectuando el pago de un monto equivalente a US\$17.500/MW (eólico o solar) o US\$12.500/MW (resto) por la potencia contratada; **(ii)** prorrogar el plazo para la habilitación comercial reduciendo el plazo y precio del PPA; o **(iii)** habilitar el proyecto con una potencia menor.

RenMDI

El 2 de febrero de 2023, mediante la Res. SE N° 36/23, se convocó la ronda RenMDI para incorporar 120 MW de nueva capacidad renovable, con el objetivo de sustituir generación forzada por 500 MW y así diversificar la matriz energética. La fecha de presentación de ofertas es hasta el 15 de marzo de 2023 y la fecha de adjudicación está prevista para el 24 de mayo de 2023. Los oferentes adjudicados suscribirán un PPA con CAMMESA por el plazo de 15 años. Pampa se encuentra evaluando su participación.

MAT ER

A través de la Res. MEyM N° 281/17 de agosto de 2017, se reglamentó el MAT ER, un régimen donde los GU del MEM y los GUDI contraten individualmente o autogeneren energía limpia, y así cumplan con su obligación de abastecimiento de su demanda a través de fuentes renovables. Asimismo, los proyectos de generación deberán inscribirse en el RENPER, un registro donde se regulan las condiciones que deben reunir.

Los proyectos destinados al MAT ER no deben estar comprometidos bajo otros mecanismos de remuneración (ej.: Programa RenovAr). Los excedentes de generación respecto a lo contratado en el MAT ER se remuneran hasta un 10% de la generación al precio mínimo de la tecnología vigente en el marco del Programa RenovAr, y el remanente serán comercializados en el mercado *spot*.

Asimismo, las condiciones contractuales -duración, prioridades de asignación, precios y otros, excepto el precio máximo establecido en la Ley N° 27.191- pueden ser pactadas libremente entre las partes

⁸ Activo adquirido el 16 de diciembre de 2022. Para mayor información ver la sección 7.1 de esta Memoria.



de acuerdo con los Procedimientos del MEM, pero los volúmenes comprometidos están limitados a generadores o comercializadores con los cuales posean acuerdos MAT ER.

El 16 de mayo de 2022, la Res. SE N° 370/22 reglamentó la contratación en el MAT ER para distribuidores en representación de GUDI, que no había sido incluida en la Res. MEyM N° 281/17. Dicha contratación no implica la exclusión del mecanismo de compras conjuntas para aquellos GUDI calificados como grandes usuarios habilitados. Adicionalmente, el volumen a contractualizar no debe superar la demanda declarada del segmento GUDI.

En el marco de esta normativa, están remunerados: PEPE II y III (53,2 MW cada uno) desde mayo de 2019, y PEPE IV (36 MW), siendo 18 MW desde el 29 de diciembre de 2022 y otros 18 MW desde el 25 de febrero de 2023. La energía producida se comercializa a través de PPA en US\$-link con privados a un plazo promedio ponderado de aproximadamente 5 años. Asimismo, aún quedan 45 MW próximos a habilitarse en PEPE IV y la construcción de PEPE VI (94,5 MW), estimándose sus habilitaciones para el 2T 2023 y 3T 2024, respectivamente.

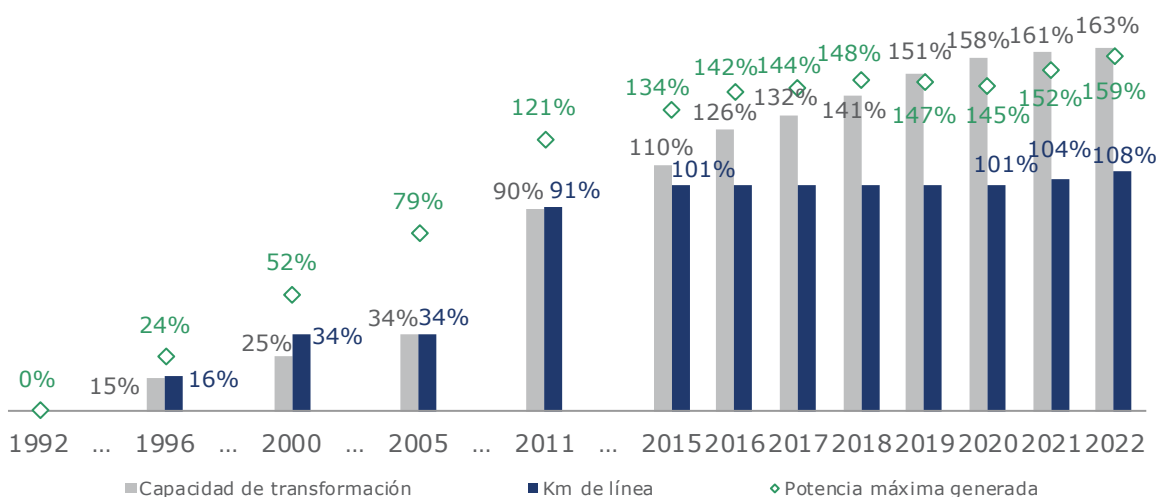
Además de la generación propia, desde 2019 Pampa comercializa energía renovable generada por terceros, cuyo volumen del 2022 promedió los 26 GWh, contribuyendo al margen en el segmento MAT ER.

5.2 Transmisión⁹

Evolución del sistema de transporte de alta tensión

El siguiente gráfico muestra la evolución del crecimiento acumulado de la capacidad de transformación y de la cantidad de km de línea en alta tensión, en comparación con el crecimiento porcentual acumulado de la demanda máxima desde el año 1992.

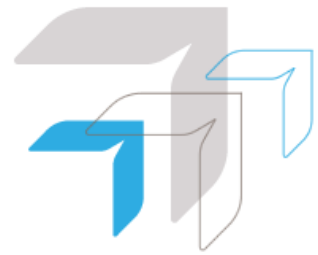
Evolución del sistema de transporte
Crecimiento acumulado (en %)



Fuente: Transener y CAMMESA.

Tal como puede apreciarse en el gráfico anterior, el Sistema de Transporte en Alta Tensión ha experimentado un notable crecimiento a partir del año 2005, debido fundamentalmente a la ejecución del

⁹ Para más información, ver las secciones 7.4 y 8.4 de esta Memoria.



Plan Federal de Transporte en 500 kV. La ejecución de dicho Plan Federal ha permitido conferirle al SADI una mayor estabilidad y mejorando las condiciones de abastecimiento de la creciente demanda.

Situación tarifaria de Transener

Con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad y normativa complementaria, desde el 23 de diciembre de 2019 se estableció que las tarifas de transmisión de electricidad bajo jurisdicción federal se mantendrían sin cambios por un plazo máximo de 450 días o hasta la entrada en vigencia de nuevos cuadros tarifarios transitorios, y se delegó en el PEN la facultad de iniciar una revisión extraordinaria de la RTI. Asimismo, el 17 de diciembre de 2020 se publicó el DNU N° 1020/20, que inició la renegociación de la RTI y cuyo plazo no podría exceder los 2 años desde su publicación, prorrogado por un año mediante el Decreto PEN N° 815/22 del 6 de diciembre de 2022.

El 25 de febrero de 2022 se emitieron las Res. ENRE N° 68/22 y 69/22, otorgando la adecuación transitoria del 25% y 23% sobre los cuadros tarifarios de agosto de 2019 de Transener y Transba, respectivamente, retroactivo a febrero de 2022. Debido a diferencias entre las propuestas tarifarias de dichas compañías y los cuadros tarifarios finales, Transener y Transba recurrieron a ambas resoluciones.

El 9 de mayo de 2022 se emitieron las Res. ENRE N° 147/22 y 148/22, haciendo lugar parcialmente a los recursos de reconsideración presentados por Transener y Transba. Por ende, se ajustaron los cuadros tarifarios de agosto de 2019 de Transener y Transba en un 67% y 69%, respectivamente, retroactivo a febrero de 2022 (en reemplazo del 25% y 23% de la Res. ENRE N° 68/22 y 69/22).

Finalmente, el 29 de diciembre de 2022 se emitieron las Res. ENRE N° 698/22 y 702/22, incrementando 155% y 154% los cuadros tarifarios de febrero de 2022 de Transener y Transba, respectivamente, desde enero de 2023.

Plan federal de transporte eléctrico regional

Mediante la Res. SE N° 593/22 del 27 de julio de 2022, se aprobó el Plan Federal de Transporte Eléctrico Regional para ampliar el sistema de transporte eléctrico por distribución troncal (líneas de alta tensión y estaciones transformadoras en 132 kV y 220 kV) en distintas regiones del país. El objetivo es contribuir con la descarbonización del sector eléctrico mediante la modernización del sistema de transporte eléctrico, permitiendo reemplazar generación ineficiente e incorporar nueva generación de origen renovable.

En este sentido, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), ha impulsado una línea de crédito condicional para proyectos de inversión por US\$1.140 millones para la concreción de este plan.

Dichas ampliaciones serán cedidas para su operación y mantenimiento al concesionario del servicio público correspondiente a título gratuito. Al finalizar la concesión, deberán ser revertidas a favor del Estado Nacional, sin cargo ni indemnización alguna para éste y que a los fines tarifarios, los activos transferidos no formarán parte de la base de capital.

Finalmente, este plan es financiable a través del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF) y se estableció que hasta el 75% de los recursos de la cuenta de exportaciones del fondo de estabilización del MEM creada por Res. SE N° 1037/21 serán aportados por CAMESA. Estos aportes financieros para la concreción de las obras tendrán el carácter de no reembolsables.



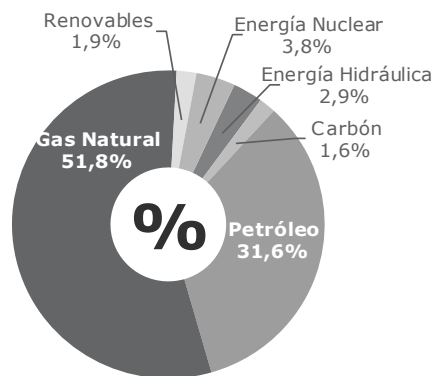
6. El mercado del gas y petróleo argentino

6.1 Exploración y explotación de hidrocarburos¹⁰

Matriz energética argentina

El gas natural y petróleo constituyen los recursos energéticos de mayor participación en la matriz primaria energética nacional. El siguiente gráfico muestra sus participaciones al 31 de diciembre de 2021, dado que no hay información disponible para el año 2022:

Matriz energética argentina 2021
100% = 74,4 millones de ton equivalente de petróleo



Nota: El gráfico no incluye otros primarios por 6,3%. **Fuente:** SE.

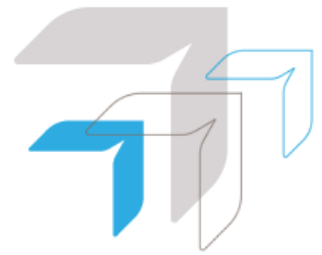
Gas natural

En 2022 la producción bruta total de gas natural fue de 133 millones de m³ por día, 7% más que en 2021, principalmente por el Plan Gas.Ar en Cuenca Neuquina (+11,1 millones de m³ por día) y una ligera suba en Cuenca Golfo San Jorge (+0,4 millones de m³ por día), parcialmente compensadas por el declino en las Cuencas Austral y Noroeste (-3,0 millones de m³ por día).

Si bien la demanda total registró una suba del 2% interanual, nuevamente se registró un déficit de abastecimiento local que se evidencia desde el año 2003, por lo que el Gobierno Nacional incurrió en la importación de gas natural y uso de combustibles fósiles alternativos. Durante el 2022 se suministró desde Bolivia en promedio 11 millones de m³ por día (-18% vs. 2021) y GNL vía marítima en los puertos de Escobar y Bahía Blanca por 6 millones de m³ por día (-35% vs. 2021). Por otro lado, la exportación de gas natural creció 121% con respecto a 2021, a un total de 5 millones de m³ por día, y representó el 4% del total de la producción local del 2022.

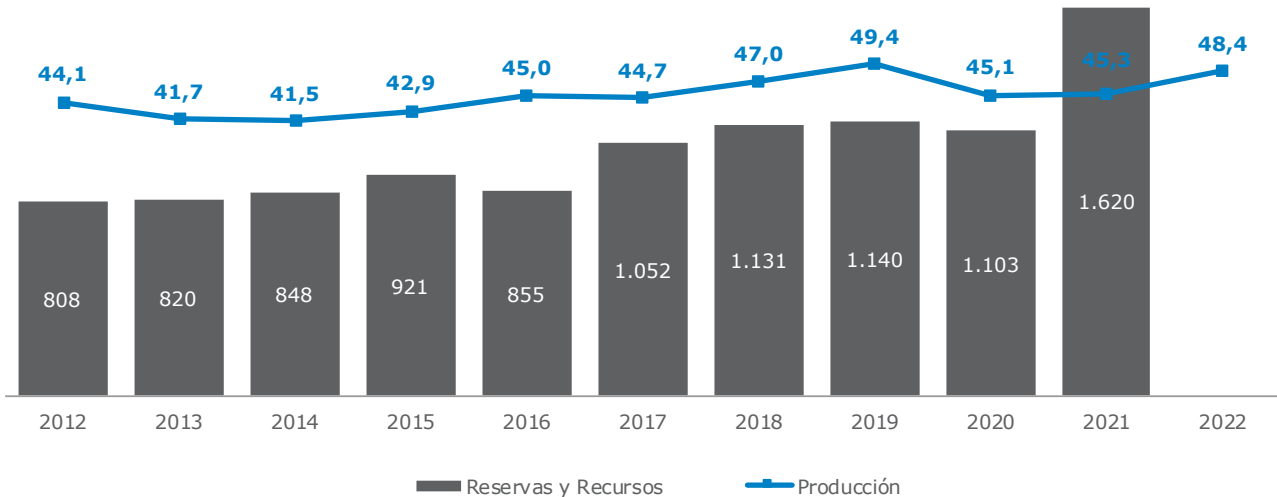
Según la última información anual publicada por la SE, al 31 de diciembre de 2021 las reservas y recursos totales de gas natural en el país ascendían a 1.620 mil millones de m³, 47% más que en 2020. El 26% correspondían a reservas comprobadas y el 72% del total era no convencional.

¹⁰ Para más información, ver las secciones 7.2 y 8.2 de esta Memoria.



Evolución de reservas y recursos, y producción de gas natural*

En miles de millones de m³, 2012-2022



Nota: *No hay información disponible acerca de reservas y recursos para el año 2022. La producción es bruta. **Fuente:** SE.

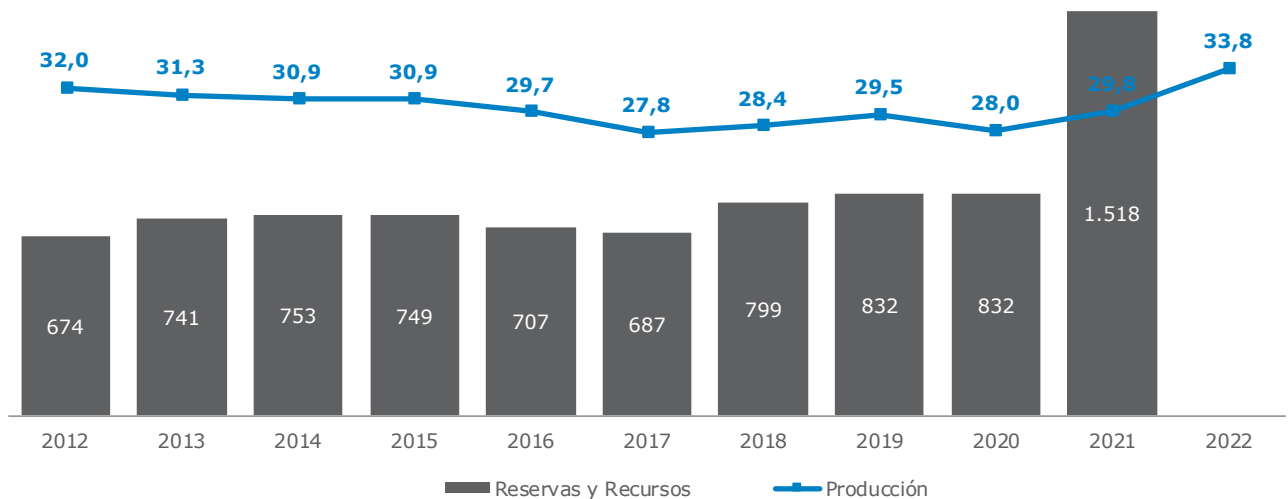
Petróleo

En 2022 la producción total de petróleo subió un 13% vs. 2021 a 93 mil m³ por día, principalmente debido a la tendencia alcista de los precios internacionales de referencia. Asimismo, por segundo año consecutivo, en 2022 no se registró importación de petróleo. Por otro lado, la exportación de petróleo en 2022 ascendió a 17 mil m³ por día, un 44% superior al 2021. Dicho volumen representó el 18% del total de la producción local del 2022.

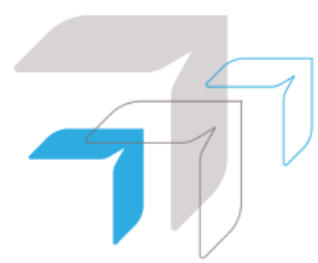
Al 31 de diciembre de 2021, las reservas y recursos totales de petróleo en el país totalizaron 1.518 millones m³, un 82% de incremento con respecto a 2020. El 30% correspondían a reservas comprobadas, y el 60% se clasifica como no convencional.

Evolución de reservas y recursos, y producción de petróleo*

En millones de m³, 2012-2022



Nota: *No hay información disponible acerca de reservas y recursos para el año 2022. **Fuente:** SE.



La Ley de Hidrocarburos de Argentina

El 29 de octubre de 2014, el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 27.007 que modifica la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, la cual considera nuevas técnicas de perforación en la industria, introduce cambios vinculados con los plazos y prórrogas de los permisos de exploración y de las concesiones de explotación, los cánones y las alícuotas de regalías e incorpora las figuras de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en la Plataforma Continental y Mar Territorial, y el régimen de promoción establecido bajo el Decreto N° 929/13, entre otros aspectos.

Explotación no convencional de hidrocarburos

Se otorgó rango legal a la figura de "Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos", creada por el Decreto N° 929/13, y definida como la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos cuyas formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (*shale gas* o *shale oil*), areniscas compactas (*tight sands, tight gas, tight oil*), capas de carbón (*coal bed methane*) y/o caracterizados, por la presencia de rocas de baja permeabilidad.

Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o de concesiones de explotación de hidrocarburos podrán solicitar a la autoridad de aplicación una concesión no convencional en los siguientes términos:

- El concesionario de explotación, dentro de su área, podrá requerir la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y el otorgamiento de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos. Tal solicitud deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto que, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, tenga por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto.
- Los titulares de una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos, que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas. Tal solicitud también deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto.

Plazos en los permisos y concesiones

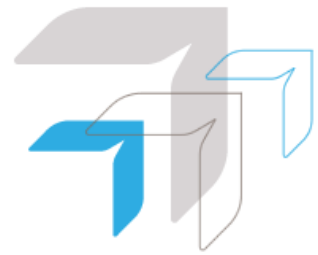
Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada licitación por la autoridad de aplicación, de acuerdo al objetivo de la exploración (convencional o no convencional):

- i. Exploración convencional: se divide el plazo básico en dos períodos de hasta 3 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta cinco años, reduciendo de catorce a once años la extensión máxima posible de los permisos de exploración;
- ii. Exploración no convencional: se divide el plazo básico en dos períodos de 4 años cada uno, más una prórroga facultativa por hasta 5 años, es decir hasta un máximo de 13 años; y
- iii. Exploración en la plataforma continental y en el mar territorial: se divide el plazo básico en dos períodos de 3 años cada uno con posibilidad de incrementarse en un año cada uno.

Al finalizar el primer período del plazo básico, el titular del permiso decidirá si continúa explorando en el área, o si la revierte totalmente al Estado. Se podrá mantener toda el área originalmente otorgada si hubo buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso. Si al término del plazo básico, el titular del permiso ejerce el derecho de prórroga, la restitución quedará limitada al 50% del área remanente.

En cuanto a las concesiones de explotación, tendrán el siguiente plazo de vigencia el cual se contará desde la fecha de la Res. que las otorgue:

- i. Concesión de explotación convencional: 25 años;



- ii. Concesión de explotación no convencional: 35 años; y
- iii. Concesión de explotación en la plataforma continental y en el mar territorial: 30 años.

Asimismo, con una antelación no menor a un año de vencimiento de la concesión, el titular podrá solicitar indefinidas prórrogas de la concesión, por un plazo de 10 años cada una, siempre que haya cumplido con sus obligaciones como concesionario de explotación, se encuentre produciendo hidrocarburos en las áreas en cuestión y presente un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión.

Adjudicación de áreas

La Ley N° 27.007 propone la elaboración de un pliego modelo, elaborado por la SE y las autoridades provinciales, al que deberán ajustarse los llamados a licitación dispuestos por las autoridades de aplicación de la ley e introduce un criterio concreto para la adjudicación de permisos y concesiones al incorporar el parámetro concreto de "mayor inversión o actividad exploratoria", como definitorio en caso de igualdad de ofertas, a criterio debidamente fundado del PEN o Poder provincial, según corresponda.

Canon y regalías

Canon

La Ley N° 27.007 estableció los valores de canon por cada km² o fracción, a ser pagado por el titular del permiso anualmente y por adelantado. Para el permiso de explotación corresponde AR\$4.500, mientras que para el permiso de exploración corresponde: AR\$250 en el 1° período y AR\$1.000 en el 2° período del plazo básico; y AR\$17.500 durante el 1° año de prórroga, incrementándose en un 25% anual acumulativo. El importe a abonar por el 2° período del plazo básico y la prórroga podrá reajustarse, compensando con inversiones efectivamente realizadas hasta el 10% del canon, en función del período por km².

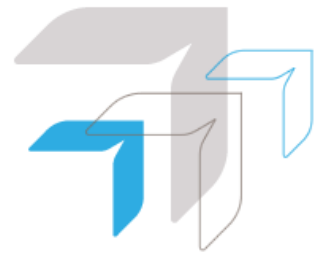
El 26 de septiembre de 2019, la provincia del Neuquén publicó nuevos valores del canon por cada km² o fracción para dicha provincia a partir del 2020. El canon de explotación se fijó en AR\$22.410, mientras que el canon de exploración se fijó en AR\$1.245 para el 1° período, AR\$4.980 para el 2° período, AR\$7.470 para el 3° período y AR\$87.150 para la prórroga (Decreto N° 2032/19).

A partir del 2021, el Decreto PEN N° 771/20 fijó un canon máximo en AR\$ equivalente a cierto volumen de petróleo valorizado a un precio promedio del mercado interno¹¹, al tipo de cambio del BNA del día hábil anterior al pago. Dicho esquema es aplicable a nivel nacional (inclusive la provincia del Neuquén, la cual se adhirió mediante el Decreto Provincial N° 1656/20). Para la concesión de explotación corresponde el equivalente a 8,28 barriles, mientras que para el permiso de exploración corresponde: 0,46 barriles en el 1° período y 1,84 barriles en el 2° período del plazo básico; y 32,22 barriles para la prórroga.

Regalías

Las regalías son definidas como el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en carácter de concedentes. Se mantiene en un 12% el porcentaje que el concesionario de explotación pagará mensualmente al concedente, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo. Idéntico porcentaje del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados pagará mensualmente la producción de gas natural. En caso de prórroga, corresponderá el pago de una regalía adicional de hasta 3% respecto de la regalía aplicable al momento de la primera prórroga y hasta un máximo total de 18% de regalía para las siguientes prórrogas.

¹¹ Correspondiente al 1° semestre del año anterior al de la liquidación.



El PEN o Poder Provincial, según corresponda, como autoridad concedente, podrá reducir hasta el 25% el monto correspondiente a regalías aplicables a la producción de hidrocarburos y durante los 10 años siguientes a la finalización del proyecto piloto a favor de empresas que soliciten una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos dentro de los 36 meses a contar desde la vigencia de la Ley N° 27.007.

Bono de prórroga

La Ley N° 27.007 faculta a la autoridad de aplicación a establecer para las prórrogas de concesiones de explotación, el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual al resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.

Bono de explotación

La autoridad de aplicación podrá establecer el pago de un bono de explotación cuyo monto máximo será igual al resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes asociadas a la explotación convencional de hidrocarburos al final del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y por el 2% del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los 2 años anteriores al momento del otorgamiento de la concesión de explotación no convencional de hidrocarburos.

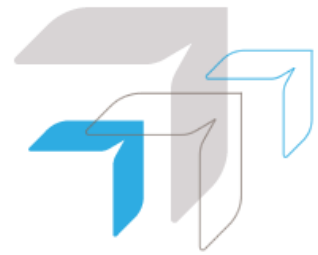
Concesiones de transporte

Las concesiones de transporte, que se otorgaban por 35 años, ahora son otorgadas por el mismo plazo de vigencia que la concesión de explotación en la que se origina, más la posibilidad de sucesivas prórrogas por hasta 10 años más cada una. De esta forma, las concesiones de transporte que se originen en una concesión de explotación convencional tendrán un plazo básico de 25 años, y las que se originen en una concesión de explotación no convencional de 35 años, más los plazos de prórroga que se otorguen. Vencidos dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional o provincial según corresponda sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho.

Legislación uniforme

La Ley N° 27.007 establece compromisos no vinculantes entre el Estado Nacional y las provincias:

- i.** Prevé el establecimiento de una **legislación ambiental uniforme**, cuyo objetivo prioritario será aplicar las mejores prácticas de gestión para el adecuado cuidado del ambiente a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos.
- ii.** Prevé la adopción de un **tratamiento fiscal uniforme** que promueva las actividades hidrocarburíferas a desarrollarse en sus respectivos territorios, en base a las siguientes pautas:
 - La alícuota del impuesto a los Ingresos Brutos aplicable a la extracción de hidrocarburos no superará el 3%;
 - El congelamiento de la alícuota actual del impuesto de sellos, y un compromiso de no gravar con este impuesto a los contratos financieros que se realicen para estructurar los proyectos de inversión, garantizar y/o avalar las inversiones; y
 - El compromiso de las provincias y sus municipios de no gravar a los titulares de permisos y concesiones con nuevos tributos ni aumentar los existentes, salvo las tasas retributivas de servicios y las contribuciones de mejoras y el incremento general de impuestos.



Concesión de explotación no convencional de hidrocarburos (CENCH) en la provincia del Neuquén

Considerando las características especiales de un reservorio no convencional, dada su baja permeabilidad y la productividad alcanzada en los últimos años, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén estableció ciertos parámetros aplicables para el otorgamiento de CENCH en dicha provincia, instrumentados mediante las Res. N° 53/20 (julio de 2020) y N° 142/21 (noviembre de 2021), posteriormente ratificadas por el Decreto Provincial N° 2183/21 (diciembre de 2021).

Las empresas pueden solicitar la CENCH basada en un proyecto de desarrollo que comprende un Plan Piloto de un plazo de hasta cinco años, con el objetivo de demostrar su viabilidad técnico-económica, con parámetros adicionales a la regulación nacional respecto a la operación, evaluaciones de productividad real, costos e inversión. Una vez presentada la solicitud de una CENCH, en el supuesto de que la misma incluya un exceso del área piloto, se incorpora el pago de un bono de extensión de área, cuyo valor estará asociado a los recursos que se espera recuperar en el área extendida considerando el precio promedio de la cuenca de los últimos 2 años.

Durante la vigencia de la CENCH, las empresas titulares deben presentar anualmente planes de desarrollo continuo y compromisos de inversión que prevén realizar durante la concesión, teniendo en cuenta que los compromisos asumidos para el año entrante serán considerados compromisos firmes.

Regulaciones específicas al mercado de gas

Plan Gas.Ar

Creado el 16 de noviembre del 2020, el Plan Gas.Ar busca promover la producción del gas natural argentino y administrar el impacto del costo del gas en las tarifas de la Demanda Prioritaria mediante la licitación de contratos de abastecimiento a largo plazo (DNU N° 892/20). Los beneficiarios del Plan Gas No Convencional que optasen por participar del presente programa debían presentar su renuncia previamente.

Originalmente, el plazo de los contratos eran de 4 años para la producción *onshore*, con un adicional de 4 años para la producción *offshore*, a contar desde enero de 2021. Posteriormente, el Decreto PEN N° 730/22 del 4 de noviembre de 2022 extendió el plazo hasta el 31 de diciembre de 2028 para el volumen base de 70 millones de m³/día ya adjudicado en rondas 1 y 3.

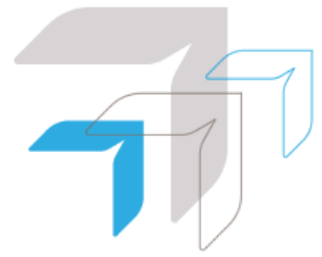
Los contratos se consignan entre productores como vendedores, y CAMMESA, distribuidores de gas y ENARSA como compradores, en condición de DoP del 100% diario y ToP del 75% mensual para CAMMESA y trimestral para distribuidores de gas y ENARSA.

Asimismo, se aplica un factor de ajuste al precio de adjudicación de 0,82 en el periodo estival (octubre – abril), y 1,25 en el periodo invernal (mayo -septiembre) para volumen base y 1,30 para volumen adicional. Los compradores CAMMESA y ENARSA deben efectuar el pago valorizado al precio adjudicado en la licitación, mientras que los distribuidores de gas abonan el monto valorizado en el cuadro tarifario vigente, y la diferencia con el precio adjudicado es compensada por el Estado Nacional. Además, el Estado Nacional creó un sistema de garantía para respaldar el pago de la compensación, sin perjuicio de otros mecanismos, basado en certificados de crédito fiscal.

Rondas 1, 2 y 3

En diciembre de 2020 se adjudicó la ronda 1 por un volumen base anual¹² de 67,4 millones de m³/día a US\$3,5/MBTU, y un volumen adicional invernal de 3,6 millones de m³/día a US\$4,7/MBTU (Res. N° 391/20

¹² 49,0 millones de m³/día es de Cuenca Neuquina. El volumen base de la ronda 1 representa el 70% del compromiso total de producción (96,3 millones de m³/día), comercializando el 30% restante a precio de mercado.



y 447/20). Pampa fue adjudicado por un volumen base anual de 4,9 millones de m³/día a US\$3,6/MBTU y un volumen adicional invernal de 1,0 millón de m³/día a US\$4,7/MBTU.

El 8 de marzo de 2021 se adjudicó la ronda 2, con DoP diario creciente y ToP 75% trimestral, por volumen base invernal de 3,3 millones de m³/día a US\$4,7/MBTU desde junio de 2021 (Res. SE N° 169/21). Pampa fue adjudicado por 0,8 millones de m³/día a US\$4,7/MBTU.

El 10 de noviembre de 2021 se adjudicó la ronda 3 por un volumen base anual de 3 millones de m³/día a US\$3,43/MBTU (Res. SE N° 1091/21) desde mayo de 2022. Pampa fue adjudicado por 2 millones de m³/día a US\$3,347/MBTU.

Rondas 4 y 5

En el marco del programa Transport.Ar, que incrementa la capacidad de transporte de gas, el 22 de diciembre de 2022 se adjudicaron las rondas 4 (Cuenca Neuquina) y 5 (Cuenca Austral) (Res. SE N° 860/22). Las rondas 4.1 y 5.1 extendieron gran parte del volumen base anual hasta diciembre de 2028. Pampa logró extender ambas rondas con las condiciones originales (total de 6,9 millones de m³/día).

La ronda 4.2 adjudicó nuevos volúmenes planos anuales y de pico invernales hasta diciembre de 2028. Los adjudicatarios pueden limitar hasta un 30% del volumen comprometido con ENARSA a clientes industriales y/o GNC, sujeto a la aprobación de SE. Pampa fue adjudicada en esta ronda por un volumen plano de 4,8 millones de m³/día a US\$3,485/MBTU, con entrega a partir de julio de 2023.

Finalmente, la ronda 5.2 adjudicó el volumen incremental invernal para el periodo 2023 – 2028. El cliente es CAMMESA, con 80% de DoP diario y ToP mensual.

Régimen de acceso a divisas para la producción incremental de hidrocarburos

El Decreto PEN N° 277/22 del 27 de mayo de 2022 creó, entre otras medidas, el régimen de acceso a divisas (MULC) para la producción incremental de petróleo y gas vs. 2021. El objetivo es promover e incrementar el valor agregado en la cadena de valor de la actividad hidrocarburífera. Se permitirá acceso al MULC para el pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con empresas vinculadas no residente y/o utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados y/o a la repatriación de inversiones directas de no residentes.

Para el gas natural, el beneficio es el equivalente al 30% de la inyección incremental valuada al precio promedio ponderado de exportación del país de los últimos 12 meses, neto de derecho de exportación. Dicho precio no podrá ser inferior al precio promedio ponderado de adjudicación de Plan Gas.Ar, ni superior a dos veces ese mismo valor.

Para el petróleo, el beneficio es el equivalente al 20% de la producción incremental trimestral valuada a la cotización promedio de los últimos 12 meses del Brent definido por la autoridad de aplicación, neto de derechos de exportación y con ajustes según la calidad de crudo.

En ambos casos, el porcentaje del beneficio se podrá incrementar según los supuestos previstos en sus respectivas normativas (por ejemplo, se considera la cobertura del mercado interno y si pudo contrarrestar el declino técnico). Asimismo, los beneficios podrán ser transferidos a proveedores directos, a terceros asociados y/o a operadores titulares de concesiones.

El 9 de febrero de 2023 Pampa presentó la solicitud de adhesión en ambos regímenes y solicitó los beneficios sobre el tercer y cuarto trimestre del 2022. A la fecha, la SE no se ha expedido al respecto.



Gas natural para el segmento residencial

Demanda Prioritaria y CEE

En junio de 2016 se establecieron los criterios para asegurar el abastecimiento de la Demanda Prioritaria mediante el CEE ante emergencias operativas que puedan afectar su operación normal (Res. MEyM N° 89/16 y modificatorias). En junio de 2017 se aprobó el procedimiento para la administración del despacho en el CEE (Res. ENARGAS N° 4502/17). En caso de que el CEE no llegue a un acuerdo, el ENARGAS define el abastecimiento requerido considerando las cantidades disponibles de cada productor, descontando lo previamente contratado para abastecer la Demanda Prioritaria, asignando progresivamente hasta igualar la proporcionalidad de cada productor/importador sobre la Demanda Prioritaria.

Precio del gas natural en el PIST

Desde enero de 2021, los volúmenes de gas para la demanda prioritaria se contratan mediante el Plan Gas.Ar. Los distribuidores de gas deben abonar el monto valorizado en el cuadro tarifario vigente, y la diferencia con el precio adjudicado del Plan Gas.Ar es compensada por el Estado Nacional. En el caso de ENARSA, este debe abonar el 100% del precio adjudicado en Plan Gas.Ar.

Gas natural para la generación eléctrica

Desde el 30 de diciembre de 2019 la provisión de combustible para usinas quedó centralizada en CAMMESA (excepto los generadores con contratos en Energía Plus y bajo la Res. SEE N° 287/17). Desde entonces, CAMMESA realizó sucesivas subastas en condición interrumpible para cubrir su consumo mensual. Asimismo, desde el año 2021 la mayoría del gas provisto a CAMMESA se realiza en el marco del Plan Gas.Ar. Aquellos generadores con contratos en Energía Plus y bajo la Res. SEE N° 287/17 tienen la opción de ceder la operación del gas natural y su transporte a CAMMESA. Pampa se adhirió a dicho esquema.

Cabe aclarar que desde 2021, se establecieron nuevos precios de referencia en el PIST para la producción no contemplada en el Plan Gas.Ar (Res. SE N° 354/20), siendo de US\$2,3/MBTU en el período estival (octubre – abril) y de US\$3,5/MBTU en el invernal (mayo – septiembre) para la Cuenca Neuquina.

Por ende, en forma complementaria al Plan Gas.Ar, CAMMESA continuó subastando con precio máximo equivalente al adjudicado en Plan Gas.Ar, y con cláusula de DoP del 30% para el resto a los precios máximos mencionados arriba. Sin embargo, el volumen involucrado no es significativo.

Exportación de gas natural

El 27 de abril de 2021 se reglamentó un nuevo procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural (Res. SE N° 360/21). El mismo contemplaba exportaciones en condición firme y preferencial para los adjudicatarios del Plan Gas.Ar durante el periodo estival, extensivo al periodo invernal cuando haya oferta excedente en una cuenca determinada y aprobación previa de la autoridad aplicable.

Mediante el Decreto PEN N° 730/22 del 4 de noviembre de 2022, se permite la exportación en condición firme aún en periodo invernal, priorizando aquellos productores con precios más competitivos y/o que aporten mayor volumen bajo Plan Gas.Ar, primando en todo caso el abastecimiento interno.

Por ende, el 16 de noviembre de 2022 se emite la Res. SE N° 774/22, en reemplazo de la Res. SE N° 360/21, estableciendo, entre otras medidas, que: **(i)** ningún productor podrá exportar más del 30% del volumen autorizado a exportar por cuenca o más del 50% del compromiso bajo Plan Gas.Ar; **(ii)** existen cupos por cuenca para la exportación firme, asignados por mayor volumen (45%) y precio (55%) ofertado; **(iii)** el volumen exportado será deducible del compromiso bajo Plan Gas.Ar solo en periodo estival; y **(iv)** el precio mínimo será el mayor entre un porcentaje del Brent determinado por la autoridad de aplicación y el precio de Plan Gas.Ar con factor de ajuste.



Para el periodo estival, los cupos son 9 millones de m³/día en Cuenca Neuquina y 2 millones de m³/día en Cuenca Austral durante octubre 2023 – abril 2024. Se priorizará a los productores bajo Plan Gas.Ar para la asignación de los primeros 4 millones de m³/día en Cuenca Neuquina y 2 millones de m³/día en Cuenca Austral en los periodos octubre 2023 – abril 2024 y octubre – diciembre de 2024.

Para el periodo invernal, se fijó un cupo de 3 millones de m³/día en Cuenca Neuquina durante mayo – junio 2023, a prorratear entre los adjudicatarios de la ronda 4.2. Adicionalmente, se podrá otorgar 3 millones de m³/día en Cuenca Neuquina desde julio de 2023, pero en condición interrumpible.

Pampa tiene permiso para exportar gas a Chile en condición firme por un volumen máximo de 1,5 millones de m³/día (oct-21 – abr-22), 1,22 millones de m³/día (ene-22 – abr-22), 1,5 millones de m³/día (1-oct-22 – 1-may-23) y 1,31 millones de m³/día (1-may-23 – 1-jul-23). Además, se exporta en condición interrumpible y/o *spot* a Chile, Brasil y Uruguay, siempre y cuando esté permitida por la autoridad aplicable.

Cabe aclarar que desde mayo de 2020 rige un impuesto a la exportación de gas natural. El Decreto PEN N° 488/20 del 19 de mayo de 2020 estableció la exención de derechos de exportación mientras que el precio internacional Brent sea igual o inferior a US\$45/bbl, escalando progresivamente a medida que se incrementa el precio de referencia hasta 8%, tope a reconocer cuando el Brent sea igual o superior a US\$60/bbl. Durante el 2022, dicha alícuota se mantuvo en 8%.

Gas natural para GNC

Al derogar la Res. MEyM N° 80/17, el programa Plan Gas.Ar no garantiza la provisión del gas natural para GNC. La comercialización del GNC se realiza de manera privada sin regulación estatal sobre su precio.

Regulaciones específicas al mercado de petróleo

Comercialización de crudo en el mercado interno

A la fecha, no existe ningún precio de referencia para la comercialización de crudo en el mercado local. No obstante, actualmente las refinadoras locales validan precios por debajo de la paridad de exportación.

Exportación de crudo

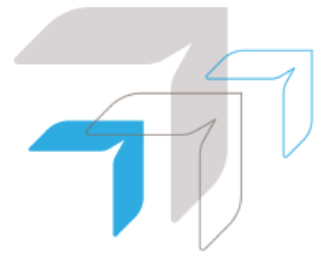
Al igual que gas natural, desde mayo de 2020 rige un impuesto a la exportación de crudo. El Decreto PEN N° 488/20 del 19 de mayo de 2020 estableció la exención de derechos de exportación mientras que el precio internacional Brent sea igual o inferior a US\$45/bbl, escalando progresivamente a medida que se incrementa el precio de referencia hasta 8%, tope a reconocer cuando el Brent sea igual o superior a US\$60/bbl. Durante el 2022, dicha alícuota se mantuvo en 8%.

6.2 Midstream¹³

Regulaciones específicas al transporte troncal de gas

Con la entrada en vigencia de la Ley de Solidaridad y normativa complementaria, desde el 23 de diciembre de 2019 se estableció que las tarifas de transporte de gas bajo jurisdicción federal se mantendrían sin cambios por un plazo máximo de 450 días o hasta la entrada en vigencia de nuevos cuadros tarifarios transitorios, y se delegó en el PEN la facultad de iniciar una revisión extraordinaria de la RTI vigente. Asimismo, el 17 de diciembre de 2020 se publicó el DNU N° 1020/20, que inició la renegociación de la RTI,

¹³ Para más información, ver las secciones 7.4 y 8.4 de esta Memoria.



cuyo plazo no podría exceder los 2 años desde su publicación, prorrogado por un año mediante el Decreto PEN N° 815/22 del 6 de diciembre de 2022.

Mediante el Decreto PEN N° 91/22 y la Res. ENARGAS N° 60/22 de febrero de 2022, se otorgó la adecuación transitoria del 60% sobre los cuadros tarifarios de abril de 2019, vigente desde marzo de 2022. Entre otras condiciones, el otorgamiento de dicha adecuación no estableció un plan obligatorio de inversiones y determinó la prohibición de distribuir dividendos y cancelar en forma anticipada deudas financieras y comerciales contraídas con accionistas, adquirir otras empresas u otorgar créditos.

Finalmente, el 4 de enero de 2023 tuvo lugar la audiencia pública, solicitando un incremento del 135% sobre los cuadros tarifarios de marzo de 2022 desde febrero de 2023, y a la fecha, se encuentra a la espera de una respuesta por parte del ENARGAS.

Gasoducto Presidente Néstor Kirchner

Mediante la Res. N° 67/22 del 7 de febrero de 2022, la SE creó el programa Transport.Ar Producción Nacional, declarando de interés público nacional la construcción del gasoducto Presidente Néstor Kirchner y sus obras complementarias como proyecto estratégico.

Asimismo, el Decreto PEN N° 76/22 del 11 de febrero de 2022 otorgó la concesión de este gasoducto por el plazo de 35 años a ENARSA y creó el fideicomiso FONDESGAS (Fondo de Desarrollo Gasífero Argentino), siendo ENARSA fiduciante y beneficiario, y BICE como fiduciario.

La Etapa I conectará la localidad de Tratayén, provincia del Neuquén, con la ciudad de Salliqueló, provincia de Buenos Aires, aportando una capacidad inicial de transporte de 11 millones de m³/día, a ampliarse a 21 millones de m³/día con obras complementarias. Asimismo, la Etapa II conectará la ciudad de Salliqueló con la ciudad de San Jerónimo, provincia de Santa Fe, incrementando a 44 millones de m³/día.

En el caso de que se convoque su licitación, TGS evaluará la conveniencia de participar para la operación y mantenimiento.

Regulaciones específicas al negocio de GLP

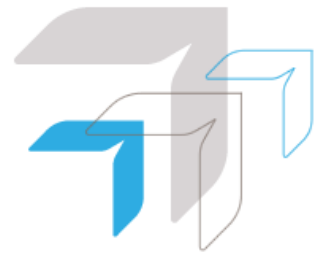
Programa Hogar y Acuerdo Propano para Redes

Actualmente está vigente el Programa Hogar que abastece GLP para garrafas a precio subsidiado (Decreto PEN N° 470/15 y modificatorias) y el Acuerdo Propano para Redes.

Para garantizar el abastecimiento a usuarios residenciales de bajos recursos, el Programa Hogar establece la provisión de un cupo definido de GLP a empresas fraccionadoras a un precio máximo de referencia. A continuación, el precio máximo de referencia para los productores del butano y el propano comercializado bajo este programa:

Periodo	AR\$/ton	Res. SE N°	Periodo	AR\$/ton	Res. SE N°
Hasta 21-abr-22	12.626,60	249/21	Sep-22 – nov-22	18.375,49	609/22
Hasta 30-jun-22	15.152,00	270/22	Dic-22	26.800,80	861/22
Jul-22	16.667,11	609/22	Ene-23	29.481,00	15/23
Ago-22	17.500,47	609/22	Desde feb-23	32.429,00	62/23

Asimismo, el 25 de agosto de 2021, mediante Res. SE N° 809/21 y modificatorias, se estableció, entre otras medidas, una asistencia económica transitoria que reconoce el 20% de la facturación del período



agosto de 2021 – diciembre de 2022 por la venta de GLP destinado al Programa Hogar. Dadas las circunstancias, la participación en este programa obliga a TGS a producir y comercializar GLP a precios sensiblemente inferiores a los de mercado, lo cual conlleva a adoptar mecanismos necesarios para poder minimizar su impacto negativo.

Respecto del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido (Acuerdo Propano para Redes), el 23 de junio de 2022 TGS celebró la 19^a. prórroga a dicho acuerdo, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2022. En el marco de este acuerdo se estableció el pago de una compensación a los participantes a ser abonada por el Estado Argentino, la cual se calcula como la diferencia entre el precio comercializado en el marco de dicho acuerdo y la paridad de exportación publicada mensualmente por la SE, aunque con importantes atrasos en los plazos de cobranza.

Derecho de exportación

Al igual que la exportación de hidrocarburos, desde mayo de 2020 rige un impuesto a la exportación de propano, butano y GLP. El Decreto PEN N° 488/20 del 19 de mayo de 2020 estableció la exención de derechos de exportación mientras que el precio internacional Brent sea igual o inferior a US\$45/bbl, escalando progresivamente a medida que se incremente el precio de referencia hasta 8%, tope a reconocer cuando el Brent sea igual o superior a US\$60/bbl. Durante el 2022, dicha alícuota se mantuvo en 8%.

Regulaciones específicas al transporte de petróleo

En junio de 2016, OldelVal solicitó la RTI al MEyM, para adecuar las tarifas para un plan de mantenimiento e inversiones que asegure la integridad, eficiencia y confiabilidad de las instalaciones y del servicio de transporte. En consecuencia, con fecha 10 de marzo de 2017 se publicó el nuevo cuadro tarifario en US\$, con un aumento promedio de 34%, vigente a partir de marzo de 2017 (Res. MEyM N° 49/17).

El 14 de septiembre de 2022, mediante la Resolución SE N° 643/22 se otorgó la prórroga de la concesión del transporte de los oleoductos troncales de acceso a Allen y el oleoducto Allen-Puerto Rosales y su respectiva ampliación denominada Medanito-Puesto Hernández por el plazo de 10 años a partir del 14 de noviembre de 2027, por lo que el plazo de la concesión será vigente hasta el 14 de noviembre de 2037.

Por otro lado, durante 2022 OldelVal realizó un concurso para la adjudicación y contratación del servicio de transporte firme para el tramo del oleoducto Allen-Puerto Rosales correspondiente al Proyecto Duplicar, por un total de 50.000 m³/día mediante la suscripción de contratos, con vigencia hasta la finalización de la concesión. Pampa fue adjudicada por 1.002 m³/día.



7. Hechos relevantes

7.1 Generación eléctrica¹⁴

Proyectos de expansión eólica: PEPE IV y PEPE VI

A fines del 2021, Pampa anunció la realización de PEPE IV (originalmente la ampliación de PEPE III), agregando 81 MW de potencia bruta mediante una inversión estimada de US\$128 millones, financiada con el [primer Bono Verde de Pampa](#). PEPE IV está ubicado en Coronel Rosales, a 45 km de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Desde el 29 de diciembre de 2022, se encuentran habilitados 4 de los 18 aerogeneradores Vestas, y el 25 de febrero de 2023 se habilitaron 4 más, estimando la habilitación completa para el segundo trimestre de 2023.

Asimismo, en febrero de 2023 Pampa anunció el inicio de la construcción de PEPE VI, un proyecto que contempla la instalación de 300 MW de energía eólica. La primera de las tres etapas es de 94,5 MW, erogando una inversión aproximada de US\$186 millones. Se estima que la inversión total de las tres etapas asciende a US\$500 millones. PEPE VI se encuentra en un predio lindante a PEMC y PEPE II, a 18 km de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. El proyecto consiste en el montaje 21 aerogeneradores marca Vestas, estimando la habilitación para el tercer trimestre de 2024.

La energía de estos parques se comercializará en el MAT ER a través de PPA en US\$ con privados.

Adquisiciones: 50% de Greenwind y 100% de VAR

El 12 de agosto de 2022 el Grupo Pampa compró a su socio el 50% de la participación indirecta sobre el capital social y votos de Greenwind, por un monto total de US\$20,5 millones. De esta manera, el Grupo Pampa es el único accionista de Greenwind, sociedad que posee como único activo PEMC, un parque eólico de 100 MW. PEMC comercializa su energía bajo un PPA con CAMMESA del Programa RenovAr, por un plazo de 20 años desde su habilitación comercial el 8 de junio de 2018. Asimismo, Greenwind posee una deuda neta total de US\$60 millones al cierre del ejercicio 2022.

Por otro lado, el 16 de diciembre de 2022 Pampa adquirió al Gobierno de la Provincia de La Rioja el 100% de VAR, sociedad que opera PEA de 100 MW, ubicado en Arauco, provincia de La Rioja. Este parque comercializa su energía bajo el Programa RenovAr desde marzo de 2020 por 20 años. El precio de compra ascendió a US\$170 millones, abonando US\$128 millones al cierre de la transacción, y el resto en 12 cuotas mensuales durante el ejercicio 2023.

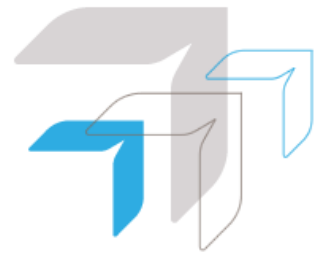
Remuneración para la energía base

En abril de 2022, la Res. SE N° 238/22 fijó aumentos del 30% retroactivo a febrero y 10% en junio de 2022, y eliminó desde febrero la remuneración adicional transitoria. Asimismo, en diciembre de 2022, la Res. SE N° 826/22 incrementó 20% retroactivo a septiembre y 10% en diciembre, y dispuso también los ajustes para el 2023: 25% en febrero y 28% en agosto. Además, desde noviembre de 2022 reemplaza la remuneración de la potencia en HMRT por la energía generada en horas de punta.

Remuneración diferencial para CC bajo energía base

Con el objetivo de promover la operatividad de los CC bajo el esquema de energía base, el 7 de febrero de 2023 se publicó la Res. SE N° 59/23, donde se invita a generadores con CC a suscribir un PPA

¹⁴ Para más información, ver las secciones 5.1 y 8.1 de esta Memoria.



con CAMMESA por un plazo máximo de hasta 5 años, y el compromiso de mantener la disponibilidad al 85% de la potencia neta. En consideración, la potencia y energía serán remunerados parcialmente en US\$.

Los generadores tienen 90 días corridos de publicada esta Res. para adherirse. Pampa se encuentra analizando dicho acuerdo ya que posee dos CC que aplicarían bajo este esquema, CTLL y CTGEBA, por una potencia bruta total de 1.239 MW.

CTEB: finalización del PPA por el ciclo abierto, adenda y habilitación del cierre a CC

Luego de 10 años de duración contractual del PPA bajo Res. SE N° 220/07, los 567 MW de capacidad bruta de CTEB pasaron a considerarse como energía base a partir de las 0 horas del 27 de abril de 2022.

Por otro lado, con respecto al proyecto de expansión de cierre de ciclo, el 1 de julio de 2022, CTBSA y la UTE SACDE-Techint acordaron una nueva adenda al contrato de construcción, en la cual CTBSA reconoce una compensación de US\$8 millones a dicha UTE por variaciones de plazo y costos, entre otras cuestiones.

Finalmente, el cierre de ciclo fue habilitado comercialmente a partir de las 0 horas del 22 de febrero de 2023, cuando CAMMESA otorgó los correspondientes permisos a la unidad EBARTV01 de CTEB por hasta 260 MW de potencia bruta. A partir de entonces, se percibe la remuneración estipulada en el PPA suscripto con CAMMESA (Res. SE N° 220/07) por el término de 10 años. Con la culminación del proyecto, la potencia bruta total de CTEB asciende a hasta 827 MW, contribuyendo con un parque generador más limpio y eficiente a la oferta eléctrica en una zona clave.

Pampa como accionista co-controlante junto con YPF S.A., invirtió más de US\$250 millones, y con esta habilitación comercial se cumple con la condición resolutoria de las garantías como fiadores y principales pagadores en beneficio de los tenedores de ON de CTBSA, garantizando el cumplimiento en tiempo y forma del pago de cualquier monto adeudado, incluyendo todos los servicios de capital e intereses. Por ende, dichas garantías han finalizado, perdiendo toda vigencia y validez.

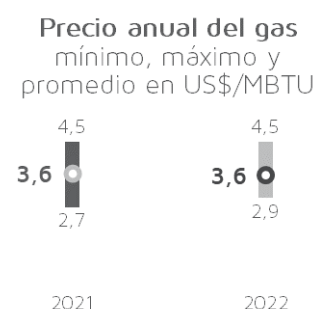
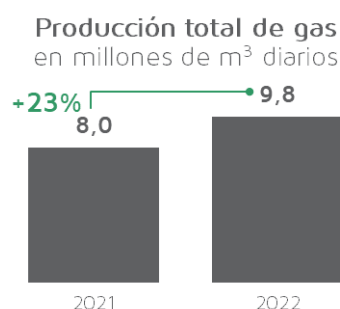
Siniestro en una de las TG de CTLL

El 23 de junio de 2022 se produjo un siniestro en la turbina de gas LDLATG05 de CTLL. Pampa, junto al fabricante de la turbina GE, realizaron los trabajos necesarios para el desarme y reparación de la falla. Asimismo, Pampa se encuentra realizando las presentaciones necesarias ante las compañías aseguradoras para recibir las indemnizaciones por los daños sufridos y minimizar las pérdidas económicas derivadas por el incumplimiento de los compromisos de disponibilidad bajo PPA.

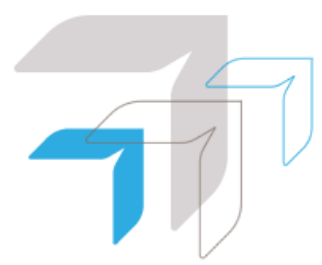
7.2 Petróleo y gas¹⁵

Plan Gas.Ar

Gracias a la implementación y nuevas rondas del Plan Gas.Ar, durante 2022 Pampa nuevamente logró una suba del 23% interanual en la producción neta, alcanzando 9,8 millones de m³/día promedio anual y nuevos registros máximos de producción. Dicho incremento más que triplica del crecimiento a nivel país en el mismo período, el cual fue del 7%.



¹⁵ Para más información, ver las secciones 6.1 y 8.2 de esta Memoria.



Pampa participó en todas las rondas del Plan Gas.Ar de Cuenca Neuquina y desde mayo de 2022, se adicionaron 2 millones de m³/día adjudicados en la tercera ronda. Cabe destacar que dicho volumen adjudicado a Pampa representó 2/3 del total licitado en la tercera ronda.

Asimismo, el 22 de diciembre de 2022 se adjudicaron las rondas 4 (Cuenca Neuquina) y 5 (Cuenca Austral) mediante la Res. SE N° 860/22. Las rondas 4.1 y 5.1 extendieron gran parte del volumen base anual desde diciembre de 2024 hasta diciembre de 2028, bajo las siguientes condiciones:

- Ronda 1: 48,0 millones de m³/día a US\$3,592/MBTU en Cuenca Neuquina y 2,4 millones de m³/día a US\$3,479/MBTU en Cuenca Austral; y
- Ronda 3: 3 millones de m³/día a US\$3,435/MBTU en Cuenca Neuquina.

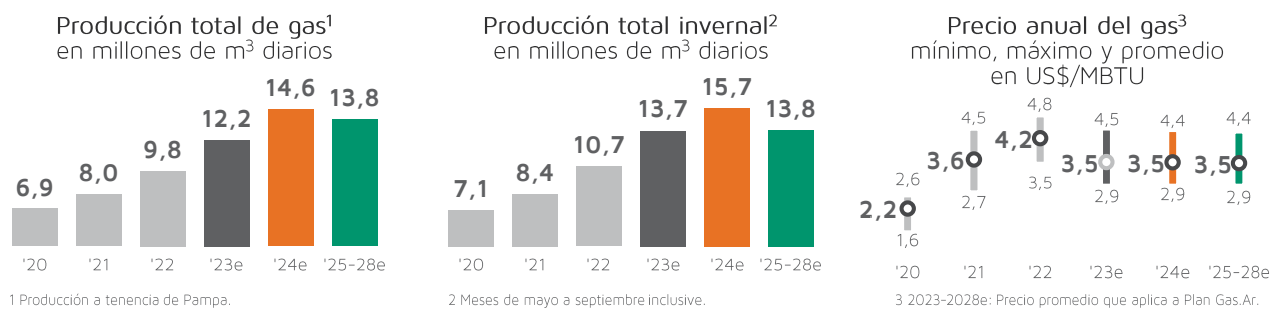
La ronda 4.2 adjudicó nuevos volúmenes hasta diciembre de 2028, los cuales pueden limitarse hasta un 30% con ENARSA a clientes industriales y/o GNC, sujeto a la aprobación de SE:

- Compromiso plano anual desde julio de 2023: 11 millones de m³/día a US\$3,41/MBTU;
- Compromiso plano anual desde enero de 2024: 3 millones de m³/día a US\$2,989/MBTU;
- Compromiso en pico (invernal) desde 2024: 7 millones de m³/día a US\$4,249/MBTU; y
- Compromiso en pico (invernal) desde 2025: 7 millones de m³/día a US\$3,597/MBTU.

Finalmente, la ronda 5.2 adjudicó el volumen incremental máximo vs. ronda 1 por 3,3 millones de m³/día a US\$7,319/MBTU, para 2023 – 2028. El cliente es CAMMESA, con 80% de DoP diario y ToP mensual.

Pampa fue adjudicado en la ronda 4.1, extendiendo las condiciones originales hasta 2028 (4,9 millones de m³/día de la ronda 1 a US\$3,60/MBTU y 2 millones de m³/día de la ronda 3 a US\$3,347/MBTU). Además, obtuvo nuevos volúmenes en la ronda 4.2 (compromiso de entregas plano desde julio de 2023) por un volumen de 4,8 millones de m³/día a US\$3,485/MBTU.

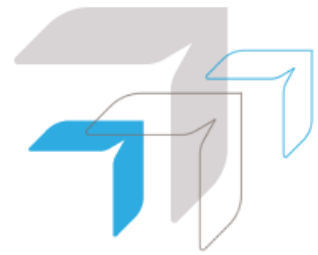
EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PAMPA



Régimen de acceso a divisas para la producción incremental de hidrocarburos

Mediante el Decreto PEN N° 277/22 del 27 de mayo de 2022, se creó, entre otras medidas, el régimen de acceso a divisas (MULC) para la producción incremental de petróleo y gas vs. 2021, posteriormente reglamentado por Decreto PEN N° 484/22 del 12 de agosto de 2022, e instrumentado por Res. SE N° 13/23 del 13 de enero de 2023.

Se permitirá acceso al MULC para el pago de capital e intereses de pasivos comerciales o financieros con el exterior, incluyendo pasivos con empresas vinculadas no residente y/o utilidades y dividendos que correspondan a balances cerrados y auditados y/o a la repatriación de inversiones directas de no residentes.



Para el gas natural, el beneficio es el equivalente al 30% de la inyección incremental valuada al precio promedio ponderado de exportación del país de los últimos 12 meses, neto de derecho de exportación. Para el petróleo, el beneficio es el equivalente al 20% de la producción incremental trimestral valuada a la cotización promedio de los últimos 12 meses del Brent definido por la autoridad de aplicación, neto de derechos de exportación y con ajustes según la calidad de crudo¹⁶. Asimismo, los beneficios podrán ser transferidos a proveedores directos, a terceros asociados y/o a operadores titulares de concesiones.

Pampa presentó la solicitud de adhesión en ambos regímenes y solicitó los beneficios sobre el tercer y cuarto trimestre del 2022. A la fecha, la SE no se ha expedido al respecto.

Ampliación de capacidad y récord de producción de gas natural en El Mangrullo

En línea con nuestro compromiso de producción bajo el Plan Gas.Ar y la productividad excepcional de El Mangrullo, bloque 100% de Pampa, durante el 2022 se expandió la capacidad de procesamiento en tres etapas: **(i)** la ampliación de la planta de producción temporaria en 2,5 millones de m³/día desde mayo de 2022 cuando inició el período invernal; **(ii)** la puesta en servicio de nuestra nueva planta de tratamiento de gas de 4,8 millones de m³/día desde noviembre de 2022; y **(iii)** la extensión del uso de las instalaciones de Rincón del Mangrullo por 2,0 millones de m³/día hasta enero de 2025. En consecuencia, la capacidad de procesamiento de El Mangrullo se amplió hasta un máximo de 13,6 millones de m³/día.

Exportación de gas

En mayo y diciembre de 2021 Pampa obtuvo permisos para exportar gas a Chile en condición firme por un volumen máximo de 1,5 millones de m³/día y 1,22 millones de m³/día para los períodos de octubre 2021 – abril de 2022 y enero – abril 2022, respectivamente. Asimismo, en agosto de 2022 y febrero de 2023, se emitieron permisos para exportar en firme a Chile por un máximo de 1,5 millones de m³/día entre octubre de 2022 – abril de 2023 y 1,31 millones de m³/día entre mayo – junio de 2023.

Pampa exporta en condición *spot* siempre y cuando esté permitida por la autoridad aplicable. En noviembre de 2020 Pampa obtuvo permisos para exportar en condición interrumpible a Chile con vencimientos entre abril de 2021 y enero de 2022. Asimismo, entre septiembre y diciembre de 2021 se sumaron nuevos permisos interrumpibles a Chile, Brasil y Uruguay con vencimientos entre noviembre de 2022 y diciembre de 2024. Finalmente, en febrero de 2023 se autorizaron permisos interrumpibles a Chile con vencimientos entre diciembre de 2024 y mayo de 2025.

Durante el 2022, la alícuota de retención para exportaciones de gas se mantuvo en el 8%.

Cambios en las concesiones de bloques productivos

El 19 de enero de 2023 Pampa aceptó la oferta recibida por parte de Oilstone Energía S.A. para la terminación de nuestra participación del 15% sobre 9 pozos en Anticlinal Campamento (representó menos del 1% de la producción de gas de Pampa en 2022), con fecha efectiva el 1 de enero de 2023. El acuerdo libera a Pampa de cualquier obligación futura respecto a este bloque.

Por otro lado, el 3 de febrero de 2023 se acordó la extensión de la concesión del bloque Aguaragüe (incluye San Antonio Sur) por 10 años hasta el 2034, y se encuentra a la espera de la emisión del Decreto Provincial. Pampa posee el 15% de dicho bloque, cuya superficie es de 1.642 km² y se encuentra ubicado en Cuenca Noroeste.

¹⁶ Siendo 1,13 para Medanita, 0,92 para Escalante y 1 para Noroeste.



7.3 Otros negocios¹⁷

Situación tarifaria de Transener y TGS

El Decreto PEN N° 815/22 del 6 de diciembre de 2022 prorrogó por un año los plazos para alcanzar los acuerdos correspondientes a las respectivas RTI de Transener y TGS.

El 25 de febrero de 2022 se emitieron las Res. ENRE N° 68/22 y 69/22, otorgando la adecuación transitoria del 25% y 23% sobre los cuadros tarifarios de agosto de 2019 de Transener y Transba, respectivamente, retroactivo a febrero de 2022. Transener y Transba presentaron un recurso de reconsideración y el 9 de mayo de 2022 el ENRE hizo lugar parcialmente. Por ende, los cuadros tarifarios de agosto de 2019 de Transener y Transba se ajustaron en un 67% y 69%, respectivamente, retroactivo a febrero de 2022 (Res. ENRE N° 147/22 y 148/22).

Finalmente, el 29 de diciembre de 2022 se aprobaron los incrementos del 155% y 154% a los cuadros tarifarios de febrero de 2022 de Transener y Transba, respectivamente, aplicables desde enero de 2023 (Res. ENRE N° 698/22 y 702/22).

Por el lado de TGS, mediante el Decreto PEN N° 91/22 y la Res. ENARGAS N° 60/22 de febrero de 2022, se otorgó un incremento transitorio del 60% a partir de marzo de 2022, sujeto a ciertas condiciones.

Finalmente, el 4 de enero de 2023 tuvo lugar la audiencia pública, solicitando un incremento del 135% sobre los cuadros tarifarios de marzo de 2022 desde febrero de 2023, y a la fecha, se encuentra a la espera de una respuesta por parte del ENARGAS.

TGS: ampliación del servicio de *midstream* en Vaca Muerta

Al cierre de 2022, el gasoducto colector de TGS en la formación Vaca Muerta cuenta con 150 km de longitud, una capacidad de transporte de 60 millones de m³/día, y una planta en Tratayén con capacidad de acondicionamiento de 7,8 millones de m³/día.

Para hacer frente al creciente caudal y continuar consolidando su compromiso con el abastecimiento energético del país, TGS brinda soluciones eficientes a los productores de gas natural a través de la realización de proyectos de infraestructura a escala:

- Dos plantas modulares de acondicionamiento de gas, cada una con una capacidad de 3,5 millones de m³ por día y una torre estabilizadora de gasolina, serán operativas en el segundo trimestre de 2023, con una inversión de US\$32 millones;
- Dos plantas de acondicionamiento, cada una con una capacidad de 6,6 millones de m³ por día, estimando la puesta en marcha para diciembre de 2023 y mediados de 2024, con una inversión de US\$132 millones y US\$138 millones, respectivamente; y
- La extensión del tramo norte del gasoducto colector por 32 km (Los Toldos I Sur – El Trapial), con capacidad de transporte de 17 millones de m³ por día, estimando su inversión en US\$60 millones y habilitación para junio de 2023.

7.4 Operaciones de deuda

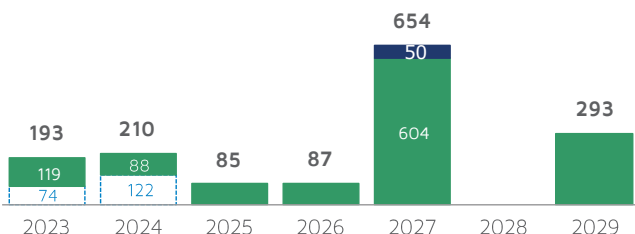
Al 31 de diciembre de 2022, el endeudamiento financiero a nivel consolidado bajo NIIF de Pampa alcanzó US\$1.613 millones (+US\$174 millones vs. cierre del 2021). En término de deuda neta, la suba es de US\$47 millones, alcanzando los US\$913 millones. El promedio de tasas de interés para la deuda en US\$ era de 8,4%, moneda en la que está denominada el 84% de la deuda bruta y mayoritariamente a tasa fija;

¹⁷ Para más información, ver las secciones 5.2, 6.2 y 8.4 de esta Memoria.



la tasa en US\$-link era del 0%; y la tasa promedio en AR\$ era del 65%. La vida de la deuda financiera consolidada de Pampa promedió en 3,6 años. A continuación, se expone el perfil de vencimientos de capital del Grupo Restringido, neto de recompras, en US\$ millones al cierre del ejercicio 2022:

AR\$ US\$ US\$-link



Nota: Sólo considera Pampa consolidada bajo NIIF, no incluye afiliadas TGS, Transener y CTBSA.

En 2022 la Compañía mejoró significativamente su perfil de vencimientos principalmente por la realización del [canje de ON 2023](#), por el cual los tenedores voluntariamente canjearon US\$407,1 millones de VN por US\$122,1 millones en efectivo, más nuevas ON 2026 por un VN de US\$292,8 millones.

Asimismo, durante 2022 Pampa estuvo activa en la colocación de títulos de deuda, emitiendo: **(i)** el [primer Bono Verde](#) (ON Clase VIII) por un VN de AR\$3.107 millones, a tasa de interés variable Badlar más 2%, con vencimiento en julio de 2023; **(ii)** ON Clase XI por AR\$21.655 millones a tasa de interés variable Badlar Privada más 0% con vencimiento en enero de 2024; y **(iii)** ON Clase XIII en US\$-link por US\$49,8 millones a TNA 0% con vencimiento en diciembre de 2027.

También, desde el 12 de agosto de 2022 consolida la deuda neta de Greenwind por [la adquisición del control de dicha sociedad](#). Además, se pagaron financiamientos netos en US\$ y se tomaron deudas bancarias a corto plazo en AR\$.

Con respecto a afiliadas, durante el 2022: **(i)** Greenwind pagó US\$5,2 millones de la facilidad de crédito suscripta con IDB Invest; **(ii)** Transener pagó al vencimiento préstamos en AR\$; **(iii)** TGS tomó financiamientos menores en US\$; y **(iv)** CTBSA pagó al vencimiento US\$74,4 millones del préstamo sindicado, cuyo esquema de amortización y tasa fue enmendada en el transcurso del año, y emitió:

ON de CTBSA	Denominación	VN en millones	Tasa pactada	Vencimiento
Clase VI	US\$-link	83,6	0%	May-25
Clase VII	AR\$	1.754	Badlar Privada +2,98%	Nov-23
Clase VIII	AR\$	4.236	Badlar Privada +1%	Feb-24

Nota: La Clase VI fue emitidas en dos instancias: 16 de mayo y 14 de diciembre. Asimismo, como parte de la suscripción en especie de esta ON, se cancelaron parcialmente ON Clase I (US\$-link) por US\$10,8 millones, resultando en VN en circulación de US\$32,2 millones.

Luego del ejercicio 2022, entre los eventos más relevantes, se destaca la emisión de ON Clase XV por AR\$18.264 millones, a tasa de interés variable Badlar más 2%, con vencimiento en julio de 2024, y la reapertura de ON Clase XIII US\$-link por US\$48,2 millones adicionales.

Finalmente, a la fecha de emisión de la presente Memoria, la Sociedad y sus subsidiarias se encuentran en cumplimiento con los *covenants* establecidos en sus endeudamientos.

Emisión del primer Bono Verde de Pampa¹⁸

Para financiar el [proyecto PEPE IV](#), el 18 de enero de 2022 Pampa emitió el primer Bono Verde (ON Clase VIII) por un VN de AR\$3.107 millones, a tasa de interés variable Badlar más 2%, con vencimiento en

¹⁸ Para más información, ver la sección 7.1 de esta Memoria.



julio de 2023 y sistema de amortización americano. Cabe mencionar que se recibieron ofertas de compra por más de AR\$9.646 millones, más de 3 veces respecto del valor nominal emitido.

La emisión fue reconocida por Fix Ratings, afiliada de Fitch Ratings, con la calificación de Bono Verde (BV1), la mejor calificación posible, ya que está alineada a los cuatro componentes principales de los Principios de Bonos Verdes (GBP por sus siglas en inglés) del ICMA. Asimismo, este bono ingresó al [Panel de Bonos SVS](#) (Sociales, Verdes y Sustentables) de ByMA, el cual promueve las condiciones para que el Mercado de Capitales de Argentina sea cada vez más sostenible.

Canje de las ON con vencimiento en 2023

El 16 de junio de 2022 Pampa anunció la oferta para canjear sus ON 2023. Dicha oferta fue enmendada el 18 de julio de 2022, y por cada US\$1.000 de VN a ser canjeados, se ofrecieron las siguientes opciones mutuamente excluyentes:

- Opción A: en efectivo lo que resulte del 30% del monto total que ingresa al canje, prorrateado entre los tenedores que optaron por la Opción A, y el remanente en ON 2026, ponderado por una relación de canje de 1,02; u
- Opción B: US\$1.030 de ON 2026.

El 29 de julio finalizó la oferta, y US\$407,1 millones representativas del 81,4% del monto de capital de ON 2023 ingresaron al canje con la siguiente apertura:

- US\$193,8 millones en la opción A: cada US\$1.000 de VN de ON 2023 reciben aproximadamente US\$630,2 en efectivo y US\$377,2 en ON 2026; y
- US\$213,3 millones en la opción B: cada US\$1.000 de VN de ON 2023 reciben US\$1.030 en ON 2026.

Consecuentemente, el 8 de agosto de 2022 se abonaron US\$122,1 millones en efectivo y se emitieron ON 2026 por un VN de US\$292,8 millones.

Calificación crediticia

A continuación, se exponen las calificaciones de riesgo para el Grupo Pampa:

Empresa	Agencia	Calificación	
		Escala global	Escala nacional
Pampa	S&P	b ⁻¹	na
	Moody's	Caa3	na
	FitchRatings ²	B-	AA (largo plazo) A1+ (corto plazo)
TGS	S&P	CCC+	na
	Moody's	Caa3	na
Transener	FitchRatings ²	na	A+ (largo plazo)
CTEB	FitchRatings ²	na	A+

Nota: 1 Calificación individual. 2 Escala nacional expedida por FIX SCR.



7.5 Otros hechos relevantes

Miembros del Directorio y Comité Ejecutivo¹⁹

La Asamblea de Accionistas de Pampa del 27 de abril de 2022 aprobó las renovaciones de Carlos Correa Urquiza, Juan Santiago Fraschina y Darío Epstein (independientes); y la designación de Carolina Zang (independiente), en reemplazo de Gabriel Cohen (no independiente). En consecuencia, el 50% del Directorio está conformado por directores independientes y tres de los diez puestos están ocupados por directoras.

Asimismo, la Asamblea de Accionistas de Pampa del 27 de diciembre de 2022 resolvió designar a María Renata Scafati (independiente), en reemplazo de Santiago Fraschina, hasta completar su mandato. En consecuencia, el 40% del Directorio son directoras.

Capital social de Pampa

El 3 de marzo y 17 de octubre de 2022 se efectivizaron las cancelaciones de 12,5 millones y 2,8 millones de acciones (equivalentes a 0,5 millones y 0,1 millones de ADR), previamente aprobadas por las asambleas del 30 de septiembre de 2021 y 27 de abril de 2022, respectivamente.

Por ende, a fin del ejercicio 2022 y a la fecha de emisión de la presente Memoria, el capital social en circulación de Pampa ascendía a 1.383,6 millones de acciones (equivalentes a 55,3 millones de ADR)²⁰.

Venta de participación accionaria en Refinor

El 15 de septiembre de 2022 Pampa suscribió con Hidrocarburos del Norte S.A. un contrato para la venta de sus acciones Clase A representativas del 28,5% del capital social de Refinor, por un precio de US\$5,7 millones.

El 14 de octubre de 2022, habiéndose cumplido las condiciones precedentes, la Sociedad transfirió las acciones mencionadas. A la fecha, la Compañía ha percibido la suma de US\$1,7 millones, encontrándose pendiente de cobro US\$4 millones, financiado a un año desde la fecha de venta a una tasa anual del 8%.

Cesión de activos en Venezuela

El 6 de mayo de 2022, Pampa cedió a Integra Petróleo y Gas S.A. la totalidad de los derechos y obligaciones por su participación directa e indirecta en el capital de ciertas sociedades mixtas en Venezuela, por medio de las cuales tiene participación en las siguientes áreas hidrocarburíferas: Oritupano Leona (22%), La Concepción (36%), Acema y Mata (34,49% cada una).

En retribución, Integra Petróleo y Gas S.A. abonará a Pampa el 50% de cualquier compensación que obtenga, ya sea monetario o en especie, relacionado con dichas sociedades mixtas y áreas. Esta transacción se encuentra sujeta a la aprobación de cambio de control del Ministro del Poder Popular de Petróleo de la República Bolivariana de Venezuela.

¹⁹ Para más información, ver la sección 2.1 de esta Memoria.

²⁰ Para más información, ver [Capital Accionario](#).



8. Descripción de nuestros activos

Pampa Energía es una empresa energética independiente, con activa participación en las cadenas de valor de electricidad y gas de Argentina:

Generación de electricidad 		Petróleo y gas ³ 	
Hidroeléctrico	938 MW	Bloques ⁴	13 de producción + 5 de exploración
Térmico ¹	3.812 MW	Gas	9,8 millones m ³ /d de producción
+ Expansiones ²	260 MW	Petróleo	5,3 miles bbl/d de producción
Co-generación	14 MW		
Eólico	324 MW		
+ Expansiones ²	158 MW		
Capacidad total	5.505 MW	Producción total	63,1 miles boe/d
Petroquímica 		Otros negocios 	
	Capacidad de:	TGS	9.233 km de gasoductos
Estireno	160 mil ton/año		Capacidad LGN de 1,2 millón ton/año
Caucho sintético	55 mil ton/año	Transener	21.697 km de líneas de alta tensión
Poliestireno	65 mil ton/año		

Participación de mercado 94-100%

Nota: Al 31 de diciembre de 2022. CTEB, Transener y TGS son afiliadas que bajo NIIF no se consolidan en los EEEF. Suma de partes sujeta a redondeo. **1** Incluye 567 MW en CTEB. **2** Considera la expansión de 280 MW de CTEB, habilitado el 22 de febrero de 2023; PEPE IV (63 MW) y PEPE VI (94,5 MW anunciado en febrero de 2023). **3** Producción promedio del 2022. **4** En 2023 se revirtieron un bloque de producción y uno de exploración.

En generación, somos la mayor operadora privada del país, con una capacidad instalada de 5.088 MW, lo que equivale al 12% del parque argentino. Sumado a las próximas expansiones de 418 MW²¹, nuestra capacidad instalada total ascendería a 5.505 MW.

Nuestro segmento de petróleo y gas comprende las áreas operadas y no operadas con tenencia accionaria de Pampa Energía. En 2022 el nivel de producción promedio en Argentina alcanzó 63,1 kboe por día, 92% de gas, constituyendo el quinto mayor productor gasífero en la Argentina.

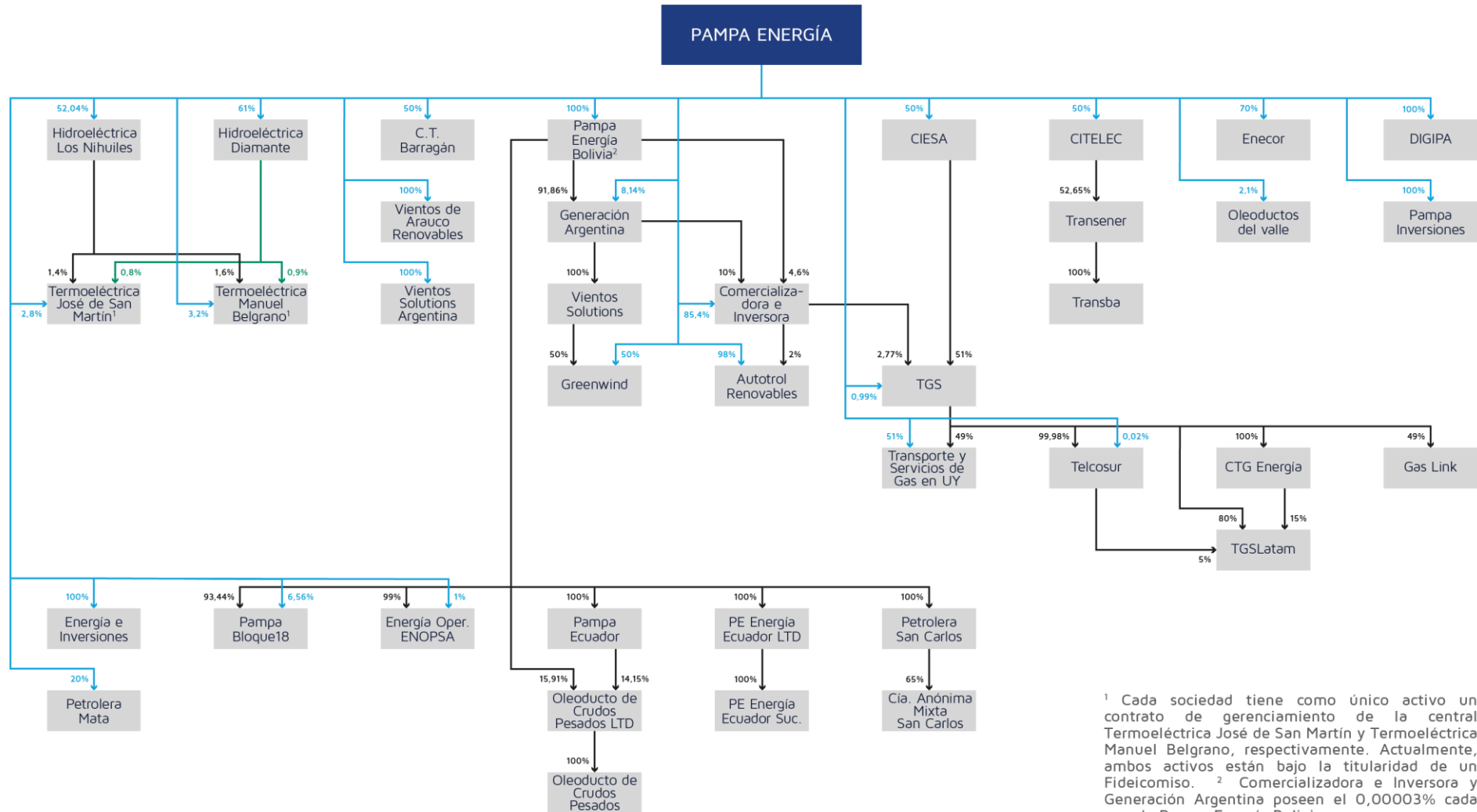
En petroquímica, Pampa posee dos plantas de alta complejidad, liderando como único productor las ventas de estireno, caucho sintético y poliestireno en el país, con una participación entre 94% y 100%.

Finalmente, el segmento de holding y otros negocios está principalmente compuesto por nuestra participación del 29,3% en TGS, la mayor transportadora de gas del país, la cual opera 9.233 km de gasoductos y una planta de LGN General Cerri, con una capacidad de producción de 1 millón de ton año. Asimismo, Pampa cuenta la participación indirecta del 26,3% de Transener, que opera y mantiene el 86% de la red de transmisión en alta tensión de Argentina, a través de 21,7 mil km de líneas.

²¹ Incluye PEPE VI (94,5 MW), proyecto anunciado en febrero de 2023, y 18 MW de PEPE IV habilitado el 25 de febrero de 2023.



Estructura corporativa al 31 de diciembre de 2022



¹ Cada sociedad tiene como único activo un contrato de gerenciamiento de la central Termoeléctrica José de San Martín y Termoeléctrica Manuel Belgrano, respectivamente. Actualmente, ambos activos están bajo la titularidad de un Fideicomiso. ² Comercializadora e Inversora y Generación Argentina poseen el 0,00003% cada una de Pampa Energía Bolivia.



8.1 Generación de electricidad²²

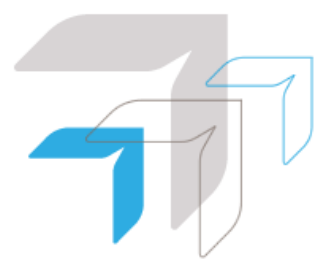
A continuación, se resume los 17 activos de generación eléctrica operados por Pampa al cierre de 2022:

Principales indicadores operativos del segmento de generación	Hidroeléctricas			Eólicas				Subtotal hidro +eólicas
	HINISA	HIDISA	HPPL	PEMC ¹	PEPE2	PEPE 3-4 ²	PEA ³	
Capacidad instalada (MW)	265	388	285	100	53	71	100	1.262
Capacidad nueva (MW)	-	-	-	100	53	71	100	324
Participación de mercado	0,6%	0,9%	0,7%	0,2%	0,1%	0,2%	0,2%	2,9%
Período anual								
Generación neta 2022 (GWh)	428	303	707	391	231	250	17	2.326
Participación de mercado	0,3%	0,2%	0,5%	0,3%	0,2%	0,2%	0,01%	1,7%
Ventas 2022 (GWh)	428	303	707	391	256	250	-	2.335
Generación neta 2021 (GWh)	467	325	550	367	215	256	-	2.181
Variación 2022 vs. 2021	-8%	-7%	+29%	+6%	+7%	-2%	na	+7%
Ventas 2021 (GWh)	467	325	550	367	247	256	-	2.212
Precio prom. 2022 (US\$/MWh)	23	38	15	69	74	66	na	41
Precio prom. 2021 (US\$/MWh)	18	34	18	71	73	67	na	41
Margen bruto prom. 2022 (US\$/MWh)	3	12	6	60	54	58	na	26
Margen bruto prom. 2021 (US\$/MWh)	(6)	12	7	61	55	58	na	25

Principales indicadores operativos del segmento de generación	Térmicas									Subtotal	Total
	CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEB A	Eco-Energía	CTEB ⁴		
Capacidad instalada (MW)	780	361	30	620	100	100	1.253	14	567	3.826	5.088
Capacidad nueva (MW)	184	100	-	-	100	100	565	14	-	1.064	1.388
Participación de mercado	1,8%	0,8%	0,1%	1,4%	0,2%	0,2%	2,9%	0,03%	1,3%	8,9%	11,9%
Período anual											
Generación neta 2022 (GWh)	5.103	225	52	1.209	321	308	7.746	73	948	15.985	18.311
Participación de mercado	3,7%	0,2%	0,0%	0,9%	0,2%	0,2%	5,6%	0,1%	0,7%	11,6%	13,3%
Ventas 2022 (GWh)	5.103	469	52	1.209	321	308	8.571	152	948	17.133	19.468
Generación neta 2021 (GWh)	4.682	392	53	312	299	301	8.594	75	546	15.252	17.433
Variación 2022 vs. 2021	+9%	-43%	-1%	na	+7%	+2%	-10%	-3%	+74%	+5%	+5%
Ventas 2021 (GWh)	4.692	624	53	313	299	300	9.266	153	546	16.246	18.458
Precio prom. 2022 (US\$/MWh)	19	77	41	33	118	99	39	40	90	39	39
Precio prom. 2021 (US\$/MWh)	31	45	84	75	126	100	34	33	na	47	46
Margen bruto prom. 2022 (US\$/MWh)	12	25	12	11	94	73	21	17	70	23	23
Margen bruto prom. 2021 (US\$/MWh)	26	10	41	12	103	78	17	12	na	31	30

Nota: Los valores sujetos a redondeo, por lo que el total puede no igualar su suma. Margen bruto antes de amortización y depreciación. **1** 100% de Pampa desde el 12 de agosto de 2022. Anteriormente fue operada por Pampa con 50% de participación accionaria. **2** El 29 de diciembre de 2022 se habilitaron 4 de los 18 aerogeneradores de 4,5 MW cada uno en PEPE IV. El 25 de febrero de 2023 se habilitaron 4 más, alcanzando un total de 36 MW. **3** Adquirido el 16 de diciembre de 2022. **4** Operada por Pampa (participación accionaria del 50%).

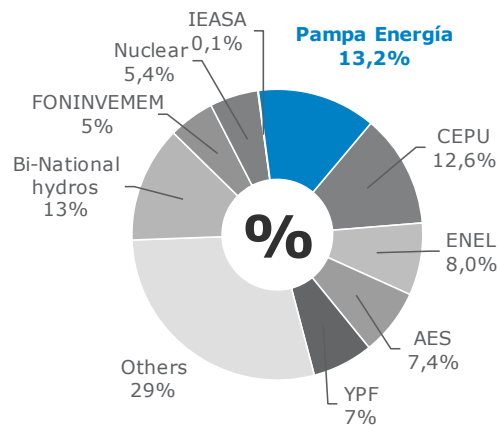
²² Para más información, ver las secciones 5.1 y 7.1 de esta Memoria.



El siguiente cuadro muestra la participación de mercado de Pampa en generación eléctrica:

Generación eléctrica neta 2022

100% = 138.742 GWh



Nota: Generación hidroeléctrica no es neto de bombeo.
Fuente: CAMMESA.

Generación hidroeléctrica

Situada sobre el río Atuel, en la provincia de Mendoza, desde junio de 1994 **HINISA** tiene una concesión por 30 años para la generación, venta y comercialización de electricidad del sistema hidroeléctrico Los Nihuales. HINISA cuenta con una capacidad instalada de 265 MW, que representa el 0,6% de Argentina, y está conformado por tres represas y tres plantas generadoras de energía hidroeléctrica (Nihuil I, Nihuil II y Nihuil III), así como por un dique compensador. El Sistema Los Nihuales cubre una longitud total de cerca de 40 km y una altura comprendida entre los 754 m y 1.251 m sobre el nivel del mar. Desde 1990 a 2022, la generación anual promedio fue de 786 GWh, con un máximo de 1.250 GWh registrado en 2006 y un mínimo de 428 GWh registrado en 2022. Pampa tiene una participación directa del 52% sobre el capital accionario de HINISA.

También en la provincia de Mendoza, pero situada sobre el río Diamante se encuentra **HIDISA**, que tiene una concesión por 30 años desde octubre de 1994 para la generación, venta y comercialización de electricidad del sistema hidroeléctrico Diamante. Con 388 MW, representa el 0,9% de la capacidad instalada de Argentina, y está conformado por tres represas y tres plantas generadoras de energía hidroeléctrica (Agua del Toro, Los Reyunos y El Tigre). El Sistema Diamante cubre una longitud total de aproximadamente 55 km y una altura comprendida entre los 873 m y 1.338 m sobre el nivel del mar. Desde 1990 a 2022, la generación anual promedio fue de 531 GWh, con un máximo de generación de 943 GWh alcanzado en 2006 y un mínimo de 303 GWh registrado en 2022. Pampa tiene una participación directa del 61% sobre el capital accionario de HIDISA.

La central **HPPL** comenzó su operación en el año 1999 bajo un esquema de concesión por un plazo de 30 años. Ubicada sobre el río Limay, en la provincia del Neuquén, HPPL cuenta con una capacidad instalada de 285 MW distribuidas en 3 turbinas tipo Kaplan, lo que representa el 0,7% de la potencia argentina. La presa está compuesta por materiales sueltos con pantalla impermeable de hormigón y posee una longitud de 1.045 m. Su punto más alto tiene 54 m de altura y su nivel de cota máxima extraordinaria es de 480,2 m sobre el nivel del mar. Desde 2000 a 2022, la generación media anual histórica de HPPL es de 922 GWh, con un máximo de 1.430 GWh alcanzado en 2006 y un mínimo de 494 GWh registrado en 2016. La concesión de HPPL es 100% propiedad de Pampa.



Generación eólica

PEMC está ubicado sobre la ruta provincial N° 51, a 18 km de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. El parque está constituido por 29 aerogeneradores Vestas V-126, de 3,45 MW de potencia cada una y altura al buje de 87 metros, con un factor de carga neto P50 de 48%. Cuenta con una capacidad instalada de 100 MW y representa el 0,2% de la potencia argentina. Fue habilitada en junio de 2018 y vende su energía a CAMMESA bajo el programa RenovAr. Desde 2019 a 2022, la generación anual promedio fue de 387 GWh, con un máximo de 409 GWh en 2020 y un mínimo de 367 GWh en 2021. Si bien Pampa era la operadora con una participación directa del 50% sobre el capital accionario, el 12 de agosto de 2022 la Compañía adquirió el 50% remanente, convirtiéndose en el único accionista de Greenwind, sociedad cuyo único activo es PEMC.

Contiguo a PEMC está **PEPE II**, constituido por 14 aerogeneradores Vestas V-136, de 3,8 MW de potencia cada una y altura al buje de 120 metros, con un factor de carga neto P50 de 56%. La capacidad instalada es de 53 MW, representando el 0,1% de la potencia argentina. Fue habilitado en mayo de 2019 y la generación media anual histórica desde el 2020 fue de 217 GWh.

PEPE III y **PEPE IV** están ubicados en Coronel Rosales, sobre la ruta nacional N°3, a 45 km de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. PEPE III es gemelo a PEPE II pero con un factor de carga neto P50 de 63%. La generación media anual histórica desde el 2020 fue de 249 GWh. El 29 de diciembre de 2022 se habilitaron 4 de los 18 aerogeneradores Vestas V-150 de 4,5 MW cada uno de PEPE IV. Además, el 25 de febrero de 2023 se habilitaron 4 más (36 MW en total). Cada aerogenerador tiene una altura al buje de 105 metros, con un factor de carga neto P50 de 63%. Se estima la habilitación completa (+45 MW) para el segundo trimestre del 2023.

PEPE II y PEPE III están registrados para emitir certificados IREC.

PEA está ubicado sobre la ruta provincial N° 9, a 90 km al norte de la ciudad de La Rioja, provincia de La Rioja. El parque fue adquirido por Pampa Energía el 16 de diciembre de 2022, y está constituido por 38 aerogeneradores Siemens Gamesa G-114, de 2,625 MW de potencia cada una y altura al buje de 80 metros, con un factor de carga neto P50 de 43%. Por ende, la capacidad instalada asciende a 100 MW y representa el 0,2% de la potencia argentina. PEA fue habilitada en marzo de 2020 y vende su energía a CAMMESA bajo el programa RenovAr. La generación media anual histórica desde 2020 fue de 329 GWh.

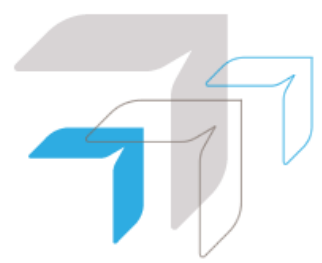
Finalmente, en febrero de 2023 Pampa anunció el proyecto de expansión eólica, **PEPE VI**, en un predio lindante a PEMC y PEPE II, para agregar 94,5 MW de potencia mediante el montaje de 21 aerogeneradores Vestas de 4,5 MW cada uno, estimando la habilitación para el tercer trimestre de 2024.

Generación térmica

CTG está ubicada en el noroeste de la Argentina, en la ciudad de Gral. Güemes, provincia de Salta. Privatizada en el año 1992, dispone de una planta de generación termoeléctrica de ciclo abierto de 261 MW y la incorporación en septiembre de 2008 de un grupo turbogenerador a gas GE de 100 MW, totalizando 361 MW, equivalente a 0,8% de potencia argentina. Desde 1993 a 2022, la generación anual promedio fue de 1.609 GWh, con un máximo de 1.903 GWh en 1996 y un mínimo de 225 GWh en 2022.

También en la provincia de Salta, hacia el norte se encuentra **CTP**, ubicada en el paraje denominado Piquirenda, Municipio de Aguaray, Departamento General San Martín. Iniciada su construcción a principios de 2008 y finalizada en 2010, dispone de 30 MW compuestos por diez motogeneradores GE Jenbacher JGS 620 alimentados a gas, equivalente a 0,1% de la potencia argentina. Desde 2011 a 2022, la generación anual promedio fue de 104 GWh, con un máximo de 156 GWh en 2017 y un mínimo de 52 GWh en 2022.

Hacia el sur en la provincia del Neuquén, se encuentra **CTLL**, ubicada en Loma de la Lata, en las inmediaciones de uno de los yacimientos gasíferos más grandes de Latinoamérica del mismo nombre. La central fue construida en 1994 y está compuesta por tres TG con una potencia de 375 MW, una TV Siemens de 180 MW instalada en el 2011 para el cierre a CC y repotenciada en enero de 2018, una turbina



aeroderivada a gas GE de 105 MW instalada en mayo de 2016 y la incorporación de 105 MW de TG GE en agosto de 2017 y 15 MW de motores a gas MAN en agosto de 2021, ascendiendo a una potencia total de 780 MW, 1,8% de la potencia argentina. Durante el período 1997 a 2022, la generación anual promedio fue de 2.309 GWh, con un máximo de 5.103 GWh en 2022 y un mínimo de 272 GWh en 2002.

En la provincia de Buenos Aires, Pampa opera seis CT. En las inmediaciones de la ciudad de Bahía Blanca se encuentran tres de ellas: **CPB**, ubicada en el puerto de Ingeniero White, compuesta por 2 TV de 310 MW cada una, totaliza 620 MW, equivalente a 1,4% de la potencia argentina. Las calderas están equipadas para funcionar con FO o gas, este último abastecido a través de un gasoducto propio de 22 km, operado y mantenido por CPB, que conecta con el sistema de gasoducto troncal de TGS. CPB cuenta además con dos tanques para el almacenamiento de FO de 60.000 m³. Desde 1997 a 2022, la generación anual promedio fue de 1.893 GWh, con un máximo de 3.434 GWh en 2011 y un mínimo de 189 GWh en 2002.

En un predio contiguo a CPB se encuentra **CTIW**, conformada por 6 motogeneradores Wärtsilä de combustible dual gas natural o FO, de 100 MW de potencia instalada que representa el 0,2% de la capacidad instalada de Argentina. Los motores son de alta eficiencia, con un rendimiento del 46%. La central se encuentra interconectada a la red de 132 kV a través de una subestación de Transba. La provisión de combustible líquido se realiza utilizando las instalaciones de descarga y almacenamiento de CPB, al igual que el gas natural por medio de instalación interna de la mencionada central. Desde 2018 a 2022, la generación media anual histórica fue de 285 GWh, con un máximo de 312 GWh en 2019 y un mínimo de 229 GWh en 2020.

Asimismo, en las afueras de Bahía Blanca se ubica **EcoEnergía**, central de co-generación ubicada dentro del Complejo General Cerri de TGS. Habilitado en 2011, consiste de una TV de 14 MW y vende su energía en el mercado de Energía Plus. Desde 2012 a 2022, la generación media anual histórica de EcoEnergía es de 91 GWh, con un máximo de 108 GWh en 2018 y un mínimo de 72 GWh en 2020.

Otras dos CT de la provincia de Buenos Aires se ubican en el Gran Buenos Aires: **CTGEBA** en el partido de Marcos Paz, lugar estratégico pues está a sólo 1 km de distancia de la estación transformadora de Ezeiza, nodo de referencia del MEM para la provisión de energía a la mayor demanda del país. CTGEBA comenzó operaciones en 1999 y consta de dos CC, uno de 684 MW, compuesto por dos TG de 223 MW cada una y una TV de 239 MW, repotenciadas en octubre de 2020. El segundo CC está compuesto por una TG denominada Genelba Plus de 182 MW de potencia, instalada en 2009 y repotenciada en junio de 2019, otra TG de 188 MW instalada en 2019, y la TV de 199 MW habilitada el 2 de julio de 2020, culminando con el proyecto de expansión iniciado en 2017. CTGEBA es una de las CT más grandes del país, con una potencia total de 1.253 MW, 2,9% del parque argentino. Desde 2000 a 2022, la generación media anual histórica fue de 5.196 GWh, con un máximo de 8.594 GWh en 2021 y un mínimo de 3.438 GWh en 2001.

Asimismo, al norte del Gran Buenos Aires se encuentra **CTPP**, ubicada en el Parque Industrial Pilar, partido de Pilar. La misma está constituida por 6 motogeneradores Wärtsilä con una eficiencia del 43% aproximadamente, tiene una potencia total de 100 MW y puede consumir indistintamente FO almacenado en tanques propios, o gas natural, abastecido a través de un gasoducto dedicado y conectado al troncal de TGN, mientras que la energía es evacuada a través de una línea de 132 kV conectada a la subestación Pilar. Desde 2018 a 2022, la generación media anual histórica fue de 235 GWh, con un máximo de 321 GWh en 2022 y un mínimo de 168 GWh en 2019.

Finalmente, **CTEB** es la sexta CT en la provincia de Buenos Aires, ubicada en la localidad de Ensenada, Gran La Plata. Al cierre del ejercicio 2022, estaba compuesta por dos TG Siemens, habilitadas en 2012 de 567 MW, que representaban el 1,3% de la capacidad instalada de Argentina. Esta CT tiene la posibilidad de consumir gas natural o GO, por lo que cuenta con dos tanques de almacenamiento con una capacidad combinada de 45.000 m³. El 22 de febrero de 2023 se habilitaron hasta 260 MW de TV Siemens para el cierre a CC, alcanzando una capacidad total de hasta 827 MW. Desde 2013 a 2022, la generación media anual histórica de CTEB fue de 1.254 GWh, con un máximo de 2.093 GWh en 2016 y un mínimo de 255 GWh en 2020. Pampa opera CTEB hasta julio de 2023, turnando con YPF S.A. la operación cada 4 años, y posee una participación del 50% sobre el capital accionario de CTBSA, sociedad cuyo único activo es CTEB.



Expansiones en curso

Proyecto	MW	Comercialización	Moneda	Precio de adjudicación			Inversión en US\$ millones ¹	Fecha de habilitación estimada
				Potencia por MW-mes	Variable por MWh	Total por MWh		
Térmico								
CTEB²	260	PPA por 10 años	US\$	23.962	10,5	43	253	22-feb-2023
Renovable								
PEPE IV	63 ³	MAT ER	US\$	na	na	58 ⁴	128	2T 2023
PEPE VI	94,5	MAT ER	US\$	na	na	62 ⁴	186	3T 2024

Nota: Al 31 de diciembre de 2022. **1** Montos estimados sin IVA. **2** Pampa posee el 50%. **3** Del total de 81 MW, el 29 de diciembre de 2022 se habilitaron 18 MW. Además, el 25 de febrero de 2023 se habilitaron 18 MW más. **4** Promedio estimado.

8.2 Petróleo y gas²³

Pampa es una de las compañías líderes de E&P de hidrocarburos en Argentina, presente en las cuencas más importantes del país, de las que obtiene gas natural y petróleo. En 2022 las inversiones en el segmento alcanzaron US\$323 millones, un 52% de aumento en comparación con el año 2021, principalmente explicado por los crecientes compromisos bajo Plan Gas.Ar y exportaciones a Chile.

El siguiente cuadro resume los principales indicadores técnicos de E&P:

	2021	2022
Datos técnicos		
Cantidad de pozos productivos en Argentina	884	895
Producción promedio de gas en Argentina (dam ³ /día)	8.004	9.811
Producción promedio de petróleo en Argentina (kb/día)	4,7	5,3
Producción promedio total en Argentina (kboe/día)	51,8	63,1

El siguiente cuadro resume las áreas de Pampa:

²³ Para más información, ver las secciones 6.1 y 7.2 de esta Memoria.

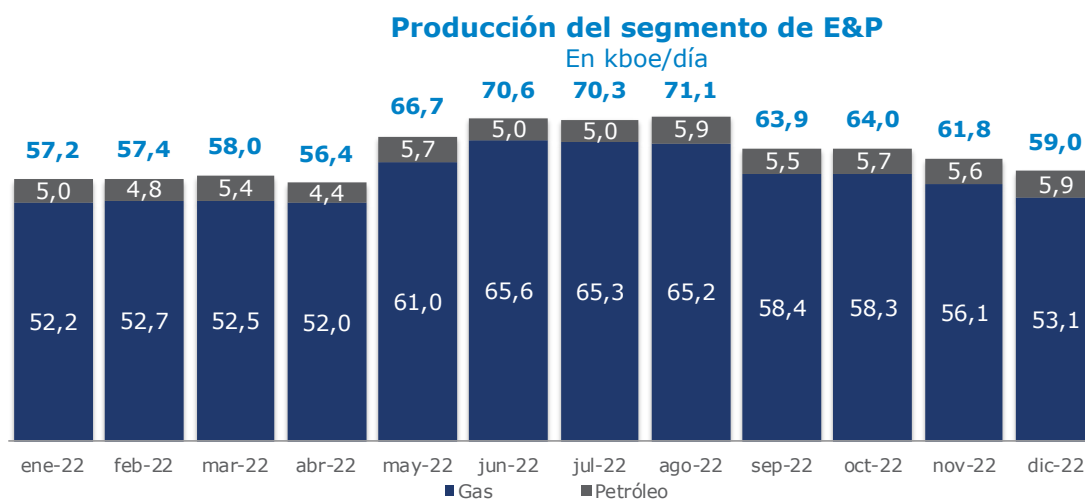


Área	Producción promedio diaria 2022			% Gas	Cuenca	Participación	Operador	Año expiración de licencia
	Crudo kbbbl	Gas dam ³	Total kboe					
1 El Mangrullo	0,1	7.111	41,9	100%	Neuquina	100,00%	Pampa	2053
2 Sierra Chata	0,1	657	3,9	98%	Neuquina	45,55%	Pampa	2053
3 Río Neuquén	0,7	1.495	9,5	92%	Neuquina	31,42% ¹ 33,07% ²	YPF	2027 2051
4 Rincón del Mangrullo ³	0,0	343	2,1	98%	Neuquina	50,00%	YPF	2052
5 Anticlinal Campamento ⁴	-	5	0,0	100%	Neuquina	15,00%	Oilstone Energía	2026
6 Estación Fernández Oro	0,0	7	0,0	86%	Neuquina	15,00% ⁵	YPF	2026
7 Río Limay Este	-	-	-	na	Neuquina	85,00%	Pampa	2040
8 Veta Escondida - Rincón de Aranda	-	-	-	na	Neuquina	55,00%	Pampa	2027
9 Gobernador Ayala	1,1	-	1,1	0%	Neuquina	22,51%	Pluspetrol	2036
10 Aguaraquí ⁶	0,2	124	0,9	82%	Noroeste	15,00%	Tecpetrol	2023/2027
11 Los Blancos	0,5	-	0,5	0%	Noroeste	50,00%	High Luck Group	2045
12 La Tapera - Puesto Quiroga	0,0	-	0,0	0%	Golfo San Jorge	35,67%	Tecpetrol	2027
13 El Tordillo	2,6	65	3,0	13%	Golfo San Jorge	35,67%	Tecpetrol	2027
Total áreas productivas	5,3	9.808	63,1	92%				
1 Parva Negra Este ⁷	-	4	0,0	100%	Neuquina	42,50%	Pampa	2019
2 Las Tacanas Norte ⁸	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Neuquina	90,00%	Pampa	2023
3 Río Atuel	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Neuquina	33,33%	Petrolera El Trébol	2023
4 Borde del Limay ⁹	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Neuquina	85,00%	Pampa	2015
5 Los Vértices ⁹	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	Neuquina	85,00%	Pampa	2015
Total áreas exploratorias	-	4	0,0	100%				
Total producción en Argentina	5,3	9.811	63,1	92%				

Nota: Producción a nuestra tenencia. **1** Provincia de Río Negro. **2** Provincia del Neuquén. **3** No incluye la formación Vaca Muerta. **4** Sobre 9 pozos. Desinvertido por acuerdo con el socio el 1 de enero de 2023. **5** Sobre 13 pozos. **6** Incluye San Antonio Sur que expiraba en 2023 y Aguaraquí que expiraba en 2027. El 3 de febrero de 2023 se acordó la extensión de la concesión hasta el 2034 para todo el bloque y se encuentra a la espera de la emisión del Decreto Provincial. **7** En proceso de extensión. **8** Revertido el 4 de enero de 2023. **9** En proceso de transferencia a GyP (permisionario de exploración).

Producción

En 2022 nuestra producción del segmento de E&P en Argentina alcanzó en promedio 63,1 kboe por día, siendo 92% gas y 8% petróleo. A continuación, se detalla la evolución mensual:



Fuente: Pampa.



Continuando con el cumplimiento de nuestro compromiso bajo Plan Gas.Ar, en 2022 se perforaron 64 pozos (36 gasíferos y 28 petrolíferos) y se completaron 66 pozos (35 gasíferos y 31 petrolíferos).

La producción de gas a nuestra tenencia resultó un 23% superior al 2021 (a nivel nacional fue +7%), alcanzando los 9,8 millones de m³/día. Este significativo incremento estuvo apoyado por El Mangrullo, Río Neuquén y Sierra Chata (+2,0 millones de m³/día de variación interanual), que representan el 94% de nuestra producción total de gas.

En particular, El Mangrullo logró un crecimiento del 28% interanual, en base a una campaña agresiva de perforación y al incremento en la capacidad de evacuación. Dicha área representa el 72% de la producción total y en 2022 alcanzó un nivel de producción de 7,1 millones de m³/día, registrando el récord máximo de 9 millones de m³/día en el invierno de 2022.

Pampa participó y fue adjudicado en todas las rondas del Plan Gas.Ar de Cuenca Neuquina. A continuación, se detallan las condiciones de cada ronda para Pampa:

Ronda	Formato de entrega	Volumen en millones de m ³ /día	Precio en US\$/MBTU	Período de duración
1° y 4.1°	Fijo anual	4,90 ¹	3,60 ²	2021 – 2028
1°	Invernal	1,00	4,68	Mayo – septiembre (2021 – 2024)
2°	Invernal	0,70; 0,90; 1,0; 1,0; 0,86	4,68	Jun; jul; ago; sep (2021); Mayo – septiembre (2022 – 2024)
3° y 4.1°	Fijo anual	2,00	3,347 ²	Mayo 2022 – diciembre 2028
4.2°	Fijo anual	4,80	3,485 ²	Julio 2023 – diciembre 2028

Nota: 1 El compromiso total desde mayo de 2021 es de 7 millones de m³/día, de los cuales 4,9 son entregas bajo Plan Gas.Ar y el remanente se comercializa a mercado. **2** Aplica un factor de ajuste de 1,25 durante el invierno y 0,82 para el resto del año.

La producción de petróleo a nuestra tenencia alcanzó los 5,3 kbbl/día, 14% superior al 2021, principalmente debido a los mejores precios locales, evidenciándose principalmente en las siguientes áreas: El Tordillo, Gobernador Ayala y Río Neuquén (+0,4 kbbl/día).

Asimismo, durante el 2022 Pampa logró mantener su rol exportador de crudo, representando el 21% de la producción, mientras en 2021 y 2020 fueron 26% y 33%, respectivamente. En 2022 se exportaron 8 cargamentos entre crudo Medanito y Escalante, totalizando alrededor de 400 mil barriles de petróleo, con destino principal a Estados Unidos y Brasil. Cabe mencionar que el 52% de la producción de crudo Medanito del 2022 fue exportado.

Ampliación de capacidad y récord de producción de gas natural en El Mangrullo

En línea con nuestro compromiso de producción bajo el Plan Gas.Ar y la productividad excepcional de El Mangrullo, el 30 de julio de 2022 alcanzamos una producción récord de 8,8 millones de m³/día en dicho bloque, duplicando la producción promedio del 2020.

El bloque El Mangrullo es el tercer mayor productor de gas en Cuenca Neuquina, con una superficie de casi 200 km² y acceso a formaciones *tight* (Mulichinco y Agrio) y *shale* (Vaca Muerta). Pampa opera y posee el 100% de la concesión de exploración y explotación hasta el año 2053.

Durante 2022 se expandió la capacidad de procesamiento para este bloque en tres etapas, alcanzando un máximo de 13,6 millones de m³/día.



Autorización para exportación de gas

Pampa obtuvo permisos para exportar gas a Chile en condición firme por un volumen máximo de:

Período	Volumen en millones de m³/día
octubre 2021 – abril de 2022	1,5
enero – abril 2022	1,22
octubre de 2022 – abril de 2023	1,5
mayo – junio de 2023	1,31

Asimismo, Pampa tiene permisos para exportar a Chile, Brasil y Uruguay en condición interrumpible.

Actividades de exploración

Durante el 2022 se perforaron y se completaron dos pozos en Gobernador Ayala, además de completar un pozo en Río Neuquén, ensayando 350 mil m³/día de gas y 80 m³/día de petróleo.

Por otro lado, el 2 de noviembre del 2022 se extendió el permiso exploratorio en Río Atuel hasta el 31 de agosto de 2023, y el 4 de enero de 2023 finalizó el permiso exploratorio en Las Tacanas Norte. Adicionalmente, se encuentran en proceso de extensión del permiso exploratorio en Parva Negra Este y de transferencia a GYP de los bloques Borde del Limay y Los Vértices.

Reservas

Pampa estima sus reservas al menos una vez al año. Las reservas probadas son estimadas por geólogos e ingenieros de reservorio de la Sociedad. La ingeniería de reservas es un proceso subjetivo de estimación de acumulación de hidrocarburos que no pueden ser medidos de una manera exacta y que depende de la calidad de la información disponible y de la interpretación y juicio de los ingenieros y geólogos. Por lo tanto, las estimaciones de reservas, así como los perfiles de producción futuros, son a menudo diferentes de las cantidades de hidrocarburos que finalmente se recuperan. La validez de tales estimaciones depende en gran medida de los supuestos sobre las cuales se basan. Dichas estimaciones de reservas fueron preparadas de acuerdo con las normas de Modernización de Presentación de Informes sobre Petróleo y Gas de la SEC.

Gaffney Cline & Associates, consultores técnicos internacionales, han llevado a cabo una evaluación independiente de nuestras reservas, auditando el 97% de las reservas probadas (P1) estimadas de Pampa. Dichos consultores concluyeron que los volúmenes de reservas de petróleo y gas natural sujetos a su evaluación técnica independiente son razonables.

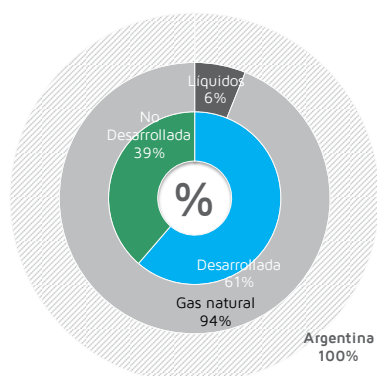
Al 31 de diciembre de 2022, las reservas P1 de Pampa ascendieron a 179 millones de boe, 14% superior a lo registrado al 31 de diciembre de 2021. Teniendo en cuenta los niveles de producción y las adiciones del 2022, el índice de reposición de reservas ascendió a 2,0 y la vida promedio obtenida fue de 8,0 años aproximadamente. Asimismo, las reservas P1 al cierre del ejercicio 2022 corresponden al 94% de gas natural y el 6% de petróleo. Cabe aclarar que el 24% de las reservas P1 corresponden a *shale*, principalmente en El Mangrullo y Sierra Chata (vs. 9% en 2021).



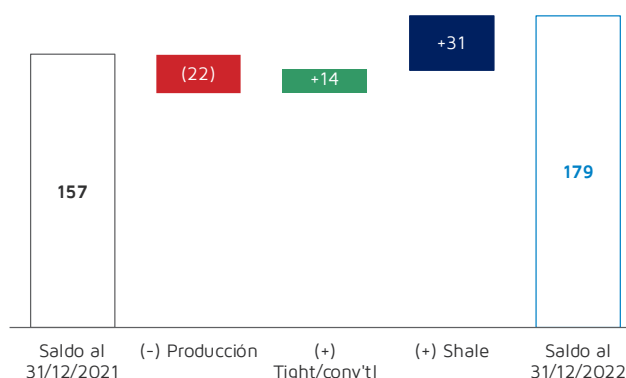
Reservas probadas (P1) en Argentina	Petróleo crudo, condensado y LGN, en kb	Gas natural, en millones de m ³	Total, en millones de boe	% Gas
Probadas desarrolladas (P1-D)	7.722	17.373	110	93%
Probadas no desarrolladas (P1-ND)	3.214	11.241	69	95%
Total al 31 de diciembre de 2022	10.937	28.614	179	94%
Total al 31 de diciembre de 2021	12.625	24.538	157	92%

Las reservas estimadas en la República Argentina se muestran antes del pago de regalías, debido a que éstas poseen atributos similares a los de un impuesto a la producción y, por lo tanto, se tratan como costos operativos. A continuación, se expone la composición y evolución de las reservas probadas de Pampa, desarrolladas y no desarrolladas, al 31 de diciembre de 2022.

Total de reservas probadas
Al 31 de diciembre de 2022
100% = 179 millones de boe



Evolución de las reservas probadas certificadas
En millones de boe



Transporte de hidrocarburos²⁴

OldelVal

Al 31 de diciembre de 2022, Pampa mantiene una participación directa de 2,1% en OldelVal. El mismo lleva a cabo tareas de explotación de oleoductos troncales de acceso a Allen, en el área del Comahue, y el oleoducto Allen – Puerto Rosales, que posibilitan la evacuación del petróleo producido en la Cuenca Neuquina hasta Puerto Rosales (puerto de la Ciudad de Bahía Blanca), aprovisionando asimismo a las destilerías Plaza Huincul y Luján de Cuyo, que se encuentran en la zona de influencia de su recorrido.

Durante el 2022, el volumen total transportado fue de 47.583 m³ por día, equivalente a 109,2 millones de bbl, 38% superior al 2021. El transporte de petróleo desde Allen a Puerto Rosales alcanzó los 39.926 m³ por día promedio y el realizado a las refinerías ubicadas en las provincias de Neuquén y Mendoza totalizó 2.231 m³ y 5.426 m³ por día promedio, respectivamente. Cabe mencionar que la capacidad de transporte de dicho tramo, al cierre de 2022, era de 34.560 m³ por día sin agentes reductores de fricción, y 43.000 m³ por día con agentes reductores de fricción.

²⁴ Para más información, ver la sección 6.2 de esta Memoria.



Dado el crecimiento de la producción de la cuenca neuquina, OldelVal puso en marcha el proyecto de ampliación Duplicar, el cual consiste en el tendido de 525 km de caños a lo largo de tres provincias: Río Negro, La Pampa y Buenos Aires y una nueva estación terminal en Puerto Rosales. Este proyecto requiere de una inversión aproximada de US\$1.180 millones y se estiman obras durante 22 meses, dividida en dos etapas. El proyecto fue financiado por el mercado de capital local, y durante diciembre de 2022, OldelVal firmó contratos con productores bajo la modalidad de *Ship or Pay* por la nueva capacidad disponible.

Finalmente, el 20 de diciembre de 2022 OldelVal firmó un contrato de servicios de operación y mantenimiento por el ducto que se extiende desde el yacimiento Sierras Blancas, ubicado en San Patricio del Chañar, provincia del Neuquén, hasta la estación de bombeo Allen, provincia de Río Negro, el cual tiene 16 pulgadas y una longitud aproximada de 103 km por un plazo de 10 años, con el consorcio privado integrado por Shell Argentina S.A., Pan American Energy S.L. Sucursal Argentina y Pluspetrol S.A..

8.3 Petroquímica

El segmento de petroquímica está integrado verticalmente con nuestras operaciones de gas. El objetivo es mantener su posición en el mercado de estirénicos y maximizar la cadena de valor de su producción de nuestros activos, que abarca una amplia gama tales como bases octánicas para naftas, benceno, solventes aromáticos, hexano y otros solventes parafínicos hidrogenados, propelente para industria cosmética, estireno monómero, caucho y poliestireno para el mercado local y exterior.

El mercado petroquímico en donde compete Pampa está influenciado por la oferta y demanda a nivel mundial, lo cual tiene un fuerte impacto sobre nuestros resultados. Pampa es la única productora argentina de estireno monómero, poliestireno y elastómeros y el único productor integrado de productos que van del petróleo y el gas natural a los plásticos. Como parte del esfuerzo para integrar sus operaciones, utiliza un volumen importante de benceno de propia producción para obtener estireno y a su vez cantidad sustancial de estireno para la producción de poliestireno y caucho sintético.

La división de petroquímica dispone del complejo petroquímico integrado Puerto General San Martín (PGSM), en la provincia de Santa Fe, con una capacidad de producción anual de 50 kton de gases (GLP que utiliza como materia prima y propelente), 155 kton de aromáticos, 290 kton de gasolina y refinado, 160 kton de estireno, 55 kton de caucho sintético, 180 kton de etilbenceno y 31 kton de etileno. Asimismo, el segmento cuenta con una planta de poliestireno, ubicada en Zárate, provincia de Buenos Aires, con una capacidad de producción de 65 kton. Al 31 de diciembre de 2022, la participación estimada de Pampa en el mercado argentino de estireno, poliestireno y de caucho ascendía a 100%, 94% y 94%, respectivamente.

Cabe mencionar que la exportación de este negocio está sujeta al derecho de exportación que según el Decreto PEN N° 1060/20, es del 4,5% desde 2021 para la mayoría de sus productos (estireno, poliestireno, caucho y tolueno), mientras que otros como *naphthas*, aromáticos y solventes continúan con lo establecido en el Decreto PEN N° 488/20 (8% todo 2022).

El siguiente cuadro presenta los principales indicadores de petroquímica correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2022:



	2021	2022
Datos técnicos		
Ventas (en kton):		
<i>Estireno (incl. propileno)</i>	57	55
<i>Caucho sintético</i>	49	46
<i>Poliestireno</i>	58	58
<i>Otros</i>	254	262
Destino de ventas*		
<i>Argentina</i>	63%	69%
<i>Exterior</i>	37%	31%

Nota: *Porcentaje que surge del cálculo sobre ventas de los EEFF.

División estirénicos

Durante el 2022, el volumen de ventas de estireno monómero fue de 47 kton, 4% inferior al 2021, principalmente por exportaciones inferiores en un 33%, compensado por estabilidad en el mercado local. El volumen de ventas de propileno fue de 8 kton, en línea con el 2021. El volumen de ventas de poliestireno fue de 58 kton, 1% superior al 2021, reflejándose un aumento del 13% en las ventas locales pero con una reducción del 33% en las exportaciones, principalmente con destino a Chile. Finalmente, durante el 2022 Pampa vendió un total de 46 kton de caucho, un 7% inferior al 2021, con una reducción del 6% en las ventas locales y del 8% en las exportaciones principalmente con destino a Brasil.

División reforming de naftas

Durante el 2022, las ventas de la Reforma aumentaron un 3% con respecto al 2021, debido al incremento del 9% en el volumen de bases octánicas y naftas a 216 kton, gracias a las ventas locales asociada a la recuperación en el consumo de combustibles. Cabe mencionar que en el 2022 se despacharon 16 mil ton de bases y naftas como fason, que no se registran como volumen vendido. Este efecto fue parcialmente compensado por una caída del 22% en el volumen vendido de hexano, solventes parafínicos y aromáticos a petroleras a 35 kton. El exceso de stock pudo ser aprovechado para una mayor formulación de bases octánicas. Durante el 2022, las ventas de propelente totalizaron 11 kton, con un aumento del 7% respecto al 2021, asociado al mayor procesamiento de nafta virgen.

8.4 Otros negocios

Transener²⁵

Transener es la empresa líder en el servicio público de transmisión de energía eléctrica en alta tensión en la Argentina. Es concesionaria de 14.926 km de líneas de transmisión y 60 estaciones transformadoras, operando en forma directa el 86% de las líneas de alta tensión del país. A su vez, su controlada Transba tiene la concesión de 6.771 km de líneas de transmisión y 110 estaciones transformadoras, que conforman el Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la provincia de Buenos Aires. El siguiente cuadro resume los principales indicadores técnicos y financieros de Transener:

²⁵ Para más información, ver las secciones 5.2 y 7.4 de esta Memoria.



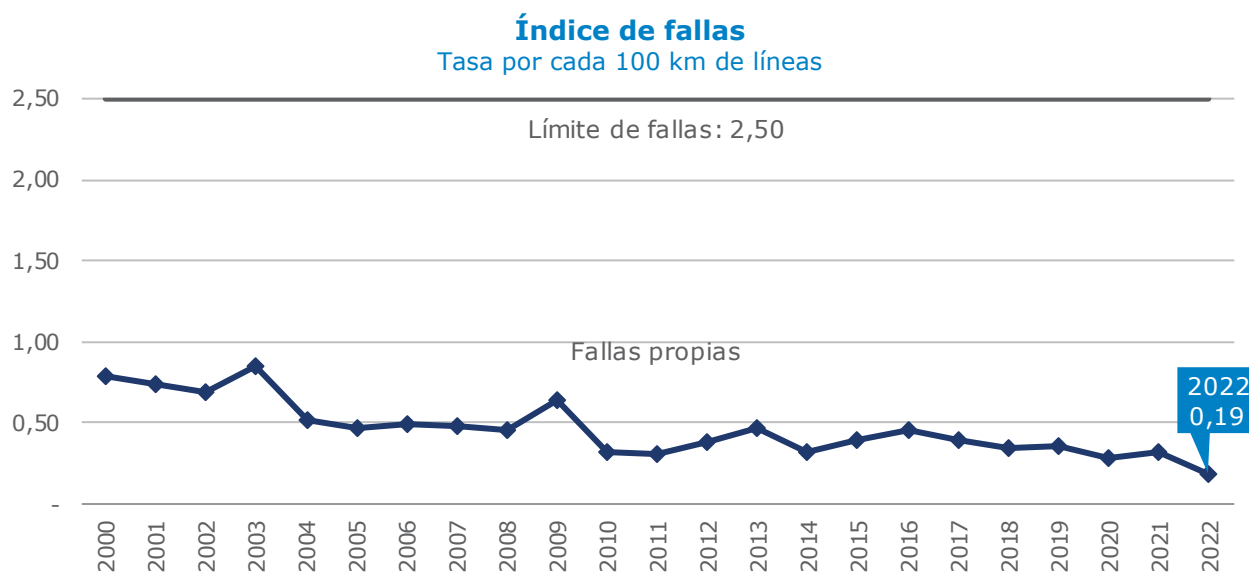
	2021	2022
Datos técnicos		
Líneas de transmisión de Transener (Km)	14.648	14.926
Líneas de transmisión de Transba (Km)	6.766	6.771
Datos financieros, en AR\$ millones*		
Ingresos por ventas	33.766	31.545
Resultado del ejercicio, atribuible a los propietarios de la sociedad	(2.548)	1.710
Activo	109.551	108.313
Pasivo	31.926	29.298
Patrimonio neto	77.625	79.015

Nota: *Cifras de los EEFf anuales bajo NIIF, en millones de AR\$ ajustado por inflación al 31 de diciembre de 2022.

Operación y mantenimiento

El sistema de transporte de energía eléctrica en extra alta tensión, operado y mantenido por Transener, se ve sometido año tras año a importantes solicitaciones. El 6 de diciembre de 2022 se registró un nuevo récord histórico de 28.283 MW, superando en un 4% el pico máximo del 2021.

A pesar de las altas solicitaciones que ha tenido el sistema, la calidad de servicio durante el 2022 ha sido totalmente aceptable para los valores exigibles a una empresa como Transener, finalizando el año con 0,19 fallas por cada 100 km de línea, compatible con parámetros internacionales aceptados para empresas que operan y mantienen sistemas de transporte de extra alta tensión. El siguiente gráfico muestra la evolución del índice de fallas del servicio brindado:



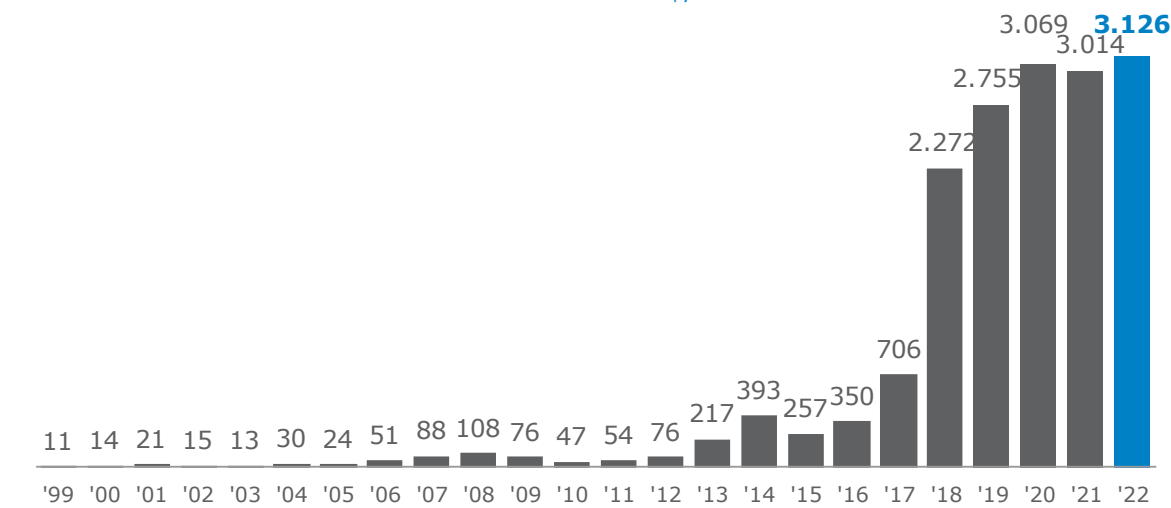
Fuente: Transener.



Inversiones

En el 2022, Transener realizó inversiones por AR\$3.126 millones en moneda nominal y AR\$4.087 millones en moneda homogénea. La distribución anual se puede observar en el siguiente cuadro:

Inversión anual de Transener
En millones de AR\$, 1999 – 2022



Nota: Valores en términos nominales. **Fuente:** Transener.

Desarrollo de negocios

Servicios de ingeniería – obras

En cuanto a las obras de ampliación del sistema eléctrico, Transener ha concentrado su actividad en aquellas obras para las cuales cuenta con ventajas competitivas, dando prioridad a las obras a realizar sobre el sistema de 500 kV y 132 kV.

Durante el 2022 se continuó con el apoyo a las obras de generación de energías renovables en relación a servicios complementarios de comunicaciones para la implementación de sistemas de control de la generación y demanda (sistemas de Desconexión Automática de Demanda de Exportación y de Generación y SOTR – Sistema de Operación en Tiempo Real), e ingeniería de estaciones para un nuevo parque eólico. La experiencia de Transener ha sido un factor decisivo para los clientes de delegar en ella la realización de tareas críticas. Entre los trabajos más importantes, se encuentran las obras de tendido de cable ADSS entre la estación transformadora González Chávez – Chillar – Olavarría, provisión de ingeniería y morsetería y servicio de ingeniería de la estación transformadora y conexión del Parque Eólico Vientos Olavarría.

Paralelamente a estos trabajos, se continuó con la provisión de equipos de energía en sitios remotos a partir del sistema de hilo captor para sistemas de comunicaciones relacionados con el alquiler de fibras ópticas para terceros.

Servicios relacionados con la transmisión de energía eléctrica

Las actividades de operación, mantenimiento y otros servicios, tales como ensayos puntuales contratados por clientes privados propietarios de instalaciones de transmisión, tanto de uso privado como afectadas al servicio público (transportistas independientes y transportistas internacionales) son servicios que se vienen realizando desde el inicio de Transener.



Asimismo, entre los trabajos que realiza Transener se incluyen el reemplazo de *bushings*, análisis de aceite, ensayos de diagnóstico, reparación de fibra óptica, fusión de FO en cajas de empalme repetidoras, limpieza de aisladores, mediciones de campo eléctrico y magnético, implementación de automatismos, mantenimiento de líneas y de equipamiento de estaciones transformadoras, entre otros.

En todos los contratos de servicio se mantuvieron los valores reales de la remuneración de Transener; y en su mayoría han sido renovados en forma ininterrumpida desde su inicio, lo cual confirma la calidad del servicio y el grado de satisfacción de sus clientes.

Comunicaciones

En 2022 se continuó prestando servicio de infraestructura a diversas empresas de comunicaciones, servicios que comprenden tanto la cesión de fibras ópticas oscuras sobre el sistema de su propiedad (IV Línea), como el alquiler de espacios en las estaciones de microondas y en sus estructuras de soporte de antenas. La creciente demanda de empresas de comunicación permitió una sensible suba en estos ingresos, tanto por volumen como por los mejores precios obtenidos. Por otra parte, Transener continuó prestando servicios de apoyo de comunicaciones operativas y para transmisión de datos a los agentes del MEM.

TGS²⁶

TGS es la transportadora de gas más importante del país, operando el sistema de gasoductos más extenso de América Latina. A su vez, es líder en producción y comercialización de LGN tanto para el mercado local como para su exportación, realizando esta actividad desde el Complejo General Cerri, ubicado en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Asimismo, brinda soluciones integrales en materia de gas natural, y desde 1998 TGS incursionó en el área de las telecomunicaciones, a través de su sociedad controlada Telcosur. Al 31 de diciembre de 2022, Pampa posee una participación del 29,3% en TGS. El siguiente cuadro resume los principales indicadores técnicos y financieros de TGS:

	2021	2022
Datos técnicos		
Transporte de gas		
Capacidad en firme contratada promedio (en millones de m ³ por día)	82,6	83,0
Entregas promedio (en millones de m ³ por día)	68,3	68,6
Producción y comercialización de LGN		
Producción total de LGN (en kton)	1.120	1.123
Capacidad de procesamiento de gas (en millones de m ³ por día)	47,0	47,0
Capacidad de almacenamiento (en kton)	54,0	54,0
Datos financieros, en AR\$ millones*		
Ingresos	173.320	164.525
Resultado del ejercicio, atribuible a los propietarios de la sociedad	40.772	32.318
Activo	405.520	412.092
Pasivo	170.614	144.868
Patrimonio Neto	234.906	267.224

Nota: *Cifras de los EEFf anuales bajo NIIF, en millones de AR\$ ajustado por inflación al 31 de diciembre de 2022.

²⁶ Para más información, ver las secciones 6.2 y 7.4 de esta Memoria.



Descripción de los negocios

Segmento regulado: transporte de gas

Los ingresos derivados de este segmento provienen principalmente de contratos de transporte de gas natural en firme, en virtud de los cuales la capacidad del gasoducto se reserva y se paga sin tener en cuenta el uso real del mismo. Además, TGS presta un servicio interrumpible el cual prevé el transporte de gas natural sujeto a la capacidad disponible del gasoducto. Asimismo, TGS presta el servicio de operación y mantenimiento de los activos afectados al servicio de transporte de gas natural en las ampliaciones impulsadas por el Gobierno Nacional y cuya propiedad corresponde a los fideicomisos constituidos a tales efectos. Por este servicio, TGS recibe de aquellos clientes que suscribieron las capacidades de transporte de gas natural incrementales el CAU, fijado por el ENARGAS, el que se mantuvo invariable desde su creación en 2005 hasta su primera actualización en mayo de 2015.

En términos homogéneos al 31 de diciembre de 2022, los ingresos anuales generados por este segmento ascendieron a AR\$40.643 millones en 2022, representando el 25% de los ingresos totales de TGS y reflejando una baja del 15% respecto del 2021. Si bien hubo un incremento desde marzo de 2022 del 60% sobre los cuadros tarifarios de abril de 2019, éste no logró compensar la evolución de la inflación.

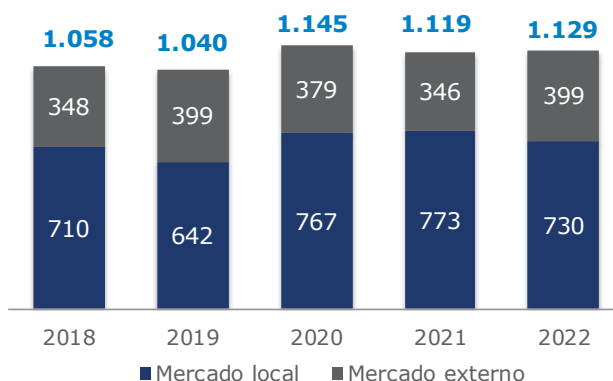
Cabe recordar que el 84% de los ingresos por ventas del 2022 de este segmento corresponden a contratos de transporte en condición firme (vs. 81% en 2021). Al 31 de diciembre de 2022, la capacidad total contratada con modalidad firme fue de 83,1 millones de m³/día con un promedio de vida ponderado de aproximadamente 11 años. La inyección promedio diaria de gas natural del 2022 al sistema operado por TGS ascendió a 68,6 millones de m³/día, ligeramente inferior vs. 2021. Cabe mencionar que el aporte de la Cuenca Neuquina fue 13% superior vs. 2021, mientras que la Cuenca Austral cayó un 11%. En este escenario, el sistema de gasoductos de TGS respondió adecuadamente a las exigencias del abastecimiento.

Adicionalmente, es importante destacar que en 2022 se lograron firmar 148 nuevos contratos, 57 de servicios de transporte interrumpible y 91 de servicios de intercambio y desplazamiento.

Segmento no regulado: producción y comercialización de líquidos de gas natural

A diferencia de la actividad de transporte de gas, la actividad de producción y comercialización de líquidos no está sujeta a regulación por parte del ENARGAS. En 2022 los ingresos asociados a este segmento representaron el 63% de los ingresos totales de TGS y ascendieron a AR\$104.215 millones, 4% inferior en términos reales a los registrados en 2021. La disminución se debe principalmente al impacto de la re-expresión de los ingresos (ajustados por inflación al cierre de 2022, superior a la devaluación de AR\$) sobre las ventas denominadas en US\$ y el menor volumen comercializado de butano y etano. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por el incremento en los precios internacionales de referencia y el mayor volumen despachado de gasolina natural y propano.

Ventas de líquidos por mercado de destino
En kton, 2018-2022



Fuente: TGS.

Las actividades de producción y comercialización de líquidos se desarrollan en el Complejo Cerri, ubicado en las cercanías de la ciudad de Bahía Blanca y abastecido por todos los gasoductos principales de TGS. En dicho complejo se recuperan etano, propano, butano y gasolina natural. La venta de dichos líquidos por parte de TGS se realiza a los mercados local y externo. Las ventas de propano y butano al mercado local se efectúan a compañías fraccionadoras. Las ventas de estos productos y de la gasolina natural al



mercado externo se efectúan a precios de referencia internacional. Por su parte, la comercialización de etano se efectúa a Polisor a precios acordados entre las partes.

En 2022 el volumen vendido total alcanzó 1.129.004 ton, similar al 2021, siendo el 35% exportado. Del total destinado al mercado local, 80% fue efectuado a precios denominados en US\$ o con cláusula de ajuste en base al US\$.

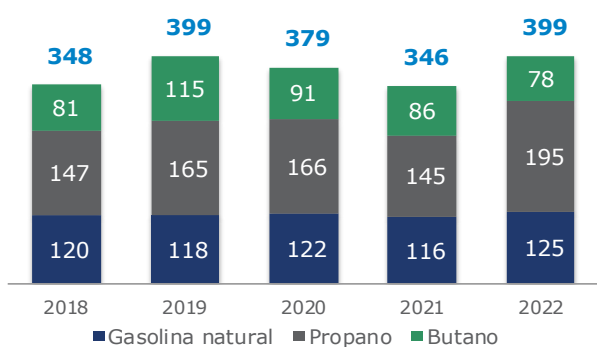
En cuanto al mercado externo, los precios promedio de venta de gasolina natural, butano y propano no sufrieron variaciones significativas en 2022 con respecto a 2021.

Cabe aclarar que mediante el Decreto PEN N° 488/20, rigió un impuesto a la exportación de líquidos, entre otros productos, siendo del 8% durante todo el 2022. Por otro lado, además de las exportaciones por vía marítima, TGS realiza exportaciones vía terrestre a países limítrofes. Aunque son volúmenes inferiores a los de vía marítima, permiten a TGS capitalizar un mayor margen operativo. Tanto en 2022 como en 2021, las entregas de propano y butano al mercado externo se operaron en el mercado *spot*, captando oportunidades asociadas a diferentes nichos de mercado, permitiendo incrementar en forma considerable los premios fijos. En cuanto a gasolina natural, en 2022 se comercializó solo a través de contratos, mientras que en 2021 fueron contratos a término y operaciones *spot*.

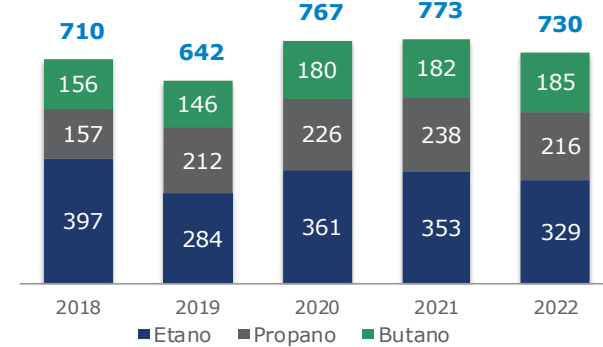
En cuanto al mercado interno, durante 2022 TGS continuó participando en Plan Hogar y Acuerdo de Propano para Redes, cuyos precios están regulados mediante un conjunto de Res., disposiciones y acuerdos. La participación en los mismos obliga a TGS comercializar a precios sensiblemente inferiores a los de mercado. Asimismo, la participación en dichos programas implica que el Estado Nacional deba reintegrar a TGS una compensación económica que se encuentra denominada en AR\$, actualmente con demoras en su cobro. Por fuera de dichos programas, TGS vendió 163.625 ton de propano y 13.338 ton de butano, principalmente volcados al mercado de fraccionados, y en menor medida al mercado industrial, propylene y automotor.

Además, en 2022 TGS continuó comercializando el etano en el marco del acuerdo a largo plazo celebrado con Polisor en septiembre de 2018. Dicho acuerdo posee pautas comerciales pautadas en 2020, con mejoras en la cláusula de ToP (de cumplimiento anual), la cual asegura a TGS un incremento en su volumen de venta en forma gradual durante los primeros 5 años de contrato. En el ejercicio 2022 se verificó una leve disminución del volumen de etano vendido a Polisor, alcanzando 329.232 ton, ligeramente inferior a los 353.078 ton del 2021, debido a la imposibilidad del cliente de tomar mayor volumen.

Ventas mercado externo de LGN
Por producto, en kton, 2018-2022

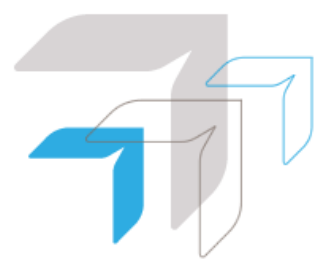


Ventas mercado local de LGN
Por producto, en kton, 2018-2022



Fuente: TGS.

Asimismo, durante el 2022 se continuaron prestando servicios logísticos en las instalaciones de Puerto Galván de manera exitosa, TGS continuó comercializando GLP mediante la modalidad terrestre, despachándose aproximadamente 16.156 camiones (372.813 ton) de producto propio, mientras que en el 2020 fueron aproximadamente 17.348 camiones (410.029 ton).



Adicionalmente, en mayo de 2021 se celebró con Compañía Mega S.A. un contrato para la prestación del servicio de despacho del GLP para la carga de buques tanque ante la eventual imposibilidad de utilizar su propio muelle, con vigencia hasta diciembre de 2023.

Respecto de los precios del gas natural denominados en US\$, que se adquiere como RTP (reducción térmica de planta) para el procesamiento en el Complejo Cerri, se registró un incremento del 29% vs. 2021 debido al impacto del Plan Gas.Ar. Sin embargo, el Plan Gas.Ar permitió incrementar la producción del gas, contribuyendo también para el sostenimiento del negocio de líquidos.

Segmento no regulado: otros servicios

El segmento otros servicios no está sujeto a la regulación por parte del ENARGAS. TGS presta servicios denominados de *midstream*, los cuales consisten principalmente en el tratamiento, separación de impurezas y compresión de gas, pudiendo abarcar también la captación y el transporte de gas en yacimientos, servicios de construcción, inspección y mantenimiento de plantas compresoras y gasoductos, y servicios de generación de vapor para la producción de electricidad. Asimismo, este segmento incluye los ingresos generados por los servicios de telecomunicaciones prestados a través de la subsidiaria Telcosur.

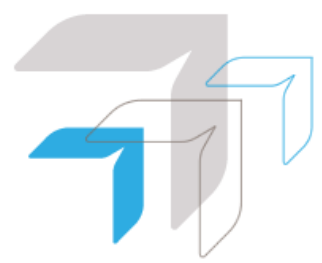
En el 2022, este segmento representó el 12% de los ingresos totales de TGS y aumentaron 15% en términos reales vs. 2021, principalmente debido a mayores servicios de transporte y acondicionamiento de gas natural en Vaca Muerta, y de compresión y tratamiento del gas natural, parcialmente compensados por el impacto de la re-expresión de los ingresos (ajustados por inflación al cierre de 2022, superior a la devaluación de AR\$) sobre las ventas denominadas en US\$.

El gasoducto colector es de 150 km en la formación Vaca Muerta, con capacidad de transporte de 60 millones de m³ por día, y una planta en Tratayén, con capacidad de acondicionamiento de 7,8 millones de m³ por día al cierre de 2022. Asimismo, para hacer frente al crecimiento de caudales, se encuentran los siguientes proyectos: **(i)** dos plantas modulares de 3,5 millones de m³ por día de capacidad de acondicionamiento de gas y una torre estabilizadora de gasolina, estimando su puesta en marcha para el segundo trimestre de 2023, con una inversión total de US\$32 millones; **(ii)** dos plantas de acondicionamiento de 6,6 millones de m³ por día de capacidad, estimando la habilitación para diciembre de 2023 y mediados de 2024, con una inversión total de US\$270 millones; y **(iii)** extensión del tramo norte del gasoducto colector por 32 km (Los Toldos I Sur – El Trapial) con capacidad de transporte de 17 millones de m³ por día, estimando su inversión en US\$60 millones y habilitación para junio de 2023.

Finalmente, con respecto al servicio de telecomunicaciones, durante el año 2022 Telcosur, empresa controlada por TGS, concretó nuevos acuerdos que permitieron incrementar la capacidad vendida y afianzar las operaciones de TGS.

Enecor

Pampa posee el 70% de Enecor, compañía que actúa bajo la modalidad de transportista independiente, con una concesión por 95 años que expira en 2088. Enecor subcontrata a Transener, que opera y mantiene las instalaciones en 132 kV de 21 km de línea en doble terna, desde la estación transformadora Paso de la Patria, en la provincia de Corrientes.



9. Recursos humanos

Desde el equipo de Recursos Humanos de Pampa buscamos contribuir agregando valor a partir de una posición de cercanía a las operaciones y los negocios. Guiados por nuestros valores, los ejes de nuestra gestión se centran en potenciar la atracción y desarrollo del talento, y promover la cultura, el buen clima y la comunicación 360°. Asimismo, procuramos desarrollar los procesos con eficiencia y foco en la mejora permanente, apalancados en la digitalización para que la experiencia del empleado sea cada día más ágil y simple.

9.1 Reclutamiento y selección

Para cubrir posiciones vacantes de nuestros activos y áreas corporativas, buscamos perfiles dinámicos que representen nuestra cultura de trabajo en equipo, búsqueda de la excelencia, adaptabilidad y compromiso. En 2022 incorporamos el módulo de Reclutamiento de SuccessFactors para mejorar la experiencia del candidato en las búsquedas internas de la Compañía, y desarrollamos activamente el canal de LinkedIn, logrando cubrir el 80% de las búsquedas externas a través de este medio.

Asimismo, junto con la Fundación, realizamos entrevistas grupales a becarios cercanos a graduarse para experimentar un proceso de empleo y potenciar competencias claves para la inserción laboral. Participaron más de 80 becarios en Buenos Aires, Neuquén y Bahía Blanca, y logramos incorporar algunos de ellos a la Compañía.

9.2 Pasantías

En 2022 continuamos con nuestro programa de pasantías, incorporando perfiles jóvenes, estudiantes de diferentes carreras a diferentes áreas de la Compañía: Riesgos, Fundación, Relación con Inversores, E&P, Generación, entre otros. De un total de 33 pasantes, 11 continúan activos.

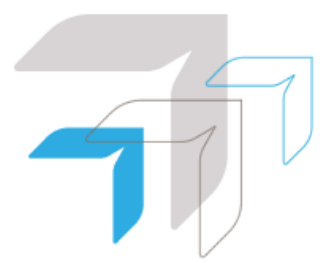
9.3 Planeamiento de capital humano

Nuestros procesos, políticas y prácticas de gestión del capital humano se orientan hacia el desarrollo del talento individual y de equipos para maximizar las capacidades organizacionales.

Creemos en el liderazgo como pilar fundamental para la promoción de una cultura de trabajo colaborativo, de búsqueda constante de oportunidades y desafíos para potenciar los negocios y cumplir con los objetivos planteados.

9.4 Remuneraciones

Nuestra política en materia de remuneraciones se basa en asegurar la competitividad externa y mantener la equidad interna. Se han realizado monitoreos permanentes, trabajando con encuestas de mercado que nos permitan ajustar tanto nuestra oferta de compensaciones como nuestra estructura salarial para el personal que se encuentra fuera de convenio colectivo. Asimismo, se celebraron paritarias con las distintas entidades gremiales que representan a los empleados dentro de los diferentes encuadramientos aplicables.



9.5 Relaciones sindicales

Pampa desarrolla actividades en diferentes ramas de la industria, por lo que mantiene continuo contacto con las organizaciones gremiales de las distintas actividades que desarrolla. A través del tiempo, se ha logrado desarrollar un nivel de relacionamiento basado en el diálogo permanente, ceñido por el respeto y la transparencia, que son la base para construir relaciones que perduren en el tiempo y posibiliten la búsqueda de intereses comunes.

Durante el 2022, se han llevado adelante múltiples negociaciones paritarias, acompañando los índices de inflación para recomponer el poder adquisitivo de los salarios con mayor frecuencia que en años anteriores, y con acuerdos resultantes por períodos más reducidos. Los procesos de negociación paritaria con los diferentes gremios que representan a nuestros trabajadores se han llevado adelante tanto a nivel empresa como a nivel regional y/o de actividad.

Asimismo, participamos en forma activa en las cámaras empresariales afines a nuestra actividad y formamos parte de las comisiones negociadoras que llevaron adelante las diferentes negociaciones. En relación con nuestras empresas subsidiarias, se ha mantenido un monitoreo constante de la evolución de su relacionamiento con los gremios, y del desarrollo de las negociaciones salariales y convencionales.

9.6 Administración del personal

El objetivo principal continúa siendo la búsqueda de nuevas herramientas tecnológicas que permitan la digitalización y optimización de los procesos, el rápido acceso a la información y la profundización de las tareas de control.

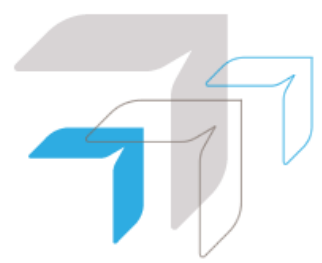
En 2022, nos enfocamos en la digitalización que incluye la firma digital de conformidad con el nuevo Código de Conducta de Pampa, y en continuar desarrollando la autogestión del empleado para disminuir la carga manual, adecuando ciertas funciones en CTGEB A, CPB y CTG.

Por otro lado, para una mayor eficiencia y gestión de la información del personal, se inició con la tercerización de la nómina, se revisó el proceso de *onboarding* de un empleado nuevo, y se definió una nueva plataforma de firma y legajo digital, a implementarse en el transcurso del 2023.

9.7 Formación y desarrollo

Para acompañar el desarrollo de nuestros colaboradores, en 2022 continuamos invirtiendo principalmente en la formación técnica, los negocios, la transformación digital y el liderazgo, a través de encuentros híbridos (presencial y/o virtual):

- Programas de Formación: talleres virtuales y presenciales sobre habilidades blandas y técnicas, como *Data Storytelling*, presentaciones de alto impacto, qué tengo que aprender y desaprender de mi perfil, cómo desbloquear creencias para potenciar mi perfil, y transformación digital;
- Programas de Desarrollo de Liderazgo: realizamos 4 programas en transformación digital para directores, gerentes y jefes, para acompañarlos en los desafíos que presenta su rol en cada momento de la carrera. Algunas de las temáticas fueron: transformación digital, gestión de equipos de alto desempeño, inducción al liderazgo y programa de desarrollo para supervisores;
- Acompañamos la formación académica en Maestrías y Especializaciones, realizamos capacitación técnica en todos los negocios y áreas corporativas, y continuamos con la formación en el idioma inglés, acompañando a cerca de 100 colaboradores;
- Programa Conociendo Nuestros Negocios: en 2022 sumamos la mirada financiera de la Compañía y el recorrido virtual de 360° de [PGSM](#), además de retomar las visitas presenciales a CTGEB A post-pandemia; de esta manera, continuamos brindando una visión integral de nuestras



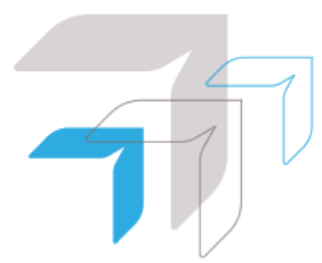
operaciones mediante espacios de charla con referentes de la Compañía, un simulador de negocio diseñado a medida, visitas presenciales y virtuales 360° a las plantas, y cursos de *e-learning*;

- Sumamos nuevos contenidos digitales a nuestro Campus Virtual, como ciberseguridad, seguridad patrimonial, salud y bienestar, y formaciones técnicas en los negocios de Generación y E&P;
- En Pampa promovemos el desarrollo interno: en 2022 tuvimos 158 movimientos internos de personal, incluyendo promociones, movimientos laterales y cambios de áreas, entre otros.

9.8 Comunicación interna, clima, bienestar y cultura

La cultura Pampa representa un modelo de trabajo integrado, profesional y ágil, que articula la diversidad e integra nuestras actitudes, prácticas y objetivos. En 2022 seguimos promoviendo la cercanía con las personas que integran la Compañía a través de la comunicación, el bienestar y el reconocimiento. Las principales iniciativas que llevamos adelante fueron:

- Ampliamos los beneficios para la formación universitaria, trabajo remoto para padres y madres, semana de trabajo remoto adicional anual, obsequio por graduación y propuestas preferenciales con descuentos a través de alianzas con marcas de consumo masivo;
- Plurales, un programa de diversidad e inclusión: en 2022 realizamos una charla de sensibilización en el marco del Día de la Mujer y tres visitas al Museo del Holocausto con personas de la Compañía y sus familias;
- Por cuarto año consecutivo, a través del programa Un Aplauso, promovimos el reconocimiento a nuestros colaboradores, destacando las Actitudes Pampa;
- Implementamos la 3° Encuesta de Clima para medir el compromiso y motivación de las personas, alcanzando el récord de 87% de participación y 94% de satisfacción, y acompañamos en los planes de acción en base a sus resultados;
- Creamos el concepto #MODOPAMPA para transmitir y potenciar las iniciativas culturales que promuevan los vínculos entre los equipos y el sentido de pertenencia con la Compañía, como *after office*, actividades deportivas, encuentros con familiares y fiestas de fin de año;
- Continuamos con los encuentros de nuestros colaboradores y el CEO de Pampa para conversar sobre nuestros negocios y desafíos en un ambiente cercano, contando con la participación de 45 personas en 6 encuentros;
- Lanzamos los Encuentros con Nuevas Energías: se realizaron 4 encuentros en los que participaron 28 empleados nuevos para compartir un espacio con la directora de Recursos Humanos y difundir temas relacionados con la cultura Pampa; y
- En el marco del Mundial de Fútbol, y con el objetivo de generar una actividad de integración entre los diferentes activos, lanzamos el Prode Viví Pampa Mundial, compartiendo las transmisiones de los partidos y propusimos un concurso de fotos.



10. Comunidad y Fundación Pampa

Los programas y acciones de inversión social que llevamos adelante desde Pampa están enmarcados en un modelo estratégico de relación con nuestros públicos de interés, conducido junto con la Fundación Pampa. Con un fuerte compromiso con la sociedad, desarrollamos programas que contribuyen a mejorar la calidad de vida de las personas y a fortalecer las capacidades de las instituciones pertenecientes a las comunidades en donde estamos presentes, promoviendo así la inclusión.

Para acompañar el desarrollo de la comunidad y establecer objetivos y modalidades de intervención claras, medibles y evaluables, enmarcamos nuestra estrategia de inversión social en tres ejes:

- **Educación:** elemento clave para el crecimiento y la autonomía de las personas, y condición necesaria para el acceso a la formación profesional y laboral;
- **Empleo:** motor del desarrollo efectivo de las personas en el corto plazo y de las comunidades en el mediano y largo plazo; e
- **Inclusión social:** tendencia que permite acercar oportunidades y recursos para que puedan ser partícipes activos en las actividades sociales, ambientales, culturales y económicas de su entorno.

Como empresa comprometida a gestionar los impactos económicos, sociales y ambientales de nuestro negocio, nos proponemos desde nuestra inversión social y el acompañamiento voluntario de nuestros colaboradores, aportar a los ODS, especialmente: ODS 4 (educación de calidad), ODS 7 (energía asequible y no contaminante), ODS 8 (trabajo decente y crecimiento económico) y ODS 12 (producción y consumo responsables). Confiamos en la trayectoria y la importancia de la labor de las organizaciones sociales y organismos públicos, y por eso desarrollamos las iniciativas de inversión social en articulación con ellos. El ODS 17 (alianzas para lograr los objetivos) es transversal a todas nuestras iniciativas, empleando nuestro conocimiento absoluto hacia una sociedad equitativa y comprometida.

En 2022 nuestro Programa de Acompañamiento a las Trayectorias Educativas fue reconocido por el CEADS en el marco del programa Conectando Empresas con los ODS, gracias a la presentación de 4 iniciativas que contribuyen con los ODS 4 y 7. Asimismo, fuimos invitados a participar del 1º foro internacional de inclusión social, Camino al Bienestar, convocado por la Secretaría de Gobierno de la Ciudad de Mendoza en el panel de Liderazgo Social con foco en el fortalecimiento educativo desde la responsabilidad social empresarial.

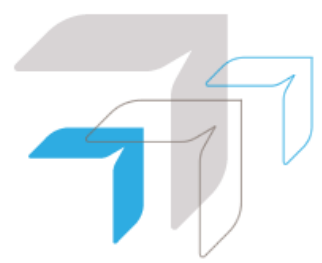
10.1 Educación y formación para la inserción laboral

Creemos que la educación es clave para el desarrollo y la inclusión social y laboral de las personas, fortaleciendo conocimientos para ampliar horizontes. Por ello, buscamos proveer la igualdad de oportunidades de niños, niñas y jóvenes que se encuentran en situación de vulnerabilidad.

Acompañamiento en trayectorias educativas

En Pampa buscamos apoyar la terminalidad educativa en nivel secundario técnico y la inserción a la educación universitaria y terciaria de los adolescentes que viven en las provincias de Neuquén, Salta, Mendoza, Buenos Aires y Santa Fe. Los jóvenes que participan del programa reciben un aporte económico, acompañamiento personalizado, capacitaciones y salidas educativas. Nuestros becarios tienen la posibilidad de conocer entornos laborales formales y realizar actividades para visualizar oportunidades de inserción profesional en el futuro.

En 2022 acompañamos a 1.546 estudiantes: 1.154 en los últimos tres años de escuela secundaria técnica y 392 estudiantes de universidades y terciarios. A diciembre de 2022, egresaron del programa 360



estudiantes secundarios y 30 universitarios de carreras afines a nuestros negocios, principalmente de ingeniería.

Asimismo, junto con IAPG invitamos a 99 becarios universitarios y 1.080 secundarios técnicos a participar de las exposiciones AOG (Argentina Oil & Gas) de Buenos Aires y Patagonia para conocer de cerca aspectos de la industria del petróleo y gas. Además, convocamos a 125 estudiantes a participar de cursos virtuales dictados por la plataforma de *e-learning* de PERFIL, con un amplio contenido de formación para impulsar sus carreras y emprendimientos, brindando herramientas para la vida profesional.

En Pampa creemos que las trayectorias educativas de los estudiantes deben también pensarse en función del entorno. En 2022 brindamos herramientas para 1.187 docentes y directivos, quienes implementaron lo aprendido con al menos 25.000 estudiantes. Realizamos 10 ediciones de Investigadores de la Energía, iniciativa que busca desarrollar el espíritu científico en el nivel inicial y primario con la participación de 223 docentes de nivel inicial y primario de 128 escuelas. Asimismo, brindamos cursos de Eficiencia Energética para 34 docentes de 12 escuelas técnicas de Mendoza, Buenos Aires y Neuquén.

Con respecto al acompañamiento a los equipos directivos, continuamos fortaleciendo la Red de Escuelas Fundación Pampa con la participación de 27 escuelas técnicas y 130 educadores que participaron de las distintas instancias del programa. Además, brindamos 3 instancias de formación docente abiertas al público. Más de 800 personas asistieron de forma sincrónica a los "Diálogos para la transformación escolar" que contaron con la facilitación de referentes como Diego Golombek, Rebeca Anijovich y Lila Pinto.

Como parte de nuestro compromiso con la mejora en instituciones educativas, realizamos aportes a escuelas, universidades y centros de formación de las comunidades en donde operamos. Durante el 2022 invertimos AR\$6 millones en 14 instituciones educativas, principalmente para equipamiento y refacción.

Formación para la inserción laboral

En Pampa realizamos prácticas profesionalizantes, talleres de primer empleo y espacios de capacitación para que estudiantes secundarios, terciarios y universitarios consoliden, integren y amplíen las capacidades y saberes del perfil en el que se están formando, promoviendo así su empleabilidad. En 2022 realizamos diferentes experiencias para 1.271 jóvenes.

Continuamos impulsando la realización de prácticas profesionalizantes para los últimos años de escuelas técnicas, incrementando un 20% la cantidad de estudiantes gracias a las prácticas internas y alianzas con otras entidades. En todos los activos de Pampa desarrollamos el programa en un formato híbrido para 286 estudiantes de 27 escuelas técnicas que sumaron 15.937 horas de formación teórico-práctica gracias al acompañamiento de 201 voluntarios internos y externos. Además, realizamos alianzas con Fundación Siemens y 500RPM para acercar prácticas profesionalizantes orientadas en energías renovables para 135 estudiantes de escuelas técnicas de Neuquén y Buenos Aires. En el Edificio Pampa realizamos [Actividades de Aproximación al Mundo del Trabajo](#) para 79 estudiantes secundarios, quienes realizaron un promedio de 65 horas de prácticas y capacitaciones en 5 áreas de la Compañía.

Asimismo, organizamos por primera vez, junto con la Casa de Gobierno del Neuquén y en alianza con otras empresas, una jornada de talleres sobre empleabilidad para más de 250 estudiantes de 6° año de escuelas secundarias técnicas de la ciudad de Neuquén. Y como todos los años, junto al grupo AcercaRSE, realizamos el "Encuentro de empleabilidad para escuelas técnicas" para 420 estudiantes de Zárate, Campana y Lima.

En el nivel universitario y terciario realizamos, junto al equipo de RRHH de Pampa, 5 jornadas de simulacro de entrevista grupal y formación para el primer empleo para 83 estudiantes de Buenos Aires, Neuquén y Bahía Blanca que participan del programa de acompañamiento universitario. Adicionalmente, facilitamos prácticas profesionales supervisadas de 200 horas y pasantías para 10 estudiantes becados de universidades de Salta, Bahía Blanca y Capital Federal.

Por último, realizamos el seguimiento de los 3 equipos seleccionados en la iniciativa Proyecto Joven 2021 para continuar impulsando sus proyectos de innovación y triple impacto gracias al capital semilla y



el acompañamiento profesional que recibieron como premio. Uno de los 3 equipos participó del programa de impacto de [Mayma Latam](#).

10.2 Diagnóstico local y desarrollo de proyectos de impacto comunitario

Alianzas estratégicas para el desarrollo comunitario

Entendemos que la relación entre Pampa y sus grupos de interés es transversal a todo el negocio. Por ello, en 2022 implementamos 29 planes de acción orientados a la comunidad, proveedores y gobiernos locales. Además, realizamos 5 talleres con más de 30 referentes, determinando al menos 5 indicadores transversales para la evaluación y seguimiento de planes propuestos. Asimismo, en todo el país acompañamos a 16 instituciones para el desarrollo sostenible en mesas de responsabilidad social y grupos de trabajo, además de aportes de fondos.

Entre los programas desarrollados en la comunidad en 2022, destacamos:

Energía sostenible

Como empresa de energía, desarrollamos proyectos sociales que facilitan el acceso a la misma a través de fuentes renovables y de la mejora en la eficiencia energética.

En la provincia de Salta, desde el 2017 trabajamos con Fundación Solar Inti en la Autoconstrucción de Cocinas Ecológicas para desarrollar autonomía y emprendedurismo de mujeres de la comunidad aborigen guaraní de Piquirenda. En 2022 realizamos el mantenimiento de las cocinas y hornos entregados en 2017 y 2020, y también sumamos 20 nuevas beneficiarias, aumentando el impacto social, ambiental y económico a 50 familias.

Asimismo, desarrollamos el programa Eficiencia Energética para 11 docentes y 84 estudiantes de escuelas técnicas de Buenos Aires y Neuquén, quienes recibieron una certificación como asistentes técnicos para la gestión de la energía, ampliando sus posibilidades de inserción profesional. En tres años, el programa logró un 25% de ahorro anual de energía en los hogares, evitando emitir 80 ton de CO_{2e} por año. En las escuelas, se calcula una disminución en el consumo de 13.294 kWh y una captura de gases de efecto invernadero de 7 ton de CO₂ por año gracias a la implantación de 10 árboles por institución.

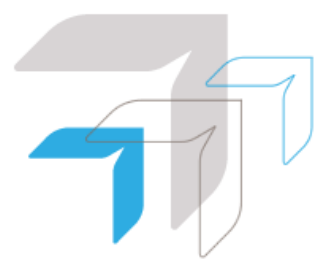
En CTGEBBA, junto a 15 estudiantes y 5 docentes de escuelas técnicas, desarrollamos el proyecto socioeducativo de fabricación e instalación de un aerogenerador de baja potencia Piggott de 350 W. El sistema abastecerá a la escuela N° 4 de Marcos Paz donde asisten 120 niños y niñas. Además, realizamos el mantenimiento de otros dos equipos instalados en escuelas rurales de Coronel Rosales junto con 29 estudiantes y docentes de escuelas con orientación en energías renovables.

En energía solar, finalizamos el proyecto de instalación de termotanques solares para los vecinos sin acceso a gas en Derqui (Pilar, Buenos Aires), llevado a cabo junto a Vivienda Digna. Dicha experiencia, desarrollada desde 2020, permitió el ahorro de un 40% en el consumo de electricidad para el hogar de 40 familias. El mismo fue presentado en el Congreso de la Nación durante el debate sobre eficiencia energética habitacional en el marco del proyecto de Ley de Etiquetado de Viviendas.

Capacitación en oficios y apoyo a emprendimientos productivos

Continuamos fomentando el desarrollo de actividades productivas, la creación de empleo a través de cursos de oficios para perfiles laborales afines a nuestro negocio o demandados por la comunidad, y el acompañamiento a emprendimientos productivos con beneficio social y/o ambiental.

En Buenos Aires, 129 personas de Bahía Blanca egresaron del programa Buen Trabajo, cuyo objetivo es mejorar las condiciones de empleabilidad de jóvenes de entre 18 y 35 años sin ocupación formal. En Ensenada, 27 personas participaron de 2 cursos desarrollados por la escuela de oficios de la UNLP.



En Salta, en alianza con el Ministerio de Educación y la Municipalidad de General Güemes, realizamos un curso de auxiliar en construcciones en instalaciones eléctricas industriales con una duración de 312 horas cátedra y que finalizó con el egreso de 39 estudiantes.

En busca de alternativas virtuales, continuamos con Programando la Inclusión junto a Fundación Formar y Digital House. En Buenos Aires egresaron 33 jóvenes como especialistas en programación web *full stack*, y en Neuquén 26 jóvenes se encuentran en formación durante 10 meses para profesionalizarse en esta propuesta con alta demanda laboral.

Asimismo, otorgamos becas a 4 estudiantes de la Fundación Baccigalupo para graduarse de asistentes deportivos y poder acompañar la inclusión laboral de personas con discapacidad. Desde 2016 hemos becado a 28 estudiantes. Además, continuamos aportando insumos al Taller Protegido Accervil para la elaboración de productos realizados por 45 trabajadores con discapacidad motora.

Por otro lado, continuamos con el programa Compras Inclusivas Responsables –incluido en el procedimiento de compras de la Compañía– para brindar igualdad de oportunidad a proveedores que integren variables de desarrollo social en su cadena de valor y contribuyan a la economía local. En 2022 agregamos la variable ambiental en la matriz de selección de proveedores, realizamos 2 talleres de sensibilización a diferentes áreas de la Compañía, y organizamos 7 ferias presenciales y 9 virtuales en Salta, Mendoza, Santa Fe, Neuquén y Buenos Aires, convocando a 35 emprendimientos sociales.

Fortalecimiento de las organizaciones locales

Colaboramos con la mejora en la gestión institucional de las organizaciones a partir de la realización de aportes y acompañamiento a proyectos desarrollados por las mismas.

Desde 2021, a partir de distintos encuentros comunitarios junto a la Fundación Saberes en el marco del programa Promotores de Salud, buscamos empoderar a líderes para que puedan ser actores clave para detectar cuestiones críticas de salud. En 2022 realizamos la segunda etapa en la formación de 40 mujeres promotoras de la salud en Piquirenda, abordando temáticas vinculadas a una comunidad saludable, perspectiva de género y derechos, niñez, adolescencia y familias.

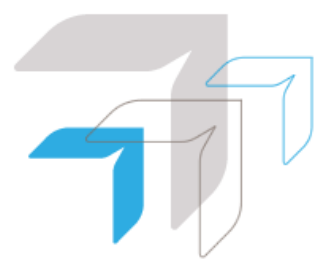
Por otro lado, somos socios fundadores del Laboratorio Público-Privado que busca acelerar el encuentro entre gobiernos, sector privado y sociedad civil para transformarlos en aliados para el desarrollo. Actualmente se está desarrollando en 10 ciudades. Además, en la ciudad de Buenos Aires nos sumamos al Fondo de Desarrollo de Economía Social (FONDES) para impulsar la inversión del sector privado hacia alternativas de financiamiento a unidades productivas de barrios populares, emprendimientos de la economía social y cooperativas.

10.3 Voluntariado Pampa

En Pampa creemos que nuestros colaboradores son nuestro mayor capital, y que tenemos la responsabilidad de crear valor compartido en y con las comunidades donde operamos nuestros activos. Actualmente, contamos con 10 Comités de Voluntariado activos, compuestos por 115 personas. Los miembros de los comités de cada activo se reúnen periódicamente para definir actividades y planes de acción, y articulación con socios estratégicos a nivel local. En 2022 impulsamos 27 acciones que sumaron 1.707 participaciones de voluntarios, destinando más de 5.500 horas en actividades solidarias.

Voluntariado profesional

Promovemos el involucramiento y la participación de los colaboradores en actividades que puedan poner en juego sus habilidades y conocimientos específicos para apoyar causas, proyectos y organizaciones que lo necesiten, a través de asesorías, charlas técnicas y conocimiento técnico-profesional.



Con el objetivo de contribuir a la formación de estudiantes desde el conocimiento de nuestros procesos productivos e instalaciones, continuamos con el programa Puertas Abiertas. En 2022 reanudamos las visitas presenciales, realizando 36 visitas a 12 activos para 844 estudiantes y docentes en Buenos Aires, Mendoza, Salta, Santa Fe y Neuquén. Además, realizamos dos visitas virtuales 360° a CTGEBa para 78 estudiantes y docentes, y una visita virtual 360° a PGSM para 35 estudiantes y docentes.

En el Edificio Pampa, 28 voluntariados de IT, salud, responsabilidad social, servicios generales y comunicación digital brindaron sus conocimientos y experiencias a 79 estudiantes. Asimismo, gracias a la articulación con Fundación Espartanos, desarrollamos una capacitación presencial sobre la planificación de proyectos para la inserción sociolaboral con 20 participantes del penal de San Martín. Además, 9 voluntarios de CPB junto al equipo de Vestas realizaron el cambio a luminarias led de mayor eficiencia y un mantenimiento general de 2 escuelas rurales de Coronel Rosales.

En el Complejo Petroquímico reanudamos las visitas de Cadena Productiva, un programa para promover el reconocimiento de los sectores productivos en la región para estudiantes de 7° grado. En total, 15 voluntarios recibieron a 51 jóvenes de 3 escuelas de la zona.

Campañas anuales

En 2022 realizamos 4 ediciones de la Campaña de Hemodonación en Capital Federal, Bahía Blanca, Salta y Neuquén, en alianza con organizaciones locales que fomentan la donación voluntaria de sangre, alcanzando las 97 donaciones efectivas de sangre que tendrán un impacto en 388 vidas.

Por otro lado, realizamos Empezamos con Todo, una colecta de útiles y juguetes para 943 niños, niñas y jóvenes, y llegado el invierno, desarrollamos nuevamente Juntos Contra el Frío en Salta, Buenos Aires, Santa Fe y Mendoza, entregando las donaciones recaudadas a 6 organizaciones que acompañan a vecinos en situación de vulnerabilidad.

Asimismo, celebramos el Mes de la Infancia impulsando acciones junto a voluntarios de Zárate, Bahía Blanca, Capital Federal, Santa Fe, Salta, Mendoza y Neuquén. Participaron 89 personas en iniciativas como pintura de murales en escuelas y jardines, refacciones en hogares y actividades lúdico-recreativas con niños y niñas, alcanzando a 1.948 destinatarios.

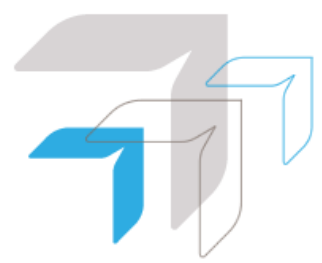
Finalmente, como todos los años, los activos de Pampa se sumaron a la campaña Nochebuena Solidaria. Durante noviembre y diciembre, 351 personas armaron 1.300 bolsones con alimentos y obsequios para familias de más de 30 organizaciones de las comunidades donde operamos.

Jornadas y proyectos de impacto socio-comunitario

En General Güemes, continuamos promoviendo la concientización del trastorno del espectro autista junto a la Fundación Pedacito de Cielo. Celebramos un encuentro con 33 docentes y equipos directivos para identificar las necesidades e implementar líneas de acción específicas junto a 12 voluntarios.

En 2022 el grupo de 8 tejedoras del Edificio Pampa acompañó con sus producciones a dos instituciones que trabajan con niños y niñas en situación de vulnerabilidad. Los 135 tejidos (gorros, sacos, mantas, etc.) fueron entregados al Merendero Melany de Buenos Aires y a la Escuela N° 4347 del Paraje Santa Cruz en Salta.

Además, en las cercanías a PEMC, 15 voluntarios realizaron la puesta en valor de todas las aulas de la escuela rural Calderón a la que asisten 11 estudiantes, pintando y refaccionando las mismas.



11. Tecnología de la información

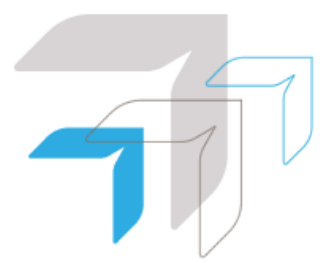
Continuando con la remodelación de las oficinas centrales, iniciada en 2021, se realizaron mejoras en la infraestructura de servidores y comunicaciones del Edificio Pampa, con foco en brindar mayor agilidad, seguridad y flexibilidad. Dicho modelo se comenzó a replicar en los principales activos de la Compañía, estimando alcanzar la totalidad a mediados de 2023.

En el negocio de E&P, continuamos con la transformación digital incorporando sistemas de geoposicionamiento para el seguimiento en tiempo real de todos los móviles presentes en los yacimientos. Asimismo, se unificó la información de todos los yacimientos en una misma aplicación para contar con indicadores que apoyen la toma de decisión. Con este fin, se adecuó el sistema de gestión Openwells, mejorando sustancialmente la calidad de la información del portal de operaciones de pozos. Con respecto a la ingeniería de mantenimiento, se incorporaron nuevas plantas a la solución IRISK para el seguimiento y evaluación de los componentes, con el objetivo de minimizar riesgos y pérdidas operativas, además de optimizar los recursos asignados. Por otro lado, se continuó mejorando los procesos de envío de información a la SE.

En el negocio de generación, se incorporaron nuevas herramientas basadas en *machine learning* para la operación y mantenimiento de los principales activos con el objetivo de maximizar su disponibilidad. Por otro lado, se centralizó la información en un único repositorio, digitalizando el proceso de gestión de cambios de los sistemas críticos y facilitando la integración de datos con diferentes fuentes y entes externas. Asimismo, avanzamos con el primer proyecto de representación virtual, un gemelo digital piloto del nuevo ciclo combinado de CTGEB, posibilitando la interacción en 3D con información en tiempo real. Asimismo, se puso en funcionamiento el Centro de Desarrollo Digital, impulsando las iniciativas relacionadas a la analítica de datos, inteligencia artificial y *machine learning*.

En áreas corporativas, para el área de Abastecimientos se implementó la solución Gestión Contratos para trabajar de manera más ágil con contratistas, minimizar el uso de papeles y mejorar la trazabilidad del intercambio de información. Para el área de Administración se automatizaron las estrategias de aprobaciones para el sistema de gestión de compras, y para el área de Contabilidad se implementó una solución de aprobaciones de asientos. Asimismo, se actualizó la aplicación de pólizas para el área de Seguros, y para el área de Impuestos se implementó una primera fase de automatizaciones impositivas. Por otro lado, se acompañó al área de RRHH en la digitalización del proceso de reclutamiento de colaboradores, y en el área de Marketing se desarrollaron soluciones para las tarjetas personales digitales y gestión de contactos empresariales. Además, en las áreas de Finanzas y Comercial se continuó digitalizando la información de clientes en un portal, y acompañamos a la Fundación en la implementación de la solución de relacionamiento con los becarios y entidades externas.

Con respecto al área de Seguridad de la Información, en línea con nuestro desafío de mejorar el nivel de madurez respecto a la respuesta y recuperación ante un potencial ataque de ciberseguridad a nuestros sistemas críticos, hemos completado las primeras etapas del DRP (Disaster Recovery Plan o plan de recuperación ante desastres) en tecnologías de la información y de la operación para CTLL y CTGEB. Asimismo, se amplió la cobertura del monitoreo de seguridad a CTEB, los parques eólicos y el bloque El Mangrullo. Por otro lado, por sexto año consecutivo se llevó a cabo el programa de concientización a usuarios que incluyó, entre otras actividades, *webinars*, capacitaciones y simulaciones, permitiendo seguir preparándonos mejor ante intentos de ciberataques. Además, a fines del 2022, se realizaron las Jornadas de Transformación Digital donde participaron todos nuestros negocios presentando sus principales iniciativas y compartieron sus conocimientos con el resto de la Compañía.



12. Calidad, seguridad, medio ambiente y salud ocupacional

En Pampa estamos comprometidos para que el desarrollo de nuestros negocios sea con los más altos estándares de calidad, seguridad, medio ambiente y salud; a favor del bienestar de las personas, el cuidado del medio ambiente y la eficiencia energética. Queremos satisfacer las necesidades del presente sin comprometer a las generaciones futuras, procurando el desarrollo sostenible.

A fines del año 2021 evolucionamos la Política de CSMS hacia una nueva [Política de Gestión Integrada](#), reforzando el compromiso con la salud, bienestar y seguridad de las personas, el medio ambiente y nuestros grupos de interés. Su alcance incorpora el uso eficiente de la energía y recursos naturales, la confiabilidad e integridad de nuestras instalaciones y operaciones, como también la optimización de la gestión de nuestros activos. La nueva política reafirma que la gestión integrada es parte esencial de nuestras operaciones e incluye diez principios de gestión que constituyen una guía simple y ágil que facilita y promueve su implementación.

En 2022, a pesar de la continuidad de la pandemia que requirió sostener prácticas y protocolos especiales, Pampa continuó avanzando con los programas de gestión en todas sus operaciones, capacitando al personal bajo una gestión integrada y fortaleciendo la cultura Pampa en aspectos de CSMS.

12.1 Calidad de gestión

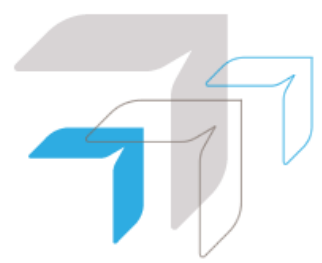
Avanzamos en calidad de gestión tomando como referencia las normas ISO y el modelo del Premio Nacional de Calidad de Argentina, procurando la mejora continua. Las principales metodologías de Calidad de Gestión aplicadas son: MGR (Matriz de Gerenciamiento de Riesgos operativos), el ciclo de desempeño en CSMS, la administración de sistemas certificados de gestión y la calidad de gestión diaria.

Con el objetivo de reducir los riesgos inherentes a nuestras operaciones, aplicamos la MGR. En 2022 logramos implementar el 76% de los planes de mejora definidos en las evaluaciones realizadas en 2020. Asimismo, evaluamos el desempeño en CSMS en todos nuestros activos a partir de la definición de metas y el monitoreo sistemático del tablero de indicadores de CSMS, desarrollado en la plataforma *QlikView*, lo cual permite tomar decisiones en tiempo real y conocer su evolución.

En 2022 se completó el programa de mantenimiento y recertificación bajo las normas ISO, mostrando la eficacia en el alcance de los objetivos y compromisos con nuestros grupos de interés: se mantuvieron las certificaciones ISO 9001 (Gestión de Calidad), 14001 (Gestión Ambiental), 45001 (Seguridad y Salud en el Trabajo). Asimismo, mantuvimos ISO 55001 (Gestión de Activos) en todas las centrales eléctricas y ampliamos la certificación ISO 50001 que contaba CTGEB A a las generadoras HIDISA, HINISA, HPPL, CTLL, CTEB, CTG, CTP y los parques eólicos PEPE II y III.

Por otro lado, continuamos implementando mejoras en aplicativos de CSMS, procurando una gestión preventiva y en un sendero de transformación digital. En 2022 implementamos aplicaciones para la Gestión de Cambios y para los EPS –Exámenes Preventivos en Salud– (COVID-19, sustancias psicoactivas, trabajo en altura, espacios confinados, entre otros). Asimismo, se desarrollaron cursos de capacitación en CSMS a través de la nueva plataforma de capacitación digital de la Compañía.

Finalmente, desde el 2013 en Pampa se seleccionan las prácticas destacadas en materia de mejoras para participar en el encuentro anual nacional de la Sociedad Argentina Pro-Mejoramiento Continuo (SAMECO) y poder compartir nuestra experiencia y conocimiento. En el 27° encuentro anual 2022, participamos en la temática “El liderazgo en la transformación digital de las organizaciones” y presentamos dos trabajos: “Monitoreo de rendimientos en turbina a gas como herramienta preventiva de fallo” (CTG) y “Oportunidades de mejora en la gestión de emisiones en el negocio de E&P”.



12.2 Seguridad e higiene

En 2022 seguimos con el desarrollo de iniciativas para mejorar la gestión y el desempeño en materia de seguridad en cada activo. Se continuó con la capacitación específica para prevención de accidentes en miembros superiores e inferiores, y se diseñó una capacitación de refuerzo en investigación de accidentes para asegurar la calidad de la información. Asimismo, se trabajó en el aplicativo Alertas de CSMS para mejorar la divulgación de las lecciones aprendidas durante la investigación de accidentes, convirtiéndose en medidas preventivas para otros activos.

Por otro lado, se iniciaron dos iniciativas relevadas durante el planeamiento estratégico del 2021:

- Control en campo de la gestión de CSMS: su objetivo es establecer una metodología de verificación en campo de diversas prácticas preventivas de CSMS (reglas de oro, principios del ambiente, estado de instalaciones, cumplimiento legal operativo, etc.) por parte de los líderes de los activos y reportes, complementada con las observaciones preventivas de comportamiento, demostrando así el compromiso visible del liderazgo; y
- Gestión de CSMS en la contratación de servicios: su objetivo es revisar los requisitos de CSMS para la contratación de servicios y la evaluación de desempeño de dichos servicios y el de los contratistas, en línea con la Política de Gestión Integrada, procurando que sean compatibles con los estándares de la Compañía.

En lo que se refiere a higiene industrial, continuamos trabajando en la mejora de los mapas de riesgos químicos, físicos y ergonómicos, y se presentaron a la nueva ART. Además, se continuó con el Sistema de Vigilancia de Sustancias y Compuestos Cancerígenos establecido por la Superintendencia de Riesgos del Trabajo.

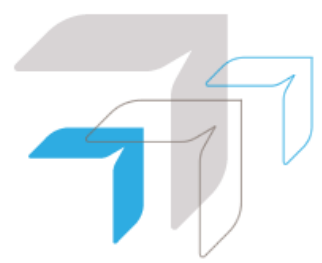
12.3 Medio ambiente

Las operaciones de Pampa buscan el desarrollo sostenible del negocio en alineación con los principios de Pacto Global de las Naciones Unidas, del cual fuimos signatarios en 2019. La Compañía está comprometida con la protección del medio ambiente y en cada proyecto se busca utilizar en forma racional los recursos naturales, aplicando tecnologías adecuadas y económicamente viables.

Durante el 2022 continuamos con la implementación y difusión de los Principios del Ambiente, que facilitan el cumplimiento de nuestra Política de Gestión Integrada y se encuentran alineados a los ODS 4, 6, 7, 8, 9, 12, 13 y 17. Asimismo, participamos por 3º año consecutivo en el programa Conectando Empresas con los ODS del CEADS-EY Argentina. Este programa busca consolidar el rol de las empresas en la Agenda 2030, visibilizar sus contribuciones y acompañarlas en la alineación de sus agendas con los 17 ODS. Las iniciativas destacadas que presentamos contribuyen con el ODS 4: "Educación de calidad", y con el ODS 7: "Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna", demostrando el compromiso de Pampa con el desarrollo sostenible.

En línea con la gestión eficiente de la energía, en 2022 continuamos con la implementación y certificación de ISO 50001 en el negocio de generación, permitiendo elaborar las matrices de usos y consumos de cada sitio, para poder establecer metas de reducción de emisiones a la atmósfera y hacer un uso eficiente de los recursos. Asimismo, en E&P se realizó un estudio para identificar oportunidades de reducción de emisiones de CO₂ en venteos y captura de carbono en nuestros yacimientos, y en PGSM se implementó una práctica de detección de pérdidas con cámaras infrarrojas que permite un rápido escaneo y acción de mantenimiento con la consecuente reducción de pérdidas y mejora en el ambiente laboral.

Por otro lado, en 2022 Pampa fue nuevamente signataria en el CDP, tanto en cuestiones de cambio climático como de seguridad hídrica, obteniendo calificaciones destacadas y mostrando las mejoras en la gestión ambiental de nuestras operaciones.



12.4 Respuesta ante la emergencia

En Pampa actuamos en la prevención de eventos indeseables y nos preparamos para dar respuesta rápida y eficaz a situaciones de emergencia. Continuamos realizando simulacros periódicos, promoviendo las prácticas establecidas y mejoras puntuales que se incorporan al sistema de gestión integrada.

En 2022 realizamos capacitaciones conforme a los Planes de Respuesta a la Emergencia, superando las 1.500 horas de formación para desarrollar habilidades y competencias, además de coordinar las actividades necesarias en caso de ocurrencia de algún evento no deseado.

Asimismo, finalizamos el relevamiento del estado de los sistemas de protección y abatimiento de incendio, evaluando y garantizando su correcto funcionamiento y capacidad de respuesta, e identificando oportunidades de mejora para futuros planes de trabajo. Mediante capacitaciones teórico-prácticas, implementamos el Sistema de Comando de Incidentes, una metodología de atención de emergencias, realizando nuevos simulacros de campo con movilización de recursos y participación de fuerzas vivas. Finalmente, se realizaron actividades de relacionamiento y capacitación con Bomberos Voluntarios, Gendarmería, Defensa Civil y otras organizaciones pertenecientes a las comunidades donde operamos.

12.6 Salud ocupacional

En Pampa contamos con un equipo de enfermeros y médicos con quienes continuamos desarrollando los programas de promoción de la salud ocupacional con foco en la prevención y contribuyendo al ODS 3 para un ámbito de trabajo saludable.

Junto al equipo de RRHH, se reforzó el programa SUMA Bienestar, centrado en el bienestar físico, emocional, laboral, financiero y en la vida personal de los colaboradores. Algunas necesidades fueron identificadas en los exámenes médicos anuales de los empleados, permitiendo diseñar un programa de salud específico según los grupos de riesgo relevados. Además, se continuó con la Política de Alcohol, Drogas y Sustancias Psicoactivas con foco en la seguridad a través de capacitaciones y los EPS (Exámenes Preventivos de Salud).

En 2022 seguimos desarrollando las capacitaciones en RCP (Resucitación Cardio-Pulmonar) y Primeros Auxilios, el plan de actividad física y las campañas de vacunación antigripal y antitetánica. Se continuó con el programa de Cardioprotección según los estándares internacionales y se recertificó ante Experta ART como Empresa Cardioprotegida hasta el 2023. Asimismo, se organizaron charlas con profesionales sobre adicciones, deshabitación tabáquica, depresión y manejo del estrés, y mantuvimos el servicio de acompañamiento legal y psicológico de Wellness. En relación con la seguridad alimentaria, los nutricionistas elaboraron propuestas de alimentación saludable y se realizaron auditorías bromatológicas en nuestros comedores.

Pampa es empresa amiga de la hemo-donación, por lo que en 2022 continuó promoviendo dentro de sus instalaciones colectas de sangre en forma voluntaria para sus colaboradores.

Respecto al COVID-19, durante 2022 el foco estuvo puesto en lograr un cambio de hábito sostenible en los colaboradores para el cuidado de su salud y bienestar, y el de sus familias, permitiendo sostener y asegurar en todo momento la continuidad de nuestras operaciones. Asimismo, además de continuar con las medidas de higiene (automonitoreo de síntomas, desinfección mediante radiación UV o con amonio cuaternario, sistemas de ventilación, distanciamiento, etc.), avanzamos con un esquema híbrido de trabajo entre presencial y remoto para los puestos de trabajo que así lo permitían.



13. Resultados del ejercicio

Pampa, la empresa líder independiente e integrada de energía de Argentina, concentra sus negocios en la cadena de valor de electricidad y gas del país.

A través de sus actividades propias, sociedades subsidiarias y participaciones en negocios conjuntos y asociadas, y sobre la base de la naturaleza, clientes y riesgos involucrados se han identificado los siguientes segmentos de negocio:

- **Generación de energía**, integrado principalmente por las participaciones directas e indirectas en CTBSA, HINISA, HIDISA, Greenwind²⁷, TMB, TJSM y por las actividades propias de generación de electricidad a través de las centrales CTG, CPB, CTP, CTLL, CTGEB, CTPP, CTIW, EcoEnergía, los parques eólicos PEPE II, PEPE III, PEPE IV, VAR²⁸ y PEPE VI, y de la represa HPPL;
- **Petróleo y gas**, integrado principalmente por las participaciones propias en áreas de petróleo y gas y por las participaciones en CISA y OldelVal;
- **Petroquímica**, integrado por las operaciones propias de estirénicos y de la unidad reformadora catalítica desarrolladas en las plantas de Argentina;
- **Holding y otros**, integrado principalmente por operaciones de inversiones financieras, actividades holding, las participaciones en los negocios conjuntos CITELEC y CIESA y sus respectivas subsidiarias licenciatarias del transporte de electricidad en alta tensión a nivel nacional y de gas en el sur del país, respectivamente, por la participación en OCP y Enecor; y
- **Distribución de energía**, integrado por la participación directa en Edenor hasta su disposición. Al 31 de diciembre de 2021, la Sociedad ha clasificado los resultados correspondientes a la desinversión como operaciones discontinuadas.

²⁷ Consolidada en Pampa desde el 12 de agosto de 2022.

²⁸ Adquirida el 16 de diciembre de 2022.



13.1 Resultados consolidados por segmento, ejercicio 2022 (US\$ millones)

Información de resultados consolidados (al 31 de diciembre de 2022)	Generación	Petróleo y gas	Petroquímica	Holding y otros	Eliminaciones	Consolidado
Ingresos por ventas	663	529	617	20	-	1.829
<i>Ventas en el mercado local</i>	663	370	425	20	-	1.478
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	-	159	192	-	-	351
Ventas intersegmentos	-	117	-	-	(117)	-
Costo de ventas	(370)	(359)	(536)	-	117	(1.148)
Resultado bruto	293	287	81	20	-	681
Gastos de comercialización	(3)	(36)	(17)	-	-	(56)
Gastos de administración	(39)	(60)	(5)	(34)	-	(138)
Gastos de exploración	-	-	-	-	-	-
Otros ingresos operativos	25	61	1	44	-	131
Otros egresos operativos	(5)	(26)	(6)	(9)	-	(46)
Deterioro de PPE, activos intangibles e inventarios	-	(30)	(2)	(6)	-	(38)
Deterioro de activos financieros	-	(2)	-	(6)	-	(8)
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	65	-	-	40	-	105
Resultado operativo	336	194	52	49	-	631
Ingresos financieros	1	2	-	9	(7)	5
Gastos financieros	(82)	(107)	(3)	(36)	7	(221)
Otros resultados financieros	72	(28)	6	116	-	166
<i>Resultados financieros, neto</i>	<i>(9)</i>	<i>(133)</i>	<i>3</i>	<i>89</i>	<i>-</i>	<i>(50)</i>
Resultado antes de impuestos	327	61	55	138	-	581
Impuesto a las ganancias	(73)	(16)	(15)	(20)	-	(124)
Ganancia del ejercicio	254	45	40	118	-	457
Atribuible a:						
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	253	45	40	118	-	456
<i>Participación no controladora</i>	1	-	-	-	-	1



13.2 Resultados consolidados por segmento, ejercicio 2021 (US\$ millones)

Información de resultados consolidados (al 31 de diciembre de 2021)	Generación	Distribución de energía	Petróleo y gas	Petroquímica	Holding y otros	Eliminaciones	Consolidado
Ingresos por ventas	656	-	340	490	22	-	1.508
<i>Ventas en el mercado local</i>	656	-	282	310	22	-	1.270
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	-	-	58	180	-	-	238
Ventas intersegmentos	-	-	113	-	-	(113)	-
Costo de ventas	(355)	-	(289)	(424)	-	113	(955)
Resultado bruto	301	-	164	66	22	-	553
Gastos de comercialización	(2)	-	(18)	(13)	-	-	(33)
Gastos de administración	(31)	-	(46)	(4)	(18)	-	(99)
Gastos de exploración	-	-	-	-	-	-	-
Otros ingresos operativos	42	-	58	1	4	-	105
Otros egresos operativos	(5)	-	(28)	(3)	(22)	-	(58)
Deterioro de activos intangibles e inventarios	(2)	-	-	(2)	-	-	(4)
Deterioro de activos financieros	-	-	-	-	(2)	-	(2)
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	47	-	-	-	70	-	117
Resultado operativo	350	-	130	45	54	-	579
Ingresos financieros	4	-	3	-	4	(1)	10
Gastos financieros	(46)	-	(103)	(3)	(34)	1	(185)
Otros resultados financieros	(14)	-	(16)	(2)	18	-	(14)
<i>Resultados financieros, neto</i>	(56)	-	(116)	(5)	(12)	-	(189)
Resultado antes de impuestos	294	-	14	40	42	-	390
Impuesto a las ganancias	(75)	-	8	(12)	2	-	(77)
Ganancia del ejercicio por operaciones continuas	219	-	22	28	44	-	313
Pérdida del ejercicio por operaciones discontinuadas	-	(75)	-	-	-	-	(75)
Ganancia (pérdida) del ejercicio	219	(75)	22	28	44	-	238
Atribuible a:							
<i>Propietarios de la Sociedad</i>	218	(39)	22	28	44	-	273
<i>Participación no controladora</i>	1	(36)	-	-	-	-	(35)
Información patrimonial consolidada (al 31 de diciembre de 2021)							
Activos totales	1.670	-	1.157	176	1.067	(209)	3.861
Pasivos totales	525	-	1.324	166	264	(209)	2.070



13.3 Análisis de los resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con el finalizado el 31 de diciembre de 2021

Ventas netas consolidadas por US\$1.829 en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, un 21% superior a los US\$1.508 millones del ejercicio 2021. Se registraron aumentos del 43% en petróleo y gas (US\$193 millones), 26% en petroquímica (US\$127 millones) y 1% en generación de energía (US\$7 millones), parcialmente compensados por mayores eliminaciones intersegmento de US\$4 millones y menores ingresos en holding y otros (US\$2 millones).

Costos de ventas consolidado de US\$1.148 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, un 20% superior a los US\$955 millones del ejercicio 2021. Se registraron aumentos del 26% (US\$112 millones) en petroquímica, 24% (US\$70 millones) en petróleo y gas, y 4% (US\$15 millones) en generación de energía, sin variación en nuestro segmento de holding y otros, parcialmente compensados por mayores eliminaciones intersegmento de US\$4 millones.

Resultado bruto consolidado de US\$681 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, un 23% superior a los US\$553 millones registrados en el ejercicio 2021. Se registraron aumentos de US\$123 millones en petróleo y gas, y US\$15 millones en petroquímica, sin variación en eliminaciones intersegmento, parcialmente compensados por disminuciones de US\$8 millones en generación de energía y US\$2 millones en holding y otros.

Resultado operativo consolidado de US\$631 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación a los US\$579 millones del ejercicio 2021. Se registraron aumentos de US\$64 millones en petróleo y gas, y US\$7 millones en petroquímica, parcialmente compensados por disminuciones de US\$14 millones en generación de energía y US\$5 millones en holding y otros.

Resultados financieros, netos, representaron una pérdida de US\$50 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, inferior a la pérdida de US\$189 millones en el ejercicio 2021, principalmente explicada por mejores resultados de US\$101 millones en holding y otros, US\$47 millones en generación de energía y US\$8 millones en petroquímica, parcialmente compensados por mayores pérdidas netas de US\$17 millones en petróleo y gas.

Ganancia consolidada de US\$457 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, de los cuales US\$456 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, en comparación a la ganancia consolidada de US\$273 millones²⁹ atribuible a los propietarios de la Compañía en el ejercicio 2021, explicado por mayores ganancias reportadas en holding y otros (US\$74 millones), generación de energía (US\$35 millones), petróleo y gas (US\$23 millones), y petroquímica (US\$12 millones), además de la pérdida de US\$39 millones en operaciones discontinuadas del 2021.

²⁹ Incluye las pérdidas reportadas por las operaciones discontinuadas (US\$39 millones).



Segmento de generación de energía

Segmento de generación de energía, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	663	656	+1%
<i>Ventas en el mercado local</i>	663	656	+1%
Costo de ventas	(370)	(355)	+4%
Resultado bruto	293	301	-3%
Gastos de comercialización	(3)	(2)	+50%
Gastos de administración	(39)	(31)	+26%
Otros ingresos operativos	25	42	-40%
Otros egresos operativos	(5)	(5)	-
Deterioro de activos intangibles e inventarios	-	(2)	-100%
Resultado por part. en negocios conjuntos	65	47	+38%
Resultado operativo	336	350	-4%
Ingresos financieros	1	4	-75%
Gastos financieros	(82)	(46)	+78%
Otros resultados financieros	72	(14)	NA
Resultados financieros, netos	(9)	(56)	-84%
Resultado antes de impuestos	327	294	+11%
Impuesto a las ganancias	(73)	(75)	-3%
Resultado del período	254	219	+16%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	253	218	+16%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	1	1	-

Las ventas del segmento de generación de energía subieron 1% a US\$663 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$656 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Dicha variación se debe principalmente a: **(i)** mayores ventas de energía *spot* debido a la actualización de los precios; **(ii)** incremento en los volúmenes y precios comercializados bajo Energía Plus por mayor demanda; **(iii)** la consolidación de Greenwind desde el 12 de agosto de 2022; **(iv)** parcialmente compensados por el vencimiento de PPA de la TV de CTLL y CTP, remunerados como energía base a partir del 1 de noviembre y 15 de julio de 2021, respectivamente.

La generación de energía durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 experimentó un aumento del 5% (+878 GWh) en comparación con el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, debido un mayor despacho de las unidades térmicas (especialmente CPB, CTLL y CTEB, compensado por menor generación en CTGEB A y CTG) e hídricas (principalmente HPPL). El siguiente cuadro muestra la generación neta para las plantas de generación:



En GWh	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de			
	2022		2021	
	Generación neta	Ventas totales	Generación neta	Ventas totales
Hidroeléctricas				
HINISA	428	428	467	467
HIDISA	303	303	325	325
HPPL	707	707	550	550
Eólicas				
PEMC ¹	391	391	367	367
PEPE II	231	256	215	247
PEPE III	249	250	256	256
PEPE IV	0	-	-	-
PEPE V	17	-	-	-
Térmicas				
CTLL	5.103	5.103	4.682	4.692
CTG	225	469	392	624
CTP	52	52	53	53
CPB	1.209	1.209	312	313
CTPP	321	321	299	299
CTIW	308	308	301	300
CTGEB A	7.746	8.571	8.594	9.266
EcoEnergía	73	152	75	153
CTEB ¹	948	948	546	546
Total	18.311	19.468	17.433	18.458

Nota: 1 Operada por Pampa (participación accionaria del 50%). PEMC fue consolidado en Pampa desde el 12 de agosto de 2022.

El costo de ventas aumentó 4% a US\$370 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con US\$355 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido a mayores gastos salariales, superiores a la devaluación del AR\$, y gastos de reparaciones y mantenimientos estacionales.

El resultado bruto del segmento de generación de energía no tuvo variaciones significativas, registrando una ganancia de US\$293 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con una ganancia de US\$301 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Asimismo, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, el margen bruto en relación con las ventas disminuyó a 44%, comparado con 46% del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Los gastos de comercialización del segmento de generación de energía no sufrieron variaciones significativas, registrando US\$3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con US\$2 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Los gastos de administración del segmento de generación de energía subieron a US\$39 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con US\$31 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido a mayores gastos salariales, superiores a la devaluación del AR\$, y mayores honorarios y retribuciones por servicios.

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de generación de energía bajaron 46%, a una ganancia de US\$20 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con una ganancia de US\$37 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido al recupero de la provisión por la garantía en PEPE IV en 2021.

El resultado por participaciones en negocios conjuntos del segmento de generación de energía ascendió a una ganancia de US\$65 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó un aumento del 38% en comparación con los US\$47 millones del ejercicio finalizado el 31 de



diciembre de 2021. Dicha variación se explica principalmente por el reconocimiento de una ganancia de US\$23 millones como consecuencia de la adquisición del 50% adicional de Greenwind, reflejando el valor razonable sobre el 50% de participación anterior. Este efecto fue parcialmente compensado por la finalización de PPA en CTEB en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022.

Al 31 de diciembre de 2022 no hubo cargos por deterioro de PPE, activos intangibles e inventarios, mientras que en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 se registró una pérdida de US\$2 millones.

El resultado operativo del segmento de generación de energía bajó 4%, registrando una ganancia de US\$336 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con una ganancia de US\$350 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente por la finalización de PPA en CTLL y CTP, ingresos del recupero de provisiones en 2021 y mayores gastos de sueldos y reparaciones y mantenimiento en 2022. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por mayores ventas de energía base y Plus, además del impacto de la adquisición accionaria y consolidación de Greenwind. El margen operativo en relación con las ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 disminuyó a 51%, en comparación con el 53% del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Los resultados financieros, netos, del segmento de generación de energía registraron una pérdida de US\$9 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparados con una pérdida de US\$56 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido al incremento en las ganancias por tenencia de instrumentos financieros, parcialmente compensado por mayores intereses financieros y pérdidas por diferencia de cambio neta.

El segmento de generación de energía registró un cargo por impuesto a las ganancias de US\$73 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con un cargo de US\$75 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Las actividades de generación de energía registraron una ganancia neta de US\$254 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, de los cuales US\$253 millones corresponden a los propietarios de la Sociedad, comparada con una ganancia de US\$219 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, correspondiendo US\$218 millones a los propietarios de la Sociedad.



Segmento de petróleo y gas

Segmento de petróleo y gas, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	646	453	+43%
<i>Ventas en el mercado local</i>	487	395	+23%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	159	58	+174%
Costo de ventas	(359)	(289)	+24%
Resultado bruto	287	164	+75%
Gastos de comercialización	(36)	(18)	+100%
Gastos de administración	(60)	(46)	+30%
Otros ingresos operativos	61	58	+5%
Otros egresos operativos	(26)	(28)	-7%
Deterioro de PPE e inventarios	(30)	-	NA
Deterioro de activos financieros	(2)	-	NA
Resultado operativo	194	130	+49%
Ingresos financieros	2	3	-33%
Gastos financieros	(107)	(103)	+4%
Otros resultados financieros	(28)	(16)	+75%
Resultados financieros, netos	(133)	(116)	+15%
Resultado antes de impuestos	61	14	NA
Impuesto a las ganancias	(16)	8	NA
Resultado del período	45	22	+105%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	45	22	+105%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	-	-	NA

Las ventas del segmento de petróleo y gas ascendieron a US\$646 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, lo que representó un incremento del 43% en comparación con los US\$453 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Dicha variación se explica principalmente por el aumento de los precios del gas por fuera del Plan Gas.Ar (exportaciones y local a industrias), mayor producción de gas y, en menor medida, mayor precio y volumen comercializado de petróleo.

El precio promedio de venta del gas natural, incluyendo los subsidios, fue de US\$4,2/MBTU para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, 16% superior a los US\$3,6/MBTU del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente explicado por mejores precios de exportación e industrial, además del efecto de mayores compromisos invernales bajo Plan Gas.Ar. El precio promedio de venta de petróleo fue de US\$69,6/bbl para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, 18% superior a los US\$58,8/bbl del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente explicado por la suba en los precios internacionales de referencia. La siguiente tabla muestra la producción y volumen vendido del segmento de petróleo y gas:



	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2022	2021
Producción		
Petróleo (miles de bbl/día)	5,3	4,7
Gas (miles de m ³ /día)	9.811	8.004
Total (miles de boe/día)	63,1	51,8
Ventas		
Petróleo (miles de bbl/día)	5,3	4,6
Gas (miles de m ³ /día)	9.842	8.122
Total (miles de boe/día)	63,3	52,4

Nota: Producción en Argentina.

El costo de ventas del segmento de petróleo y gas subió 24%, a US\$359 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$289 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido a: **(i)** incremento de regalías y cánones por mayor volumen y precio comercializado; **(ii)** mayores cargos de contratistas y mantenimiento; **(iii)** aumento en las depreciaciones de PPE; y **(iv)** mayores cargos por transportes.

El resultado bruto del segmento de petróleo y gas aumentó 75%, registrando una ganancia de US\$287 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con una ganancia de US\$164 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Dicha variación se explica por el incremento en las exportaciones de gas, y mayor precio y volumen comercializado de petróleo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por una suba en los costos, principalmente de regalías, contratistas, mantenimiento, depreciaciones, y transporte de gas. Adicionalmente, el margen bruto en relación con las ventas subió a 44% en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con el 36% del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Los gastos de comercialización del segmento de petróleo y gas aumentaron a US\$36 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$18 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente por mayor costo de transporte de gas exportado.

Los gastos de administración del segmento de petróleo y gas aumentaron 30%, a US\$60 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$46 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente explicado por mayores gastos salariales, superiores a la devaluación del AR\$.

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento petróleo y gas registraron una ganancia de US\$35 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con una ganancia de US\$30 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. La variación corresponde principalmente a provisiones del 2021 por el costo estimado de la remediación a incurrir en áreas petroleras revertidas durante el ejercicio 2021, además de mayores subsidios del Plan Gas.Ar, parcialmente compensados por la provisión del bono de readecuación del plan de inversiones en Sierra Chata.

El segmento de petróleo y gas reconoció un deterioro de PPE e inventarios de US\$30 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre, mientras que no se registraron cargos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

El deterioro de activos financieros del segmento de petróleo y gas registró una pérdida de US\$2 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, mientras que no se registraron cargos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

El resultado operativo del segmento de petróleo y gas ascendió a una ganancia de US\$194 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con US\$130 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Esta variación se debió principalmente al incremento en los precios y volúmenes comercializados de gas y petróleo. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por un



incremento en los costos y gastos operativos, además del deterioro de PPE mencionado anteriormente. El margen operativo en relación con las ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue del 30%, en comparación con el 29% del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Los resultados financieros, netos, del segmento de petróleo y gas registraron una pérdida de US\$133 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparada con una pérdida de US\$116 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido a mayores pérdidas por diferencia de cambio neta, la pérdida por canje de ON en 2022 y aumento de intereses financieros alocados a este segmento, parcialmente compensados por un mejor resultado por tenencia de instrumentos financieros.

El segmento de petróleo y gas registró un cargo por impuesto a las ganancias de US\$16 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con un beneficio de US\$8 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente como consecuencia de una mejora en el resultado antes de impuestos en el ejercicio 2022.

El segmento de petróleo y gas registró una ganancia de US\$45 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con una ganancia de US\$22 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, ambas íntegramente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

Segmento de petroquímica

Segmento de petroquímica, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	617	490	+26%
<i>Ventas en el mercado local</i>	425	310	+37%
<i>Ventas en el mercado exterior</i>	192	180	+7%
Costo de ventas	(536)	(424)	+26%
Resultado bruto	81	66	+23%
Gastos de comercialización	(17)	(13)	+31%
Gastos de administración	(5)	(4)	+25%
Otros ingresos operativos	1	1	-
Otros egresos operativos	(6)	(3)	+100%
Deterioro de inventarios	(2)	(2)	-
Resultado operativo	52	45	+16%
Gastos financieros	(3)	(3)	-
Otros resultados financieros	6	(2)	NA
Resultados financieros, netos	3	(5)	NA
Resultado antes de impuestos	55	40	+38%
Impuesto a las ganancias	(15)	(12)	+25%
Resultado del período	40	28	+43%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	40	28	+43%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	-	-	NA



Las ventas del segmento de petroquímica ascendieron a US\$617 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, 26% superior a los US\$490 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido a una mejora en los precios locales como internacionales de referencia.

El volumen total comercializado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue similar al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. La siguiente tabla muestra el volumen vendido en el segmento de petroquímica:

Volumen vendido en miles de ton	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de	
	2022	2021
Estireno y poliestireno	114	114
Caucho sintético	46	49
Reforma	262	254
Total	421	417

El costo de ventas del segmento de petroquímica subió 26%, a US\$536 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$424 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, debido principalmente a mayores costos de materia prima (traccionados por los precios internacionales de referencia).

La ganancia bruta del segmento de petroquímica aumentó 23%, a US\$81 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con una ganancia de US\$66 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, debido principalmente a una mejora en los precios de productos de reforma, compensada por menor margen de caucho y poliestireno. El margen bruto en relación con las ventas fue del 13% para ambos ejercicios.

Los gastos de comercialización del segmento de petroquímica ascendieron a US\$17 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$13 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, debido principalmente a mayores cargas fiscales, cargos de transporte y comisiones, y servicios contratados.

Los gastos de administración del segmento de petroquímica no sufrieron variaciones significativas, ascendiendo a US\$5 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con US\$4 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de petroquímica registraron una pérdida de US\$5 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparada con la pérdida de US\$2 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente por paradas de planta programadas por mantenimientos y falta de disponibilidad de materia prima.

El cargo por deterioro de inventarios fue de US\$2 millones para ambos ejercicios.

La ganancia operativa del segmento de petroquímica ascendió a US\$52 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparada con una ganancia de US\$45 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente por una mayor ganancia bruta de productos de reforma, parcialmente compensada por mayores gastos operativos. El margen operativo en relación con las ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 fue del 8%, en comparación con el 9% del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

El segmento de petroquímica registró una ganancia en los resultados financieros, netos, de US\$3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con una pérdida neta de US\$5 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. La variación se debe principalmente a mayores ganancias por diferencia de cambio neta y a la pérdida registrada en 2021 por la tenencia de instrumentos financieros.



El segmento de petroquímica registró un cargo por impuesto a las ganancias de US\$15 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con el cargo de US\$12 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente por mayor utilidad antes de impuestos.

El segmento de petroquímica registró una ganancia neta de US\$40 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con US\$28 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, ambas íntegramente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

Segmento de holding y otros

Segmento de holding y otros, consolidado Montos en US\$ millones	Ejercicio		
	2022	2021	Δ%
Ingresos por ventas	20	22	-9%
<i>Ventas en el mercado local</i>	20	22	-9%
Resultado bruto	20	22	-9%
Gastos de administración	(34)	(18)	+89%
Otros ingresos operativos	44	4	NA
Otros egresos operativos	(9)	(22)	-59%
Deterioro de activos intangibles	(6)	-	NA
Deterioro de activos financieros	(6)	(2)	+200%
Resultado por part. en asociadas y negocios conjuntos	40	70	-43%
Resultado operativo	49	54	-9%
Ingresos financieros	9	4	+125%
Gastos financieros	(36)	(34)	+6%
Otros resultados financieros	116	18	NA
Resultados financieros, netos	89	(12)	NA
Resultado antes de impuestos	138	42	+229%
Impuesto a las ganancias	(20)	2	NA
Resultado del período	118	44	+168%
<i>Atribuible a los propietarios de la Sociedad</i>	118	44	+168%
<i>Atribuible a la participación no controladora</i>	-	-	NA

Los ingresos por ventas del segmento de holding y otros no sufrieron variaciones significativas, registrando US\$20 millones y US\$22 millones durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente.

No habiéndose registrado costo de ventas, el resultado bruto del segmento de holding y otros también fue de US\$20 millones y US\$22 millones para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2022 y 2021, respectivamente.

Los gastos de administración del segmento de holding y otros aumentaron a US\$34 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con US\$18 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido a mayores cargos por acuerdos de compensación.

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de holding y otros registraron una ganancia de US\$35 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con una



pérdida de US\$18 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. La variación corresponde principalmente al crédito de US\$37,4 millones registrado en concepto de indemnización por la demanda arbitral en Ecuador en 2022, además de provisiones para contingencias registradas en 2021.

El deterioro de activos intangibles del segmento de holding y otros fue de US\$6 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, mientras que no se registraron cargos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021.

El deterioro de activos financieros del segmento de holding y otros alcanzó los US\$6 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con los US\$2 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente por mayor deterioro de créditos fiscales.

El resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos del segmento de holding y otros registró una ganancia de US\$40 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con una ganancia de US\$70 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Dicha variación se explica principalmente por la pérdida por deterioro de participación en Refinor, considerando que el precio de venta se encontraba por debajo del valor contable registrado, y por la ganancia por adquisición de participación adicional en OCP registrada en 2021.

El resultado operativo del segmento de holding y otros ascendió a una ganancia de US\$49 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con una ganancia de US\$54 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021. Dicha variación se explica principalmente por menor ganancia en los resultados por participación en asociadas y negocios conjuntos, mayores gastos operativos y pérdidas por deterioro de activos intangibles y activos financieros, parcialmente compensados por la registración del crédito en concepto de indemnización por demanda arbitral en Ecuador en 2022 y provisiones para contingencias registradas en 2021.

Los resultados financieros, netos, del segmento de holding y otros registraron una ganancia de US\$89 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparada con una pérdida de US\$12 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, debido principalmente a una mayor ganancia por diferencia de cambio neta debido a la mayor devaluación sobre la posición monetaria pasiva.

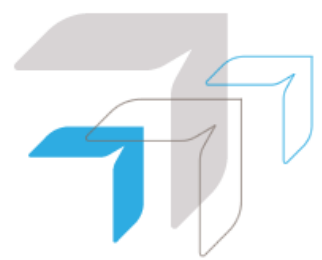
El segmento de holding y otros registró un cargo por impuesto a las ganancias de US\$20 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, comparado con un beneficio de US\$2 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, principalmente debido a un mejor resultado antes de impuestos.

El segmento de holding y otros registró una ganancia de US\$118 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022, en comparación con una ganancia de US\$44 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, ambas íntegramente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

Segmento de distribución de energía

Los resultados correspondientes al segmento de distribución de energía han sido clasificados como operaciones discontinuadas debido a la desinversión en Edenor.

El segmento de distribución de energía registró una pérdida por operaciones discontinuadas de US\$75 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, de los cuales una pérdida de US\$39 millones corresponde a los propietarios de la Sociedad.



14. Política de dividendos

Con el objetivo de establecer una práctica clara, transparente y consistente que permita a los accionistas tomar decisiones informadas, todo ello en concordancia con el Estatuto y el marco legal y regulatorio vigente, desde el año 2018 la Compañía posee una Política de Dividendos, en la cual plasma los lineamientos a seguir para mantener un adecuado equilibrio entre los montos distribuidos y los planes de inversión de Pampa.

Siguiendo los lineamientos de dicha política, año a año el Directorio evalúa prudentemente la posibilidad de pagar dividendos a sus accionistas en cada ejercicio social y analiza con particular atención las circunstancias económicas propias de ese ejercicio social.

Para el año 2022, no prevemos pagar dividendos en efectivo sobre nuestras acciones ordinarias ni ADS, reteniendo todos los fondos disponibles y toda utilidad para aplicarlos a la operación y expansión de nuestro negocio.



15. Propuesta del Directorio

Se informa que el resultado del ejercicio arrojó una ganancia de AR\$64.859 millones la cual, sumada a las diferencias de conversión apropiadas a los resultados no asignados que asciende a AR\$19.646 millones, totalizan al 31 de diciembre de 2022 resultados no asignados positivos por AR\$84.505 millones. En consecuencia, el Directorio por unanimidad resuelve proponer a la Asamblea de Accionistas:

- Desafectar AR\$16 millones de la reserva legal por haber superado el tope legal del 20% del capital social considerando las diferencias de conversión relacionadas y destinarla a la reserva facultativa; y
- Destinar la suma de AR\$84.505 millones a la reserva facultativa.

En este sentido, la Sociedad no prevé distribuir dividendos a fin de retener todos los fondos con el objeto de aplicarlos y/o tenerlos disponibles para:

- i. La operación y expansión de nuestro negocio, considerando las inversiones ordinarias y extraordinarias que se proyectan, entre las cuales se encuentran las obras de expansión eólica en PEPE IV, la construcción de PEPE VI (un proyecto que contempla la instalación de 300 MW de energía eólica, que se realizará en 3 etapas), las inversiones comprometidas para la producción de gas natural en el marco del Plan Gas.Ar, así como también la continuación de la campaña de exploración en nuestros bloques de gas y crudo con exposición a la formación Vaca Muerta;
- ii. Aprovechar al máximo las posibilidades de inversión que pudieran presentarse y que pudieran ofrecer oportunidades significativas de crecimiento, expansión y sinergia de nuestros negocios;
- iii. Dada la coyuntura financiera, mantener un nivel de liquidez adecuado que nos permita cumplir con nuestras obligaciones actuales y futuras, de ser necesario; y
- iv. Tomar las medidas necesarias para resguardar los intereses y el valor de la inversión de los accionistas de la Compañía ante el escenario de volatilidad actual del mercado.

Todo lo cual se ajusta a lo previsto por la Política de Dividendos de la Sociedad.

Finalmente, no queremos dejar de agradecer a todas las personas que hacen de Pampa Energía la empresa independiente integrada de energía más grande de Argentina. A ellos, a los accionistas que confían en nosotros, a nuestros asesores, a nuestros clientes y proveedores, el más cálido agradecimiento.

Ciudad de Buenos Aires, 9 de marzo de 2023.

EL DIRECTORIO