Pampa energía

MEMORIA Y ESTADOS FINANCIEROS

2025

Índice

01

Memoria 2025

02

Estados Financieros Consolidados

03

Reseña Informativa

04

Informe de los Auditores Independientes

05

Informe de la Comisión Fiscalizadora

06

Contacto

01 MEMORIA 2025

Pampa energía

Memoria Anual 2025

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 EEFF correspondientes al 82° ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2025.

Contenidos de la Memoria

01 El ejercicio 2025 y las perspectivas para el futuro 06

02 Contexto macroeconómico 08

03 Gobierno corporativo 09

04 El mercado del gas y petróleo argentino 14

05 El mercado eléctrico argentino 20

06 Nuestros activos 29

07 Finanzas 44

08 Recursos humanos 46

09 Comunidad y Fundación Pampa 48

10 Tecnologías de la información 50

11 Calidad, seguridad, medio ambiente y salud ocupacional 51

12 Resultados del ejercicio 53

13 Política de dividendos 61

14 Propuesta del Directorio 62

Anexo I Informe de Gobierno Societario 63

Glosario de términos 72

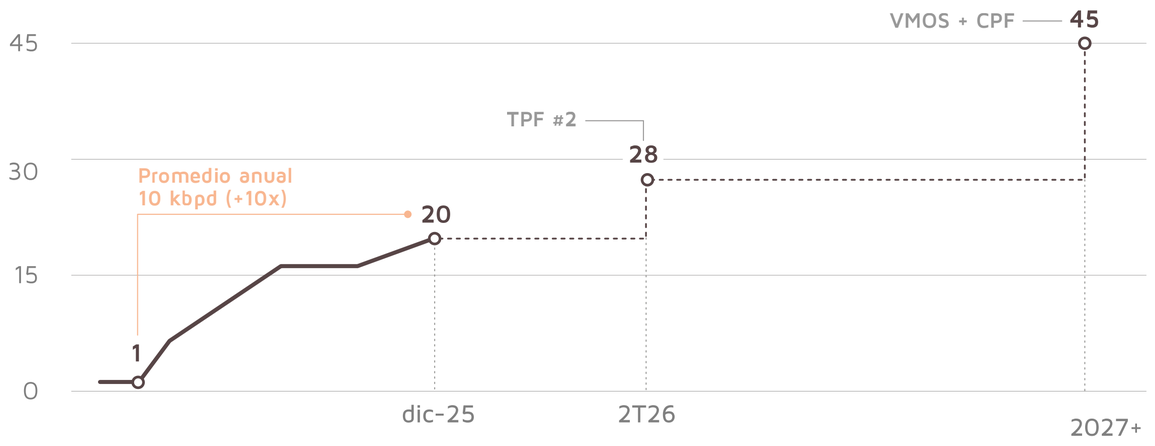
1. El ejercicio 2025 y las perspectivas para el futuro

En noviembre de 2005 Pampa Energía daba sus primeros pasos. En ese momento, la Compañía no producía barriles de petróleo, moléculas de gas ni MWh de electricidad, pero tenía una ambición clara: construir una empresa insignia para el desarrollo del potencial energético de la Argentina.

Veinte años después, Pampa es una de las principales protagonistas del sector energético nacional, productora del 9% del gas nacional y el 15% de la electricidad, el mayor productor de estirénicos, co-controlantes de TGS y Transener y con activa participación en los nuevos proyectos de infraestructura energética.

Tras la aprobación de la Ley Bases y la creación del RIGI en 2024, decidimos avanzar con el desarrollo de Rincón de Aranda, un bloque petrolero *greenfield* ubicado en el corazón de Vaca Muerta. El ingreso al *shale oil* marca una nueva etapa para nuestro segmento de E&P, incorporando una línea de negocio con escala y potencial de largo plazo. En 2025 alcanzamos un hito crucial con la puesta en marcha del oleoducto Duplicar. Partiendo prácticamente desde cero, logramos una producción de 20 kbpd en diciembre, reflejando un crecimiento exponencial y demostrando la capacidad de ejecución en equipo.

EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN RINCÓN DE ARANDA
En miles de barriles por día



El plan definido en 2024, bajo el esquema original del RIGI aplicable a *midstream,* prevé alcanzar 28 kbpd en el primer semestre de 2026 y consolidar un *plateau* de 45 kbpd en 2027. En febrero de 2026 se incorporó el *upstream* al RIGI, lo cual viabiliza el desarrollo de la zona norte de Rincón de Aranda, permitiendo acelerar la curva de producción, alcanzar el *plateau* en un plazo más corto y sostenerlo durante un período más prolongado. La inversión total estimada para el desarrollo de este único activo supera los US$1.500 millones, la mayor realizada en la historia de Pampa.

Durante 2025 también cementamos nuestra participación estratégica en infraestructura de evacuación al convertirnos en miembros fundadores de VMOS, un oleoducto de 437 km y capacidad de 550 kbpd, cuya entrada en operación completa está prevista para 2027. Pampa tiene una participación de 10%, lo que asegura una capacidad de evacuación de 50 kbpd para nuestra producción de *shale oil.* VMOS contempla una inversión total estimada de US$3.000 millones y, en julio de 2025, obtuvo un financiamiento por US$2.000 millones, el mayor monto otorgado a un *project financing* en los últimos 20 años. VMOS ya fue incorporado al RIGI y registra un avance del 48%.

Nuestro negocio de gas volvió a superar sus propios récords, consolidando a Pampa como el tercer mayor productor de gas no convencional del país. En julio alcanzamos un nuevo máximo histórico de producción de 17,6 mcmpd, impulsado por la extraordinaria productividad de los pozos de *shale gas* en Sierra Chata. Asimismo, tras siete años de restricciones, logramos abastecer con gas propio el pico de demanda invernal en CTLL, un hito importante en el marco del proceso de desregulación del mercado eléctrico, formalizado en noviembre de 2025. En ese contexto y luego de las cesiones de contratos del Plan Gas, aproximadamente la mitad de nuestra producción de gas se destinará a nuestros CCs en CTLL y CTGEBA, fortaleciendo la estabilidad productiva y capturando sinergias derivadas de la integración vertical.

Para continuar monetizando nuestras reservas y mitigar la estacionalidad de la producción, en 2025 se formalizó

la contratación de los buques para el proyecto de FLNG de SESA, en el cual Pampa participa con un 20%. SESA exportará GNL gradualmente a partir de 2027 hasta alcanzar una capacidad de 6 MTPA en 2029. Pampa abastecerá hasta 6 mcmpd, lo que representa cerca de la mitad de nuestra producción promedio anual actual de 12,4 mcmpd. El proyecto FLNG posicionará a la Argentina en el mercado global de GNL, potenciando el desarrollo del sector energético y de Vaca Muerta.

Desde cero a una producción total de 100 kboepd hacia fines de 2025, nuestro objetivo es alcanzar los 160 kboepd en el negocio de E&P antes del año 2030, manteniendo nuestra posición como uno de los principales productores de hidrocarburos del país.

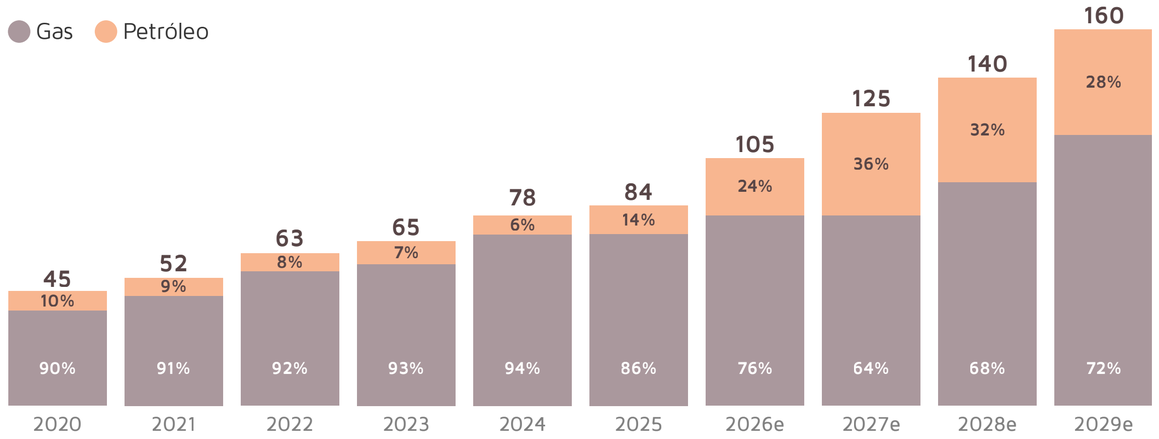
En paralelo, el sector eléctrico avanzó durante 2025 en su proceso de normalización, impulsado por la sistemática reducción de subsidios, la implementación de las RQTs y la mejora sostenida en la cadena de pagos. Las nuevas reglas, vigentes desde noviembre de 2025, promueven una mayor competencia entre generadores, el autoabastecimiento de combustibles y un esquema más descentralizado. En este nuevo contexto, nuestro negocio de generación se encuentra particularmente bien posicionado gracias a la integración vertical con E&P y a la eficiencia y ubicación estratégica de nuestros activos: CTLL, en Vaca Muerta, CTGEBA, en el nodo cero del sistema, y CTEB, que además opera con diésel, co-operada con YPF.

En 2025 volvimos a ser el mayor generador de energía eléctrica del país, respaldados por la excelencia operativa de nuestro portafolio. Nuestras unidades térmicas registraron una disponibilidad comercial del 94%, ampliamente superior al promedio del parque térmico nacional, reflejo de la confiabilidad de nuestras centrales y de las inversiones sostenidas en mantenimiento y modernización hacia la eficiencia.

Estos logros se sustentan en una gestión financiera sólida y proactiva, centrada en preservar una estructura patrimonial robusta. En 2025 continuamos mejorando el perfil de deuda mediante la reapertura de nuestro bono a 10 años, consolidándolo como bono de referencia, y la colocación en noviembre de un nuevo bono internacional a un plazo récord de 12 años, reduciendo el costo financiero y duplicando la vida promedio de la deuda a casi 8 años. En comparación con 2023, y a pesar del significativo nivel de inversión en E&P, la sólida generación de caja de nuestros negocios permitió mantener el ratio de apalancamiento neto en torno a 1x EBITDA.

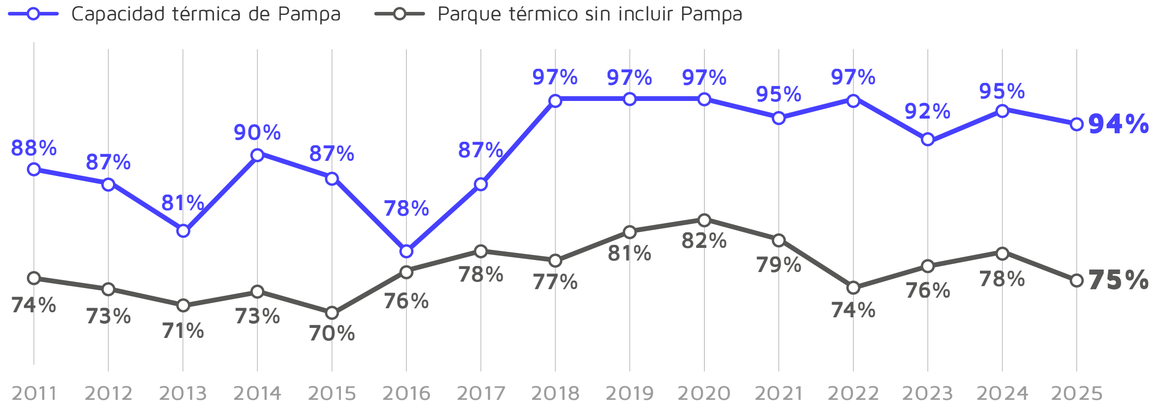
Pampa se distingue por su excelencia operativa, su vocación de mejora continua y el profundo compromiso con los principios ASG. Promovemos activamente el bienestar de nuestros colaboradores y contratistas, el diálogo permanente con nuestros grupos de interés y el desarrollo de las comunidades donde operamos. Alcanzar los primeros 20 años de vida de Pampa es el resultado del esfuerzo y la dedicación de los más de 2.000 colaboradores que integran nuestro equipo, así como el acompañamiento de nuestras familias, proveedores, instituciones financieras e inversores. A nuestros accionistas, les agradecemos la confianza depositada y renovamos nuestro compromiso de seguir invirtiendo y creciendo para consolidarnos como un actor clave en el sector energético argentino.

EVOLUCIÓN DE PRODUCCIÓN DE CRUDO Y GAS EN E&P
En miles de boe por día



Nota: 2026 hasta 2029 son estimaciones preliminares.

EVOLUCIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACIÓN TÉRMICA
En % de la potencia nominal



2. Contexto macroeconómico

El 2025 estuvo marcado por una elevada volatilidad asociada al ciclo económico y las elecciones de medio término.

Esta dinámica se reflejó en los mercados financieros: el riesgo país comenzó el año en torno a 578 puntos básicos, alcanzó un máximo de 1.456 en septiembre y cerró el año cerca de los niveles iniciales. Asimismo, el tipo de cambio mayorista finalizó el 31 de diciembre en AR$1.459/US$, acumulando un incremento del 41% respecto al cierre de 2024 y 36% en promedio interanual.

Pese al contexto, el Gobierno sostuvo por segundo año consecutivo el superávit fiscal, pilar del plan económico. En 2025, el resultado primario acumulado alcanzó el 1,4% del PBI y el financiero, 0,2%. Como consecuencia, la inflación mantuvo un sendero descendente y finalizó el año en 31,5% anual, el registro más bajo desde 2017, luego de 117,8% en 2024 y 211,4% en 2023. Según el relevamiento de expectativas del mercado del BCRA (REM), la inflación continuaría desacelerándose y rondaría el 20% en 2026, consolidando el proceso de normalización de precios. La desinflación también se tradujo en una reducción del índice de pobreza, que descendió del 53% en el primer trimestre del 2024 al 30% en 2025.

Aun con un ajuste fiscal persistente, la actividad económica creció 4,6% al 3T25 y, según el REM, se proyecta +3,4% en 2026. Sin embargo, el desempeño sectorial fue heterogéneo: pesca, minería, petróleo y gas e intermediación financiera lideraron la expansión de la economía, mientras que construcción, comercio e industria mostraron caídas acumuladas a septiembre del 2,2%, 5,7% y 6,6%, respectivamente, lo que plantea desafíos a futuro. No obstante, la tasa de desempleo se mantuvo estable en torno al 7,6%.

En materia cambiaria, en febrero se redujo el ritmo de *crawling peg* del 2% al 1% mensual y, en abril, se adoptó un esquema de flotación entre bandas, las cuales se ampliaban 1% por mes y el BCRA podía intervenir en las bandas. Asimismo, se levantaron los controles cambiarios para individuos, se habilitó la distribución de utilidades sobre resultados de 2025, se flexibilizaron los plazos para importaciones y se eliminó el dólar *blend* para exportaciones, medidas que redujeron la brecha entre el TCN oficial y libre.

En abril se firmó un acuerdo por US$20.000 millones con el Fondo Monetario Internacional, con desembolsos de US$14.500 millones en 2025, complementado por financiamientos con organismos multilaterales. Frente a la presión cambiaria generada tras el resultado adverso al oficialismo en las elecciones de la Provincia de Buenos Aires, el Gobierno obtuvo un apoyo explícito del Tesoro de los EE.UU. a las políticas oficiales, que intervino comprando pesos y otorgó un financiamiento por US$20.000 millones. Este respaldo resultó determinante para preservar la vigencia del esquema cambiario. A partir de 2026, las bandas se ajustarán según la inflación mensual con rezago de dos meses.

Ante la falta de acceso a los mercados internacionales, el Tesoro continuó cancelando obligaciones con acreedores. La deuda bruta nacional consolidada se redujo del 169% del PBI en diciembre 2023 a 79% en octubre 2025, y la deuda en moneda extranjera con privados descendió del 40% al 16% en el mismo período. Estos pagos se explican por compras récord de divisas del BCRA (US$22.000 millones en dos años) y del Tesoro (US$1.500 millones), así como el aumento de las reservas brutas, que alcanzaron US$41.167 millones vs. US$23.000 millones en diciembre 2023. Sin embargo, las reservas netas se mantuvieron negativas en -US$15.474 millones vs. -US$8.500 millones en diciembre 2023. Durante 2025, el BCRA eliminó pasivos remunerados (emisión monetaria) y el Tesoro canceló las letras intransferibles, fortaleciendo su balance y generando un *crowding in* que impulsó el crédito al sector privado del 5% al 11% del PBI.

La cuenta corriente acumuló un déficit de US$10.000 millones al tercer trimestre de 2025, en contraste con el superávit de US$5.000 millones en el mismo período de 2024. Si bien la balanza comercial de bienes mostró un superávit impulsado por exportaciones récord, compensado por mayores importaciones, los déficits en servicios e ingresos determinaron un resultado global negativo. Dentro del balance comercial se destaca la contribución del sector energético, con un superávit de US$7.815 millones, gracias a máximos históricos de producción de gas y petróleo asociados al desarrollo de Vaca Muerta.

El sector corporativo argentino incrementó su acceso a los mercados internacionales, con emisiones por más de US$9.300 millones. Entre ellas, Pampa reabrió el bono a 10 años por US$340 millones y colocó un nuevo bono a un plazo histórico de 12 años por US$450 millones; TGS emitió un bono a 10 años por US$500 millones. Además, el oleoducto VMOS obtuvo un préstamo *cross border* por US$2.000 millones, el mayor monto otorgado para un proyecto en el país, donde Pampa posee una participación del 10,2%.

Finalmente, tras dos años, el Congreso Nacional aprobó el presupuesto 2026, un avance institucional que, entre otras cuestiones, habilita al Tesoro a retomar el financiamiento en los mercados internacionales.

3. Gobierno corporativo

En Pampa consideramos que la mejor forma de conservar y proteger a nuestros inversores es adoptar e implementar las mejores prácticas de gobierno corporativo. Este enfoque nos consolida como una de las empresas más confiables y transparentes del mercado. Trabajamos continuamente para incorporar las mencionadas prácticas, alineándolos con las tendencias internacionales y la normativa local y extranjera vigente.

En este sentido, Pampa forma parte del Panel +GC, patrocinado por ByMA, que reúne empresas listadas en ByMA y con acciones de voto simple comprometidas con las mejores prácticas de buen gobierno y transparencia corporativa, incluso a un nivel superior a lo requerido por la normativa vigente. Pampa cumple con la totalidad de dichas prácticas, alineadas con los principios de Gobierno Corporativo de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), adoptados por el G20 y son revisadas periódicamente para garantizar su cumplimiento.

En el Anexo I de la presente Memoria se puede consultar más detalles sobre las prácticas de gobierno corporativo de Pampa, donde se incluye el informe de gobierno societario requerido por el Código, conforme a los términos del Art. 1 de la Sección I del Capítulo I del Título IV de las Normas de la CNV, de acuerdo con el texto ordenado 2013, modificado por la Res. General CNV N° 797/19.

3.1 Nuestros accionistas

Al 31 de diciembre de 2025, el capital accionario neto de recompras de Pampa estaba compuesto por un total de 1.343.600.101 acciones ordinarias 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 2025	EN MILLONES		% CAPITAL EMITIDO	% CAPITAL EN CIRCULACIÓN
	ACCIONES	ADR		
Management[1]	300,30	12,0	22,0%	22,3%
Libre flotación en NYSE y ByMA	1.059,3	42,4	77,7%	77,4%
Plan de compensación al personal	3,9	0,2	0,3%	0,3%
Total capital emitido	**1.363,5**	**54,5**	**100,0%**	
Total capital en circulación	**1.343,6**	**53,7**		**100,0%**

Nota: 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 está listada en ByMA, siendo parte de los índices S&P MerVal y de Sustentabilidad (no comercial) y miembro del Panel +GC. Asimismo, Pampa cuenta con un programa de ADS Nivel II que cotiza en el NYSE, donde cada ADS representa 25 acciones ordinarias.

Protección a los accionistas minoritarios

El Estatuto de Pampa incluye medidas específicas para proteger a los accionistas minoritarios:

- Un único tipo de acción, con igualdad de derechos económicos y políticos.
- Mayorías especiales de hasta el 66,6% de los votos para modificar cláusulas específicas del Estatuto.
- Posibilidad de convocar a una asamblea a solicitud de accionistas con titularidad de al menos el 5% del capital social.

3.2
Los órganos sociales de Pampa

El Directorio

Conforme lo dispuesto por la LGS, la LMC y el Estatuto de Pampa, la toma de decisiones de la Sociedad está a cargo del Directorio. El mismo debe estar compuesto por diez directores titulares e igual o menor número de directores suplentes, según lo determine la Asamblea, con un porcentaje de sus miembros revistiendo el carácter de independiente, según los criterios de independencia de las normas de la CNV y la SEC. Todos nuestros directores son elegidos por el término de tres ejercicios y pueden ser reelegidos indefinidamente, salvo las restricciones que surgen de los criterios de independencia de la CNV. El vencimiento y la consecuente renovación de mandatos se realiza en forma parcial y escalonada cada año, eligiendo tres directores por dos ejercicios consecutivos y cuatro directores el año siguiente. Actualmente, el Directorio de Pampa está compuesto por:

NOMBRE	CARGO	INDEPENDENCIA	VENCIMIENTO DEL MANDATO*
Marcos Marcelo Mindlin	Presidente	No Independiente	31/12/2026
Gustavo Mariani*	Vicepresidente	No Independiente	31/12/2025
Ricardo Alejandro Torres*	Director Titular	No Independiente	31/12/2025
Damián Miguel Mindlin	Director Titular	No Independiente	31/12/2026
Nicolás Mindlin	Director Titular	No Independiente	31/12/2026
Silvana Wasersztrom*	Directora Titular	Independiente	31/12/2025
Carolina Zang	Directora Titular	Independiente	31/12/2027
Julia Sofía Pomares	Directora Titular	Independiente	31/12/2027
Gabriel Szpigiel	Director Titular	Independiente	31/12/2027
Daniela Rivarola Meilan	Directora Titular	Independiente	31/12/2027
Horacio Jorge Tomás Turri*	Director Suplente	No Independiente	31/12/2025
María Agustina Montes*	Directora Suplente	No Independiente	31/12/2025
Mauricio Penta	Director Suplente	No Independiente	31/12/2026
Diego Martín Salaverri	Director Suplente	No Independiente	31/12/2027
Clarisa Diana Lifsic	Directora Suplente	Independiente	31/12/2027
Clarisa Vittone	Directora Suplente	Independiente	31/12/2026
María de Lourdes Vázquez	Directora Suplente	Independiente	31/12/2026
Flavia Vanesa Bevilacqua	Directora Suplente	Independiente	31/12/2027
María Carolina Sigwald	Directora Suplente	No Independiente	31/12/2027
Lorena Rappaport	Directora Suplente	Independiente	31/12/2027

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

Nuestros 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	Vicepresidente ejecutivo
Horacio Jorge Tomás Turri	Vicepresidente y director ejecutivo de exploración y producción
Adolfo Zuberbühler	Director ejecutivo de finanzas (CFO)
María Carolina Sigwald	Directora ejecutiva de asuntos legales
Mauricio Penta	Director ejecutivo de administración, sistemas y abastecimientos

La Comisión Fiscalizadora

La principal responsabilidad de la Comisión Fiscalizadora es efectuar un control de legalidad sobre el cumplimiento, por parte del Directorio, de las disposiciones de la LGS, el Estatuto, sus reglamentaciones, si hubiera, y las decisiones tomadas en las asambleas, sin intervenir en la gestión de nuestras operaciones ni los méritos de las decisiones tomadas por los directores.

Nuestro Estatuto Social establece que la Comisión Fiscalizadora esté integrada por tres miembros titulares y tres suplentes designados por nuestros accionistas, de profesión abogado o contador matriculado, y ejercen su cargo durante tres ejercicios fiscales. La composición actual es la siguiente:

NOMBRE	CARGO	VENCIMIENTO DEL MANDATO
José Daniel Abelovich	Síndico Titular	31/12/2026
Roberto Antonio Lizondo	Síndico Titular	31/12/2026
Tomás Arnaude	Síndico Titular	31/12/2026
Martín Fernández Dussaut	Síndico Suplente	31/12/2026
Noemí Ivonne Cohn	Síndico Suplente	31/12/2026
Germán Wetzler Malbrán	Síndico Suplente	31/12/2026

El Comité de Auditoría

En cumplimiento del Art. 109 de la LMC, Pampa cuenta con un Comité de Auditoría integrado por tres miembros titulares y un miembro suplente, todos ellos reconocidos como independientes según las normas de la CNV, y con experiencia profesional en temas financieros, contables, jurídicos y/o empresariales.

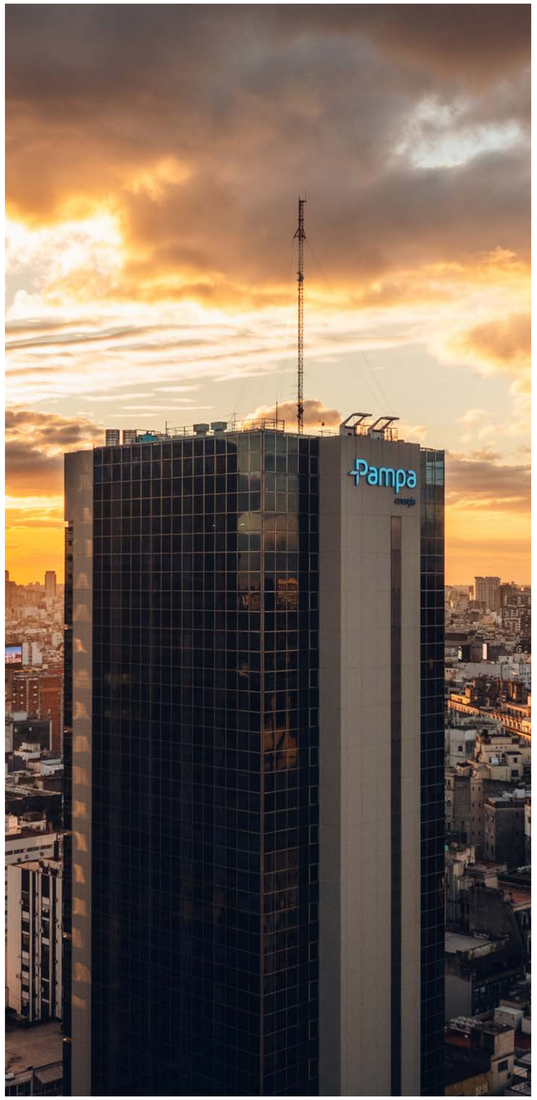
De acuerdo con la normativa vigente y su propio reglamento, el Comité de Auditoría tiene, entre otras, las siguientes tareas:

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 presentados a la CNV y los mercados.

ii. Opinar sobre 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 al presentar y publicar los EEFF anuales. El Comité podrá determinar indicadores objetivos para evaluar el desempeño del auditor externo, su compromiso, eficiencia e independencia.

iv. Supervisar la aplicación de las políticas en materia de información sobre la gestión de riesgos.



v. Proporcionar al mercado información completa sobre 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 formulados por el Directorio.

vii. Opinar sobre el cumplimiento de las exigencias legales y 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 una opinión fundada sobre las operaciones con partes relacionadas en los casos establecidos por la legislación y comunicarla en cumplimiento de la ley en caso de existir o poder existir un supuesto conflicto de intereses en Pampa.

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.

x. Brindar cuanto informe, opinión, o dictamen exija la reglamentación vigente, con el alcance y la periodicidad que fije la misma y sus eventuales modificaciones, etc.

xi. Cumplir con todas aquellas obligaciones 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.

xiii. Elaborar anualmente un plan de actuación para el ejercicio, del cual dará cuenta al Directorio y a la Comisión Fiscalizadora. El Comité de Auditoría debe presentar dicho plan dentro de los 60 días corridos de iniciado el ejercicio.

La composición del Comité de Auditoría es la siguiente:

NOMBRE	CARGO	INDEPENDENCIA
Gabriel Szpigiel	Presidente	Independiente
Carolina Zang	Vicepresidente	Independiente
Silvana Wasersztrom	Miembro Titular	Independiente
Clarisa Diana Lifsic	Miembro Suplente	Independiente

3.3
Políticas de gobierno corporativo

Programa de Integridad – Ley N° 27.401

Pampa cumple integralmente con la Ley de Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas, implementando acciones, mecanismos y procedimientos internos que integran nuestro Programa de Integridad. Su objetivo es prevenir, detectar y corregir irregularidades y actos ilícitos tipificados en dicha ley. El Programa se revisa periódicamente por el Directorio, incluyendo la identificación de posibles mejoras. La dirección de auditoría interna es la responsable interna del programa, encargada de su desarrollo, coordinación y supervisión.

Código de Conducta

Pampa cuenta con un Código de Conducta aprobado por el Directorio, que guía la toma de decisiones en forma honesta en las actividades diarias y también la forma en la que se abordan los desafíos. El Código promueve relaciones basadas en principios de excelencia con nuestros clientes, proveedores, colaboradores, accionistas, autoridades, organizaciones intermedias y la comunidad.

Comité de Ética

Contamos con un órgano de consulta sobre el Programa de Integridad. Entre sus principales responsabilidades, brinda orientación sobre el Código de Conducta, supervisa los casos reportados a través de la Línea Ética y puede opinar sobre medidas disciplinarias y conflictos de interés. Está compuesto por recursos humanos, legales y auditoría interna, bajo la supervisión del CEO, y es accesible mediante contacto directo o correo electrónico etica@pampa.com.

Línea Ética

Pampa dispone de la Línea Ética, un canal exclusivo para reportar, bajo estricta confidencialidad, presuntas irregularidades o infracciones al Código de Conducta. El mismo es operado por un proveedor externo que dispone de distintos canales para denunciar (sitio web, chat, línea telefónica gratuita o correo electrónico), garantizando, a su vez, la transparencia. Asimismo, cuenta con un procedimiento de actuación ante denuncias, que describe el proceso desde la recepción de una denuncia hasta la conclusión de la investigación y la eventual aplicación de medidas correctivas. El Comité de Auditoría supervisa 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

Esta política refuerza la ética y transparencia como conductas esenciales para llevar adelante los negocios de Pampa, prohibiendo cualquier forma de fraude, corrupción y otras conductas irregulares. 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. La política también contempla la obligación de reportar la existencia o sospecha de violación de leyes y/o normas, y la prohibición de aplicar represalias a quienes reporten de buena fe o se hubieran negado a participar de actos de corrupción.

Política de mejores prácticas bursátiles

Esta política regula la compraventa de valores negociables de Pampa y/o de sus empresas relacionadas, para garantizar la transparencia y prevenir el uso indebido de información material no pública. Aplica a empleados de Pampa, incluyendo a las primeras líneas gerenciales, miembros del Directorio y a la Comisión Fiscalizadora.

Política de aprobación de operaciones con partes relacionadas

En línea con la LMC, la política establece que todas las operaciones relevantes que Pampa realice con personas físicas y/o jurídicas consideradas "partes relacionadas" deben ser autorizadas y controladas por el Directorio y el Comité de Auditoría, según corresponda, en coordinación con la dirección ejecutiva de asuntos legales de Pampa.

Cuestionario de autoevaluación del Directorio

El Directorio realiza anualmente una autoevaluación de su gestión, en la cual cada miembro del Directorio contesta de manera individual, y se identifican áreas de mejora en su desempeño. La dirección ejecutiva de asuntos legales se encarga del análisis y archivo del cuestionario.

Política de divulgación de información relevante

Esta política regula los procesos de publicación de información relevante, cumpliendo con los requerimientos regulatorios de los mercados de valores en los que Pampa cotiza o está registrada.

Política de gestión integrada

Esta política promueve el desarrollo sostenible de nuestros negocios, incorporando el uso eficiente de la energía y recursos naturales, la confiabilidad e integridad operativa, y la optimización de la gestión de nuestros activos. La misma incluye diez principios de gestión que guían de manera simple y ágil su implementación y fortalecen la cultura Pampa.

Política de dividendos

Esta política plasma los lineamientos para equilibrar la distribución de dividendos con los planes de inversión, ofreciendo claridad, transparencia y consistencia para que los accionistas tomen decisiones informadas, en concordancia con el Estatuto y la normativa vigente.

Política de remuneraciones

Esta política establece reglas generales para determinar la composición, actualización y tratamiento de la remuneración de los directores y el reembolso de gastos. El Comité de Remuneraciones depende del Directorio de Pampa y está integrado exclusivamente por tres miembros titulares e igual o menor número de miembros suplentes independientes. La composición es la siguiente:

NOMBRE	CARGO	INDEPENDENCIA
Gabriel Szpigiel	Presidente	Independiente
Silvana Wasersztrom	Miembro Titular	Independiente
Carolina Zang	Miembro Titular	Independiente
Clarisa Lifsic	Miembro Suplente	Independiente

Política de nominaciones

Esta política fija criterios de independencia, diversidad e idoneidad para los candidatos al Directorio, ya sean propuestos por el propio Órgano de Administración o por los accionistas, con el fin de ser presentados en la asamblea. El Comité de Nominaciones, el cual asiste al Directorio y la asamblea en el proceso de nominación y designación de los miembros del Directorio, está compuesto por tres miembros titulares e igual o menor número de miembros suplentes, debiendo su Presidente revestir el carácter de independiente. La composición es la siguiente:

NOMBRE	CARGO	INDEPENDENCIA
Silvana Wasersztrom	Presidenta	Independiente
Gustavo Mariani	Miembro Titular	No independiente
Gabriel Szpigiel	Miembro Titular	Independiente
María Carolina Sigwald	Miembro Suplente	No independiente
Clarisa Lifsic	Miembro Suplente	Independiente

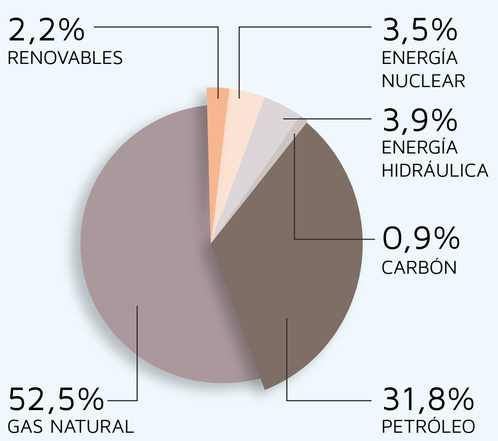
4. El mercado del gas y petróleo argentino

4.1 Exploración y explotación de hidrocarburos[1]

Matriz energética argentina

El gas natural y petróleo constituyen los principales recursos en la matriz energética primaria nacional. El siguiente gráfico muestra la matriz al 31 de diciembre de 2024, última información disponible:

MATRIZ ENERGÉTICA ARGENTINA 2024
100% = 83 millones de ton equivalente de petróleo



Nota: El gráfico no incluye otros primarios por 5,2%.
Fuente: SE.

1: Para más información sobre los activos bajo este segmento, ver la sección 6.1 de esta Memoria.

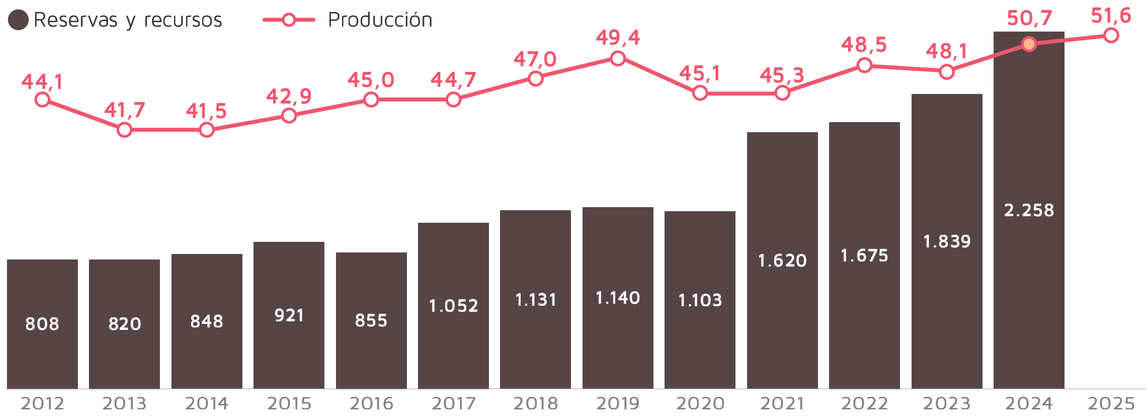
Gas natural

En 2025, la producción neta total de gas natural alcanzó los 137 mcmpd por día, un aumento del 6% respecto de 2024. Este incremento es explicado por el crecimiento en la Cuenca Austral (+4 mcmpd) y Neuquina (+3 mcmpd).

La demanda total alcanzó los 141 mcmpd, un incremento del 3% con respecto a 2024, principalmente por aumentos en el consumo industrial (+14% interanual), y una ligera suba en el consumo de gas para usinas eléctricas, parcialmente compensados por menores consumos de GNC y de la demanda prioritaria por temperaturas moderadas. Asimismo, se registró una significativa reducción en las importaciones del 44%, debido a la nueva capacidad de evacuación desde Vaca Muerta y la reversión del Gasoducto Norte. Se registraron menores ingresos desde Bolivia (3,3 a 0,6 mcmpd promedio en 2025) y menor inyección de GNL (4,5 a 3,6 mcmpd promedio en 2025). En contraste, las exportaciones a Chile aumentaron un 13%, alcanzando 7,3 mcmpd y representando el 5% de la producción total en 2025.

Al 31 de diciembre de 2024, las reservas y recursos totales de gas natural en el país ascendían a 2.258 mil millones de m^3, un incremento del 23% con respecto a 2023. Del total, el 24% correspondía a reservas comprobadas y el 83% provenía de formaciones no convencionales.

EVOLUCIÓN DE PRODUCCIÓN BRUTA, RESERVAS Y RECURSOS DE GAS NATURAL
En miles de millones de m^3, 2012-2025



Nota: No hay información disponible acerca de reservas y recursos para el año 2025. **Fuente:** SE.

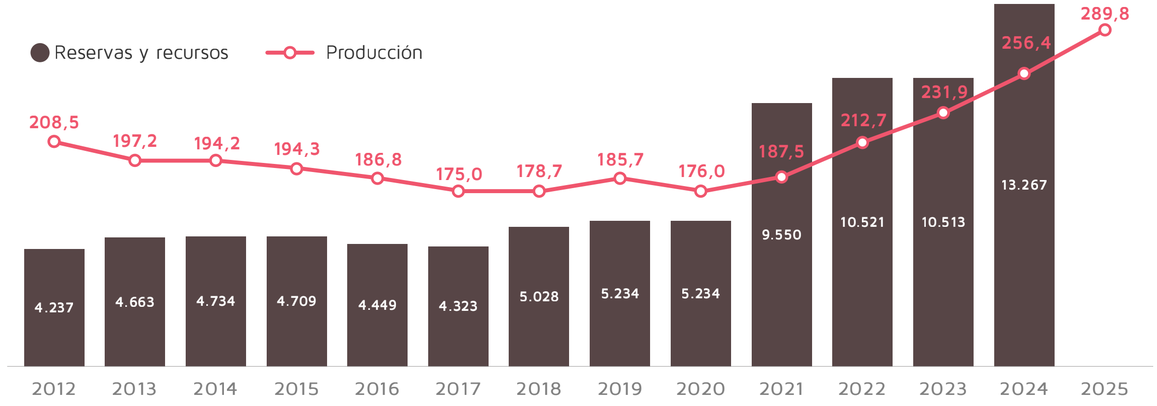
Petróleo

En 2025, la producción total de petróleo alcanzó los 794 kbpd, un alza del 13% frente a 2024 y el nivel más alto desde 1999. El crecimiento estuvo impulsado principalmente por la Cuenca Neuquina, que aumentó un 21% interanual tras las ampliaciones de capacidad de evacuación desde Vaca Muerta en los sistemas de Oldelval y OTASA. La Cuenca Neuquina aportó el 74% de la producción nacional (584 kbpd por día), seguido por el 23% de la Cuenca Golfo San Jorge (182 kbpd, -4% vs. 2024), y el resto de las Cuencas Cuyana, Austral y Noroeste (27 kbpd, -7% vs. 2024).

La refinación local también se incrementó en un 4% con respecto a 2024, con un total de 540 kbpd procesados. Este aumento se explicó principalmente por mayores aportes desde las Cuencas Neuquina (363 kbpd, +6% interanual) y Golfo San Jorge (162 kbpd, +1% vs. 2024), mientras que otras cuencas aportaron 15 kbpd (-21% interanual). En 2025 no se realizaron importaciones de crudo, mientras que las exportaciones consolidaron un nuevo récord histórico en 2025, alcanzando 273 kbpd, lo que implicó un aumento del 29% interanual y representó el 34% de la producción total, favorecido por las expansiones en la infraestructura de transporte.

Al 31 de diciembre de 2024, las reservas y recursos totales de petróleo en el país se incrementaron un 26% a 13.267 millones de bbl, de los cuales el 23% correspondió a reservas comprobadas y el 78% fue clasificado como no convencional.

EVOLUCIÓN DE PRODUCCIÓN, RESERVAS Y RECURSOS DE PETRÓLEO
En millones de bbl, 2012-2025



Nota: No hay información disponible acerca de reservas y recursos para el año 2025. **Fuente:** SE.

La Ley de Hidrocarburos de Argentina

La Ley de Hidrocarburos N° 17.319, modificada en octubre de 2014 (Ley N° 27.007), y actualizada el 8 de julio de 2024 (Ley N° 27.742 o Ley Bases), establece un marco regulatorio para impulsar la exploración, explotación y comercialización de recursos hidrocarburíferos, convencionales y no convencionales. Entre sus pilares destacan la flexibilización de plazos para permisos, las figuras de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en la Plataforma Continental y Mar Territorial, incentivos a la inversión, y exportaciones libres de consideraciones de abastecimiento interno, entre otros.

Explotación no convencional de hidrocarburos

Se otorgó rango legal a la figura de "Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos", creada por el DNU N° 929/13, para la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante estimulación no convencional en yacimientos de 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 titulares de permisos de exploración y/o concesiones de explotación de hidrocarburos podrán solicitar a la autoridad de aplicación una concesión no convencional hasta el 31 de diciembre de 2028. Esta solicitud deberá incluir el desarrollo de un plan piloto de explotación comercial del yacimiento, y se podrá unificar áreas no convencionales adyacentes si demuestran continuidad geológica.

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

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén estableció parámetros para el otorgamiento de una CENCH (Res. N° 53/20 y 142/21, ratificadas por Decreto Provincial N° 2183/21).

Los requisitos exigen a las empresas planes de desarrollo anuales de hasta cinco años, demostrando su viabilidad técnico-económica, parámetros adicionales respecto a la operación, evaluaciones de productividad real, costos y compromiso de inversión. Una vez presentada la solicitud, se incorpora el pago de un bono de extensión, cuyo valor está asociado a los recursos esperados a recuperar en el área, considerando el precio promedio de los últimos 2 años.

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 con el objetivo de la exploración: **(i) convencional**, se divide en dos períodos de hasta 3 años cada uno, con una prórroga facultativa de hasta 5 años (máximo de 11 años); **(ii) no convencional**, se divide en dos períodos de 4 años cada uno, con una prórroga facultativa de hasta 5 años (máximo de 13 años); y **(iii) en la plataforma continental y en el mar territorial**, se divide en dos períodos de 3 años cada uno, con posibilidad de incrementarse en 1 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 se cumplen las obligaciones 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 las concesiones de explotación, los plazos cuentan desde la fecha de la Res. que las otorgue: **(i) convencional**, 25 años; **(ii) no convencional**, 35 años; y **(iii) en la plataforma continental y en el mar territorial**, 30 años.

Las concesiones de explotación otorgadas antes de la sanción de la Ley Bases continuarán rigiéndose hasta su vencimiento por los plazos establecidos. Luego, no podrán ser adjudicadas sin mediar un nuevo procedimiento licitatorio. En nuevas concesiones, se mantienen los plazos mencionados y la autoridad podrá extender por hasta 10 años más, de manera fundada.

Adjudicación de áreas

La Ley N° 17.319, modificada por las Leyes N° 27.007 y 27.742, propone un pliego modelo elaborado por la SE y las autoridades provinciales con condiciones, garantías e inversiones mínimas a las que deberán ajustarse las ofertas. Asimismo, establece mecanismos de ajuste de regalías, y se podrán considerar para su formulación las inversiones realizadas, los ingresos obtenidos y los gastos operativos, entre otras variables. La evaluación de las ofertas tendrá en cuenta el valor total del proyecto, y los oferentes competirán por regalías, con un valor base del 15% más un porcentaje a elección, pudiendo ser incluso negativo.

Canon y regalías

Los valores de canon por cada km² o fracción serán pagados anualmente en AR$ y por adelantado por el titular del permiso, ajustados según la cotización promedio del barril de petróleo Brent. Durante el primer período, el monto equivale a 0,50 bbl de petróleo por km², y en el segundo período, a 2 barriles

de petróleo por km². En prórrogas, el canon equivale a AR$ a 15 bbl de petróleo por km².

Las regalías son el único mecanismo de ingreso sobre la producción que percibirán mensualmente las jurisdicciones concedentes, y se fijan en un porcentaje en el proceso de adjudicación. Para los contratos anteriores a la Ley Bases, oscilan entre el 12% y el 15%, según lo convenido con el PEN o Provincia, y podrán reducirlas hasta el 5% según productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

Transporte y procesamiento

La Ley Bases reemplaza las concesiones por autorizaciones de transporte, otorgadas y prorrogadas por el mismo plazo de vigencia que la concesión de explotación en la que se origina. Vencidos los plazos, las instalaciones pasan al dominio del Estado nacional o provincial, según corresponda, sin cargo ni gravamen. Las concesiones otorgadas con anterioridad se regirán por los términos y condiciones de su otorgamiento.

Asimismo, la Ley Bases habilita al concedente otorgar habilitaciones para el procesamiento de hidrocarburos y derivados, la construcción y operación de plantas de acondicionamiento, separación y licuefacción de gas natural, e instalaciones necesarias, sin estar vinculadas a una concesión de explotación. Los titulares de proyectos y/o instalaciones de procesamiento podrán solicitar autorización de transporte desde y hasta sus instalaciones, sin estar sujetas a un plazo. Para los titulares autorizados antes de la Ley Bases, no será obligatorio tramitar la reconversión de las habilitaciones otorgadas (DNU N° 1.057/24).

Autorizaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural

Según la Ley Bases, el PEN podrá autorizar el almacenamiento subterráneo de gas en reservorios naturales de hidrocarburos agotados a cualquier sujeto que: **(i)** cumpla con los requisitos de experiencia técnica y capacidad financiera; **(ii)** cuente con la conformidad del titular del permiso de exploración y/o la concesión de explotación donde se encuentre el reservorio; y **(iii)** construya las instalaciones necesarias.

Dichas autorizaciones no estarán sujetas a un plazo y los titulares de una autorización de almacenamiento podrán solicitar el transporte hasta sus instalaciones y desde estas hasta el sistema de transporte. Se pagarán bonos de explotación y pagos análogos. Asimismo, el gas natural almacenado solo pagará regalías al momento de su primera comercialización.

Exportación e importación de hidrocarburos

La Ley Bases determina que el comercio internacional de hidrocarburos será libre y sin objeción de la SE, salvo en los 30 días hábiles administrativos de ejercido el derecho de exportación, y deberá estar fundada en la seguridad del abastecimiento interno.

Legislación uniforme

La Ley Bases faculta al PEN a elaborar, con el acuerdo de las provincias, una legislación ambiental armonizada, con el objetivo prioritario de aplicar las mejores prácticas internacionales de gestión ambiental a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos y lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente.

Prórroga del RIGI y aprobación para *upstream* de hidrocarburos

El 19 de febrero de 2026 se prorrogó el plazo para adherir al RIGI hasta el 8 de julio de 2027 y se incorporó la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en bloques greenfield (DNU N° 105/26). Podrán incluirse la explotación y producción de hidrocarburos únicamente en proyectos nuevos, así como la construcción de infraestructura asociada de tratamiento, almacenamiento y transporte. Asimismo, se fijó un monto mínimo de inversión de US$600 millones para desarrollos onshore y US$200 millones para proyectos *offshore*.

En los casos en que coexistieran en una misma área hidrocarburífera actividades no sometidas al RIGI, se deberá asegurar su estricta segregación patrimonial y societaria, como también la trazabilidad de la producción bajo RIGI mediante sistemas de medición separados, a través de un vehículo que deberá ser titular exclusivamente de los activos, derechos y operaciones.

Regulaciones en el mercado de gas

Plan Gas

El Plan Gas fue una licitación de contratos de abastecimiento a largo plazo en 2020 para promover la producción del gas natural argentino y gestionar el impacto del costo del gas en las tarifas de la Demanda Prioritaria (DNU N° 892/20). Originalmente, los contratos contemplaban un plazo de 4 años para la producción onshore, con una extensión adicional de 4 años para la producción offshore, a partir de enero de 2021. Posteriormente, se extendió la vigencia de determinados contratos adjudicados en las rondas 1 y 3 hasta el 31 de diciembre de 2028 (DNU N° 730/22).

Los contratos del Plan Gas se celebraron 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. Sobre el volumen base y precio de adjudicación se aplica un factor de ajuste estacional, siendo 0,82 en el periodo estival (octubre – abril), y 1,25 en el periodo invernal (mayo – septiembre). CAMMESA y ENARSA abonan el precio adjudicado en la licitación, mientras que los distribuidores pagan el monto según el cuadro tarifario vigente. La diferencia entre ambos es compensada por el Estado Nacional, garantizados por

certificados de crédito fiscal. A continuación, se detallan las adjudicaciones de Pampa vigentes:

RONDA	TIPO DE ENTREGA	VOLUMEN EN MCMPD	PRECIO EN US$/MBTU	VENCIMIENTO
1 y 4.1	Fijo anual	4,90	3,60[1]	Diciembre 2028
3 y 4.1	Fijo anual	2,00	3,347[1]	Diciembre 2028
4.2	Fijo anual	4,80	3,485[1]	Diciembre 2028
5.2 Noroeste	Variable mensual	13,5 – 70,5 miles de m^3/día	6 - 9,8[2]	Diciembre 2028

Nota: 1 Aplica un factor de ajuste estacional. **2** Los precios comienzan en US$9,8/MBTU y bajan a US$6/MBTU en 2028.

Cesión de contratos

En diciembre de 2025, la SE estableció las pautas para el retiro de volúmenes del Plan Gas por parte de los productores con contratos vigentes con CAMMESA y/o con ENARSA, en el marco de la Res. SE N° 400/2025 (Res. N° 501/25). En este contexto, el 12 de diciembre de 2025, Pampa solicitó a CAMMESA la cesión a su favor de hasta 4,9 mcmpd de gas correspondientes a la ronda 1, así como la totalidad de los volúmenes de la ronda 3. El 30 de diciembre, CAMMESA otorgó su conformidad a la cesión en su carácter de titular de unidades de generación térmica del MEM.

Asimismo, la SE estableció las adecuaciones al Plan Gas para aquellos productores que adhieran a la cesión de los contratos originalmente suscriptos con ENARSA para proveer a los distribuidores y CAMMESA (Res. N° 606/25). ENARSA definirá y supervisará el procedimiento y la asignación de volúmenes.

Los productores que adhieran a este esquema perciben 90% de la compensación por parte del Estado, previa presentación de una declaración jurada. Además, se reduce el compromiso de inyección y se elimina el régimen informativo trimestral relativo al avance del plan de inversiones. La Res. fijó un plazo de 30 días hábiles para solicitar la cesión, que luego fue extendido 15 días más, sin admitir adhesiones parciales y/o con reservas, y establece el mismo plazo para la adhesión de los distribuidores (Res. SE N° 36/26). Pampa se encuentra analizando su adhesión al esquema.

Gas natural para el segmento residencial

Demanda Prioritaria y CEE

En junio de 2016 se establecieron los criterios del CEE para garantizar el abastecimiento de la Demanda Prioritaria ante emergencias operativas (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). Si el CEE no alcanza un acuerdo, el ENARGAS define el abastecimiento requerido, considerando las cantidades disponibles de cada productor, descontando lo previamente contratado para abastecer la Demanda Prioritaria, y 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. Los distribuidores de gas abonan el precio correspondiente al cuadro tarifario vigente, y la diferencia respecto del precio adjudicado del Plan Gas es compensada por el Estado Nacional. ENARSA abona el 100% del precio adjudicado por el Plan Gas.

Con respecto a los subsidios destinados directamente a los usuarios residenciales de tarifa social, a partir del 1 de febrero de 2025, el ENARGAS estableció que dicha compensación sea percibida directamente por los productores de gas natural y deducida de la facturación que éstos realizan a los distribuidores (Res. N° 125/25).

Gas natural para usinas eléctricas[2]

Desde fines de 2019, la provisión de combustible para usinas había quedado centralizada en CAMMESA, excepto para los generadores con contratos en Energía Plus y Res. SEE N° 287/17 (Res. MDP N° 12/19). CAMMESA realizaba subastas en condición interrumpible para cubrir su consumo mensual, y a partir de 2021, la mayor parte del suministro se canalizó a través del Plan Gas. Los generadores con contratos en Energía Plus o bajo la Res. SEE N° 287/17 podían ceder la operación y transporte del gas a CAMMESA, esquema al que Pampa adhirió. Complementariamente al Plan Gas, CAMMESA llevaba adelante subastas adicionales con un precio máximo igual al del Plan Gas y DoP del 30%, aunque por volúmenes marginales. Asimismo, el despacho de CAMMESA priorizaba el cumplimiento de los contratos de importación de gas desde Bolivia suscriptos por ENARSA y los compromisos asumidos bajo el Plan Gas (Res. SE N° 354/20).

Sin embargo, el 28 enero de 2025 la SE derogó dicho régimen de despacho y, a partir del 1 de marzo de 2025, autorizó el reconocimiento de los costos de combustibles en función de precios de referencia y CVP declarados y aceptados, incluyendo flete, transporte y distribución de gas natural e impuestos y tasas.

Con la entrada en vigencia de las Res. SE N° 400/25 y 501/25, el abastecimiento de gas natural para usinas eléctricas se flexibilizó, permitiendo a los generadores un mayor grado

2: Para mayor información, ver Abastecimiento y consumo de combustibles en la sección 5.1 de esta Memoria.

de gestión directa. Este nuevo esquema prevé una etapa transitoria en la que CAMMESA puede seguir abasteciendo en situaciones específicas, avanzando gradualmente hacia una mayor responsabilidad del generador en la contratación de gas y capacidad de transporte. CAMMESA actuará como proveedor de última instancia hasta 2029, cuando la gestión integral de combustibles pasará a ser responsabilidad de los generadores.

Asimismo, CAMMESA continuará centralizando la gestión de combustibles de los PPAs bajo Res. SE N° 220/07, 21/17 y 287/17. En 2025, Pampa abasteció con gas propio a CTLL y CTGEBA.

Exportación de gas natural

En abril de 2021 se reglamentó el procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural, en condición firme y preferencial para los adjudicatarios del Plan Gas durante el periodo estival, extensivo al periodo invernal cuando haya oferta excedente en una cuenca determinada y aprobación previa de la autoridad aplicable (Res. SE N° 360/21). En noviembre de 2022 se habilitó la exportación en condición firme en invierno, priorizando productores con precios competitivos y/o mayor aporte bajo Plan Gas (DNU N° 730/22). Además, la SE estableció enmiendas, como: **(i)** limitar la exportación por productor al máximo del 30% del volumen autorizado por cuenca o al 50% del compromiso bajo Plan Gas; **(ii)** cupos por cuenca para la exportación en firme; **(iii)** el volumen exportado será deducible del compromiso bajo Plan Gas en el verano; y **(iv)** el precio mínimo será el mayor entre un porcentaje del Brent y el precio de Plan Gas con factor de ajuste (Res. SE N° 774/22).

El 8 de julio de 2024, la Ley Bases dispuso la libre comercialización y la no objeción por parte de la SE, debiendo readecuar la Res. SE N° 360/21. Dicha reglamentación aún se encuentra pendiente.

Exportación de GNL

La Ley Bases establece un régimen especial de exportación de GNL para aquellos que produzcan, procesen, refinen, comercialicen, almacenen y/o fraccionen hidrocarburos y/o sus derivados, sin objeción de la SE dentro de los 120 días hábiles administrativos desde la presentación de la notificación de exportación.

Las autorizaciones de exportación de GNL serán ventas firmes por hasta 30 años, desde la puesta en marcha de la planta de licuefacción o sus ampliaciones. La SE realizará una evaluación de disponibilidad de recursos gasíferos a largo plazo para el abastecimiento de la demanda interna, al menos cada cinco años o cuando una nueva solicitud de exportación de GNL lo amerite según su escala, plazos o montos de inversión (DNU N° 1.057/24). El 4 de abril de 2025, la SE aprobó el procedimiento para la exportación de GNL (Res. N° 145/25).

Impuesto a la exportación de hidrocarburos

Desde mayo de 2020, se exime de abonar derechos de exportación siempre 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 (DNU N° 488/20). Durante el 2025, la alícuota se mantuvo en 8%.

Programa de Incremento Exportador ("PIE")

En octubre de 2023, Pampa adhirió al régimen que permitía a los exportadores de hidrocarburos liquidar parcialmente sus ventas bajo el tipo de cambio diferencial contado con liquidación, siendo el remanente ingresado a tipo de cambio oficial (DNU N° 576/22). Sin embargo, a partir del 14 de abril del 2025 finalizó el PIE, disponiendo que el 100% de las exportaciones sea liquidado en el Mercado Único y Libre de Cambios (DNU N° 269/25).

Regulaciones en el mercado de petróleo

A la fecha, no se ha establecido un precio de referencia local para la comercialización de crudo. Durante 2025, las refinadoras validaron precios similares a la paridad de exportación.

4.2 Midstream

Regulaciones del transporte troncal de gas – situación tarifaria de TGS[3]

Para garantizar la calidad, seguridad y confiabilidad de servicio, TGS realiza importantes inversiones en la operación y mantenimiento de sus gasoductos. La sostenibilidad de estas inversiones requiere que las tarifas de transporte de gas natural se determinen sobre una base de operación económica prudente y eficiente, con una adecuada remuneración al capital.

El 14 de enero de 2025, el ENARGAS convocó a una audiencia pública, celebrada el 6 de febrero de 2025, para considerar, entre otras cuestiones, la RQT y la metodología de ajuste tarifario. TGS presentó su plan de gastos e inversiones 2025-2029, la base de capital regulatoria y su propuesta de tasa de retorno (WACC), junto con distintas alternativas de actualización periódica de tarifas.

El 30 de abril se publicaron las condiciones que concluyeron el proceso de RQT, vigentes desde mayo de 2025 hasta 2030 (Res. ENARGAS N° 256/25). Dicha Res. estableció, entre otras cuestiones, la base de capital al 31 de diciembre de 2024 y la tasa de retorno al capital del 7,18%, en términos reales después de impuestos. El cuadro tarifario inicial contempla un aumento del 3,67% a partir de mayo respecto de abril 2025, a aplicarse en 31 cuotas mensuales y consecutivas. Asimismo, se aprobó un Plan de Inversiones Quinquenal por US$306 millones y se fijó un esquema de ajustes periódicos por variación de costos mensuales, 50% IPIM y 50% IPC.

Durante 2025, TGS registró aumentos tarifarios acumulados del 24,0%. Asimismo, en 2026 recibió incrementos del 2,4% en enero y 2,9% en febrero.

Renovación de la licencia de TGS

En diciembre de 2027 vencía la licencia de TGS para la operación del sistema de transporte de gas natural. El 8 de septiembre de 2023, TGS solicitó al ENARGAS el inicio del proceso de renovación. Si bien el contrato original contemplaba una extensión de 10 años, la Ley Bases aprobada en julio de 2024 habilitó una prórroga de 20 años.

3: Para más información sobre los activos bajo este segmento, ver la sección 6.4 sobre TGS en esta Memoria.

El 13 de junio de 2024, el ENARGAS emitió un informe técnico y legal favorable, destacando el cumplimiento de TGS con sus obligaciones. Este dictamen habilitó la realización de una audiencia pública no vinculante el 21 de octubre de 2024 y la posterior recomendación al PEN, formalizada el 24 de julio de 2025, que dispuso la prórroga de la licencia de transporte por 20 años, a partir de su vencimiento en diciembre de 2027 (DNU N° 495/25).

Proyecto de iniciativa privada sobre el GPM

Con el objetivo de sustituir importaciones de GO y GNL por gas de Vaca Muerta, fortalecer el abastecimiento interno y generar ahorro de divisas, en junio de 2024 TGS presentó al Gobierno Nacional una propuesta de iniciativa privada para el GPM, junto con un compromiso de inversión en el sistema regulado. El proyecto, declarado de interés público en diciembre de 2024 (DNU N° 1.060/24), prevé la ampliación de la capacidad de transporte del GPM de 21 mcmpd a 35 mcmpd, bajo el RIGI y conforme a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos.

El 25 de febrero de 2025, el MECON delegó en la SE y ENARSA la responsabilidad de llevar adelante la licitación (Res. N° 169/25). El 28 de marzo, la SE aprobó el pliego y los lineamientos para la comercialización de la capacidad incremental del GPM y de los tramos finales del sistema regulado operado por TGS, y el 28 de mayo ENARSA lanzó formalmente la licitación. Las ofertas fueron presentadas el 28 de julio de 2025, resultando TGS como único oferente. El 20 de octubre, la SE notificó la adjudicación y TGS presentó las garantías correspondientes (Res. N° 397/25). Finalmente, el 26 de octubre, TGS solicitó la adhesión de la iniciativa privada al RIGI, cuya aprobación se encuentra pendiente a la fecha.

El proyecto de iniciativa privada contempla la instalación de tres nuevas plantas compresoras y una potencia adicional de 90.000 HP, permitiendo ampliar en 14 mcmpd la capacidad de transporte del GPM. Las obras deberán estar finalizadas antes del 30 de abril de 2027 y la inversión estimada asciende a US$560 millones. Adicionalmente, TGS prevé invertir aproximadamente US$220 millones para ampliar en 12 mcmpd la capacidad de transporte en los tramos finales del sistema regulado, mediante la incorporación de 15.000 HP adicionales, a ser repagados mediante la tarifa regulada.

Para la operación y mantenimiento del GPM, se prevé la celebración de un contrato entre ENARSA y TGS, con la disposición de la capacidad reservada como contraprestación. Bajo este esquema, TGS percibirá de los cargadores el precio ofertado en la licitación, asegurándose el recupero de las inversiones y gastos operativos asociados.

Regulaciones del negocio de GLP

Programa Hogar

Desde 2015, TGS participa en el Programa Hogar, el cual fija cupos de producción y comercialización de GLP en garrafas para usuarios de bajos recursos (DNU N° 470/15 y modificatorias).

El 22 de enero de 2025, la SE dispuso la derogación de los subsidios y fijó como precio límite de venta la paridad de exportación (Res. N° 15/25). Posteriormente, el 3 de julio de 2025 se avanzó en la liberalización del precio de venta del productor, manteniéndose la obligación de abastecer el mercado interno (DNU N° 446/2025).

Acuerdo Propano para Redes

El 22 de septiembre de 2025, TGS suscribió un nuevo Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido, que establece compensaciones calculadas como la diferencia entre el precio de venta acordado del propano y la paridad de exportación publicada mensualmente por la SE. Dichas compensaciones serán abonadas por el Gobierno Nacional mediante la emisión de certificados de crédito fiscal, solo aplicables a la cancelación de derechos de exportaciones de hidrocarburos.

El acuerdo tuvo vigencia entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2025, y registró atrasos significativos en la cobranza. Sin embargo, el 26 de diciembre la SE solicitó a los productores continuar con el abastecimiento bajo los mismos términos hasta la suscripción de un nuevo acuerdo.

Impuesto a la exportación

En línea con el régimen aplicable a la exportación de hidrocarburos, desde mayo de 2020, se exime de abonar 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 (DNU N° 488/20). Durante el 2025, la alícuota efectiva se mantuvo en 8%.

Regulaciones del transporte de petróleo[4]

En noviembre de 2022, la SE inició el proceso de actualización tarifaria. Durante 2023 y 2024, Oldelval presentó la información solicitada y, en julio 2024, se llevó a cabo la auditoría de la SE. Como resultado, el 12 de junio de 2025 entró en vigencia el nuevo esquema de tarifas máximas, aplicables para el quinquenio 2025–2029 (Res. SE N° 256/2025).

Por otra parte, el 14 de septiembre de 2022 la SE otorgó la prórroga de la concesión y su ampliación Medanito-Puesto Hernández, hasta el 14 de noviembre de 2037. Por ello, en 2022 Oldelval licitó la capacidad de transporte en firme en el oleoducto Allen-Puerto Rosales, en el marco del Proyecto Duplicar, por más de 314 kbpd, mediante contratos con vigencia hasta la finalización de la concesión. La construcción del Proyecto Duplicar concluyó en marzo de 2025, siendo Pampa adjudicataria de una capacidad de 6 kbpd.

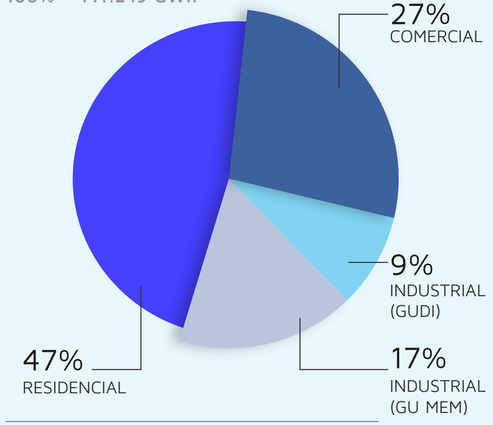
4: Para más información sobre los activos bajo este segmento, ver la sección 6.1 sobre Oldelval y VMOS en esta Memoria.

5. El mercado eléctrico argentino

5.1 Generación[5]

El consumo de energía eléctrica registró un leve incremento del 0,7% en 2025, alcanzando 141.249 GWh, impulsado por aumento en la demanda de grandes usuarios y de la venta minorista del 2% y 1%, respectivamente, parcialmente compensado por una caída del 3% en la demanda de grandes usuarios dentro del segmento de distribución. El siguiente gráfico muestra la apertura del consumo eléctrico en 2025 por tipo de cliente:

DEMANDA ELÉCTRICA POR TIPO DE CLIENTE
100% = 141.249 GWh



Fuente: CAMMESA

Picos de potencia máxima registrada

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Potencia (MW)	25.628	26.320	26.113	25.791	27.088	28.283	29.105	29.653	30.257
Fecha	24-feb	8-feb	29-ene	4-feb	29-dic	6-dic	13-mar	1-feb	10-feb
Temperatura (°C)	27,7	30,2	34,0	29,5	31,7	29,0	31,0	31,5	31,1
Hora	14:25	15:35	14:25	14:57	14:28	14:43	15:28	14:48	14:47

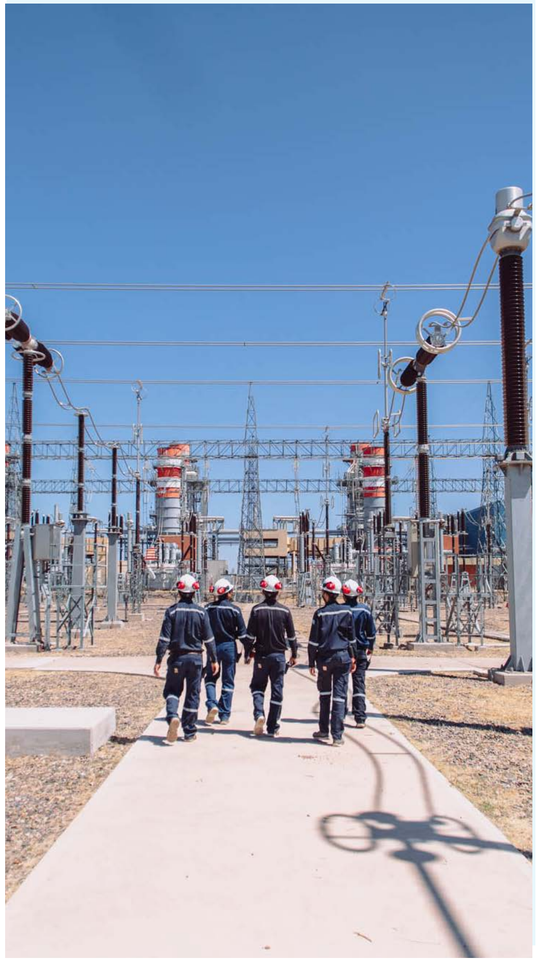
Fuente: CAMMESA

Evolución de la oferta

La generación total de energía creció 0,5% interanual, alcanzando 142.267 GWh en 2025, explicado por el fuerte crecimiento de las fuentes renovables, que aumentaron un 17% y, en menor medida, por la mayor generación nuclear, con un incremento del 3%. Estas variaciones fueron parcialmente compensadas por una menor generación hidroeléctrica del 10%, neta de bombeo.

El sistema mantuvo su dependencia de la generación térmica, que registró una ligera disminución interanual del 0,2% y continuó utilizando el gas natural como combustible principal, complementado con combustibles líquidos (GO y FO) y carbón mineral. La generación térmica aportó el 53% del total de volumen de energía (75.225 GWh), seguida por hidroeléctrica neta de bombeo (29.622 GWh, 21%), renovables (26.659 GWh, 19%) y nuclear (10.761 GWh, 8%).

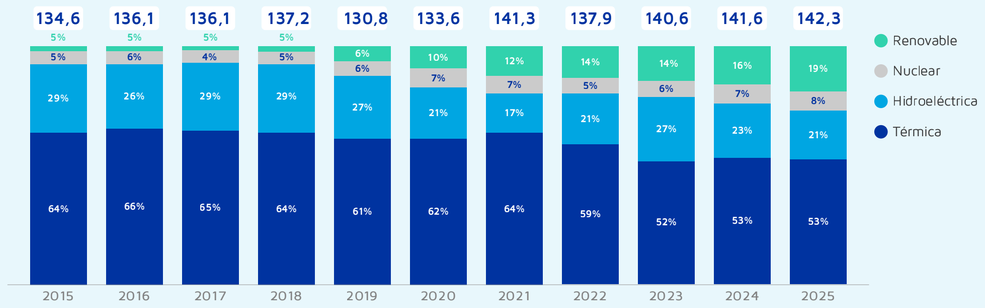
Si bien por cuarto año consecutivo el SADI fue importador neto de energía, en 2025 las importaciones disminuyeron un 8% a 4.304 GWh, mientras que las exportaciones se redujeron en un 48% a 509 GWh. Las pérdidas del SADI también cayeron un 5% a 4.813 GWh.



5: Para más información sobre los activos bajo este segmento, ver la sección 6.2 de esta Memoria.

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

GENERACIÓN ELÉCTRICA POR TIPO DE CENTRAL
En % y TWh, 2015 – 2025



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

La capacidad instalada de generación argentina se expandió en 826 MW, alcanzando un total de 44.177 MW al cierre de 2025, principalmente por la incorporación de unidades renovables (+1.006 MW) y por 13 MW adicionales térmicos, compensados por la salida de servicio de unidades obsoletas (-194 MW). El siguiente cuadro resume el ingreso de nuevas unidades durante el año 2025:

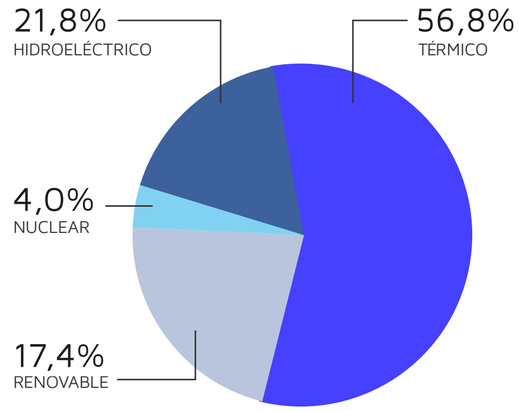
REGIÓN	TECNOLOGÍA	CAPACIDAD (MW)	
Buenos Aires	Eólica	115,4	**115,4**
Centro	Solar	72	**72**
Cuyo	Solar	519,7	**519,7**
Gran Bs. As.	Motor diesel	2,9	**2,9**
Litoral	Motor diesel	10	**10**
Noreste	Biogás	37	**220**
	Biomasa	3	
	Solar	180	
Noroeste	Eólica	56,8	**75,8**
	Solar	19	
Patagonia	Eólica	4,5	**4,5**
Total			1.020,3
			Térmico 1% Renovable 99%

Fuente: CAMMESA y análisis de Pampa Energía.

6: Para más información sobre el contexto regulatorio, ver Regulaciones en el mercado de gas – Gas natural para usinas eléctricas, en la sección 4.1 de esta Memoria.

A continuación, la composición de la capacidad instalada argentina al 31 de diciembre de 2025:

CAPACIDAD INSTALADA ARGENTINA 2025
100% = 44,2 GW



Fuente: CAMMESA.

Abastecimiento y consumo de combustibles[6]

La gestión comercial y provisión de combustible para usinas se encontraban centralizadas en CAMMESA, con la excepción de los generadores con contratos bajo Energía Plus y la Res. SEE N° 287/17 (Res. MDP N° 12/19). Con la implementación del Plan Gas (Res. SE N° 354/20) y la cesión a CAMMESA del gas y su transporte por los generadores exceptuados, desde enero de 2021 el despacho térmico priorizaba las unidades abastecidas con gas importado de Bolivia en condición ToP, seguido de aquellas provistas por el Plan Gas según su eficiencia y, por último, aquellas que cedían gas a CAMMESA.

El esquema comenzó a modificarse el 28 enero de 2025, cuando la SE derogó la Res. SE N° 354/20 a partir del 1 de febrero de 2025 y habilitó, desde el 1 de marzo de 2025, a que los generadores gestionen de manera directa el abastecimiento de combustible para las unidades que remuneren bajo energía spot (Res. N° SE 21/25).

Posteriormente, el 1 de noviembre de 2025, se establecieron nuevos lineamientos para la normalización del MEM, que introducen una transición gradual hacia la gestión descentralizada de combustibles (Res. SE N° 400/25). Los generadores asumirán progresivamente la responsabilidad de abastecerse de combustible, y a partir de 2029, dicha gestión deberá ser plenamente autónoma. Los combustibles alternativos, como fuel y gasoil, deberán ser provistos directamente por los generadores que los utilicen. Para el gas natural, los generadores térmicos podrán optar por: **(i)** gestión propia, o **(ii)** mientras siga vigente el Plan Gas, acordar con CAMMESA bajo la modalidad de "Gas Acuerdo", cuyo costo resultará del mix de los costos asociados al Plan Gas y/o importación de GNL, con actualización quincenal. Los generadores que no avancen en la gestión propia de combustible enfrentarán restricciones operativas y una reducción progresiva en su remuneración por potencia y energía. CAMMESA seguirá centralizando la gestión de combustibles de los PPAs bajo Res. SE N° 220/07, 21/17 y 287/17. Este proceso de transición puede requerir adaptaciones operativas y contractuales relevantes, y expone gradualmente a los generadores a mayores riesgos de mercado y a la volatilidad de precios una vez finalizada la compra centralizada.

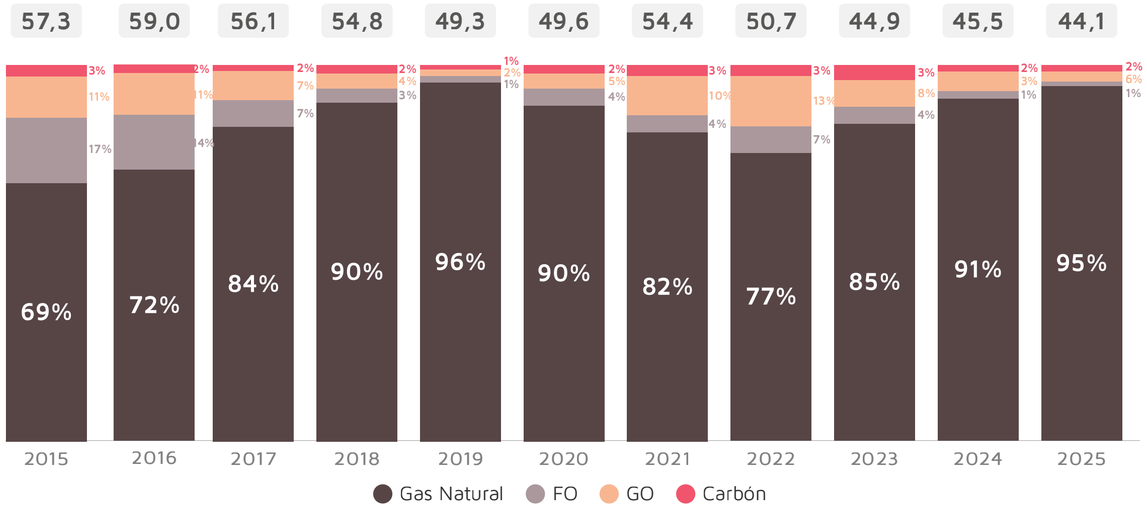
Adicionalmente, la SE habilitó a productores y generadores a acordar el suministro de gas natural considerando los volúmenes comprometidos bajo contratos del Plan Gas con CAMMESA (Res. N° 501/25). Dichos volúmenes serán tratados como gas propio de los generadores y remunerados conforme al CVP declarado para el despacho.

En cuanto al consumo de combustibles para usinas, en 2025 se redujo en un 3% interanual, totalizando 44,1 mcmpd de gas equivalente. El gas natural consolidó el 95% del consumo total, con un incremento del 1% a 42,1 mcmpd, de los cuales el 94% fue de origen local y el 6% importado. El uso de combustibles líquidos FO y GO disminuyó un 61% y 54%, respectivamente, debido a la mayor producción doméstica de gas, mientras que el uso de carbón mineral aumentó un 5%.

Precio de la energía eléctrica

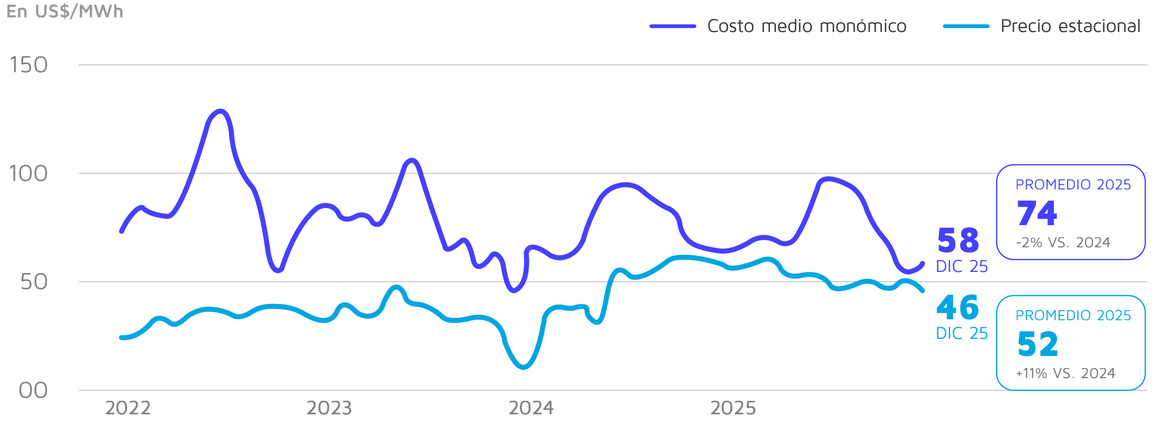
Desde 2003, la autoridad energética sancionó el precio spot del MEM sobre la base del CVP con gas natural en las unidades disponibles, incluso si no están generando con dicho combustible (Res. SE N° 240/03). Cualquier costo adicional por el consumo de combustibles líquidos se traslada fuera del precio de mercado sancionado, tratándose como sobrecosto transitorio de despacho. El MEM asume los costos del gas y su transporte regulado, así como los costos de importación (Res. SGE N° 25/18 y SE N° 354/20).

CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO
En % y millones de m³/día de gas equivalente, 2015 – 2025



Fuente: CAMMESA

COSTO MAYORISTA MENSUAL Y PRECIO ESTACIONAL
En US$/MWh



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

Evolución de precios en el MEM

Al 31 de diciembre de 2025, el precio spot máximo de la energía en el MEM era de AR$14.381 (Res. SE N° 602/25). No obstante, el siguiente gráfico muestra el costo mayorista mensual que todos los usuarios del sistema eléctrico deberían pagar para evitar que el mismo sea deficitario, y el precio estacional de la energía. El costo mayorista 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, y otros conceptos menores. A diciembre de 2025, la cobertura era del 78%.

Esquema remunerativo para la generación sin contratos

Hasta el 31 de octubre de 2025, las unidades de generación sin contratos a término eran remuneradas bajo el esquema regulado establecido por la Res. SE N° 381/25. A partir del 1 de noviembre de 2025, todas nuestras unidades térmicas sin contratos e HINISA pasaron a quedar alcanzadas por los nuevos lineamientos definidos en la Res. SE N° 400/25, que introducen un mercado spot marginalista y el MAT. HIDISA y HPPL continúan remuneradas bajo el esquema regulado.

Esquema remunerativo regulado

Generadores térmicos

PRECIO DE LA POTENCIA CON DECLARACIÓN DE DIGO
en AR$/MW-mes

PERÍODO	ENE-25		NOV-25	DIC-25	ENE-26
Verano (dic-feb) e invierno (jun-ago)	6.171.236	...	7.256.568	7.401.699	7.549.733
Resto (mar-may & sep-nov)	4.628.428	...	5.442.428	5.551.277	5.662.303

PRECIO DE LA ENERGÍA GENERADA
en AR$/MWh

COMBUSTIBLE	ENE-25		NOV-25	DIC-25	ENE-26
Gas natural	4.118	...	4.842	4.939	5.038
FO o GO	7.206	...	8.473	8.642	8.815
Biocombustibles	10.287	...	12.095	12.337	12.584
Carbón mineral	12.343	...	14.514	14.804	15.100

PRECIO DE LA ENERGÍA OPERADA
en AR$/MWh

	ENE-25		NOV-25	DIC-25	ENE-26
Energía operada	1.433	...	1.684	1.718	1.752

El precio por la energía generada en horas de punta (entre las 18:00 y 23:00) es equivalente a los precios de la energía generada para el tipo de combustible despachado, aplicándose el factor de 2,0 en los períodos de verano (dic-feb) e invierno (jun-ago), y 1,0 durante el resto del año.

CC bajo Res. SE N° 59/23

Para promover el mantenimiento y la operación eficiente de los CC sin contratos, en febrero de 2023 la SE implementó un régimen específico donde los generadores se comprometen con CAMMESA por un plazo máximo de 5 años a mantener una disponibilidad del 85% de la potencia neta, a cambio de una remuneración de US$2.000/MW-mes, ajustada según el nivel de disponibilidad, complementada con un pago parcial en AR$ por potencia del esquema para energía regulada.

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 para gas natural, US$6,1/MWh para FO o GO y US$8,7/MWh con biocombustible. El precio de la energía operada y la energía generada en horas de punta también se fija en AR$ de acuerdo al esquema de precios regulado. Con la entrada en vigencia del nuevo marco de normalización del MEM, los CC que adhieran al régimen de la Res. SE N° 400/25 deben desistir del esquema previsto en la Res. SE N° 59/23.

En este contexto, Pampa mantuvo adheridos al régimen de la Res. SE N° 59/23, hasta octubre de 2025, los CC CTLL y CTGEBA (1.243 MW) y las dos TG en CTEB que integran el CC (569 MW). A partir de noviembre de 2025, las obligaciones asumidas por la Res. SE N° 59/2023 permanecen suspendidas, en tanto se mantengan vigentes y sin modificaciones las condiciones establecidas en la Res. SE N° 400/2025.

Plan de Contingencia 2024-2026

El 1 de octubre de 2024, la SE estableció una remuneración adicional, excepcional y transitoria para promover la disponibilidad térmica de ciclos abiertos en meses y horas de mayor demanda, vigente desde diciembre de 2024 a marzo de 2026 (Res. N° 294/24). El esquema contempla una remuneración adicional por potencia de US$2.000/MW-mes, ajustada según la criticidad del nodo y la disponibilidad en horas pico, un 50% de dicho pago para la potencia que exceda la comprometida[7], y un cargo variable en US$/MWh generado durante períodos de alta demanda, con valores diferenciados según el combustible y la tecnología:

7: Se distingue entre nodo con criticidad alta (1,25), media (1,00) y baja (0,75), y verano e invierno.

TECNOLOGÍA	GAS NATURAL	FUEL OIL	GAS OIL	BIOCOMBUSTIBLES	CARBÓN
TG	6,4	-	8,6	8,7	-
TV	3,4	6,0	-	8,7	10,4
Motores	8,1	15,4	10,5	8,7	-

La norma prevé la posibilidad de prórroga por 12 meses adicionales, sujeto a la presentación de programas de mantenimiento por unidad. Además, CAMMESA deberá implementar un procedimiento de despacho estratégico para mitigar riesgos de restricciones de abastecimiento en los picos de consumo, incluyendo el uso de la reserva en unidades próximas al final de su vida útil. Se presentaron los programas de mantenimiento y, el 21 de enero de 2026, CAMMESA confirmó la aprobación de la SE para la extensión del régimen para todas las unidades hasta el 31 de marzo de 2027. Pampa adhirió a este esquema con las centrales CPB, CTG, CTP, CTLL, CTGEBA y EcoEnergía.

Generadores de fuente no convencional

La remuneración para la energía generada por fuentes no convencionales se fijó en AR$32.718/MWh hasta octubre de 2025, pasando posteriormente a regirse por el marco de la Res. SE N° 400/25.

Generadores hídricos

PRECIO DE LA POTENCIA
en AR$/MW-mes

TECNOLOGÍA	ENE-25		NOV-25	DIC-25	ENE-26
MW > 300	1.697.094	...	1.995.562	2.035.473	2.076.182
120 < MW ≤ 300	2.262.791	...	2.904.971	2.963.070	3.022.331
50< MW ≤ 120	3.111.333	...	4.206.418	4.290.546	4.376.357
MW ≤ 50	5.091.272	...	7.288.122	8.745.746	10.494.895

Nota: Se aplica el factor de 1,05 sobre la potencia para compensar la incidencia de mantenimientos programados, y 1,20 para las unidades a cargo del mantenimiento de estructuras de control en el curso del río sin una central asociada.

HPPL y las represas Agua del Toro y Los Reyunos de HIDISA remuneran según la escala 120 < MW ≤ 300, mientras que la represa El Tigre de HIDISA es considerada MW ≤ 50. HINISA remuneró en la escala 50< MW ≤ 120 hasta octubre de 2025[8], pasando posteriormente a regirse por la Res. SE N° 400/25.

8: NIH3HI aplica un coeficiente de 1,20.

PRECIO DE LA ENERGÍA GENERADA Y OPERADA
n AR$/MWh

PRECIO	ENE-25		NOV-25	DIC-25	ENE-26
Energía generada	3.600	...	4.232	4.317	4.403
Energía operada	1.433	...	1.684	1.718	1.752

El precio por la energía generada en horas de punta (entre las 18:00 y 23:00) es equivalente a los precios de la energía generada, aplicándose el factor de 2,0 en los períodos de verano (dic-feb) e invierno (jun-ago), y 1,0 durante el resto del año.

8: NIH3HI aplica un coeficiente de 1,20.

Nuevos lineamientos para la normalización del MEM: Mercado Spot (Res. SE N° 400/25)

La Res. SE N° 400/25 establece que la generación eléctrica no comprometida bajo contratos ni asignada al abastecimiento de la demanda estacional de distribuidores del MEM puede comercializar en el mercado spot. El nuevo marco regulatorio preserva los PPAs vigentes, cuya energía está destinada a cubrir la demanda estacional de los distribuidores hasta su vencimiento. Finalizado los plazos, los generadores pueden optar por participar del mercado spot o celebrar contratos con distribuidores o grandes usuarios.

Este esquema beneficia a las unidades térmicas más eficientes, mejor ubicadas y con gestión propia de combustible, que pueden capturar mayores márgenes de rentabilidad, correlacionados íntegramente en US$. En este contexto, Pampa opera tres CCs estratégicamente ubicados: CTLL, en Vaca Muerta; CTGEBA, en el nodo cero del sistema; y CTEB, que opera con gas y GO, donde Pampa tiene el 50% de tenencia accionaria. Asimismo, en los ciclos abiertos, Pampa opera CPB (que consume FO), CTG y CTP. En generación hidroeléctrica, la única central comprendida en este régimen es HINISA, por su carácter provincial, hasta el vencimiento de su concesión en julio de 2026.

Remuneración variable

En el mercado *spot,* el despacho de energía se basa en un esquema marginalista. La remuneración por energía equivale al costo variable de producción (CVP) declarado por la unidad despachada, más una Renta Marginal Adaptada (RMA), calculado como (CMg_h x FP – CVP) x FRA, donde CMg_h es el costo marginal horario del sistema, FP el factor de pérdida del nodo correspondiente y FRA el factor de renta adaptado.

Para la generación térmica, la RMA está limitada por el FRA, que determina la proporción de renta capturada por el generador: **(i)** FRA = 1 para la generación habilitada después del 1 de enero de 2025, capturando la totalidad de la renta; **(ii)** la generación con gestión de combustible propio tiene FRA = 15% desde 2025, 25% en 2027 y 35% desde 2028; **(iii)** la generación con gas provisto por CAMMESA tiene FRA = 12% desde 2025, 15% en 2027 y 17,5% desde 2028; y **(iv)** las unidades sin gestión de combustible no capturan renta (FRA = 0), con CVP equivalente a valores de referencia establecidos por CAMMESA. Asimismo, se establece una renta mínima para la generación térmica de US$2/MWh cuando el CVP declarado es inferior a US$60/MWh y US$7/MWh cuando el CVP es igual o superior a US$60/MWh. Las unidades térmicas despachadas por razones operativas o restricciones locales perciben únicamente su CVP declarado. En caso de incumplimiento del volumen comprometido, se aplica una penalidad equivalente al 70% del valor declarado, con excepciones para desvíos de hasta el 20% o situaciones debidamente justificadas.

Para la generación hidroeléctrica, renovable y autogenerada rige el mismo esquema marginalista, asumiendo CVP = 0. Las unidades operativas antes del 1 de enero de 2025 tienen FRA = 15% desde 2025, 25% en 2027 y 35% desde 2028, con una RMA mínima de US$22/MWh para las hidroeléctricas y US$32/MWh para renovables y

autogeneradores. En cambio, aquellas centrales habilitadas a partir del 1 de enero de 2025 cuentan con FRA = 1, sin límites máximos ni mínimos.

Remuneración por potencia

La potencia en el mercado spot se remunera a través de una Potencia Puesta a Disposición (PPAD) de US$12/MWh, que reconoce 90 horas semanales y pondera un factor según tecnología y tipo de combustible: **(i)** si utiliza exclusivamente GN, 1,1 en verano/invierno y 0,9 el resto del año; **(ii)** si utiliza combustibles alternativos, 1,5 en verano/invierno y 1 el resto del año; **(iii)** 0,5 para hidroeléctricas; y **(iv)** no se reconoce potencia para las renovables. Para las centrales térmicas sin gestión propia de combustible o abastecidas por CAMMESA, se remunera el 100% de la potencia mientras estén despachadas y el 80% cuando no lo estén hasta diciembre de 2026, 40% durante 2027 y 0% desde 2028. Adicionalmente, se reconoce US$1.000 por MW-mes en concepto de reserva de confiabilidad base, independientemente del combustible utilizado o de su modalidad de abastecimiento.

Esquema remunerativo para la generación no alcanzada por la Res. SE N° 400/25

La SE dispuso que aquellas unidades no comprometidas bajo contratos de disponibilidad de potencia o energía en el MEM, ni autorizadas a participar del mercado spot bajo la Res. SE N° 400/25, continúen encuadradas bajo el régimen remuneratorio fijado por la Res. SE N° 483/25 y sus normas complementarias o modificatorias. Este universo incluye los CC General San Martín y General Belgrano (regulados por la Res. SE N° 59/23) y las centrales hidroeléctricas nacionales y binacionales Salto Grande y Yacyretá. En el caso de Pampa, este esquema aplica a HIDISA y HPPL.

Asimismo, la remuneración por potencia se calcula en función de la Disponibilidad Real de Potencia (DRP) mensual y el precio garantizado por tecnología, eliminándose el concepto de provisión base. Para las hidroeléctricas, la disponibilidad se determina independientemente del nivel de embalse y, en las centrales de bombeo, se considera tanto la operación de turbinas como la disponibilidad para bombeo. El esquema se simplificó reduciendo las distinciones por tecnología y escalas en los precios de potencia y energía.

La remuneración mensual reconoce tanto la potencia como la energía disponible, siendo ésta última la suma de la energía generada, la energía operada y la energía generada durante las horas pico. El pago por potencia se determina en función de la DRP promedio mensual de cada unidad y del Precio Garantizado de Potencia, según su tecnología y escala.

Esquema remunerativo para la generación con contratos a término

Energía Plus - Res. N° 1.281/06

En septiembre de 2006, la SE implementó el programa Energía Plus, que permitía a los generadores vender contratos a grandes usuarios por encima de su consumo eléctrico del año 2005, con precios en US$ libremente negociados. Dichos PPAs debían contar con abastecimiento y transporte de combustible asegurados por el generador.

No obstante, el 28 de enero de 2025, la SE introdujo cambios en la regulación del despacho y el funcionamiento del MEM, limitando la renovación y firma de nuevos contratos de Energía Plus hasta el 31 de octubre de 2025. A partir de esa fecha, los generadores deben canalizar su capacidad y energía a través del mercado spot o MAT (Res. SE N° 400/25). Pampa había adherido a CTG, EcoEnergía y CTGEBA al esquema de Energía Plus, por una potencia bruta total de 283 MW.

PPA Res. SE N° 220/07

En enero de 2007, la SE facultó a CAMMESA a suscribir PPAs a largo plazo con generadores del MEM para proyectos con equipamiento nuevo. Los precios acordados en US$ remuneran la inversión realizada por el generador, considerando una tasa de retorno aceptada por la SE. En el marco de los recientes cambios normativos, CAMMESA seguirá centralizando la gestión de combustibles de dichos PPAs. La TG04 de CTLL (79 MW) y la expansión de CTEB (279 MW) son las unidades remuneradas bajo este esquema hasta julio de 2026 y febrero de 2033, respectivamente.

PPA Res. SEE N° 21/16

Como resultado de la licitación realizada en marzo de 2016 por la SEE, los proyectos adjudicados suscribieron PPAs con CAMMESA que contemplan un cargo fijo (US$/MW-mes) y un cargo variable sin incluir combustible (US$/MWh). Bajo este esquema, están remunerados hasta agosto de 2027 la TG05 en CTLL (105 MW) y CTPP (100 MW), mientras que CTIW (100 MW) hasta diciembre de 2027.

PPA Res. SEE N° 287/17

En mayo de 2017, la SEE llamó a licitación proyectos de cogeneración y cierre de CC sobre equipamiento existente. Los proyectos adjudicados firmaron PPAs a 15 años, con un precio por la potencia disponible, el CVP sin combustible por la energía suministrada y el costo del combustible (si se ofertara).

En este marco, CTGEBA posee un PPA por 400 MW hasta julio de 2035, el cual incluye el combustible. Desde la entrada en vigencia del Plan Gas en enero de 2021, CTGEBA cedía operativamente el suministro y transporte de gas a CAMMESA, la cual fijaba un despacho centralizado. Con los nuevos lineamientos del MEM (Res. SE N° 400/25) y la cesión de contratos del Plan Gas (Res. SE N° 501/25), Pampa discontinuó dicha cesión a partir de diciembre de 2025, pasando CAMMESA a gestionar el combustible este PPA.

PPAs renovables

La Ley N° 27.191, promulgada en octubre de 2015, estableció como objetivo que el 20% de la demanda total de energía en Argentina fuera abastecida con fuentes renovables al 31 de diciembre de 2025. Para alcanzar esta meta, los grandes usuarios del MEM y CAMMESA debían cubrir dicho porcentaje de su demanda con energía renovable. La ley contempló diversos incentivos, como beneficios fiscales y la creación del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER). Al cierre del ejercicio, el 19% de la demanda de energía fue cubierta con fuentes renovables y la Ley N° 27.191 no fue renovada.

RenovAr

Bajo la Ley N° 27.191, en 2016 se convocaron las rondas 1 y 1.5 del Programa RenovAr (Res. MEyM N° 71/16 y 252/16), adjudicándose 1.142 MW en la ronda 1, y 1.281,5 MW en la ronda 1.5. En 2017 se adjudicaron 2.043 MW en la ronda 2 (Res. MEyM N° 275/17), y en 2018, 246 MW en

la ronda 3 (MiniRen). Las reducciones de gases de efecto invernadero de los proyectos bajo RenovAr o cualquier otro proyecto de potencia renovable bajo la Ley N° 27.191 son contabilizadas por el Estado Nacional para el cumplimiento de sus compromisos climáticos internacionales. PEA (100 MW) está remunerado bajo RenovAr ronda 1 hasta marzo de 2040.

MAT ER

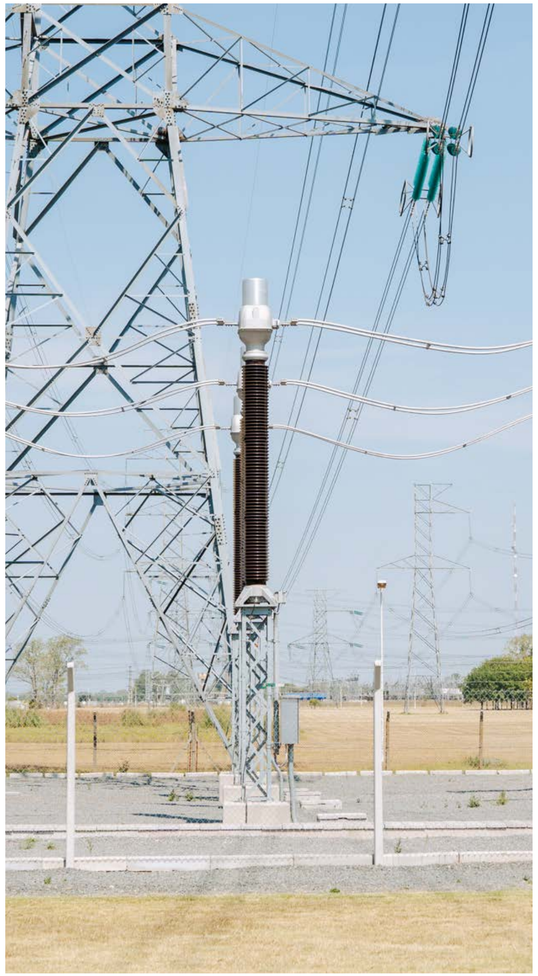
En agosto de 2017 se creó el régimen MAT ER, que permite a grandes usuarios del MEM y los GUDI contratar o autogenerar energía renovable para cumplir con las metas de la Ley N° 27.191. Bajo este esquema, PEPE 2, 3, 4 y 6 venden energía mediante PPAs en US$ con clientes privados, por un total de 327 MW y un plazo promedio de 3,5 años. Además, desde 2019 Pampa comercializa energía renovable de terceros, cuyo volumen alcanzó los 5 GWh en 2025, contribuyendo al margen del segmento MAT ER. Los excedentes de generación se remuneran al precio mínimo vigente de RenovAr hasta un 10% de la generación, siendo el remanente comercializable en el mercado spot conforme la Res. SE N° 400/25.

Nuevos lineamientos para la normalización del MEM: Mercado a Término (MAT) (Res. SE N° 400/25)

En febrero de 2025 se publicaron los lineamientos preliminares para la normalización progresiva del MEM, con el objetivo de fomentar la competencia entre generadores, la contratación directa de la demanda y una mayor descentralización en la provisión de combustibles. Entre dichos lineamientos, se habilita a las unidades comisionadas a partir del 1 de enero de 2025 a contratar el 100% de su energía y potencia en el MAT. Asimismo, se estableció un precio para la energía no suministrada y se restringió la celebración de nuevos contratos de Energía Plus desde el 31 de octubre de 2025 (Res. N° 21/25).

En octubre de 2025, la SE dictó los lineamientos definitivos (Res. SE N° 400/25), reglamentando la comercialización en el MAT de las unidades sin contratos con distribuidores, GUDIs (a través del distribuidor que actuará como comercializador) y grandes usuarios del MEM, contemplando los costos variables de operación y mantenimiento, combustibles y energía renovable. Además, los distribuidores deberán abastecer parte de la demanda eléctrica estacional.

El MAT comprende el Mercado a Término de Energía (MATE) y el Mercado a Término de Potencia (MAT Potencia), donde los generadores térmicos, hidroeléctricos y renovables compiten entre sí. Se establecen criterios de elegibilidad para comercializar en el MAT, vigentes hasta diciembre de 2029: **(i)** los generadores térmicos anteriores a 2025 pueden contratar el 100% de su capacidad con cualquier tipo de demanda, y el 100% de su generación real mensual con distribuidores por la demanda estacionalizada no cubierta y hasta el 20% con grandes usuarios; **(ii)** los generadores habilitados a partir del 1 de enero de 2025 con gestión propia de combustible o transporte de gas nuevo podrán contratarse con cualquier tipo de demanda; **(iii)** las centrales hidroeléctricas provinciales están autorizadas a contratar sin restricción con cualquier demanda hasta el 70% de su potencia; y **(iv)** los generadores renovables no pueden ofrecer contratos de potencia. Las condiciones de los contratos se pactan libremente entre las partes sobre la energía real mensual generada o consumida. Al 31 de diciembre de 2025, Pampa cerró contratos en el MAT por 92 MW medios de energía y 167 MW de potencia.



Creación del Ente Nacional Regulador de Gas y Electricidad

El 4 de julio de 2025 se dispuso la creación del Ente Nacional Regulador de Gas y Electricidad mediante la unificación del ENRE y ENARGAS (DNU N° 452/25). El nuevo organismo contará con un directorio integrado por un presidente, un vicepresidente y tres vocales, designados mediante un proceso público de selección, y deberá estar plenamente operativo dentro de los 180 días de su publicación. El 9 de octubre de 2025 se abrió la convocatoria para postulantes y el 17 de noviembre se estableció el Comité de Selección (Res. SE N° 388/25 y 479/25). A la fecha, el organismo aún no ha entrado formalmente en funciones.

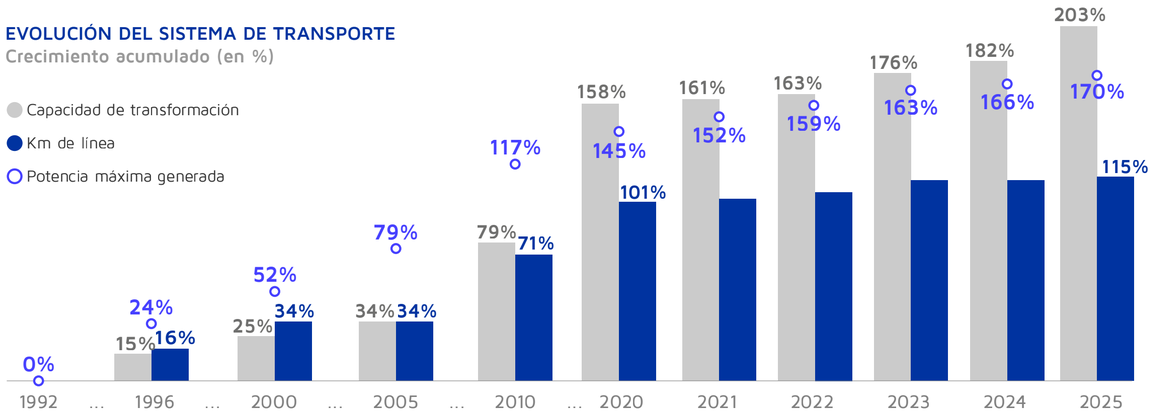
5.2 Transmisión[9]

Evolución del sistema de transporte de alta tensión

El sistema de transporte en alta tensión argentino ha experimentado un crecimiento significativo desde 2005, impulsado principalmente por el Plan Federal de Transporte en 500 kV. La ejecución del Plan Federal permitió expandir la capacidad de transformación y la extensión de líneas de alta tensión, al ritmo de crecimiento de la demanda máxima desde 1992. Como resultado, el SADI ganó estabilidad operativa, mejorando la capacidad de respuesta ante el aumento sostenido de consumo energético nacional.

9: Para más información sobre los activos bajo este segmento, ver la descripción de Transener en la sección 6.4 de esta Memoria.

EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE
Crecimiento acumulado (en %)



Fuente: Transener y CAMMESA.

Situación tarifaria de Transener

En diciembre de 2023, mediante el DNU N° 55/23, el Gobierno declaró la emergencia del sector energético nacional para los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica bajo jurisdicción federal hasta el 31 de diciembre de 2024, que luego fue prorrogada hasta el 31 de diciembre de 2027 (DNU N° 1.023/24, 370/25 y 49/26). En este contexto, se instruyó a la SE a sancionar precios en condiciones de competencia y libre acceso, mantener los niveles de ingresos en términos reales para garantizar la prestación de servicios públicos y llevar adelante las RQT de energía eléctrica y gas natural.

El 7 de enero de 2025, el ENRE informó el cronograma de la RQT para el servicio público de transporte de energía eléctrica, donde contemplaba la presentación de la remuneración anual pretendida, la realización de la audiencia pública el 25 de febrero de 2025 y la implementación de los nuevos cuadros tarifarios a partir del 1° de mayo de 2025 (Res. N° 7/25). El 3 de abril, el ENRE determinó la tasa de rentabilidad aplicable a las empresas concesionarias del transporte eléctrico en 6,48% real después de impuestos (Res. ENRE N° 236/2025).

El 30 de abril se publicaron las resoluciones que concluyeron el proceso de RQT, vigentes desde mayo de 2025 hasta 2030 (Res. N° 305 y 312/25). Dichas Res. fijan, entre otras cuestiones, la base de capital al 31 de diciembre de 2024, las inversiones obligatorias y el cuadro tarifario inicial, que contempla un aumento del 42,89% y 10,30% respecto de abril 2025 para Transener y Transba, respectivamente. Del aumento total, el 20% se aplicó en mayo de 2025, y el 80% restante se distribuyó mensualmente entre junio y diciembre 2025. También se definió un mecanismo de actualización tarifaria mensual que combina 33% IPC y 67% IPIM.

El 17 de junio, Transener y Transba presentaron recursos de reconsideración ante el ENRE contra dichas resoluciones y, como consecuencia, el ENRE modificó la estructura de costos e inversiones, sin alterar los ingresos totales previamente aprobados (Res. ENRE N° 583/25 y N° 584/25). El 5 de septiembre Transener y Transba presentaron ante el ENRE los planes de inversión a ejecutar entre 2025 y 2030.

Durante 2025, Transener y Transba registraron incrementos tarifarios acumulados del 93,5% y 47,4%, respectivamente. Asimismo, en 2026 ambas compañías recibieron un incremento del 1,9% en enero y 2,55% en febrero.

6. Nuestros activos

Pampa Energía es una de las empresas energéticas más grandes de Argentina, con activa participación en las cadenas de valor de petróleo, gas y electricidad:

Petróleo y gas[1]		**Generación de electricidad**	
Bloques	9 de producción + 2 de exploración	**Hidroeléctrico**	938 MW
Gas	12,4 mcmpd	**Térmico**[3]	4.093 MW
Petróleo[2]	11,7 kbpd	**Co-generación**	14 MW
SESA	6 MTPA de LNG	**Eólico**	427 MW
Producción total	**84,4 kboepd**	**Capacidad total**	**5.472 MW**
Petroquímica		**Otros negocios**	
	Capacidad de:		9.248 km de gasoductos +1 millón ton/año de LGN 28 mcmpd de tratamiento y compresión
Estireno	160 mil ton/año	**TGS**	
Caucho sintético	55 mil ton/año		
Poliestireno	65 mil ton/año	**Transener**	22.445 km de líneas de alta tensión
Refoma	387 mil ton/año	**VMOS**	437 km de oleoducto 550 kbpd de capacidad
Participación de mercado	**86-98%**		

NOTA: Al 31 de diciembre de 2025. Incluye CTEB, Transener y TGS, afiliadas que bajo NIIF no se consolidan en los EEFF. **1** Producción promedio. **2** Incluye 1,1 kbpd de crudo producidos en El Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga, bloques vendidos en octubre de 2025. **3** Incluye 848 MW de CTEB, co- operado por Pampa.

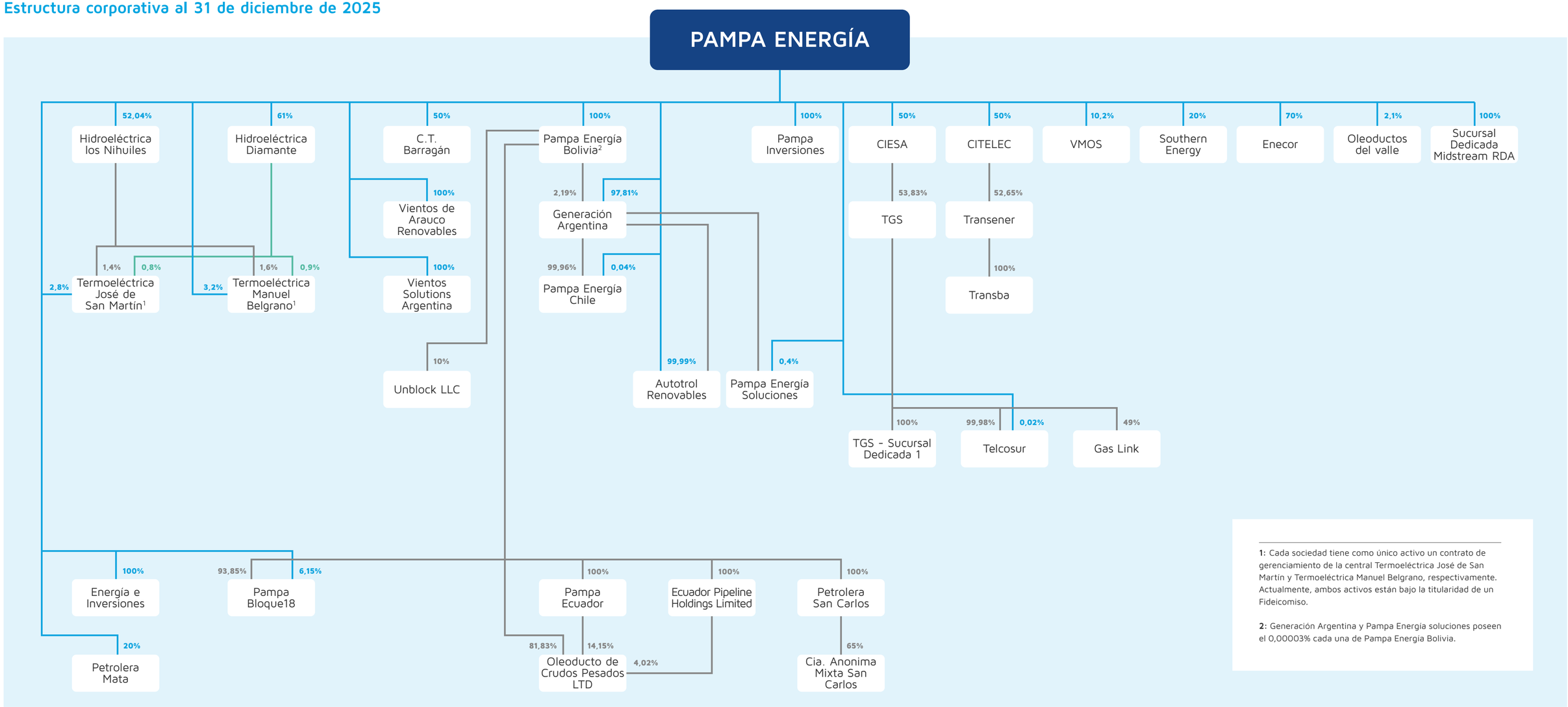
El segmento de petróleo y gas comprende las áreas operadas y no operadas en las que Pampa Energía posee tenencia accionaria. En 2025, nuestra producción promedio en Argentina alcanzó los 84,4 kboepd, consolidándonos como uno de los principales productores en la formación Vaca Muerta. Además del desarrollo de *shale oil* en Rincón de Aranda, en 2025 nos posicionamos como el quinto mayor productor gasífero en el país. El segmento incluye nuestra participación del 20% en SESA, compañía dedicada a la licuefacción de gas natural, con una capacidad proyectada de hasta 6 MTPA hacia 2029.

En generación de energía, somos la principal operadora privada del país, con una capacidad instalada de 5.472 MW, equivalente al 12% del total del parque argentino.

En petroquímica, operamos dos plantas de alta complejidad y somos el único productor local de estireno, caucho sintético y poliestireno, con una participación de mercado que oscila entre 86% y 98%.

El segmento de holding y otros negocios incluye participaciones relevantes en activos de infraestructura energética. Poseemos indirectamente el 26,9% en TGS, la mayor transportadora de gas del país, que opera 9.248 km de gasoductos, plantas de captación y tratamiento en Vaca Muerta, y una planta de LGN en General Cerri, con una capacidad de producción superior a 1 millón de ton anuales. Asimismo, poseemos una participación indirecta del 26,3% en Transener, que opera y mantiene el 86% de la red de transmisión en alta tensión de Argentina y, a través de su subsidiaria Transba, opera el sistema de transporte troncal de la Provincia de Buenos Aires, totalizando 22,4 mil km de líneas. Desde 2025, este segmento incorpora también nuestra participación del 10,2% en VMOS, un oleoducto que conectará Vaca Muerta con un puerto de exportación *offshore,* con capacidad prevista de hasta 550 kbpd hacia 2027.

Estructura corporativa al 31 de diciembre de 2025



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: Generación Argentina y Pampa Energía soluciones poseen el 0,00003% cada una de Pampa Energía Bolivia.

6.1
Petróleo y gas[10]

Pampa es una de las compañías líderes en la producción de petróleo y gas en Argentina. En 2025, alcanzamos una producción promedio de 84,4 kboepd, con un crecimiento del 8% interanual. El 63% del volumen provino de Vaca Muerta, consolidando nuestra posición entre los principales productores de la formación más relevante del país.

Este crecimiento fue impulsado por el desarrollo de *shale oil* en Rincón de Aranda, sumada la solidez en la producción de *shale gas*, que entregó un nuevo récord de 17,6 mcmpd en julio de 2025. En el año, el gas natural representó el 86% de la producción total, ubicándonos como el quinto productor nacional y tercero en shale gas en Vaca Muerta.

Las inversiones alcanzaron un récord histórico de US$1.039 millones en 2025, 194% más que en 2024, principalmente destinadas a Rincón de Aranda, donde en diciembre de 2025 alcanzó una producción de 20 kbpd. El desarrollo completo del área requiere una inversión total superior a los US$1.500 millones, para alcanzar un *plateau* de 45 kbpd. De dicho total, US$776 ya fueron ejecutados en 2025.

PRINCIPALES INDICADORES TÉCNICOS DE E&P	2024	2025
Cantidad de pozos productivos en Argentina	688	470
Total de reservas probadas (mboe)	231	296
Producción promedio total en Argentina (kboepd)	78,2	84,4
Producción promedio de gas en Argentina (mcmpd)	12,5	12,4
Producción promedio de petróleo en Argentina (kbpd)	4,8	11,7

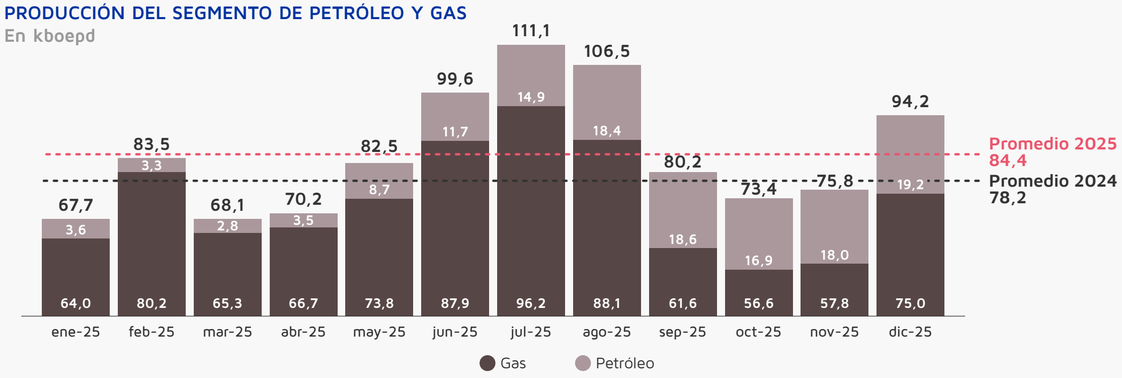
10: Para más información sobre el contexto de mercado y regulatorio, ver la sección 4.1 de esta Memoria.

Al 31 de diciembre de 2025, Pampa tiene participación accionaria en 9 bloques productivos, de los cuales opera 5, y además somos operadores de otros 2 bloques de exploración.

ÁREA	PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA 2025[1]			% GAS	CUENCA	PARTICIPACIÓN	OPERADOR	AÑO EXPIRACIÓN DE LICENCIA
	Crudo kbpd	Gas mcmpd	Total kboe					
1 El Mangrullo	0,0	6,5	0,1	57%	Neuquina	100,00%	**Pampa**	2053
2 Sierra Chata	0,1	4,2	0,1	26%	Neuquina	45,55%	**Pampa**	2053
3 Río Neuquén	0,8	1,3	0,8	1%	Neuquina	31,42%[2] 33,07%[3]	YPF	2027 2051
4 Rincon del Mangrullo[4]	0,0	0,2	0,0	6%	Neuquina	50,00%	YPF	2052
5 Rincón de Aranda	9,5	0,1	9,5	0%	Neuquina	100,00%	**Pampa**	2058
6 Río Limay Este (ex Senillosa)[5]	-	-	-	na	Neuquina	85,00%	**Pampa**	2040
7 Veta Escondida	-	-	-	na	Neuquina	55,00%	**Pampa**	2027
8 Aguaragüe	0,1	0,1	0,1	1%	Noroeste	15,00%	Tecpetrol	2037
9 Los Blancos	0,1	-	0,1	0%	Noroeste	50,00%	High Luck Group	2045
Total áreas productivas	**11,7**	**12,3**	**12**	**1%**				
1 Parva Negra Este[6]	-	0,0	**0,0**	**100%**	Neuquina	85,00%	**Pampa**	2027
2 Las Tacanas Norte	n.d.	n.d.	**n.d.**	**n.d.**	Neuquina	90,00%	**Pampa**	2027
Total áreas exploratorias	**-**	**0,0**	**0,0**	**100%**				
Total producción en Argentina	**11,7**	**12,4**	**84,4**	**86%**				

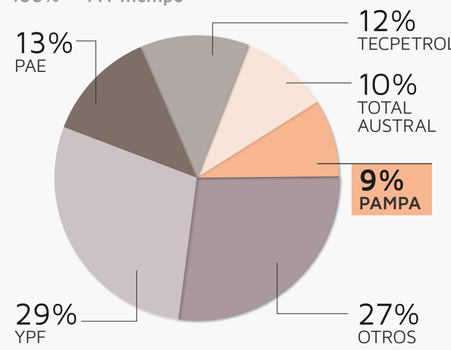
Nota: Producción a nuestra tenencia. **1** Incluye 1,1 kbpd de crudo producidos en La Tapera-Puesto Quiroga y El Tordillo, cuya salida se efectivizó en octubre de 2025. **2** Provincia de Río Negro. **3** Provincia del Neuquén. **4** No incluye la formación Vaca Muerta. **5** En proceso de reversión. **6** Lote bajo evaluación.

PRODUCCIÓN DEL SEGMENTO DE PETRÓLEO Y GAS
En kboepd



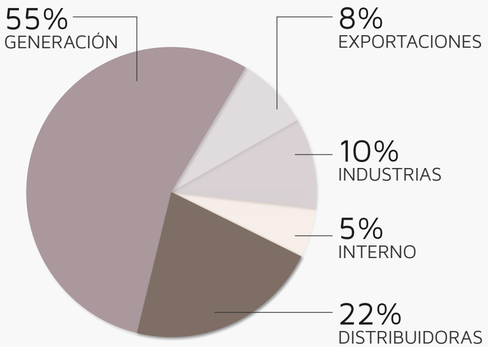
Gas natural

PRODUCCIÓN BRUTA DE GAS NATURAL 2025
100% = 141 mcmpd



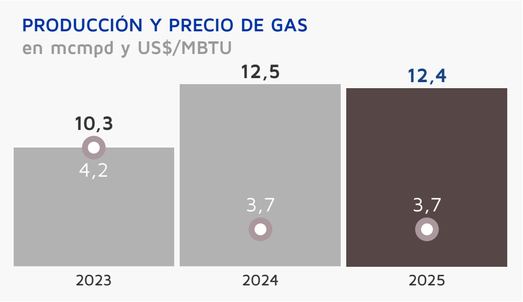
Fuente: IAPG. Los porcentajes fueron calculados con información de los últimos 12 meses a noviembre de 2025.

VENTAS DE GAS POR CANAL 2025
100% = 12,4 mcmpd



En 2025, la producción neta de gas promedió en 12,4 mcmpd, en línea con 2024, y representó el 86% del volumen total. El 24 de julio alcanzamos un nuevo pico máximo de producción de 17,6 mcmpd, 5% por encima del registrado en 2024. Durante el invierno, la producción promedió en 13,9 mcmpd, 4% menos que el invierno de 2024, debido a temperaturas moderadas y menores compromisos bajo el Plan Gas tras la finalización de los compromisos invernales de las rondas 1 y 2.

La dinámica por bloque muestra un desempeño sólido en Sierra Chata, cuya producción creció 32% interanual hasta 4,2 mcmpd promedio año y registrando un pico máximo de 6,8 mcmpd en julio. En 2025 se perforaron 8 y completaron 7, reflejando la alta productividad del bloque. En contraste, El Mangrullo, donde no hubo actividad de perforación y completación, la producción se redujo en un 13%, con un promedio anual de 6,5 mcmpd y pico de 9,1 mcmpd en julio. En conjunto, Sierra Chata y El Mangrullo aportan el 86% de nuestra producción total de gas y se ubican entre los principales bloques de gas de la Cuenca Neuquina. Además, se conectaron 5 pozos *tight* en el bloque no operado Río Neuquén, y se perforó, completó y puso en producción el primer pozo exploratorio operado por Pampa en Parva Negra Este.



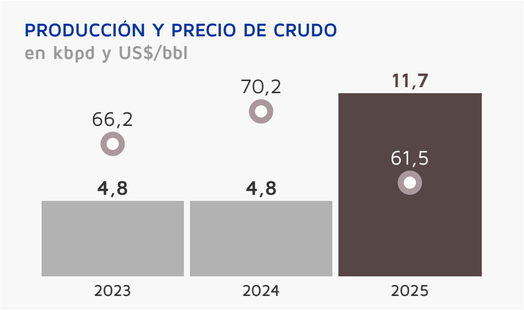
Exportaciones de gas

En 2025, Pampa exportó gas a Chile un promedio de 1 mcmpd, 68% de incremento con respecto al mismo período de 2024, impulsado por mayor demanda térmica y precios competitivos correlacionados con la baja del Brent. Asimismo, en abril de 2025 concretamos la primera exportación a Brasil por 110 mil m³ en condición interrumpible, a través de la infraestructura regional. Pampa cuenta con dos acuerdos vigentes de exportación a Brasil, por un volumen total de 2 mcmpd.

Petróleo

En 2025, la producción de petróleo a nuestra tenencia promedió los 11,7 kbpd, un aumento del 145% interanual, traccionado por el desarrollo en Rincón de Aranda (+8,6 kbpd), parcialmente compensado por la venta de la participación del 35,67% en El Tordillo y La Tapera-Puesto Quiroga (-1,4 kbpd) a Crown Point Energía S.A. el 1 de octubre de 2025 por US$2 millones, bajo la condición de *clean exit*. Con esta transacción, Pampa dejó de tener presencia en la cuenca del Golfo San Jorge.

El 52% del crudo producido se destinó a refinerías locales y el remanente a exportación, un aumento frente al 38% exportado en 2024. Se realizaron 14 cargamentos de crudo Medanito, totalizando 2.020 kb, con destino principal a Estados Unidos.



Desarrollo de Rincón de Aranda

Rincón de Aranda es el principal motor de crecimiento de Pampa en la producción de *shale oil*. A comienzos de 2025, tras la inclusión de proyectos de *midstream* dentro del RIGI, iniciamos la construcción de la infraestructura de soporte. En abril de 2025 entró en operaciones el oleoducto Duplicar, habilitando la conexión de nuevos pads y el escalamiento del desarrollo. Se perforaron 40 pozos y se completaron 26, ascendiendo la producción promedio anual a 9,5 kbpd vs. 0,9 kbpd en 2024, y en diciembre de 2025 alcanzamos el objetivo de 20 kbpd. El costo de extracción descendió dramáticamente, de US$35/bbl durante el 1T25 a US$10/bbl en el 4T25.

Prevemos alcanzar 28 kbpd en el segundo semestre de 2026, mediante la habilitación de la segunda planta de tratamiento temporaria, mientras avanzan la construcción de las instalaciones definitivas y acuerdos con terceros para ampliar la capacidad de evacuación.

La reciente incorporación al RIGI de proyectos de exploración y explotación petrolera onshore habilita el desarrollo de la zona norte de Rincón de Aranda, de menor productividad relativa dentro de Vaca Muerta, integrándola al plan de desarrollo estimado en más de US$1.500 millones hasta 2027, cuando se alcance el *plateau* de producción de 45 kbpd. Dicho plan representa la mayor asignación de capital en un solo activo en la historia de Pampa. Durante el 2025, ejecutamos US$776 millones, reflejando el avance sostenido del proyecto y nuestro compromiso con su desarrollo a escala.

La participación de Pampa en el proyecto Vaca Muerta Oil Sur (VMOS) asegura una capacidad de evacuación y almacenamiento de hasta 50 kbpd, crítico para acomodar el *plateau* planificado en Rincón de Aranda. Asimismo, Pampa cuenta con una capacidad de transporte por 8 kbpd en el oleoducto OldelVal, fortaleciendo la infraestructura de evacuación desde Vaca Muerta.

Exploración

Durante 2025 conectamos dos pozos horizontales en Río Neuquén, ambos con objetivo a la formación Vaca Muerta. En el área Parva Negra Este, como parte del compromiso exploratorio para la extensión del lote bajo evaluación hasta 2027, se llevó a cabo la perforación, completación, ensayo y puesta en producción de un pozo horizontal, también con objetivo a Vaca Muerta.

Reservas

Las reservas son estimadas anualmente por geólogos e ingenieros de Pampa conforme a las normas de la SEC, quienes determinan los volúmenes de hidrocarburos recuperables desde una fecha específica, basándose en la calidad de la información disponible y la interpretación de los especialistas. Dado que dependen de múltiples supuestos, dichas estimaciones pueden diferir de las cantidades finales recuperadas. Gaffney Cline & Associates, consultores técnicos internacionales, llevaron a cabo una auditoría independiente de nuestras reservas, auditando el 99% de las reservas probadas (P1) estimadas por Pampa, concluyendo que los volúmenes son razonables. Las reservas estimadas se presentan antes del pago de regalías, tratándose estas como costos operativos debido a su similitud con un impuesto a la producción.

Al 31 de diciembre de 2025, las reservas P1 de Pampa ascendieron a 296 millones de boe, un 28% superior al cierre de 2024, explicado principalmente por el *derisking* de reservas en Rincón de Aranda, sumada la productividad de los nuevos pozos en Sierra Chata. Considerando los niveles de producción y las adiciones en 2025, el índice de reposición de reservas fue de 3,2 veces y la vida promedio ascendió de 8,6 a aproximadamente 10,2 años. Del total de reservas P1, el 81% corresponde a gas natural y el 19% a petróleo. Además, el 69% proviene de reservorios *shale,* principalmente en Sierra Chata, Rincón de Aranda y El Mangrullo, en comparación con el 57% en diciembre de 2024.

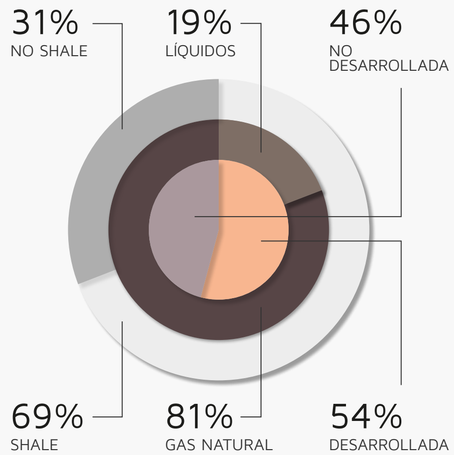
RESERVAS PROBADAS (P1) EN ARGENTINA
en mboe

	PETRÓLEO, CONDENSADO Y LGN	GAS NATURAL	TOTAL
Probadas desarrolladas (P1-D)	24,0	135,7	**159,7**
Probadas no desarrolladas (P1-ND)	33,0	103,2	**136,1**
Total al 31 de diciembre de 2025	**57,0**	**238,9**	**295,8**
% shale	***92%***	***64%***	***69%***
Total al 31 de diciembre de 2024	17,2	214,0	**231,2**
% shale	*68%*	*56%*	***57%***

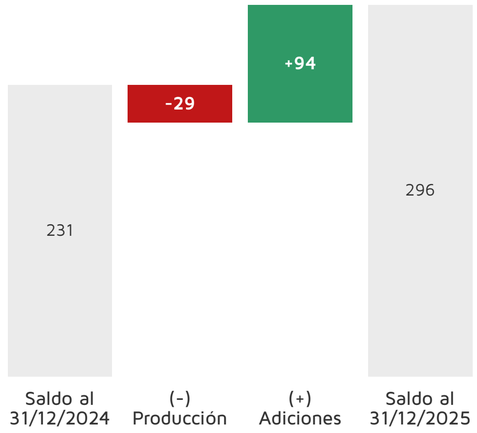
RESERVAS PROBADAS (P1) POR BLOQUE
en mboe

	PETRÓLEO	GAS NATURAL	TOTAL	*VARIACIÓN vs. 2024*
Sierra Chata	0,2	95,9	**96,1**	***+41%***
El Mangrullo	-	85,2	**85,3**	***-5%***
Rincón de Aranda	52,2	3,9	**56,1**	***+352%***
Río Neuquén	3,7	50,9	**54,6**	***-1%***
Aguaragüe	0,2	1,7	**1,9**	***-5%***
Rincón del Mangrullo	-	1,2	**1,2**	***-13%***
Los Blancos	0,7	-	**0,7**	***-2%***
El Tordillo	-	-	-	***-100%***
Total al 31 de diciembre de 2025	**57,0**	**238,9**	**295,8**	***+28%***

TOTAL DE RESERVAS PROBADAS
Al 31 de diciembre de 2025
100% = 296 millones de boe



EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS PROBADAS CERTIFICADAS
En millones de boe



Proyecto FLNG de SESA

En 2024, Pampa anunció la participación del 20% en SESA, el proyecto pionero de GNL de Argentina, en asociación con PAE, Harbour Energy, YPF y Golar. Esta iniciativa permite monetizar reservas en Vaca Muerta y posicionar a Argentina como exportador en el mercado global de GNL, además de generar flujos de divisas, empleo y desarrollo de proveedores locales.

En mayo de 2025, se acordó la contratación por 20 años del buque flotante de licuefacción Hilli Episeyo, y más tarde, en octubre de 2025, para el MKII. Hilli Episeyo cuenta con capacidad nominal de 2,45 MTPA, sumado el MKII, con capacidad nominal de 3,5 MTPA. Ambos estarán ubicados en el Golfo de San Matías, provincia de Río Negro, y permitirán exportar hasta 6 MTPA de GNL. Se prevé que el Hilli inicie operaciones a fines de 2027 o inicios de 2028, seguido por el MKII a fines de 2028.

SESA suscribió contratos GSA por 20 años con Pampa, PAE, YPF y Wintershall. De los 27 mcmpd gas natural requeridos, Pampa abastecerá hasta 6 mcmpd, equivalente a casi el 50% de la producción promedio actual. La inversión estimada asciende a US$7.000 millones a lo largo de 20 años, e incluye el montaje de instalaciones flotantes de licuefacción, y la construcción de instalaciones auxiliares y complementarias. Además, se prevé la construcción de un gasoducto dedicado entre la provincia del Neuquén y el Golfo San Matías, lo que permitirá operar los buques durante todo el año. El Proyecto FLNG ya solicitó su adhesión al RIGI ante el MECON y recibió autorización de la SE para exportar GNL libremente durante 30 años.

11: Para más información sobre el contexto de mercado y regulatorio, ver la sección 5.1 en esta Memoria.

6.2 Generación de electricidad[11]

A continuación, se resume el desempeño de los 17 activos de generación eléctrica al cierre de 2025:

PRINCIPALES INDICADORES OPERATIVOS DEL SEGMENTO DE GENERACIÓN

	EÓLICAS					HIDROELÉCTRICAS			SUBTOTAL EÓLICAS + HIDRO
	PEPE2	PEPE3	PEPE4	PEA	PEPE6	HINISA	HIDISA	HPPL	
Capacidad instalada (MW)	53	53	81	100	140	265	388	285	**1.365**
Capacidad contratada (MW)	53	53	81	*100*	*140*	41	-	-	***469***
Participación del mercado	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,3%	0,6%	0,9%	0,6%	**3,1%**
Período anual									
Generación neta 2025 (GWh)	**206**	**241**	**361**	**322**	**583**	**283**	**520**	**558**	**3.074**
Participación de mercado	**0,1%**	**0,2%**	**0,3%**	**0,2%**	**0,4%**	**0,2%**	**0,4%**	**0,4%**	**2,2%**
Ventas 2025 (GWh)	**215**	**241**	**361**	**322**	**583**	**283**	**520**	**558**	**3.083**
Generación neta 2024 (GWh)	188	202	341	343	197	857	616	890	**3.633**
Variación 2025 vs 2024	+10%	+20%	+6%	-6%	na	-67%	-16%	-37%	**-15%**
Ventas 2024 (GWh)	201	202	341	343	195	857	616	890	**3.643**
Precio prom. 2025 (US$/MWh)	**89**	**63**	**63**	**79**	**63**	**21**	**28**	**20**	**49**
Precio prom. 2024 (US$/Mwh)	81	64	64	82	64	13	21	13	**35**
Margen bruto prom. 2025 (US$/MWh)	**48**	**54**	**54**	**56**	**55**	**3**	**17**	**7**	**35**
Margen bruto prom. 2024 (US$/MWh)	49	57	57	64	59	5	10	5	**24**

Nota: Los valores están sujetos a redondeo, por lo que el total puede no igualar su suma. Margen bruto antes de amortización y depreciación.

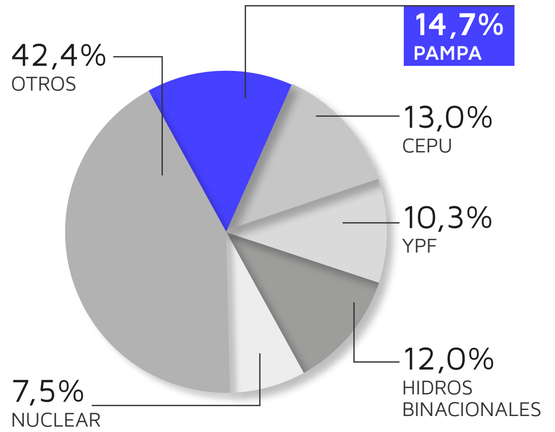
PRINCIPALES INDICADORES OPERATIVOS DEL SEGMENTO DE GENERACIÓN

	TÉRMICAS										TOTAL
	CTLL	CTG	CTP	CPB	CTPP	CTIW	CTGEBA	ECO-ENERGÍA	CTEB[1]	SUBTOTAL TÉRMICAS	
Capacidad instalada (MW)	780	361	30	620	100	100	1.254	14	848	**4.107**	**5.472**
Capacidad contratada (MW)	*224*	85	-	-	*100*	*100*	*497*	14	*279*	***1.299***	***1.768***
Participación del mercado	1,8%	0,8%	0,07%	1,4%	0,2%	0,2%	2,8%	0,03%	1,9%	**9,3%**	**12%**
Periodo anual											
Generación neta 2025 (GWh)	**4.326**	**261**	**53**	**514**	**139**	**134**	**8.144**	**54**	**4.325**	**17.950**	**21.024**
Participación de mercado	**3.1%**	**0,2%**	**0,04%**	**0,4%**	**0,1%**	**0,1%**	**5,8%**	**0,04%**	**3,1%**	**12,7%**	**14,8%**
Ventas 2025 (GWh)	**4.244**	**448**	**53**	**514**	**139**	**134**	**8.566**	**123**	**4.321**	**18.542**	**21.625**
Generación neta 2024 (GWh)	4.754	303	59	262	192	145	7.584	70	4.741	**18.111**	**21.743**
Variación 2025 vs. 2024	*-9%*	*-14%*	*-9%*	*+96%*	*-27%*	*-8%*	*+7%*	*-23%*	*-9%*	***-1%***	***-3%***
Ventas 2024 (GWh)	4.705	625	59	262	192	145	8.043	150	4.733	**18.914**	**22.557**
Precio prom. 2025 (US$/MWh)	**32**	**88**	**62**	**92**	**na**	**na**	**39**	**39**	**36**	**42**	**43**
Precio prom. 2024 (US$/Mwh)	20	54	30	124	na	na	38	36	30	**36**	**36**
Margen bruto prom. 2025 (US$/MWh)	**18**	**38**	**23**	**46**	**na**	**na**	**20**	**14**	**26**	**24**	**26**
Margen bruto prom. 2024 (US$/MWh)	17	21	3	24	na	142	19	10	24	**22**	**23**

Nota: Los valores están sujetos a redondeo, por lo que el total puede no igualar su suma. Margen bruto antes de amortización y depreciación.
1 Co-operada por Pampa (participación accionaria del 50%).

GENERACIÓN ELÉCTRICA NETA 2025

100% = 142.787 GWh



Fuente: CAMMESA.

Generación eólica

Pampa cuenta con cinco parques eólicos, con una capacidad instalada total de 427 MW, consolidándose como uno de los principales generadores de energía renovable del país.

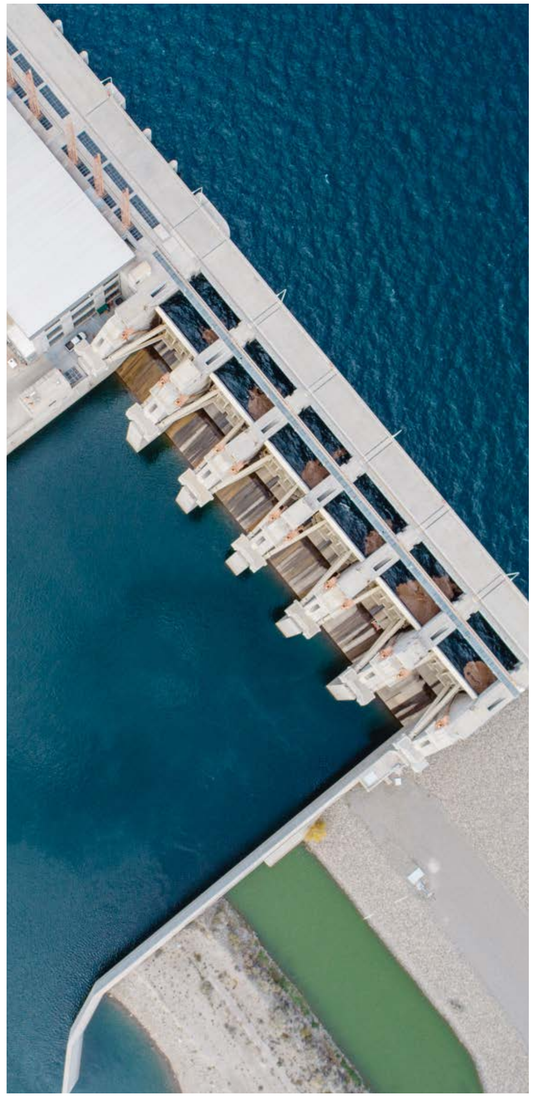
PEPE 2, ubicado sobre la ruta provincial N° 51, a 18 km de la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, fue habilitado en mayo de 2019 con una capacidad instalada de 53 MW, representando el 0,1% de la potencia argentina. Sus 14 aerogeneradores Vestas V-136 de 3,8 MW de potencia cada uno, cuentan con una altura al buje de 120 metros y un factor de carga neto P50 del 56%. La generación media anual desde 2020 fue de 197 GWh.

PEPE 3, ubicado en Coronel Rosales, sobre la ruta nacional N° 3, a 45 km de Bahía Blanca, es un parque gemelo de PEPE 2, pero con un factor de carga neto P50 del 63% y una generación media anual de 221 GWh desde 2020. PEPE II y PEPE III están registrados para emitir certificados IREC.

PEPE 4, adyacente a PEPE 3, aporta 81 MW, equivalente al 0,2% de la capacidad del país, mediante 18 aerogeneradores Vestas V-150 de 4,5 MW cada uno, con una altura al buje de 105 metros y un factor de carga neto P50 del 63%. Desde 2023, la generación media anual fue de 244 GWh.

PEA, en la provincia de La Rioja, a 90 km al norte de la capital provincial, sobre la ruta provincial N° 9. PEA cuenta con 38 aerogeneradores Siemens Gamesa G-114 de 2,625 MW cada uno, con una altura al buje de 80 metros y un factor de carga neto P50 del 43%. Su capacidad instalada es de 100 MW, representando el 0,2% de la potencia argentina. PEA fue habilitado en marzo de 2020 y vende su energía a CAMMESA bajo el programa RenovAr. La generación media anual histórica desde 2020 fue de 284 GWh.

PEPE 6, adyacente a PEPE 2, fue habilitado comercialmente en noviembre de 2024 y aporta 139,5 MW, equivalente al 0,3% de la potencia argentina. Cuenta con 31 aerogeneradores Vestas V-150 de 4,5 MW cada uno, con una altura al buje de 105 metros y un factor de carga neto P50 del 63%. La generación en 2025 fue de 583 GWh. Este parque se conecta al Sistema Argentino en una línea de 500 kV.



Generación hidroeléctrica

Pampa opera tres concesiones en Mendoza y Neuquén, con una potencia bruta total de 938 MW, que representa el 10% de la capacidad hidroeléctrica nacional y 2% del total del país.

Situada sobre el río Atuel, en la provincia de Mendoza, **HINISA** opera el Sistema Los Nihuiles, conformado por tres represas, tres plantas generadoras de energía hidroeléctrica (Nihuil I, Nihuil II y Nihuil III) y un dique compensador. Con una capacidad instalada de 265 MW, 0,6% de la capacidad total de Argentina, HINISA abarca aproximadamente 40 km y se eleva entre los 754 m y 1.251 m sobre el nivel del mar. Entre 1990 y 2025, su generación media anual fue de 767 GWh, alcanzando un máximo de 1.250 GWh en 2006 y un mínimo de 283 GWh en 2025, debido al temporal ocurrido el 11 de enero 2025, que causó daños severos en el Cañón del Atuel, dejando fuera de servicio e inoperativas las centrales Nihuil 2 y 3. Se activaron los seguros bajo la póliza de Todo Riesgo Operativo, dando notificación a las autoridades y evaluando el estado de los equipamientos afectados, y ya se realizaron todos los análisis para su refuncionalización. Pampa tiene una participación directa del 52% sobre el capital accionario de HINISA.

El 1 de junio de 2024 vencieron las concesiones de 30 años de HINISA, una otorgada por la provincia de Mendoza para el uso de bienes y recursos hídricos, y otra del Estado Nacional para la generación de energía eléctrica. El 27 de mayo de 2024, el Gobierno de la Provincia de Mendoza y la SE extendieron por 12 meses las concesiones (DNU N° 1.021 y Res. SE N° 83/24). Como consecuencia del siniestro sufrido en enero de 2025, el 26 de mayo de 2025 el gobierno de la Provincia de Mendoza declaró la emergencia del sistema y prorrogó el período de transición por 14 meses (Ley N° 9.630). Pampa comunicó que dicha extensión requería un acuerdo con HINISA y, ante la falta de definición, HINISA decidió continuar operando, con el objetivo de resguardar los bienes concesionados, el suministro eléctrico y la seguridad de personas e instalaciones. La continuidad operativa no implica que HINISA acepte de forma unilateral la prórroga ni que asuma nuevas obligaciones o responsabilidades, ni que renuncie a sus derechos bajo los Contratos de Concesión. Actualmente, las concesiones tienen fecha de finalización en julio de 2026.

En la misma provincia de Mendoza, sobre el río Diamante se encuentra **HIDISA**, que opera el Sistema Diamante, conformado por tres represas y tres plantas generadoras de energía hidroeléctrica (Agua del Toro, Los Reyunos y El Tigre). Con una potencia bruta de 388 MW, 0,9% de la capacidad total de Argentina, HIDISA se extiende a lo largo de unos 55 km y tiene una altura que oscila entre los 873 m y 1.338 m sobre el nivel del mar. La generación media anual entre 1990 y 2025 fue de 528 GWh, con un pico de 943 GWh en 2006 y un mínimo de 303 GWh en 2022. Pampa tiene una participación directa del 61% sobre el capital accionario de HIDISA.

El 19 de octubre de 2024 vencieron las concesiones de HIDISA, una otorgada por la provincia de Mendoza para el uso los recursos hídricos, y otra del Estado Nacional para el uso de los bienes y la generación eléctrica. El 18 de octubre de 2024, el Gobierno de Mendoza fijó el período de transición de 12 meses a partir del vencimiento (DNU N° 2.096/24). Asimismo, la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería de la Nación fijó el período de transición hasta el 1 de junio de 2025 (Res. SCEyM N° 1/24). El 20 de octubre de 2025, la SE propuso extender la concesión de HIDISA hasta junio de 2026, sujeta a la adhesión de Pampa a las condiciones del contrato original y a nuevas disposiciones, entre ellas actualización de garantías, renuncia a reclamos contra el Estado por cambios en el esquema remuneratorio y pago de regalías a la Provincia de Mendoza (Res. SE N° 398/25). El 19 de noviembre de 2025, Pampa adhirió proponiendo ciertas modificaciones que, hasta la fecha, no han sido objetadas y extendió la operación hasta julio de 2026.

El 8 de marzo de 2025, el Estado Nacional y la provincia de Mendoza acordaron licitar conjuntamente las concesiones de HIDISA e HINISA como una sola unidad de negocio. La Agencia de Transformación de Empresas Públicas fue designada para coordinar y ejecutar la licitación en un plazo máximo de 60 días hábiles. Sin embargo, a la fecha no se ha publicado el calendario de dicha licitación.

La central **HPPL**, ubicada en la provincia del Neuquén sobre el río Limay, comenzó su operación en 1999 bajo una concesión de 30 años. HPPL tiene una capacidad instalada de 285 MW, que representa el 0,6% de la potencia total argentina, distribuida en 3 turbinas tipo Kaplan. La presa está compuesta por materiales sueltos con pantalla impermeable de hormigón, tiene una longitud de 1.045 m y una altura máxima de 54 m, con una cota máxima extraordinaria de 480 m sobre el nivel del mar. Entre 2000 y 2025, HPPL registró una generación media anual de 912 GWh, con un máximo de 1.430 GWh en

2006 y un mínimo de 494 GWh en 2016. La concesión de HPPL es 100% propiedad de Pampa.

Generación térmica

Pampa es uno de los principales generadores térmicos del país, con nueve centrales en todo el territorio argentino y una capacidad bruta total de 4.107 MW.

CTG está ubicada en el noroeste argentino, en la ciudad de Gral. Güemes, provincia de Salta. Privatizada en 1992, cuenta con 361 MW, equivalente al 0,8% de la potencia argentina: tres TV que suman un total de 261 MW y una TG GE de 100 MW. Entre 1993 y 2025, la generación anual promedio fue de 1.486 GWh, con un máximo de 1.903 GWh en 1996 y un mínimo de 225 GWh en 2022 y 2023.

También en Salta, al norte, se encuentra en el paraje Piquirenda **CTP,** en el Municipio de Aguaray, Departamento General San Martín. Cuenta con una capacidad de 30 MW compuestos por diez motogeneradores GE Jenbacher JGS 620 alimentados a gas, representando el 0,1% de la potencia argentina. Desde 2011 a 2025, la generación anual promedio fue de 96 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, cerca del que fuera uno de los yacimientos gasíferos homónimo más grandes de Latinoamérica. Habilitada en 1994, pose una potencia de 780 MW, el 1,8% de la potencia argentina, y consta de un CC con tres TG GE de 375 MW y una TV Siemens de 180 MW, dos TG GE de 105 MW cada una, y 15 MW de

motores a gas MAN. Desde 1997 a 2025, la generación media anual fue de 2.539 GWh, con un máximo de 5.103 GWh en 2022 y un mínimo de 272 GWh en 2002.

En el 2025 se llevó a cabo el mantenimiento mayor de la unidad TG01 del CC. Las tareas incluyeron la actualización de las protecciones del generador y del transformador, así como el cambio completo del sistema de excitación. Se realizó una inspección mayor con el reemplazo del rotor de la turbina para extender su vida útil. El mantenimiento del generador contempló mediciones eléctricas y trabajos preventivos sobre los sistemas de Instrumentación y Control. Asimismo, se efectuó la alineación de carcasas y el reemplazo de los bushings del transformador, asegurando la confiabilidad y eficiencia operativa de la unidad.

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**, en el puerto de Ingeniero White, de 620 MW, equivalente al 1,4% de la potencia argentina, distribuidos en 2 TV de 310 MW cada una. Sus calderas pueden operar con FO o gas, siendo este último abastecido a través de un gasoducto propio de 22 km, conectado al gasoducto troncal de TGS. CPB cuenta además con dos tanques para el almacenamiento de FO de 60.000 m3. Desde 1997 a 2025, la generación media anual fue de 1.744 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,** con 100 MW de potencia, que representa el 0,2% de la capacidad argentina, mediante 6 motogeneradores Wärtsilä de combustible dual gas natural o FO. La provisión de combustible líquido se realiza utilizando las instalaciones de descarga y almacenamiento de CPB, al igual que el gas natural mediante la instalación interna de la central. Entre 2018 y 2025, la generación media anual fue de 221 GWh, con un máximo de 312 GWh en 2019 y un mínimo de 134 GWh en 2025.

En las afueras de Bahía Blanca se encuentra **EcoEnergía,** una central de cogeneración ubicada dentro del Complejo General Cerri de TGS, la cual consiste en una TV de 14 MW alimentada con los vapores generados por una caldera de recuperación, la cual utiliza los gases de escape de las compresoras de Cerri. Desde 2012 a 2025, la generación media anual fue de 81 GWh, con un máximo de 108 GWh en 2018 y un mínimo de 54 GWh en 2025.

Otras dos CT de la provincia de Buenos Aires se sitúan en el Gran Buenos Aires: **CTGEBA** en Marcos Paz, estratégicamente ubicada a 1 km de la estación transformadora de Ezeiza, un nodo clave para la provisión de energía a la mayor demanda del país. CTGEBA inició operaciones en 1999 y es una de las CT más grandes del país, con una potencia total de 1.253 MW, el 2,8% del parque argentino. Consta de un CC con dos TG de 223 MW cada una y una TV de 239 MW, y el segundo CC cuenta con dos TG de 182 MW y 188 MW cada una, y la TV de 199 MW. Desde 2000 a 2025, la generación media anual histórica fue de 5.492 GWh, con un máximo de 8.594 GWh en 2021 y un mínimo de 3.438 GWh en 2001.

Al norte del Gran Buenos Aires se encuentra **CTPP,** en el

Parque Industrial del partido de Pilar, de 100 MW de potencia, 0,2% del total del país, mediante 6 motogeneradores Wärtsilä. CTPP puede consumir indistintamente FO almacenado en tanques propios o gas natural, abastecido a través de un gasoducto dedicado conectado al troncal de TGN. Desde 2018 a 2025, la generación media anual fue de 213 GWh, con un máximo de 321 GWh en 2022 y un mínimo de 139 GWh en 2025.

Finalmente, **CTEB** es la sexta CT en la provincia de Buenos Aires, ubicada en Ensenada, Gran La Plata. Cuenta con una capacidad de 848 MW, equivalente al 1,9% de la potencia total argentina, compuesta por dos TG Siemens de 285 MW y 284 MW cada una, y una TV Siemens de 279 MW. CTEB puede consumir gas natural o GO almacenado en dos tanques de 46.000 m3. Desde 2013 a 2025, la generación media anual fue de 1.910 GWh, con un máximo de 4.741 GWh en 2024 y un mínimo de 255 GWh en 2020. Pampa opera CTEB bajo un esquema compartido con YPF, y poseemos una participación del 50% sobre el capital accionario de CTBSA, sociedad cuyo único activo es CTEB. En 2025 se realizó un trabajo de repotenciación de las dos TG y la TV que, sumado al mantenimiento mayor de las turbinas, demandó una inversión de US$30 millones.

6.3 Petroquímica

El segmento de petroquímica está integrado verticalmente con nuestras operaciones de gas, lo que permite optimizar la cadena de valor y consolidar la posición en el mercado de estirénicos. Pampa es la única productora argentina de estireno monómero, caucho, poliestireno y elastómeros, y el único fabricante integrado que transforma petróleo y gas en plásticos. En este esquema, utilizamos benceno propio para producir estireno, que luego se emplea en la elaboración de poliestireno y caucho sintético. Además de estirénicos, producimos bases octánicas para naftas, benceno, solventes aromáticos, hexano y otros solventes parafínicos hidrogenados, y propelentes para industria cosmética.

Pampa opera el complejo petroquímico integrado PGSM en San Lorenzo, provincia de Santa Fe, con una capacidad de producción anual de 50 kton de gases (GLP utilizado 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. En el mismo predio, contamos con una planta de Reforma, con capacidad de producción de 387 kton de bases octánicas, naftas y aromáticos. Complementariamente, contamos con una planta de poliestireno en Zárate, provincia de Buenos Aires, con una capacidad de producción de 65 kton. Al 31 de diciembre de 2025, la participación estimada de Pampa en el mercado argentino alcanzó el 98% en estireno, 92% en poliestireno y 86% en caucho sintético.

El desempeño de este negocio está condicionado por la dinámica global de oferta y demanda, que impacta directamente en precios y márgenes. En cuanto a las exportaciones, este negocio está sujeto a un derecho de exportación del 4,5% para la mayoría de sus productos (estireno, poliestireno, caucho y tolueno, DNU N° 1060/20). Otros productos como naphthas, aromáticos y solventes tributan el 8% (DNU N° 488/20). En 2025, el 40% del volumen comercializado se destinó a exportación.

PRINCIPALES INDICADORES DE PETROQUÍMICA

	PRODUCTOS			
	ESTIRENO Y POLIESTIRENO	CAUCHO SINTÉTICO	REFORMA Y OTROS	TOTAL
Volumen vendido 2025 (miles de ton)	**84**	**41**	**335**	**460**
Volumen vendido 2024 (miles de ton)	88	45	336	469
Variación vs. 2024	*-5%*	*-8%*	*-0%*	*-2%*
Precio promedio 2025 (US$/ton)	**1.486**	**1.615**	**752**	**963**
Precio promedio 2024 (US$/ton)	1.744	1.843	832	1.100
Variación vs. 2024	*-15%*	*-12%*	*-10%*	*-12%*

En estirénicos, el 2025 continuó marcado por la contracción de la demanda y una mayor competencia de importaciones. En el mercado doméstico, los volúmenes de caucho y estireno disminuyeron 25% y 9% interanual, respectivamente, mientras que el poliestireno se mantuvo estable. El aumento del 67% interanual en las exportaciones de estireno a Brasil compensaron la merma en las ventas, pero también hubo reducciones del 63% y 5% en las ventas foráneas de poliestireno y caucho, respectivamente. En propileno, el volumen de ventas cayó un 54% hasta 3 kton, debido a una menor carga de la planta de etileno y mayor recirculación de propano propileno.

En el negocio de la Reforma, el volumen de ventas se mantuvo estable, principalmente por el aumento del 11% en solventes y del 185% en corte aromático, parcialmente compensados por descensos del 5% en bases octánicas, 3% en *naphthas* y 28% en propelente. Durante 2025 se procesaron 382 kton de nafta virgen, 6% más que en 2024, incluyendo 68 kton importadas.

6.4
Otros negocios

Transener[12]

Transener es la empresa líder en el servicio público de transmisión de energía eléctrica en alta tensión en la Argentina. Concesionaria de 15.456 km de líneas y 61 estaciones transformadoras, opera el 86% del sistema de alta tensión del país. Su subsidiaria, Transba, opera el Sistema de Transporte por Distribución Troncal de la provincia de Buenos Aires, que consiste en 6.989 km de líneas y 116 estaciones transformadoras. Al 31 de diciembre de 2025, Pampa posee una participación del 26,3%.

PRINCIPALES INDICADORES DE TRANSENER	2024	2025
Datos técnicos		
Líneas de transmisión de Transener (Km)	15.408	15.456
Líneas de transmisión de Transba (Km)	6.988	6.989
Datos financieros, en US$ millones*		
Ingresos por ventas	330	394
Resultado del ejercicio, atribuible a los propietarios de la sociedad	68	134
Activo	819	829
Pasivo	218	235
Patrimonio neto	600	594

Nota: *Cifras de los EEFF anuales bajo NIIF, en millones de AR$ ajustado por inflación al 31 de diciembre de 2024 y 2025, y luego reexpresados al TCN de cierre de cada período.

Operación y mantenimiento

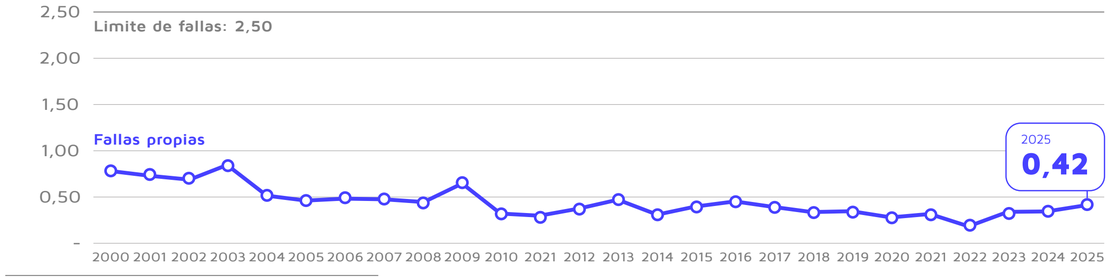
El sistema de transporte de energía eléctrica en extra alta tensión, operado y mantenido por Transener, enfrenta exigencias crecientes año a año. El 10 de febrero de 2025, la demanda alcanzó un nuevo récord histórico de 30.257 MW, superando en un 2% el pico máximo registrado en 2024. A pesar de las altas exigencias, al cierre de 2025, se registraron 0,42 fallas por cada 100 km de línea, una calidad de servicio compatible con parámetros internacionales aceptados para empresas del mismo rubro.

Los ingresos anuales generados por este segmento ascendieron a US$362 millones, representando el 92% de los ingresos totales de Transener, un crecimiento del 24% con respecto a 2024, explicado por la normalización tarifaria luego de la aprobación de la RQT en mayo de 2025.

12: Para más información sobre el contexto de mercado y regulatorio, ver el capítulo 5 de esta Memoria.

El 23 de diciembre de 2025, el ENRE aprobó la cesión de los derechos y obligaciones del Contrato COM de la Interconexión Choele Choel – Puerto Madryn de INTESAR a Transener, estableciendo la remuneración de operación y mantenimiento conforme los valores horarios a aplicables (Res. N° 811/25).

ÍNDICE DE FALLAS
Tasa por cada 100 km de líneas



Fuente: Transener.

Desarrollo de negocios

Los ingresos anuales generados por este segmento registraron US$32 millones, representando el 8% de los ingresos totales de Transener, una disminución de 15% en comparación al 2024.

Servicios de ingeniería, obras y mantenimiento

Transener prioriza proyectos que aprovechan sus ventajas competitivas, con un enfoque creciente en energías renovables y minería. En 2025, además de brindar asesoramiento en ingeniería para estaciones transformadoras en nuevos parques eólicos, Transener amplió su oferta de servicios, y creció notablemente en la prestación de acceso al sistema interconectado, incluyendo prefactibilidad, estudios eléctricos, ingeniería básica y elaboración de pliegos técnicos para presupuestar obras.

Desde sus inicios, Transener se ha comprometido con la operación, mantenimiento y provisión de servicios especializados en transmisión de energía eléctrica a clientes privados, ya sean para uso exclusivo o vinculadas al servicio público, como transportistas independientes. Entre sus actividades se incluyen el mantenimiento de transformadores y equipos, análisis de aceite, diagnósticos especializados, reparación de fibra óptica, medición de campos eléctricos y magnéticos, implementación de automatismos y mantenimiento de líneas y estaciones transformadoras, entre otros servicios.

Transener ha mantenido una política de remuneración justa y transparente, con la mayoría de los contratos renovados continuamente, reflejando la calidad del servicio y la satisfacción de sus clientes.

Comunicaciones

Durante 2025, Transener continuó ofreciendo servicios de infraestructura para empresas de comunicaciones, manteniendo los contratos existentes de fibras ópticas y el alquiler de espacios en estaciones de microondas y estructuras para antenas. También incursionó en la prestación de servicio de transporte de datos. La creciente demanda de dichos servicios impulsó los ingresos, reflejando el aumento en el volumen de servicios prestados y las condiciones comerciales. Además, Transener continúa brindando servicios de apoyo en comunicaciones operativas y transmisión de datos para los agentes del MEM.

13: Para más información sobre el contexto de mercado y regulatorio, ver el capítulo 4 de esta Memoria.

TGS[13]

TGS es la principal transportadora de gas del país, operadora del sistema de gasoductos más extenso de América Latina. Asimismo, es uno de los principales productores y comercializadores de LGN, actividad que desarrolla en el Complejo Cerri, en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. TGS también brinda soluciones integrales en la cadena de valor del gas, incluyendo transporte desde Vaca Muerta a través del ducto colector, el tratamiento en la planta Tratayén y la inyección en el gasoducto troncal. A través de su sociedad controlada Telcosur, brinda soluciones en telecomunicaciones. Al 31 de diciembre de 2025, Pampa posee una participación del 26,9% en TGS.

PRINCIPALES INDICADORES DE TGS

	2024	2025
Datos técnicos		
Transporte de gas		
Capacidad en firme contratada promedio (en mcmpd)	83,5	89,3
Entregas promedio (en mcmpd)	69,5	74,2
Producción y comercialización de LGN		
Producción total de LGN (en kton)	1.052	1.096
Capacidad de procesamiento de gas (en mcmpd)	47,0	47,0
Midstream		
Capacidad de tratamiento y compresión (en mcmpd)	21,4	28,0
Datos financieros, en US$ millones*		
Ingresos	1.182	1.183
Resultado del ejercicio, atribuible a los propietarios de la sociedad	359	289
Activo	3.289	3.721
Pasivo	1.125	1.571
Patrimonio Neto	2.164	2.150

Nota: *Cifras de los EEFF anuales bajo NIIF, en millones de AR$ ajustado por inflación al 31 de diciembre de 2024 y 2025, y luego reexpresados al TCN de cierre de cada período.

El 7 de marzo de 2025, una inundación extraordinaria afectó el Complejo Cerri, interrumpiendo totalmente la producción de LGN y parcialmente el transporte de gas natural, además de generar daños relevantes la infraestructura de la ciudad de Bahía Blanca. Dado su índole estratégico, el transporte de gas fue reestablecido completamente de manera confiable el 24 de marzo, sin impactos significativos en los ingresos del negocio. El segmento de líquidos permaneció detenido hasta mediados de abril de 2025, reanudando operaciones en forma gradual y alcanzando niveles habituales de producción a principios de mayo. TGS presentó la documentación correspondiente ante las aseguradoras para gestionar el recupero de daños.

Segmento regulado: transporte de gas

Los ingresos del segmento regulado provienen principalmente de contratos de transporte en firme, que garantizan la reserva de capacidad del gasoducto con pago independientemente del uso efectivo del mismo, y en menor medida, de servicios interrumpibles sujetos a disponibilidad. Asimismo, TGS opera y mantiene ampliaciones del sistema cuya titularidad corresponde a fideicomisos constituidos por el Estado Nacional; por este servicio TGS percibe el Cargo de Acceso y Uso, fijado por el ENARGAS, autoridad regulatoria del negocio de transporte troncal.

Los ingresos regulados ascendieron a US$485 millones en 2025, representando el 41% de las ventas totales de TGS, con un incremento interanual del 13%, explicado por las actualizaciones tarifarias y la implementación de la RQT, vigente desde mayo de 2025. El 80% de los ingresos regulados provienen de contratos en firme (vs. 84% en 2024), con una vida promedio ponderada de

aproximadamente 11 años y una capacidad contratada promedio de 89,3 mcmpd. Asimismo, se firmaron 71 nuevos contratos de transporte interrumpible y 57 de intercambio y desplazamiento.

Durante 2025, la inyección promedio diaria al sistema operado por TGS fue de 86,4 mcmpd, similar a 2024, que incluye los aportes de las Cuencas Austral, Golfo San Jorge y Neuquina, y el gas ingresado al GPM en Salliqueló, el cual promedió 16,1 mcmpd, un 39% superior a 2024.

Segmento no regulado: producción y comercialización de LGN

En el segmento no regulado de LGN, los ingresos alcanzaron US$454 millones en 2025, un 16% menos que 2024, principalmente debido a la inundación ocurrida en el complejo Cerri en marzo de 2025 y la caída en los precios internacionales de referencia.

La producción de LGN se concentra en el Complejo Cerri, en Bahía Blanca, abastecido por todos los gasoductos de TGS. Se extraen etano, propano, butano y gasolina natural, comercializados en el mercado local y para exportación. En Argentina, el propano y butano se venden a fraccionadoras, mientras que para el mercado externo, junto a la gasolina natural, se venden a precios internacionales. El etano se coloca bajo contrato con Polisur, a precios acordados.

En 2025, TGS produjo 1.096 kton de LGN y se comercializaron 1.077 kton, manteniéndose en niveles alineados con los históricos a pesar de la interrupción temporal en Cerri. La rápida normalización operativa y la resiliencia de la planta permitieron sostener el desempeño del segmento. La mayor riqueza del gas proveniente de Vaca Muerta y del yacimiento *offshore* Fénix compensó la menor disponibilidad de la Cuenca Austral y mantuvo la eficiencia del proceso.

El costo del gas natural adquirido para la reposición de la reducción térmica de la planta fue inferior al de 2024, debido a la mayor oferta asociada al desarrollo de áreas no convencionales en Vaca Muerta, contribuyendo a optimizar costos de procesamiento y sostener márgenes en un entorno de precios menos favorable.

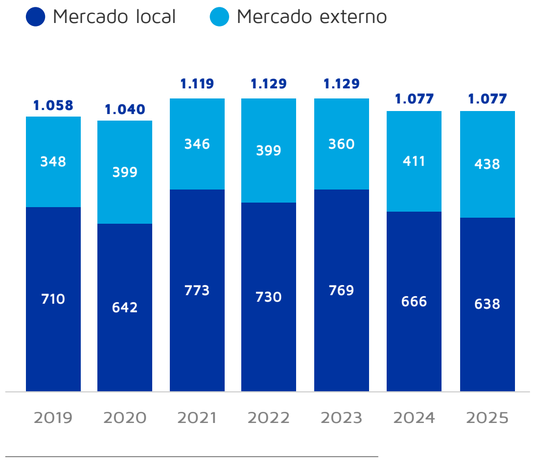
El 59% del volumen vendido se destinó al mercado interno, con un 83% de los precios pactados en US$. Si bien TGS continuó participando en programas oficiales como el Programa Hogar, los precios de venta convergieron a la paridad de exportación. Asimismo, las ventas de etano ascendieron a 334.596 ton en 2025, por encima de las 309.894 ton en 2024, aun considerando el impacto de la inundación.

Las exportaciones de LGN generaron ingresos por US$201 millones, equivalentes al 44% de las ventas del segmento y el 41% de los volúmenes comercializados. El despacho de GLP se realizó desde la Planta Galván mediante 11.402 camiones, por un total de 303.106 ton, menor a las 331.751 ton despachadas durante el 2024. Este canal abastece principalmente la demanda local y países limítrofes, y mejora los márgenes operativos y amplía la base de clientes.

Las exportaciones de GLP se realizaron mayormente en el mercado spot, capturando oportunidades asociadas a diferentes nichos de mercado y optimizando los premios en cada operación. TGS continuó fortaleciendo su posicionamiento en el mercado brasileño, manteniendo exportaciones marítimas a distribuidores y comercializadores de GLP.

En gasolina natural, durante 2025 se realizaron exportaciones bajo el contrato a 2 años con Trafigura, a precio internacional menos descuento. Asimismo, TGS firmó un nuevo contrato con ATMI Total Energies (subsidiaria de Total Energies) para el período de marzo 2026 a febrero 2028, que mejora las condiciones comerciales vigentes.

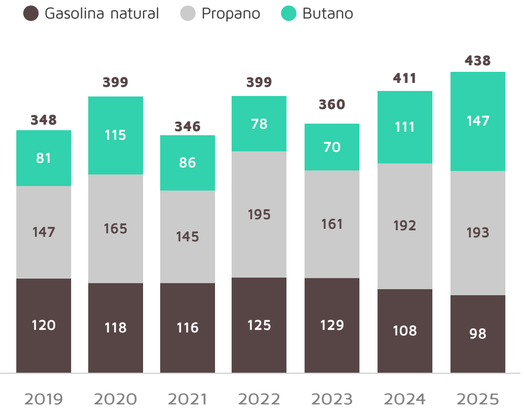
VENTAS DE LGN, POR MERCADO DE DESTINO
En kton



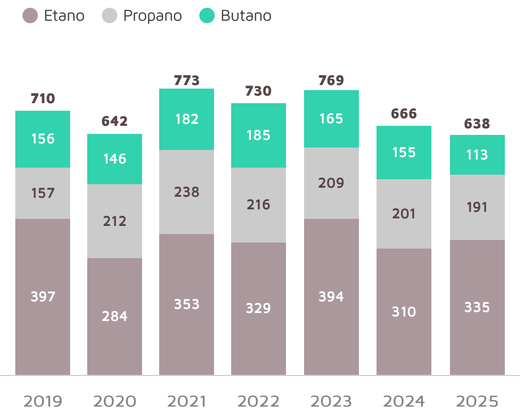
Fuente: TGS.

VENTAS DE LGN, POR PRODUCTO
En kton

Mercado externo



Mercado local



Fuente: TGS.

Segmento no regulado: midstream

El segmento no regulado de *midstream* comprende servicios de captación, tratamiento y compresión de gas, con foco en Vaca Muerta, así como las actividades de INTEGRA, entre los que se destacan la operación y mantenimiento de instalaciones de terceros, como gasoductos y plantas. También comprende el negocio de telecomunicaciones, a través de la subsidiaria Telcosur.

En 2025, el segmento generó ingresos por US$244 millones, 21% del total de TGS, con un aumento interanual del 18%, principalmente explicado por mayores volúmenes de transporte y acondicionamiento de gas en Vaca Muerta, en línea con la expansión de la producción no convencional.

Desde 2018, TGS se focalizó en ser líder en la prestación de servicios integrados para el desarrollo energético del país, llevando invertidos más de US$700 millones en infraestructura *midstream* y una red de gasoductos de 183 km que atraviesa múltiples bloques hidrocarburíferos, y una planta de acondicionamiento de gas en Tratayén, que permite el ingreso del gas a los sistemas regulados de transporte. Durante 2024 y parte de 2025, TGS amplió la capacidad de la planta en Tratayén de 5,4 a 28 mcmpd, mediante una inversión aproximada de US$350 millones. La expansión consistió en la instalación de dos plantas de 6,6 mcmpd cada una, inauguradas en noviembre de 2024 y febrero de 2025. Esta ampliación permitió acompañar el crecimiento de la producción y capturar mayores volúmenes para acondicionamiento.

En paralelo, durante 2025 se continuó con los estudios de ingeniería detallada y viabilidad económico-financiera para la ampliación de la Planta Tratayén. El proyecto contempla incrementar la capacidad de procesamiento, incorporar la extracción de LGN, construir un poliducto para el transporte de LGN y nuevas instalaciones de fraccionamiento, almacenamiento y despacho en Bahía Blanca. Este proyecto busca anticipar la creciente demanda de infraestructura asociada al aumento en la producción de gases ricos.

En telecomunicaciones, en 2025 Telcosur renovó y amplió contratos con clientes estratégicos, y se incorporaron nuevas cuentas en segmentos clave, fortaleciendo su presencia y diversificando ingresos.

Por su parte, TGS INTEGRA concentró los servicios de soporte que TGS ofrece al mercado energético, desde la operación y mantenimiento de ductos y plantas de terceros, hasta la ejecución de obras menores y reparaciones, asistencia en pasaje de *scrapper,* calibración de medidores, análisis de muestras de hidrocarburos, *overhaul* de turbinas y compresores, entre otros. Durante 2025 se adjudicaron servicios de *hot-tap,* integridad, ingeniería y operación y mantenimiento del GPM. Adicionalmente, TGS INTEGRA instaló un medidor en el Gasoducto de Integración Juana Azurduy, infraestructura clave para viabilizar exportaciones de gas desde Argentina hacia Bolivia y la región.

Oldelval[14]

Al 31 de diciembre de 2025, Pampa mantiene una participación directa de 2,1% en Oldelval, empresa dedicada a la explotación de oleoductos troncales que conecta la Cuenca Neuquina con el puerto de Bahía Blanca. La red incluye el tramo desde el área del Comahue hasta Allen y el oleoducto Allen – Puerto Rosales, facilitando la evacuación del petróleo producido hacia la exportación y abastecer en su trayecto a las refinerías de Plaza Huincul y Luján de Cuyo.

Durante 2025, el volumen total transportado promedió 70.644 m^3 por día, equivalentes a 162,2 millones de bbl, un aumento del 27% en comparación con 2024, principalmente explicado por la puesta en marcha del proyecto Duplicar, un nuevo oleoducto de 525 km que atraviesa Río Negro, La Pampa y Buenos Aires, más una nueva estación terminal en Puerto Rosales. El proyecto agregó 50.000 m^3 por día de capacidad de transporte de crudo y demandó una inversión total de US$1.407 millones. La obra finalizó el 15 de marzo de 2025 y Pampa fue adjudicada una capacidad de transporte de 6.302 bbl por día.

En términos operativos, el tramo Allen a Puerto Rosales alcanzó un transporte promedio de 66.139 m^3/416.014 bbl por día, mientras que las refinerías en Neuquén y Mendoza recibieron 1.071 m^3/6.737 bbl y 3.434 m^3/21.600 bbl por día promedio, respectivamente. Al cierre de 2025, la capacidad de transporte ascendía a 86.000 m^3/540.940 bbl por día sin agentes reductores de fricción, y a 98.000 m^3/616.420 bbl por día con su utilización, consolidando una infraestructura clave para sostener el crecimiento de la producción en Vaca Muerta.

14: Para más información sobre el contexto regulatorio del transporte de petróleo, en la sección 5.2 de esta Memoria.

Proyecto Vaca Muerta Oil Sur

En diciembre de 2024, Pampa junto a YPF, Vista, PAE, Pluspetrol, Chevron, Tecpetrol y Shell formalizaron el inicio del Proyecto Vaca Muerta Sur (VMOS), con una participación accionaria del 10,2%. VMOS es un proyecto estratégico que no solo facilitará la evacuación y exportación de crudo de Vaca Muerta y Rincón de Aranda, sino que también permitirá reducir costos de transporte, abrir nuevos mercados, generar divisas y empleo y multiplicar por 9 la capacidad de transporte en firme de Pampa, alcanzando a 50 kbpd, además de incorporar capacidad de almacenamiento y despacho.

VMOS consiste en la construcción y operación de un oleoducto de 437 km que conectará Allen con Punta Colorada, en la Provincia de Río Negro, con una capacidad de hasta 550 kbbl por día, ampliable a 700 kbbl diarios. Además del oleoducto, VMOS incluye una terminal de carga y descarga equipada con monoboyas interconectadas, una playa de tanques y otras instalaciones asociadas para exportar petróleo y líquidos mediante buques VLCCs *(Very Large Crude Carriers).*

En julio de 2025, VMOS obtuvo un préstamo sindicado por US$2 mil millones para financiar la construcción del oleoducto, el mayor monto para un *project financing* en más de 20 años. La inversión total estimada asciende a US$3 mil millones. Además, el proyecto fue incorporado al RIGI (Res. N° 302/25) y tiene un avance del 48%.

Enecor

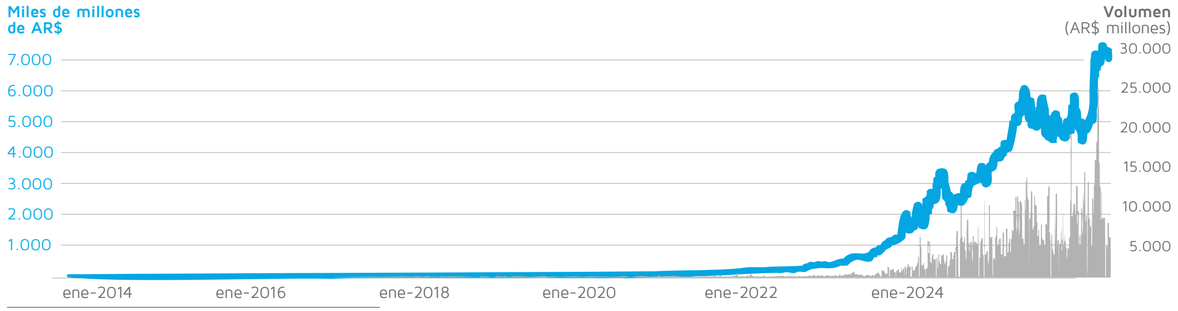
Pampa posee el 70% de Enecor, transportista independiente que opera bajo una concesión de 95 años, vigente hasta 2088. Enecor subcontrata a Transener para la operación y mantenimiento de 21 km de líneas en doble terna de 132 kV, que vinculan la estación transformadora Paso de la Patria, en la provincia de Corrientes.

El 3 de octubre de 2024, la SE inició la RQT para los transportistas independientes (Res. N° 706/24), para luego postergar el proceso hasta el 9 de julio 2025 mediante (Nota ENRE N° 128974332). Sin embargo, el 7 de enero de 2025 se reanudó el procedimiento y el ENRE modificó los plazos para la aprobación de los valores a remunerar durante el próximo período tarifario (Res. N° 5/25). Enecor presentó la información requerida el 20 de enero 2025 y, a la fecha de cierre, no se registraban novedades adicionales.

7. Finanzas

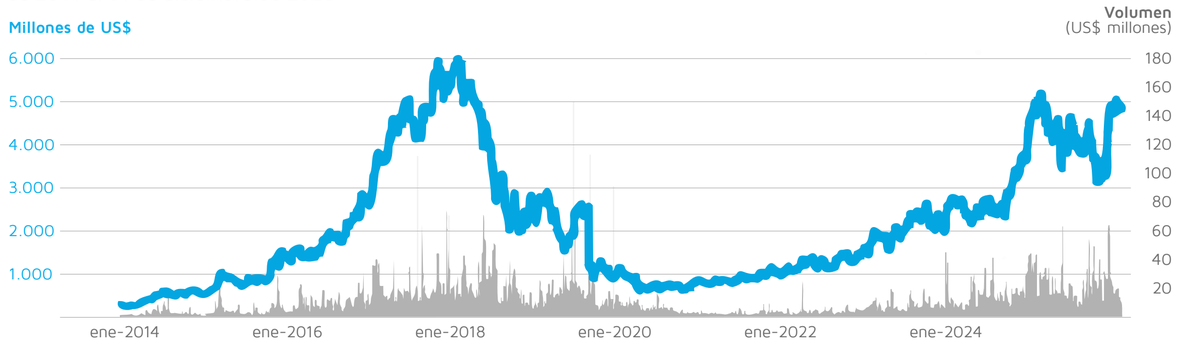
7.1 Comportamiento de nuestra acción

El siguiente gráfico muestra la evolución de la capitalización de mercado y volumen operado de Pampa en ByMA desde enero de 2014 al 31 de diciembre de 2025:



Nota: Capitalización bursátil ajustada por recompras. **Fuente:** ByMA/Bloomberg.

El siguiente gráfico muestra la evolución de la capitalización de mercado y volumen operado de Pampa en el NYSE desde enero de 2014 al 31 de diciembre de 2025:



Nota: Capitalización bursátil ajustada por recompras. **Fuente:** ByMA/Bloomberg.

7.2 Deuda financiera

Al 31 de diciembre de 2025, el endeudamiento financiero a nivel consolidado de Pampa bajo NIIF alcanzó los US$1.892 millones. Aun manteniendo niveles récord de inversiones en Vaca Muerta, Pampa logró una disminución de US$187 millones en la deuda bruta, extendió en 3,5 años el perfil de vencimientos, mantuvo un nivel de deuda neta de US$801 millones y un ratio de deuda neta/EBITDA de 1,1x. El detalle del capital de la deuda bruta es la siguiente:

TIPO DE DEUDA	MONEDA	LEGISLACIÓN	MONTO EN MILLONES DE US$	% SOBRE DEUDA BRUTAL TOTAL	TASA PROMEDIO	VIDA PROMEDIO
Préstamos	US$	Argentina	77	4%	4,94%	1,1
ON	US$ MEP	Argentina	84	4%	5,75%	2,8
	US$	Argentina	105	5%	7,25%	2,6
	US$-link	Argentina	82	4%	0,00%	2,0
	US$	Extranjera	1.560	82%	7,86%	8,9
Total			**1.907**	**100%**	**7,28%**	**7,7**

En 2025, Pampa continuó mejorando significativamente su perfil de vencimientos mediante la reapertura del bono internacional 2034, la colocación del bono internacional 2037 por US$450 millones, y la colocación de la ON Clase 25 local a 3 años. El fuerte interés de los principales inversores institucionales en la solidez de los negocios y el plan de crecimiento de Pampa posibilitaron estas exitosas emisiones, cuyos fondos obtenidos se destinaron principalmente a los rescates anticipados de la ON 2029 y 2026, la cancelación de otros pasivos, como también al financiamiento del plan de desarrollo estratégico en Vaca Muerta. A continuación, se resume las emisiones de ON de Pampa durante el 2025, por un total de US$895 millones:

BONO	MONEDA	LEGISLACIÓN	VN EN US$ MILLONES	RENDIMIENTO[2]	TASA PACTADA	VENCIMIENTO
Clase 23[1]	US$	Extranjera	700	8,00%	7,875%	Dic-34
Clase 25	US$	Argentina	105	7,25%	7,25%	Ago-28
Clase 26	US$	Extranjera	450	8,125%	7,750%	Nov-37

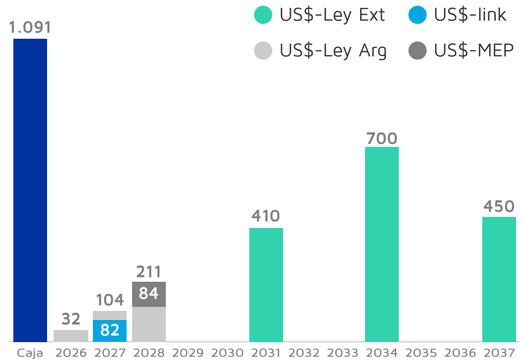
Nota: 1 La Clase 23 fue emitida en dos instancias: US$340 millones en diciembre 2024 y US$340 millones en mayo 2025. **2** Al momento de la emisión.

Resumen de los vencimientos y las cancelaciones realizadas en 2025, por un total de US$937 millones:

TIPO DE DEUDA	OPERACIÓN	FECHA	MONEDA	LEGISLACIÓN	VN EN US$ MILLONES[1]
ON 2027	Rescate	24-ene-2025	US$	Extranjera	353
ON Clase 19	Vencimiento	28-feb-2025	AR$	Local	16
ON Clase 18	Rescate	8-may-2025	US$	Local	63
ON 2029	Rescate	23-jun-2025	US$	Extranjera	293
ON Clase 16	Vencimiento	4-nov-2025	US$	Local	56
ON 2026	Vencimiento y rescate	8-dic-2025	US$	Extranjera	120
ON Clase 20	Rescate	11-dic-2025	US$	Local	36

Nota 1: Netos de recompras.

En consecuencia, la vida promedio de la deuda financiera consolidada de Pampa ascendió a 7,7 años en 2025, de 4,2 años al cierre del 2024. A continuación, se expone el perfil de vencimientos de capital del Grupo Restringido, neto de recompras, en US$ millones al cierre del ejercicio 2025:



Nota: Sólo considera Pampa consolidada bajo NIIF, no incluye afiliadas TGS, Transener y CTBSA. La caja incluye efectivo y equivalentes de efectivo, activos financieros a valor razonable con cambios en resultados e inversiones a costo amortizado.

Asimismo, durante 2025, Pampa tomó préstamos bancarios por US$51 millones, pero canceló préstamos bancarios por US$104 millones; se abonó la financiación de importaciones por US$3 millones y tomó prefinanciaciones de exportaciones por US$70 millones, que fueron canceladas en su totalidad en 2025.

Con respecto a las afiliadas, CTBSA tomó deudas bancarias y pagarés netos de cancelaciones por US$63 millones y canceló deuda bancaria por $6.000 millones. El 30 de abril de 2025 rescató la totalidad de las ON Clase 6 en circulación por US$43 millones y el 22 de diciembre de 2025 canceló parcialmente las ON Clase 9 por US$23,5 millones. Asimismo, TGS tomó deuda bancaria por US$120 millones y emitió la ON Clase 4 a descuento por US$500 millones, con tasa de interés del 7,75%, vencimiento único en noviembre del 2035 y rendimiento del 8%.

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.

Calificación crediticia de Pampa y subsidiarias

En julio de 2025, S&P mejoró la calificación stand-alone de Pampa de "b+" a "bb-" y la calificación global de Pampa y TGS a "B-", en línea con la mejora de la deuda soberana.

En febrero de 2025, FIX SCR elevó la calificación local de CTEB de "AA-" a "AA+" por su bajo riesgo operativo y sólida estructura de deuda y, en diciembre de 2025, elevó la calificación local de Transener de "A+" a "AA (arg)", en línea con la mejora en el riesgo regulatorio y el inicio de normalización del mercado eléctrico. A continuación, se exponen las calificaciones de riesgo para Pampa y subsidiarias:

EMPRESA	AGENCIA	CALIFICACIÓN	
		ESCALA GLOBAL	ESCALA NACIONAL
Pampa	S&P FitchRatings	B-, bb- *(stand-alone)* B-	na A1+ (corto plazo),[1] AAA (largo plazo)[1]
TGS	S&P FitchRatings	B-, b+ *(stand-alone)* B-	na na
Transener	FitchRatings	na	AA (largo plazo)[1]
CTEB	FitchRatings	na	AA+[1]

Nota 1: Escala nacional expedida por FIX SCR.

8. Recursos humanos

Desde el área de recursos humanos trabajamos para aportar valor a través de la cercanía con las operaciones y los negocios, guiados por nuestros valores Pampa. Nuestro objetivo principal es atraer y desarrollar talento, fortaleciendo la cultura organizacional, el clima laboral y la comunicación integral. Asimismo, promovemos la eficiencia y mejora continua de los procesos, apoyándonos en la digitalización para ofrecer una experiencia laboral más ágil y simple.

Reclutamiento y selección

En 2025 continuamos incorporando perfiles alineados con nuestra cultura de trabajo y modelo de actitudes. Pusimos foco en nuestra marca empleadora y revisamos nuestro proceso de empleos, con una mirada centrada en la experiencia del candidato y la diversidad. En ese marco, realizamos talleres de capacitación para el equipo involucrado en procesos de selección, utilizamos redes sociales para difundir vacantes y priorizamos el desarrollo interno, cubriendo el 8% de las posiciones con movimientos internos.

Pasantías

En 2025 contamos con 16 pasantes distribuidos en diversas áreas y negocios de la Compañía, de los cuales 7 se incorporaron durante el año.

Planeamiento de capital humano

Nuestros procesos, políticas y prácticas están orientados al desarrollo del talento individual y colectivo para maximizar las capacidades organizacionales. Entendemos el liderazgo como pilar fundamental para promover una cultura de trabajo colaborativa, orientada a resultados y a la exploración de oportunidades. En 2025 realizamos un encuentro anual con referentes de recursos humanos de nuestros activos para revisar estrategias y definir prioridades. Llevamos a cabo el Comité Ejecutivo Ampliado, donde los principales líderes repasaron resultados y planes de negocio.

Remuneraciones

Nuestra política salarial busca asegurar la competitividad externa y equidad interna. Realizamos monitoreos permanentes a través de encuestas y relevamientos de mercado, que permiten ajustar nuestras compensaciones y estructura salarial de manera consistente.

Relación con sindicatos

Mantenemos un diálogo continuo con las organizaciones gremiales de las industrias en las que operamos, fomentando relaciones basadas en el respeto y la búsqueda de intereses comunes. Durante 2025, realizamos negociaciones paritarias para acompañar la evolución de la inflación, tanto a nivel empresa como a nivel regional y/o sectorial a través de nuestra activa participación en diferentes cámaras empresariales y comisiones negociadoras. En la planta petroquímica de Zárate, las paritarias 2024 y 2025 continúan abiertas desde abril de 2024.

Administración del personal

En 2025, consolidamos la transformación digital y eficiencia en la gestión de recursos humanos. Implementamos nuevas funcionalidades en SuccessFactors, discontinuando el uso de SAP para la carga de información crítica, optimizando procesos y reduciendo errores. Realizamos un programa de capacitación a referentes de recursos humanos para repasar los principales procesos del área. Desarrollamos nuevos indicadores de gestión para monitorear métricas clave, fortaleciendo el control interno y la toma de decisiones y avanzamos en la automatización de la gestión de tiempos, mejorando los registros de presencia. Asimismo, incorporamos nuevos controles para asegurar una correcta liquidación de haberes e iniciamos la implementación de Concur para la rendición de gastos, que permitirá integrar procesos financieros y de recursos humanos a partir de 2026

Formación y desarrollo

En 2025 potenciamos las capacidades de nuestros equipos a través de "Academia Pampa". En la Escuela de transformación, se dictaron programas de herramientas digitales y de innovación, como Power BI, marca personal de desarrollo, *train the trainers,* pensamiento exponencial, IA generativa, ciencias de datos, agile mindset y conversaciones en acción. En la Escuela de liderazgo,

se desarrollaron iniciativas orientadas a la formación de líderes, incluyendo inducción al liderazgo, neuroliderazgo, liderazgo ético, gestión de dilemas y liderar el futuro con visión. La Escuela de negocios ofreció certificaciones y programas sobre nuestros negocios, capacitación técnica e idiomas. Asimismo, acompañamos la formación académica de 14 personas a través de maestrías y especializaciones.

El desarrollo interno continuó siendo una prioridad, con 136 movimientos internos de personal en 2025, entre promociones, movimientos laterales y cambios de áreas. Se formaron 13 nuevos mentores internos y realizamos 44 procesos de *mentoring*. En 2025 lanzamos "Travesía", nuevo proceso de gestión del desarrollo para que cada colaborador diseñe, junto con su líder, un plan de acción individual que potencie su crecimiento. El proceso integra etapas de diagnóstico, calibración y elaboración de planes de acción, y fue implementado inicialmente a través de un piloto que alcanzó a 79 personas.

Comunicación interna, clima, bienestar y cultura

La cultura Pampa se basa en un modelo de trabajo integrado, profesional y diverso, orientado a la excelencia y agilidad. En 2025, consolidamos nuestro compromiso con la innovación y la creación de valor a través de tres pilares: la comunicación efectiva, el bienestar integral y el reconocimiento. En este marco, fortalecimos Conecta, nuestra plataforma colaborativa, incorporando dos nuevos módulos de *marketplace* y reconocimientos. Avanzamos en iniciativas de diversidad e inclusión mediante un diagnóstico cuantitativo y cualitativo junto a una consultora externa, cuyos resultados servirán de base para trabajar en 2026.

También incorporamos nuevos beneficios para mejorar la calidad de vida laboral y celebramos Pampa en Familia, una jornada para integrar a las familias de nuestros colaboradores con la Compañía, que convocó a más de 1.000 personas en siete eventos. A través de Conecta y el programa Un Aplauso, los colaboradores pudieron realizar reconocimientos multidireccionales, mientras que las actividades de #MODOPAMPA reforzaron el sentido de pertenencia, destacándose la celebración del 20° aniversario de la Compañía, que reunió a aproximadamente 3.500 personas de todos nuestros activos en Buenos Aires, y requirió el traslado de más de 1.100 personas colaboradores y acompañantes. Finalmente, realizamos nuestra primera encuesta de compromiso autogestionada en Qualtrics, con una participación del 85% y 88% de compromiso.

9. Comunidad y Fundación Pampa

La inversión social que desarrollamos junto con la Fundación Pampa se basa en un modelo estratégico que fomenta la relación cercana y constructiva con nuestros grupos de interés en todas las áreas donde operamos. Enmarcamos nuestra estrategia de inversión social en tres ejes:

- **Educación** como base del crecimiento y la autonomía personal, clave para la formación profesional.

- **Empleabilidad,** motor del desarrollo personal y de las comunidades.

- **Inclusión social,** que busca acercar oportunidades y recursos a personas y grupos en situación de vulnerabilidad, promoviendo la igualdad de oportunidades.

Nuestras iniciativas contribuyen a los **Objetivos de Desarrollo Sostenible (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). Además, el **ODS 17** (alianzas para lograr los objetivos) es transversal a todas nuestras acciones, dado que trabajamos en forma articulada con organizaciones sociales, instituciones educativas y organismos públicos, consolidando el impacto y la sostenibilidad de los proyectos.

En 2025 continuamos ejecutando los planes de acción de relacionamiento y gestión territorial, destinados a comunidades vecinas, medios locales, fuerzas vivas, empleados, proveedores estratégicos y gobiernos locales. Realizamos talleres con líderes del negocio de generación, que implementaron el Procedimiento de Gestión Estratégica de Grupos de Interés (GI), lo que permitió profundizar el análisis del contexto local, mejorar el mapeo de GI y avanzar en el registro de expectativas y respuestas. Asimismo, participamos en grupos de trabajo y aportamos financieramente en 13 alianzas para el desarrollo sostenible.

Recibimos distinciones de la BritCham Argentina al Liderazgo en Sostenibilidad en la categoría ONG - Fundaciones empresariales por el proyecto de "Formación en energías renovables y eficiencia energética"; del Foro Ecuménico Social como "Emprendedor Solidario"; y del CEADS, a través de "Conectando Empresas con los ODS". Además, obtuvimos los Subsellos de Compras y Financiamiento en el marco de los Sellos de Impacto Social BA 2025, otorgados por el Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires.

Educación

Más del 60% del presupuesto de inversión social fue destinado a iniciativas vinculadas a la educación. Acompañamos las trayectorias educativas con el objetivo de promover la terminalidad del nivel secundario técnico y facilitar la transición hacia estudios universitarios y terciarios. Los becarios reciben no solo apoyo económico, sino también acompañamiento, capacitaciones, salidas y oportunidades de acercamiento a entornos laborales formales, posibilitándoles ampliar su perspectiva profesional.

En 2025 apoyamos a 904 estudiantes, de los cuales 715 cursaban los últimos tres años de escuela secundaria técnica y 189 en universidades y terciarios. A diciembre de 2025, 254 estudiantes secundarios y 40 universitarios se graduaron, principalmente en carreras afines a nuestros negocios, como ingeniería. Asimismo, inauguramos la red de egresados con el proyecto "Conexión Joven" junto a Empujar, que acompañó a 133 jóvenes en su primera aproximación al mundo laboral y logró que 22 continuaran y egresaran de una segunda etapa de formación intensiva con prácticas en territorio.

En materia de formación docente, buscamos fortalecer la calidad educativa y favorecer la inserción de nuevas metodologías de enseñanza. En 2025 implementamos seis iniciativas que abordaron temáticas como energía, prácticas profesionalizantes, diseño en 3D y gestión de emociones. Participaron 891 docentes y directivos de 269 escuelas de Neuquén, Mendoza, Salta, La Rioja, Santa Fe y Buenos Aires.

Empleabilidad

Durante 2025, más de 1.900 jóvenes estudiantes secundarios, terciarios y universitarios participaron en prácticas profesionalizantes, talleres de primer empleo y capacitaciones, que fortalecieron sus habilidades técnicas y personales, promoviendo así su empleabilidad. En total, se realizaron 730 prácticas profesionalizantes y aproximaciones al mundo laboral para estudiantes de los últimos años de escuelas secundarias técnicas y normales. El 20% de las prácticas se desarrolló en activos de Pampa, donde 145 estudiantes de 23 escuelas completaron casi 15.000 horas de formación teórico-práctica.

En articulación con socios estratégicos, se promovieron otras 585 prácticas profesionalizantes en diferentes entornos, junto a instituciones como la UTN San Rafael y Neuquén, UFLO, Fundación Siemens, 500RPM, y MSI. En el ámbito universitario y terciario, se facilitaron prácticas profesionales supervisadas y pasantías para 3 estudiantes becados de Salta y Buenos Aires.

También impulsamos encuentros con empresas junto a AcercaRSE, la participación en ferias sectoriales junto al IAPG, y talleres de habilidades técnicas e interpersonales dictados por profesionales de Pampa y empresas del grupo. Asimismo, implementamos el Centro Pescar para 56 jóvenes, que combinó formación en desarrollo web Full Stack con JP Morgan Chase y Fundación Pescar, y capacitación en soporte técnico a cargo del equipo de TI de Pampa y Novatium, con el apoyo de las Fundaciones L'Oréal y Karuna.

En 2025 ofrecimos cursos de oficio junto a aliados estratégicos. En Bahía Blanca, 69 personas egresaron del programa Buen Trabajo, en asociación a Dow, Viterra, UTN Bahía y el Municipio; en La Rioja, más de 50 personas completaron dos cursos de formación eléctrica en alianza con Fundación VOZ, UNLaR y la Municipalidad de Aimogasta; y en Piedra del Águila, 26 personas finalizaron capacitaciones en agua, gas y cloacas en conjunto con Fundación Potenciar y el municipio local. Para fomentar la inclusión laboral de personas con discapacidad, otorgamos becas a estudiantes de la Fundación Baccigalupo para formarse como asistentes deportivos y continuamos aportando insumos al Taller Protegido Accervil, donde hay trabajadores con discapacidad motora, y al proyecto Alamesa, que promueve la inclusión a través de la gastronomía.

Inclusión social y comunitaria

Continuamos impulsando el desarrollo de actividades productivas con impacto social y ambiental a través del programa Compras Inclusivas Responsables. En 2025, realizamos la segunda ronda de negocios y ferias comerciales en Salta, Mendoza, Santa Fe, Neuquén y Buenos Aires, con impacto directo en 130 personas. Acompañamos a Poteco, una campaña que promueve la economía circular mediante el reciclado de plásticos para la producción de azulejos destinados a escuelas y clubes.

En materia de alianzas comunitarias, fortalecimos el trabajo con la comunidad guaraní de Piquirenda de Fátima, en Salta, mediante talleres con perspectiva de género y acciones orientadas a la niñez, la adolescencia y las familias. Junto a la Fundación Solar Inti, ampliamos el proyecto de cocinas ecológicas, alcanzando a 86 familias. Además, se dictaron cursos de oficios, charlas de salud y nutrición, espacios de emprendedurismo, ferias productivas y atenciones nutricionales, sociales y psicológicas junto a Pata Pila. Participamos activamente en iniciativas de articulación público-privada, como el Laboratorio Público-Privado del Grupo de Fundaciones y Empresas (GDFE); Red Bahía en Bahía Blanca; y en la provincia del Neuquén, desarrollamos procesos orientados a fortalecer el ecosistema social y la planificación comunitaria.

El voluntariado corporativo continuó siendo un pilar central de nuestra estrategia de impacto social. Contamos con 10 Comités de Voluntariado activos, integrados por 119 colaboradores que definen planes de acción, en articulación con socios locales. En 2025 impulsamos 25 iniciativas, con más de 1.500 participaciones y 11.000 horas dedicadas. Una de las líneas de acción es el voluntariado profesional, orientado a poner a disposición de la comunidad las habilidades y conocimientos técnicos de nuestros colaboradores. A través de iniciativas vinculadas con salud, seguridad, empleabilidad y educación, se promueve el desarrollo de capacidades, la colaboración y la transparencia, mientras fortalecemos la confianza comunitaria. En 2025, participaron voluntarios de Buenos Aires, Mendoza, Salta, Santa Fe, La Rioja y Neuquén.

También llevamos adelante campañas solidarias, como la Campaña de Hemodonación, "Empezamos con Todo", mediante la cual se entregan útiles escolares a estudiantes; "Nos Juntamos Contra el Frío", que brinda abrigo y alimentos a escuelas, merenderos y centros de jubilados. Durante el mes de las infancias, realizamos actividades lúdicas, y en "Nochebuena Solidaria" 281 colaboradores aportaron más de 600 horas para armar 1.300 bolsones destinados a 36 organizaciones vecinas.

Finalmente, se desarrollaron jornadas y proyectos de impacto socio-comunitario enfocados en mejoras concretas en las comunidades donde operamos. Entre las acciones realizadas, se destaca las reformas edilicias en escuelas en Neuquén e Ingeniero White; el acompañamiento a un emprendimiento rural familiar en Neuquén; la iniciativa comunitaria "Tejiendo Lazos", donde se confecciona abrigo durante todo el año; y el "Proyecto TEA", que busca brindar herramientas reales a educadores.

10. Tecnologías de la información

Durante 2025 avanzamos en el desarrollo de nuestras plataformas digitales, con el objetivo de fortalecer la eficiencia operativa, la seguridad y la innovación tecnológica en todas nuestras áreas de negocio.

En el negocio de E&P, implementamos un programa alineado con sus pilares estratégicos de optimización operativa, perforación y completación, sistemas comerciales, seguridad patrimonial y sustentabilidad. Incorporamos un sistema de monitoreo en tiempo real, y desarrollamos proyectos para el seguimiento de cuadrillas y contratistas en yacimientos, lo que permitió mejorar la eficiencia y el control de recursos. Asimismo, completamos la migración a la última versión de la plataforma para la gestión de producción de hidrocarburos, optimizando procesos y rendimiento. En materia de seguridad patrimonial, implementamos una solución integral de videovigilancia en Rincón de Aranda, que incluyó la incorporación de cámaras y radares de control de velocidad, y renovamos los sistemas en CTA, reduciendo incidentes y mejorando el control de accesos. En Sierra Chata, ejecutamos un sistema de gestión patrimonial que mejora la trazabilidad y el control eficiente de los activos físicos.

En el negocio de Generación, profundizamos la digitalización de los procesos operativos mediante la incorporación de chatbots para consultas técnicas, soporte en parques eólicos, gestión de eventos operativos y catalogación de

fallas. Desplegamos un repositorio de datos para consolidar información crítica y asistir en la toma de decisiones. En paralelo, avanzamos en la integración OT/IT para el monitoreo de la eficiencia de las máquinas mediante la digitalización de cromatógrafos de combustibles en las centrales. Además, implementamos un sistema para verificar la energía generada y una solución para el registro de hallazgos en campo, agilizando su carga y mejorando la trazabilidad.

En Petroquímica, trabajamos en la actualización del sistema de laboratorio y adaptamos el sistema de despacho de fertilizantes de terceros en PGSM para optimizar los procesos logísticos. Con respecto al proyecto de Fertilizantes, implementamos una solución para centralizar la documentación técnica y facilitar la colaboración externa.

En el ámbito corporativo, trabajamos en la estabilización y mejora de experiencia del usuario de SAP S4/HANA. Incorporamos módulos de consolidación financiera, digitalizamos la gestión de permisos de trabajo e incorporamos una solución para comercio exterior, además de integrar automáticamente la mesa de operaciones financieras con SAP S4/HANA. En la Fundación Pampa Energía, acompañamos en la implementación de un *bot* para consultas y soporte a becarios. Asimismo, renovamos el parque tecnológico para mitigar la obsolescencia y mejorar la experiencia del usuario, con la actualización de desktops, notebooks, celulares e impresoras.

Continuamos avanzando en la adopción de soluciones en la nube, definiendo arquitecturas de referencia, y con prioridad en la resiliencia, seguridad y eficiencia en costos. Estas iniciativas, junto con la actualización del marco normativo y la integración tecnológica, consolidan la visión de Pampa hacia una organización más ágil, segura y orientada al uso estratégico de datos e IA, en línea con el compromiso de crecimiento sostenible.

En materia de ciberseguridad, reforzamos las capacidades de detección y respuesta ante amenazas mediante la adopción de IA. El Centro de Operaciones de Seguridad (SOC) amplió su monitoreo y mejoró sus casos de uso. Finalmente, publicamos políticas acerca del uso de IA y el proceso de respuesta a incidentes, y reforzamos la concientización mediante simulaciones y webinars.

La innovación y adopción de IA fueron ejes transversales durante el año. Lanzamos el programa "Copilot 365 Plus", acompañado de una campaña de capacitación para promover su uso, actualizamos el programa de Data & IA, el gobierno del DataLake Corporativo y creamos DataLabs como espacios de experimentación ágil, impulsando la cultura analítica y el uso estratégico de datos.

11. Calidad, seguridad, medio ambiente y salud ocupacional

En Pampa, mantenemos un compromiso firme con el desarrollo de nuestras actividades bajo los más altos estándares de calidad, seguridad, medio ambiente y salud, en beneficio de las personas, el cuidado del medio ambiente y la eficiencia energética, alineados con el desarrollo sostenible y las necesidades de las futuras generaciones.

Nuestra Política de Gestión Integrada incorpora principios esenciales para la salud y seguridad, la protección del medio ambiente, el uso eficiente de la energía y los recursos naturales, y la confiabilidad de nuestras operaciones. Incluye diez principios de gestión que funcionan como guía para una implementación ágil y efectiva.

En 2025, continuamos avanzando con el Programa de Evolución Cultural en CSMS, complementario a iniciativas locales y reforzando la excelencia operativa. El programa contó con 9 iniciativas y alcanzó un avance global superior al 90%. Realizamos la encuesta interna de compromiso, que arrojó una favorabilidad del 98% en seguridad, medio ambiente y salud, superior al 87% registrado en 2023. Estos resultados reflejan la importancia que tienen en Pampa las iniciativas vinculadas al cuidado de las personas, la gestión ambiental y sostenibilidad.

Calidad de gestión

Adoptamos estándares internacionales como las normas ISO y el modelo del Premio Nacional a la Calidad de Argentina como base para la mejora continua. La gestión se apoya en herramientas como la Matriz de Gerenciamiento de Riesgos operativos (MGR), el ciclo de desempeño en CSMS, la administración de sistemas certificados de gestión y la calidad de gestión diaria.

Para reducir los riesgos inherentes a nuestras operaciones, aplicamos la MGR mediante ciclos de evaluación que abarcan todos nuestros activos. En 2025 realizamos el 3° ciclo, incrementando las exigencias de medición y logrando una reducción de 30% en los riesgos mayores en comparación con 2023. En particular, los riesgos mayores asociados a la gestión preventiva disminuyeron del 13,2% al 9,8%.

Mantuvimos las certificaciones ISO 9001 (Gestión de Calidad), 14001 (Gestión Ambiental), 45001 (Seguridad y Salud en el Trabajo) en todos los negocios, así como las certificaciones ISO 50001 (Gestión de la Energía) e ISO 55001 (Gestión de Activos) en todas las centrales eléctricas. Asimismo, conservamos las certificaciones nacionales de cardio-protección y ámbitos laborales preventivos en toda la empresa, y la de cuidado responsable en Petroquímica. Durante 2025 ampliamos las certificaciones ISO 9001 y 45001 en los PEPEs, y realizamos la auditoría externa de gestión de las emisiones 2024 en CTLL según ISO 14064-1 (gases de efecto invernadero) con recomendación positiva.

A través de "CSMS Digital" trabajamos en 14 proyectos, entre ellos la digitalización del permiso de trabajo, la automatización de indicadores de CSMS, mejoras en el sistema de salud, la plataforma de emisiones, la gestión de cambios y el registro ágil de hallazgos mediante QR. Además, difundimos más de 350 comunicaciones en "Conecta" sobre CSMS, buenas prácticas, simulacros, reconocimiento a equipos y hechos relevantes. A través de "Un Aplauso" reconocimos equipos destacados en calidad, confiabilidad, seguridad, medio ambiente, salud y eficiencia energética.

Desde 2013, participamos en el encuentro nacional anual de la Sociedad Argentina Pro-Mejoramiento Continuo (SAMECO). En el 30° encuentro presentamos el trabajo "Programa de Seguridad Eléctrica" de E&P y "Detección de Fallas en Torre de Enfriamiento" de CTEB.

Seguridad e higiene

En 2025 consolidamos y ampliamos nuestras acciones estratégicas en seguridad e higiene, fortaleciendo la cultura preventiva y la mejora continua. En materia de gestión y digitalización, implementamos permisos de trabajo digitales que unifican la gestión de permisos, análisis de tarea segura y certificados de riesgos, fortaleciendo la seguridad operativa y agilizando los procesos diarios. Para 2026 está prevista la implementación de la versión *offline*, consolidando una única herramienta para toda la Compañía.

También desarrollamos el tablero de Observaciones Preventivas de Comportamiento (OPC) en Power BI, que permite realizar un análisis crítico de las OPC registradas y detectar eventos que requieran un abordaje específico. Asimismo, finalizamos la campaña de comunicación de las Reglas de Oro, orientada a disminuir eventos con potencial de accidentes graves y/o fatales. Para 2026 se reforzarán los entrenamientos teóricos/prácticos.

En higiene industrial, trabajamos junto con la Aseguradora de Riesgos del Trabajo (ART) sobre el ruido como agente de riesgo e implementamos el programa de Conservación Auditiva para la prevención de hipoacusia inducida por ruido (HIR). Continuamos con el Sistema de Vigilancia de Sustancias y Compuestos Cancerígenos establecido por la Superintendencia de Riesgos del Trabajo.

Medio ambiente

Estamos adheridos al Pacto Global de las Naciones Unidas desde 2019. Participamos en el programa "Conectando Empresas con los ODS", organizado por el CEADS y EY Argentina, centrado en consolidar el rol de las empresas en la Agenda 2030. En este marco, presentamos iniciativas alineadas con los ODS:3, 6, 7, 12 y 15.

Durante 2025 avanzamos en la reducción de emisiones de CO2 asociados a venteos en E&P y en la detección de pérdidas con cámaras infrarrojas. En línea con los requerimientos de la norma ISO 14064-1, continuamos trabajando en una estrategia de neutralidad de carbono, con la digitalización de datos desde el origen y cálculo para la gestión de emisiones. Los indicadores ambientales reportados bajo GRI 2024 fueron verificados externamente. Trabajamos sobre los riesgos hídricos actuales y potenciales, y continuamos actualizando la línea de base de biodiversidad en los activos de E&P y generación. Completamos la encuesta de CDP sobre cambio climático, seguridad hídrica, biodiversidad y plásticos, obteniendo calificación C, en línea con el promedio de la industria. También participamos de EcoVadis, mejorando nuestra calificación total y ambiental, ubicándonos en el percentil 15 de las empresas mejor calificadas.

A lo largo del año realizamos simulacros periódicos para asegurar una respuesta rápida y efectiva ante emergencias, alineamos todos los sitios al estándar corporativo de gestión de contingencias y operaciones, realizamos análisis de riesgos en campo y continuamos con la capacitación en el sistema de comando de incidentes.

Salud ocupacional

Nuestros procesos y herramientas de mejora continua están orientados a la prevención de riesgos, vigilancia activa y promoción del bienestar integral. En 2025 avanzamos en la integración de procesos de salud ocupacional, logrando cobertura total en vigilancia y fortaleciendo la cultura preventiva en la Compañía.

Durante el año identificamos, evaluamos y controlamos riesgos para la salud asociados a factores físicos, químicos, biológicos, ergonómicos y mecánicos, realizando evaluaciones periódicas y acciones correctivas. Alcanzamos el 100% de cobertura en exámenes de exposición a riesgos específicos (ASOPE), garantizando el cumplimiento normativo y la vigilancia epidemiológica, y brindamos acompañamiento psicosocial frente a eventos ambientales ocurridos en Bahía Blanca y San Rafael.

En materia de bienestar y promoción de la salud, implementamos programas preventivos que incluyeron 1.180 inmunizaciones, 20 evaluaciones bromatológicas de comedores, más de 900 horas de capacitación en primeros auxilios y RCP, y consultoría y capacitación en nutrición. En el marco de la Política de Alcohol, Drogas y Sustancias Psicoactivas, realizamos 9.195 testeos, con 117 casos detectados en contratistas, reforzando la cultura de prevención. Asimismo, llevamos adelante auditorías de buenas prácticas de manufactura, evaluación microbiológica de alimentos y supervisión de proveedores, garantizando la seguridad e inocuidad alimentaria en toda la Compañía.

12. Resultados del ejercicio

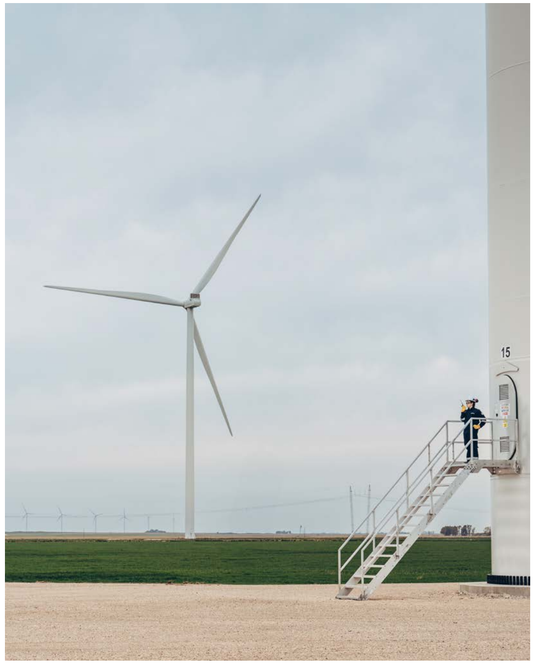
Pampa es una empresa integrada de energía de Argentina que participa principalmente en la producción de petróleo y gas y generación de energía.

A través de nuestras actividades propias, sociedades subsidiarias y participaciones en negocios conjuntos y asociadas, y sobre la base de la naturaleza, clientes y riesgos involucrados operamos nuestro negocio a través de los siguientes segmentos:

Petróleo y gas, integrado principalmente por las participaciones propias en áreas de petróleo y gas, las actividades de Pampa Energía S.A. - Sucursal Dedicada Midstream RDA y las participaciones en SESA y PECSA;

Generación de energía, integrado principalmente por las participaciones directas e indirectas en CTBSA, HINISA, HIDISA, VAR, Termoeléctrica Manuel Belgrano, Termoeléctrica José de San Martín y por las actividades propias de generación de electricidad a través de las centrales CTG, CPB, CTP, CTLL, CTGEBA, CTPP, CTIW, EcoEnergía, los parques eólicos PEPE 2, PEPE 3, PEPE 4 y PEPE 6, y de la represa HPPL;

Petroquímica, integrado por las operaciones propias de estirénicos y de la unidad reformadora catalítica desarrolladas en las plantas de Argentina; y



Holding y otros, integrado principalmente por las participaciones en CITELEC y CIESA y sus respectivas subsidiarias licenciatarias del transporte de electricidad en alta tensión a nivel nacional y de gas en el oeste y sur del país, respectivamente, y las participaciones en VMOS, Oldelval, OCP LTD y Enecor.

12.1 Resultados consolidados por segmento, ejercicio 2025 (US$ millones)

INFORMACIÓN DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025)	PETRÓLEO Y GAS	GENERACIÓN	PETROQUÍMICA	HOLDING, TRANSPORTE Y OTROS	ELIMINACIONES	CONSOLIDADO
Ingresos por venta	740	791	443	24	-	**1.998**
Ventas en el mercado local	*541*	*788*	*265*	*24*	-	***1.618***
Ventas en el mercado exterior	*199*	*3*	*178*	-	-	***380***
Ventas intersegmentos	122	1	-	-	(123)	**-**
Costo de ventas	(613)	(450)	(429)	-	123	**(1.369)**
Resultado bruto	**249**	**342**	**14**	**24**	**-**	**629**
Gastos de comercialización	(80)	(4)	(12)	(2)	-	**(98)**
Gastos de administración	(83)	(42)	(6)	(61)	-	**(192)**
Gastos de exploración	-	-	-	-	-	**-**
Otros ingresos operativos	49	23	19	9	-	**100**
Otros egresos operativos	(23)	(11)	(9)	(29)	-	**(72)**
Deterioro de PPE, activos intangibles e inventarios	(3)	55	(37)	-	-	**15**
Deterioro de activos financieros	(21)	-	-	-	-	**(21)**
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	3	12	-	127	-	**142**
Resultado por venta de participación en sociedades	-	-	-	-	-	**-**
Resultado operativo	**91**	**375**	**(31)**	**68**	**-**	**503**
Ingresos financieros	-	18	27	-	-	**45**
Gastos financieros	(101)	(46)	-	(49)	-	**(196)**
Otros resultados financieros	(35)	168	3	94	-	**230**
Resultados financieros, neto	*(136)*	*140*	*30*	*45*	-	***79***
Resultado antes de impuestos	**(45)**	**515**	**(1)**	**113**	**-**	**582**
Impuesto a las ganancias	(10)	(217)	5	18	-	**(204)**
Ganancia del ejercicio	**(55)**	**298**	**4**	**131**	**-**	**378**
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	*(55)*	*297*	*4*	*131*	-	***377***
Participación no controladora	-	*1*	-	-	-	***1***

INFORMACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025)	PETRÓLEO Y GAS	GENERACIÓN	PETROQUÍMICA	HOLDING, TRANSPORTE Y OTROS	ELIMINACIONES	CONSOLIDADO
Activos totales	2.513	3.046	147	931	(43)	**6.594**
Pasivos totales	1.737	668	73	554	(43)	**2.989**

12.2
Resultados consolidados por segmento, ejercicio 2024 (US$ millones)

INFORMACIÓN DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025)	PETRÓLEO Y GAS	GENERACIÓN	PETROQUÍMICA	HOLDING, TRANSPORTE Y OTROS	ELIMINACIONES	CONSOLIDADO
Ingresos por venta	623	672	516	65	-	**1.876**
Ventas en el mercado local	*515*	*669*	*326*	*65*	-	***1.575***
Ventas en el mercado exterior	*108*	*3*	*190*	-	-	***301***
Ventas intersegmentos	107	-	-	-	(107)	**-**
Costo de ventas	(515)	(367)	(487)	(17)	107	**(1.279)**
Resultado bruto	**215**	**305**	**29**	**48**	**-**	**597**
Gastos de comercialización	(58)	(3)	(13)	-	-	**(74)**
Gastos de administración	(82)	(52)	(7)	(98)	-	**(239)**
Gastos de exploración	(21)	-	-	-	-	**(21)**
Otros ingresos operativos	87	35	41	12	-	**175**
Otros egresos operativos	(28)	(14)	(7)	(39)	-	**(88)**
Deterioro de PPE, activos intangibles e inventarios	(34)	-	-	-	-	**(34)**
Deterioro de activos financieros	(10)	(46)	-	-	-	**(56)**
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	-	21	-	167	-	**146**
Resultado por venta de participación en sociedades	-	-	-	34	-	**34**
Resultado operativo	**69**	**204**	**43**	**124**	**-**	**440**
Ingresos financieros	2	8	21	1	-	**32**
Gastos financieros	(96)	(53)	(3)	(33)	-	**(185)**
Otros resultados financieros	(11)	183	7	32	-	**211**
Resultados financieros, neto	*(106)*	*138*	*25*	-	-	***58***
Resultado antes de impuestos	**(36)**	**342**	**68**	**124**	**-**	**498**
Impuesto a las ganancias	31	119	4	(33)	-	**121**
Ganancia del ejercicio	**(5)**	**461**	**72**	**91**	**-**	**619**
Atribuible a:						
Propietarios de la Sociedad	*(5)*	*461*	*72*	*91*	-	***619***
Participación no controladora	-	*1*	-	-	-	**-**

INFORMACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADA (AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025)	PETRÓLEO Y GAS	GENERACIÓN	PETROQUÍMICA	HOLDING, TRANSPORTE Y OTROS	ELIMINACIONES	CONSOLIDADO
Activos totales	1.918	3.155	173	1.116	(17)	**6.345**
Pasivos totales	1.583	857	109	518	(17)	**3.050**

12.3
Análisis de los resultados del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con el finalizado el 31 de diciembre de 2024

Ventas netas consolidadas por US$1.998 en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, un 7% mayor a los US$1.876 millones del ejercicio 2024. Se registraron aumentos del 18% en petróleo y gas (US$132 millones), 18% en generación (US$120 millones), parcialmente compensado por caídas de 63% en holding, transporte y otros (US$41 millones), 14% en petroquímica (US$73 millones) y mayores eliminaciones intersegmento por US$16 millones.

Costos de ventas consolidado de US$1.369 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, un 7% más que los US$1.279 millones del ejercicio 2024. Se registraron aumentos del 23% en generación (US$83 millones) y 19% en petróleo y gas (US$98 millones), parcialmente compensado por mejoras del 100% en holding, transporte y otros (US$17 millones), 12% en petroquímica (US$58 millones) y mayores eliminaciones intersegmento por US$16 millones.

Resultado bruto consolidado de US$629 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, un 5% mayor a los US$597 millones registrados en el ejercicio 2024. Se registraron aumentos del 16% en petróleo y gas (US$34 millones) y 12% en generación (US$37 millones), parcialmente compensadas por caídas del 52% en petroquímica (US$15 millones) y 50% en holding, transporte y otros (US$24 millones).

Resultado operativo consolidado de US$503 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, un 14% más en comparación a los US$440 millones del ejercicio 2024. Se registraron aumentos del 84% en generación (US$171 millones) y 32% en petróleo y gas (US$22 millones), parcialmente compensado por disminuciones del 172% en petroquímica (US$74 millones) y 45% en holding, transporte y otros (US$56 millones).

Resultados financieros, netos, representaron una ganancia de US$79 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con los US$58 millones en el ejercicio 2024, principalmente explicada por incrementos en las ganancias por US$45 millones en holding, transporte y otros, US$5 millones en petroquímica y US$2 millones en generación, parcialmente compensado por mayores pérdidas netas de US$31 millones en petróleo y gas.

Ganancia consolidada de US$378 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, de los cuales US$377 millones son atribuibles a los propietarios de la Compañía, un 39% menos en comparación a la ganancia consolidada de US$619 millones atribuible a los propietarios de la Compañía en el ejercicio 2024, explicado por reducciones del 94% en petroquímica (US$68 millones), 36% en generación (US$164 millones), parcialmente compensado por menores pérdidas del 1.000% en petróleo y gas (US$50 millones) y mayores ganancias del 44% en holding, transporte y otros (US$40 millones).

Segmento de petróleo y gas

SEGMENTO DE PETRÓLEO Y GAS, CONSOLIDADO MONTOS EN US$ MILLONES	EJERCICIO 2025	EJERCICIO 2024	△%
Ingresos por ventas	862	730	*+18%*
Ventas en el mercado local	*663*	*622*	*+7%*
Ventas en el mercado exterior	*199*	*108*	*+84%*
Costo de ventas	(613)	(515)	*+19%*
Resultado bruto	**249**	**215**	***+16%***
Gastos de comercialización	(80)	(58)	*+38%*
Gastos de administración	(83)	(82)	*+1%*
Gastos de exploración	-	(21)	*-100%*
Otros ingresos operativos	49	87	*-44%*
Otros egresos operativos	(23)	(28)	*-18%*
Deterioro de PPE	(3)	(34)	*-91%*
Deterioro de activos financieros	(21)	(10)	*+110%*
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	3	-	*NA*
Resultado operativo	**91**	**69**	***+32%***
Ingresos financieros	-	2	*-100%*
Gastos financieros	(101)	(96)	*+5%*
Otros resultados financieros	(35)	(11)	*+218%*
Resultados financieros, neto	***(136)***	***(105)***	***+30%***
Resultado antes de impuestos	**(45)**	**(36)**	***+25%***
Impuesto a las ganancias	(10)	31	*NA*
Resultado del período	**(55)**	**(5)**	***NA***

Los ingresos por ventas del segmento de petróleo y gas aumentaron un 18% a US$862 millones, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US$730 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este aumento se debe principalmente al incremento de la producción de crudo proveniente del yacimiento Rincón de Aranda, parcialmente compensado por menores precios asociados a la caída del precio internacional del Brent. La siguiente tabla muestra la producción y volumen vendido del segmento de petróleo y gas:

	EJERCICIO 2025	EJERCICIO 2024	VARIACION %
PRODUCCIÓN			
Petróleo (miles de bbl/día)	11,7	4,8	145%
Gas (miles de m³ /día)	12.362	12.478	-1%
Total (miles de boe/ día)	**84,4**	**78,2**	**8%**
VENTAS			
Petróleo (miles de bbl/día)	11,7	5,0	139%
Gas (miles de m³ /día)	12.390	12.468	-1%
Total (miles de boe/ día)	**84,8**	**78,3**	**8%**
PRECIO PROMEDIO			
en US$/bbl	61,5	70,2	-12%
en US$/MBTU	3,7	3,7	-1%

Nota: Producción en Argentina.

El costo de ventas del segmento de petróleo y gas aumentó 19% a US$613 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US$515 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Esta variación se debió principalmente a un mayor costo de extracción por mayores gastos de tratamiento de gas y a la puesta en marcha del yacimiento Rincón de Aranda, mayor depreciación de PPE y aumento en las regalías asociadas a la creciente producción de crudo.

El resultado bruto del segmento de petróleo y gas aumentó 16%, de US$215 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 a US$249 millones del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025. Dicha variación se explica principalmente por el incremento en los volúmenes comercializados de crudo, compensado parcialmente por el aumento en los costos, ligera merma en la demanda de gas y menores precios promedio de comercialización de petróleo. Adicionalmente, el margen bruto en relación con las ventas fue del 29% para ambos ejercicios.

Los gastos de comercialización del segmento de petróleo y gas aumentaron a US$80 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con los US$58 millones para el mismo período de 2024, debido al incremento de los costos de transporte de crudo y gas por mayor producción de crudo en Rincón de Aranda y de gas en el bloque Sierra Chata, y mayor exportación de gas a Chile.

Los gastos de administración del segmento de petróleo y gas aumentaron a US$83 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US$82 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 debido al aumento de honorarios y retribuciones por servicios.

Los gastos de exploración del segmento de petróleo y gas registraron una pérdida de US$21 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 correspondiente a la baja de pozos improductivos en el bloque Rincón del Mangrullo. No se registraron gastos de exploración durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025.

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de petróleo y gas registraron ganancias por US$26 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con los US$59 millones registrados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente debido a menores ingresos derivados del Plan Gas, menores intereses por mora y al resultado por la venta de la participación del 22,51% en el bloque Gobernador Ayala registrado en el ejercicio comparativo.

Nuestro segmento de petróleo y gas registró un deterioro de PPE de US$3 millones y US$19 millones correspondiente a las áreas El Tordillo/La Tapera durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente. Con fecha 1 de octubre de 2025 Pampa concretó la venta de su participación del 35,6706% en las concesiones de dichas áreas y cobró un valor de US$2 millones. Adicionalmente, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 se registró un deterioro de PPE de US$15 millones en el bloque Rincón del Mangrullo.

El deterioro de activos financieros del segmento de petróleo y gas registró una pérdida por US$21 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con la pérdida de US$10 millones registrada en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. El cargo del ejercicio actual se explica por el deterioro en los índices de cobrabilidad debido principalmente al mayor atraso en el cobro de créditos registrados con ENARSA.

El resultado por participaciones en negocios conjuntos del segmento de petróleo y gas ascendió a US$3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, correspondiente a nuestra participación del 20% en SESA, entidad que tiene por objeto desarrollar el Proyecto FLNG para la exportación de LNG.

El resultado operativo del segmento de petróleo y gas aumentó US$22 millones, un 32% más, a US$91 millones, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US$69 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. El margen operativo en relación con las ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 aumentó a 11%, comparado con 9% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Los resultados financieros, netos, del segmento de petróleo y gas registraron pérdidas de US$136 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US$105 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente debido a mayores pérdidas por diferencia de cambio sobre la posición neta activa en pesos.

El segmento de petróleo y gas registró una pérdida por impuesto a las ganancias de US$10 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con una ganancia de US$31 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. La variación se debe principalmente al crédito no monetario sobre el impuesto a las ganancias diferido debido a una inflación superior a la devaluación del AR$ durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, mientras que, durante 2025, la evolución de la inflación fue inferior a la devaluación.

Como consecuencia, el segmento de petróleo y gas registró pérdidas de US$55 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US$5 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, ambos íntegramente atribuibles los propietarios de la Sociedad.

Segmento de generación de energía

SEGMENTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA, CONSOLIDADO MONTOS EN US$ MILLONES	EJERCICIO 2025	EJERCICIO 2024	△%
Ingresos por ventas	792	672	+18%
Costo de ventas	(450)	(367)	*+23%*
Resultado bruto	**342**	**305**	***+12%***
Gastos de comercialización	(4)	(3)	*+33%*
Gastos de administración	(42)	(52)	*-19%*
Otros ingresos operativos	23	35	*-34%*
Otros egresos operativos	(11)	(14)	*-21%*
Recupero de deterioro de PPE	55	-	*NA*
Deterioro de activos financieros	-	(46)	*-100%*
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	12	(21)	*NA*
Resultado operativo	**375**	**204**	***+84%***
Ingresos financieros	18	8	*+125%*
Gastos financieros	(46)	(53)	*-13%*
Otros resultados financieros	168	183	*-8%*
Resultados financieros, netos	***140***	***138***	***+1%***
Resultado antes de impuestos	**515**	**342**	***+51%***
Impuesto a las ganancias	(217)	119	*NA*
Resultado del período	**298**	**461**	***-35%***
Atribuible a los propietarios de la Sociedad	*297*	*461*	*-36%*
Atribuible a la participación no controladora	*1*	-	*NA*

Los ingresos por ventas del segmento de generación de energía aumentaron un 18% a US$792 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US$672 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Dicho aumento se debe principalmente a: **(i)** mayor generación de energía renovable por la habilitación comercial de PEPE 6 a finales del 2024; **(ii)** mayores ingresos por el reconocimiento del combustible de abastecimiento propio; y **(iii)** la remuneración adicional de la Res. SE N° 294/24 y **(iv)** la entrada en vigencia de la Res. SE N° 400/25. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la indisponibilidad forzada en HINISA, debido al siniestro climático ocurrido en enero de 2025.

La generación de energía durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 cayó un 3%, a 21.024 GWh, en comparación con 21.743 GWh para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, debido principalmente a menor generación hidroeléctrica compensado parcialmente por mayor generación de energía eólica y térmica.

El siguiente cuadro muestra la generación neta para las plantas de generación:

	EJERCICIO			
	2025		2024	
EN GWH	Generación neta	Ventas totales	Generación neta	Ventas totales
EÓLICAS				
PEPE 2	206	215	188	201
PEPE 3	241	241	202	202
PEPE 4	361	361	341	341
PEPE 5	322	322	343	343
PEPE 6	583	583	197	195
HIDROELÉCTRICAS				
HINISA	283	283	857	857
HIDISA	520	520	616	616
HPPL	558	558	890	890
TÉRMICAS				
CTLL	4.326	4.244	4.754	4.705
CTG	261	448	303	625
CTP	53	53	59	59
CPB	514	514	262	262
CTPP	139	139	192	192
CTIW	134	134	145	145
CTGEBA	8.144	8.566	7.584	8.043
EcoEnergía	54	123	70	150
CTEB[1]	4.325	4.321	4.741	4.733
Total	**21.024**	**21.625**	**21.743**	**22.557**

Nota 1: Participación accionaria del 50%.

El costo de ventas aumentó un 23% a US$450 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US$367 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente debido a mayores depreciaciones de PPE, mayores gastos de mantenimiento y compras de combustible para autoabastecimiento.

El resultado bruto del segmento de generación de energía aumentó un 12% a US$342 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US$305 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. El margen bruto en relación con las ventas disminuyó a 43% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con 45% para el mismo período de 2024.

Los gastos de comercialización del segmento de generación de energía aumentaron a US$4 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US$3 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Los gastos de administración del segmento de generación de energía disminuyeron a US$42 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US$52 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, explicado principalmente por menores costos laborales.

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de generación de energía experimentaron una contracción, registrando ganancias de US$12 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US$21 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por menores intereses por mora con CAMMESA por menor tasa y mora, parcialmente compensado por mayor recupero de seguros.

Nuestro segmento de generación registró un recupero de deterioro de PPE de US$55 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 correspondiente a CPB, producto de la mejora en la estimación del valor de recupero del activo bajo el nuevo régimen de precios *spot* en la Res. SE N° 400/25.

El segmento de generación de energía registró un deterioro de activos financieros de US$46 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 debido al acuerdo celebrado con CAMMESA el 27 de mayo de 2024, mediante el cual dicha entidad canceló el saldo de ciertas transacciones impagas del MEM, mediante: **(i)** la entrega de bonos soberanos valuados al 65% de su valor nominal para cancelar las transacciones del MEM correspondientes a diciembre de 2023 y enero de 2024; y **(ii)** un pago en efectivo para cancelar la transacción del MEM correspondiente a febrero de 2024. No se registró ningún deterioro de activos financieros durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025.

El resultado por participaciones en negocios conjuntos del segmento de generación de energía, correspondiente a nuestra participación del 50% en CTBSA, registró una ganancia de US$12 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con una pérdida de US$21 millones para el ejercicio finalizado

el 31 de diciembre de 2024. Esta variación corresponde principalmente al deterioro de PPE registrado por CTEB en 2024, parcialmente compensada por la pérdida derivada del crédito no monetario sobre el impuesto a las ganancias diferido, debido a una devaluación superior a la inflación del AR$ durante 2025.

El resultado operativo del segmento de generación de energía aumentó un 84% a US$375 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US$204 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Dicha variación se explica principalmente por el aumento de la utilidad bruta en 2025, el recupero de deterioro de PPE de CPB, menores costos laborales y mayores recuperos de seguros, sumado a un mejor resultado por participación en CTEB. Dichos efectos fueron parcialmente compensados por la disminución de los intereses comerciales en 2025. El margen operativo en relación con las ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 aumentó al 47%, en comparación con el 30% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Los resultados financieros, netos, registraron ganancias de US$140 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparados con US$138 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Este aumento se debe principalmente a mayores intereses financieros, menores pérdidas por diferencia de cambio sobre la posición monetaria en AR$, compensado parcialmente por menores ganancias por la tenencia de instrumentos financieros.

El segmento de generación de energía registró una pérdida por impuesto a las ganancias de US$217 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con una ganancia de US$119 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. La variación se relaciona principalmente con el crédito no monetario sobre el impuesto a las ganancias diferido, debido a una inflación superior a la devaluación del AR$ durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, mientras que el comportamiento de la inflación y la devaluación fue inverso durante el ejercicio 2025.

Como consecuencia, el segmento de generación de energía registró ganancias de US$298 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, de los cuales US$297 millones corresponden a los propietarios de la Sociedad, en comparación con US$461 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

Segmento de petroquímica

SEGMENTO DE PETROQUÍMICA, CONSOLIDADO MONTOS EN US$ MILLONES	EJERCICIO 2025	EJERCICIO 2024	△%
Ingresos por ventas	443	516	-14%
Ventas en el mercado local	*265*	*326*	*-19%*
Ventas en el mercado exterior	*178*	*190*	*-6%*
Costo de ventas	(429)	(487)	*-12%*
Resultado bruto	**14**	**29**	***-52%***
Gastos de comercialización	(12)	(13)	*-8%*
Gastos de administración	(6)	(7)	*-14%*
Otros ingresos operativos	19	41	*-54%*
Otros egresos operativos	(9)	(7)	*+29%*
Deterioro de inventarios	(37)	-	*NA*
Resultado operativo	**(31)**	**43**	***NA***
Ingresos financieros	27	21	*+29%*
Gastos financieros	-	(3)	*-100%*
Otros resultados financieros	3	7	*-57%*
Resultados financieros, neto	***30***	***25***	***+20%***
Resultado antes de impuestos	**(1)**	**68**	***NA***
Impuesto a las ganancias	5	4	*+25%*
Resultado del período	**4**	**72**	***-94%***

Los ingresos por ventas del segmento de petroquímica registraron US$443 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, un 14% inferior a los US$516 millones registrados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Esta variación se debe principalmente a la caída en los precios de todos los productos, reflejando la tendencia de los precios internacionales de referencia y un contexto económico más competitivo.

Los volúmenes totales comercializados en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 disminuyeron un 2% respecto del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Dicha variación se explica principalmente por los menores volúmenes de venta de poliestireno y caucho. La siguiente tabla muestra el volumen vendido en el segmento de petroquímica:

VOLUMEN VENDIDO EN MILES DE TON	EJERCICIO 2025	EJERCICIO 2024
Estireno y poliestireno	84	88
Caucho sintético	41	45
Reforma	335	336
Total	**460**	**469**

El costo de ventas del segmento de petroquímica disminuyó un 12% a US$429 millones, para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US$487 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Dicha variación responde a los menores volúmenes comercializados y menores precios de la materia prima principalmente para la planta de reforma.

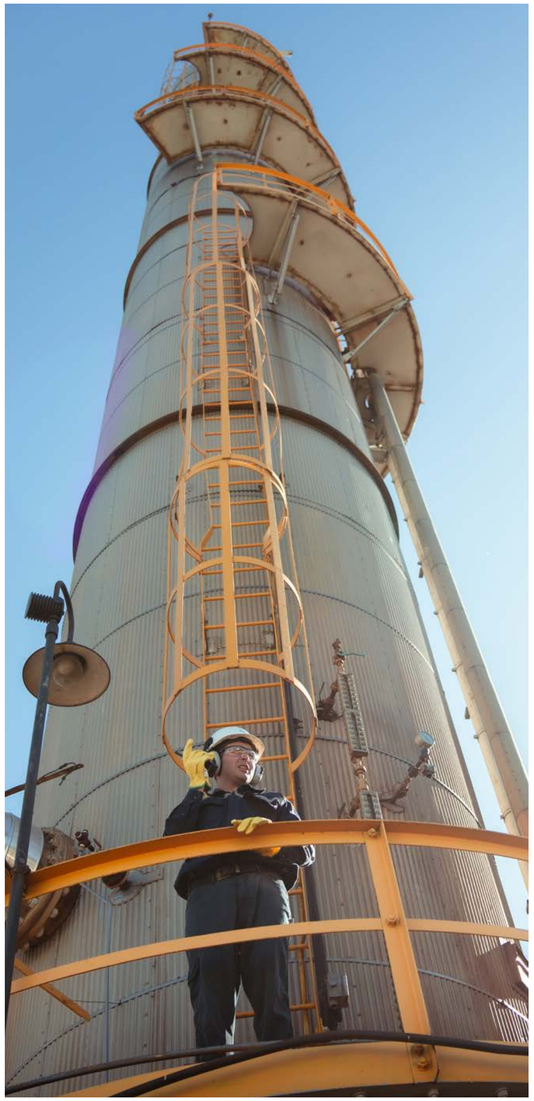
El segmento de petroquímica registró una ganancia bruta de US$14 millones durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US$29 millones en el mismo período de 2024, debido principalmente a los menores márgenes de poliestireno, caucho y estireno, parcialmente compensado por mayor margen de la planta de reforma. El margen bruto en relación con las ventas fue de 3% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con 6% para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Los gastos de comercialización del segmento de petroquímica disminuyeron a US$12 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US$13 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

Los gastos de administración del segmento de petroquímica disminuyeron a US$6 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US$7 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, explicado principalmente por menores costos laborales.

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, registraron ganancias de US$10 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparados con US$34 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Esta variación se explica principalmente por la mayor reversión de la provisión para contingencias aduaneras registrada en el ejercicio anterior, menores ganancias derivadas de la liquidación de exportaciones a un tipo de cambio diferencial en US$ a través del Programa de Incremento Exportador y pérdidas por capacidad ociosa en nuestra planta de reforma, caucho, estireno y poliestireno.

Nuestro segmento de petroquímica registró un deterioro de PPE de US$37 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, como resultado de la evaluación de recuperabilidad realizada, luego de haber identificado condiciones de mercado adversas por la caída sostenida en los precios de venta de los productos petroquímicos en un contexto de mayor competencia.



El resultado operativo del segmento de petroquímica registró una pérdida de US$31 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con una ganancia de US$43 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

El segmento de petroquímica registró en concepto de resultados financieros, netos, ganancias de US$30 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparada con US$25 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente por una mayor reversión de los intereses acumulados en la provisión para contingencias aduaneras registrada en el ejercicio anterior.

El segmento de petroquímica registró ganancias por impuesto a las ganancias de US$5 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US$4 millones para el ejercicio 2024.

El segmento de petroquímica registró ganancias de US$4 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparada con US$72 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, ambas íntegramente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

Segmento de holding, transporte y otros

SEGMENTO DE HOLDING, TRANSPORTE Y OTROS, CONSOLIDADO MONTOS EN US$ MILLONES	EJERCICIO 2025	EJERCICIO 2024	△%
Ingresos por ventas	24	65	*-63%*
Costo de ventas	-	(17)	*-100%*
Resultado bruto	**24**	**48**	***-50%***
Gastos de comercialización	(2)	-	*NA*
Gastos de administración	(61)	(98)	*-38%*
Otros ingresos operativos	9	12	*-25%*
Otros egresos operativos	(29)	(39)	*-26%*
Resultado por venta de participacion en sociedades	-	34	*-100%*
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	127	167	*-24%*
Resultado operativo	**69**	**124**	***-45%***
Ingresos financieros	-	1	*-100%*
Gastos financieros	(49)	(33)	*+48%*
Otros resultados financieros	94	32	*+194%*
Resultados financieros, neto	***45***	**-**	***NA***
Resultado antes de impuestos	**113**	**124**	***-9%***
Impuesto a las ganancias	18	(33)	*NA*
Resultado del período	**131**	**91**	***+44%***

Los ingresos por ventas del segmento de holding, transporte y otros disminuyeron un 63%, a US$24 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparados con US$65 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, explicado principalmente por el impacto de la desconsolidación de OCP, que incluyó la actividad de transporte de petróleo crudo desde el 30 de agosto de 2024 hasta el final de la concesión el 29 de noviembre de 2024.

Nuestro segmento de holding, transporte y otros no registró costo de ventas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparados con los US$17 millones en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, explicado por el fin de la concesión de OCP.

Nuestro segmento de holding, transporte y otros registró un resultado bruto de US$24 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparados con US$48 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 como resultado principalmente de la desconsolidación de OCP.

Los gastos de comercialización y administración del segmento de holding, transporte y otros disminuyeron a US$63 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparados con US$98 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, principalmente debido a menor devengamiento en los acuerdos de compensación de ejecutivos en línea con el comportamiento del precio de la acción, parcialmente compensado por mayores honorarios y retribuciones por servicios.

Los otros ingresos y egresos operativos, netos, del segmento de holding, transporte y otros registraron pérdidas de US$20 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparados con US$27 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. La variación responde principalmente a cargos por provisión para contingencias registrados en 2024.

El resultado por venta de participaciones en sociedades del segmento de holding, transporte y otros registró una ganancia de US$34 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, debido a la venta de nuestra participación directa en TGS.

La ganancia por participaciones en asociadas y negocios conjuntos del segmento de holding, transporte y otros fue de US$127 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparada con US$167 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. Esta disminución se explica principalmente por las menores ganancias derivadas de nuestra participación en OCP debido a las ganancias reconocidas en el marco de la adquisición adicional de acciones en el capital social en 2024, parcialmente compensadas por mayores ganancias provenientes de nuestras participaciones en CIESA y CITELEC, consistentes con los incrementos tarifarios mensuales recibidos por TGS y Transener durante 2025.

El resultado operativo del segmento de holding, transporte y otros registró ganancias de US$68 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con US$124 millones para ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

El segmento de holding, transporte y otros registró una ganancia financiera neta de US$45 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, debido a mayores ganancias por diferencias de cambio netas sobre la posición pasiva monetaria en pesos, parcialmente compensadas por mayores intereses sobre pasivos fiscales. No se registraron cargos netos para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024.

El segmento de holding, transporte y otros registró una ganancia de US$18 millones por impuesto a las ganancias en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, comparado con una pérdida de US$33 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024. La variación se relaciona principalmente con el ajuste por inflación impositivo sobre la posición monetaria neta.

El segmento de holding, transporte y otros registró ganancias de US$131 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, en comparación con US$91 millones para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, ambas íntegramente atribuibles a los propietarios de la Sociedad.

13. Política de dividendos

Con el objetivo de establecer prácticas claras, transparentes y consistentes que permitan a los accionistas tomar decisiones informadas, la Compañía ha implementado una Política de Dividendos, en concordancia con el Estatuto y el marco legal y regulatorio vigente, en la cual plasma los lineamientos para mantener un equilibrio adecuado entre los montos distribuidos y los planes de inversión de Pampa.

Anualmente, el Directorio evalúa prudentemente la posibilidad de pagar dividendos a sus accionistas durante cada ejercicio social y analiza con particular atención las circunstancias económicas propias de dicho período.

Para el ejercicio 2026, no prevemos pagar dividendos en efectivo sobre nuestras acciones ordinarias ni ADS. Se retendrán todos los fondos disponibles y las utilidades para ser aplicados en la operación y expansión de nuestros negocios, fortaleciendo aún más la capacidad operativa y la posición estratégica de Pampa en el mercado energético argentino.

14. Propuesta del directorio

Se informa que el resultado del ejercicio arrojó una ganancia de AR$495.789 millones la cual, sumada a las diferencias de conversión apropiadas a los resultados no asignados que asciende a AR$15.742 millones, totalizan al 31 de diciembre de 2025 resultados no asignados positivos por AR$511.531 millones. En consecuencia, el Directorio por unanimidad resuelve proponer a la Asamblea de Accionistas destinar la suma de AR$511.531 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) Continuar impulsando la operación y expansión de nuestros negocios mediante inversiones clave, tanto ordinarias como extraordinarias. Esto incluye la continuidad de la exploración y producción de gas y crudo en Vaca Muerta, con foco en Rincón de Aranda, así como los compromisos de aportes en los proyectos en los que somos parte;

(ii) Maximizar las posibilidades de inversión que permitan un crecimiento significativo, la expansión de los negocios y la generación de sinergias estratégicas;

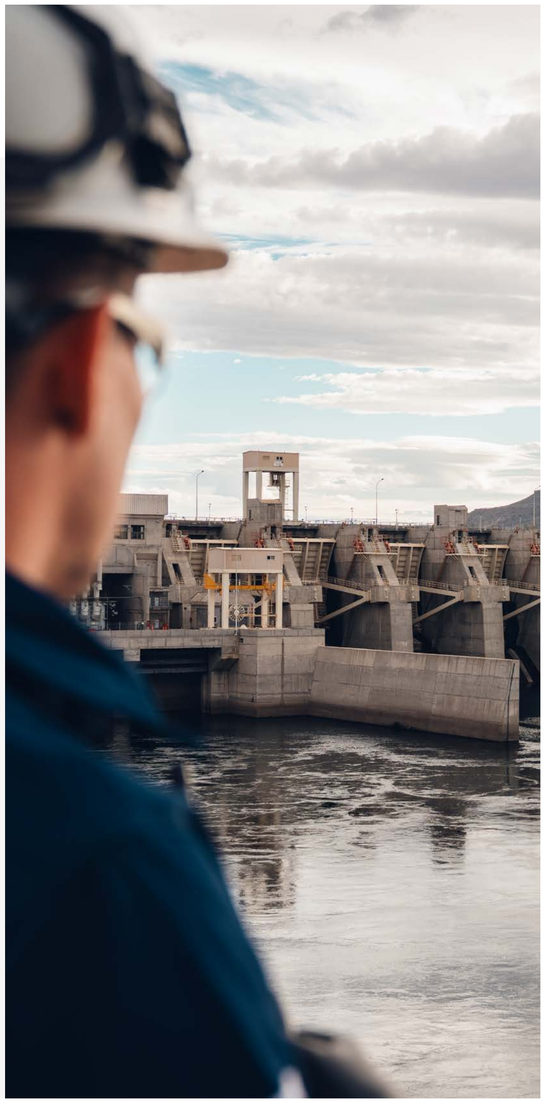
(iii) Tomar las medidas necesarias para resguardar los intereses y el valor de la inversión de los accionistas de la Compañía ante los distintos desafíos del mercado.

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, 2 de marzo de 2026.

EL DIRECTORIO



Anexo I: Informe de Gobierno Societario

El Directorio de Pampa ha elaborado el siguiente reporte sobre la aplicación de los principios contenidos en el Código de Gobierno Societario para el ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2025, de acuerdo a los términos del Art. 1 de la Sección I del Capítulo I del Título IV de las Normas de la CNV, de acuerdo con N.T. 2013 modificado por la Res. General CNV N° 797/19.

A.
La función del Directorio

Principios

i. La Compañía debe ser liderada por un Directorio profesional y capacitado que será el encargado de sentar las bases necesarias para asegurar el éxito sostenible de la Compañía. El Directorio es el guardián de la Compañía y de los derechos de todos sus accionistas.

ii. El Directorio deberá ser el encargado de determinar y promover la cultura y valores corporativos. En su actuación, el Directorio deberá garantizar la observancia de los más altos estándares de ética e integridad en función del mejor interés de la Compañía.

iii. El Directorio deberá ser el encargado de asegurar una estrategia inspirada en la visión y misión de la Compañía, que se encuentre alineada a los valores y la cultura de la misma. El Directorio deberá involucrarse constructivamente con la gerencia para asegurar el correcto desarrollo, ejecución, monitoreo y modificación de la estrategia de la Compañía.

iv. El Directorio ejercerá control y supervisión permanente de la gestión de la Compañía, asegurando que la gerencia tome acciones dirigidas a la implementación de la estrategia y al plan de negocios aprobado por el Directorio.

v. El Directorio deberá contar con mecanismos y políticas necesarias para ejercer su función y la de cada uno de sus miembros de forma eficiente y efectiva.

Nota 15: Para más información, ver las Prácticas 22 y 23 en el Anexo I de esta Memoria.

1. El Directorio genera una cultura ética de trabajo y establece la visión, misión y valores de la Compañía.

El Código de Conducta, aprobado por nuestro Directorio, establece una cultura organizacional basada en la visión, misión y valores de Pampa. El Código define los principios que guían las acciones diarias y las decisiones estratégicas de todos los integrantes de Pampa. Valores como la responsabilidad, la integridad, la excelencia, el espíritu emprendedor y el trabajo en equipo son pilares fundamentales, que promueven el trabajo en equipo y la excelencia operativa[15]. Para asegurar el cumplimiento de estos principios y valores, Pampa cuenta con un Comité de Ética, encargado de velar proactivamente por la integridad empresarial. Asimismo, la Política de prevención del fraude, la corrupción y otras irregularidades, aprobada por el Directorio, reafirma la transparencia y ética como pilares de gestión empresarial y el crecimiento sustentable, prohibiendo cualquier conducta que contravenga los principios y valores definidos en nuestro Código de Conducta. En consecuencia, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

2. El Directorio fija la estrategia general de la Compañía y aprueba el plan estratégico que desarrolla la gerencia. Al hacerlo, el Directorio tiene en consideración factores ambientales, sociales y de gobierno societario. El Directorio supervisa su implementación mediante la utilización de indicadores clave de desempeño y teniendo en consideración el mejor interés de la Compañía y todos sus accionistas.

El Directorio define la estrategia de Pampa y es responsable de aprobar el presupuesto anual, considerando diversos índices, factores, riesgos y proyecciones analizados por la gerencia, así como aspectos ASG, detallados en el Reporte Anual de Sustentabilidad. Este presupuesto guía las actividades de todos los sectores durante el próximo ejercicio, en línea con la estrategia de Pampa. La dirección ejecutiva de finanzas elabora y supervisa el cumplimiento de dicha estrategia y presupuesto.

En los últimos años, Pampa llevó adelante diversos proyectos que contribuyeron a reducir su huella de carbono, eficientizar su base de activos y a diversificar la matriz energética del país, combinando el desarrollo de hidrocarburos en la formación Vaca Muerta con la instalación de 427 MW de generación eólica, consolidándose como uno de los principales generadores renovables del país. Parte de la inversión necesaria para lograr este último hito fue financiada a través de distintos instrumentos calificados como verdes, lo que refleja el compromiso del Directorio y la Compañía con el desarrollo de proyectos sostenibles. Además, esta estrategia evidencia cómo el Directorio incorpora distintos factores en su toma de decisiones, alineándolas con la estrategia integral y de largo plazo de la Compañía.

3. El Directorio supervisa a la gerencia y asegura que ésta desarrolle, implemente y mantenga un sistema adecuado de control interno con líneas de reporte claras.

Pampa evalúa la efectividad de los controles internos sobre la información financiera a partir del Marco Integrado de Control Interno, emitido por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission en 2013. En tal sentido, el Directorio aprobó el organigrama de Pampa, que incluye: **(i)** un equipo de control interno que da soporte a los referentes de procesos en el diseño de los mismos, y monitorea las observaciones surgidas de la evaluación; **(ii)** un equipo de auditoría interna que evalúa la efectividad y el diseño de los controles definidos; **(iii)** referentes de procesos que garantizan la efectividad y actualización de los controles; y **(iv)** presentaciones periódicas sobre avances y evaluaciones de los procesos ante el Comité de Auditoría, el CEO y el CFO.

El Comité de Auditoría, integrado por directores independientes, es el encargado de supervisar el sistema de control interno. Al menos de forma trimestral, se presenta al Directorio informes sobre eventos relevantes e indicadores de gestión, permitiendo conocer los resultados obtenidos y evaluar el desempeño de la Compañía. Además, se promueve una interacción constante entre el Directorio y la gerencia, con la participación de distintas áreas para abordar consultas específicas y garantizar el monitoreo de los objetivos del ejercicio. Esta interacción, enriquecida por la preparación y experiencia de los miembros del Directorio, facilita discusiones abiertas y sinceras sobre la gestión.

Por último, Pampa implementa diversas iniciativas para fortalecer el control interno, como el Programa de Integridad (Práctica 23), el Código de Conducta (Prácticas 1, 22 y 23), la Política para la prevención del Fraude, la corrupción y otras irregularidades (Prácticas 1 y 23), un canal de denuncias para informar presuntas irregularidades (Práctica 23), Política para la recuperación de compensaciones otorgadas erróneamente, políticas de Gobierno Corporativo descriptas en la Memoria y en este Anexo, y la gestión de riesgos corporativa (Práctica 17), entre otras.

4. El Directorio diseña las estructuras y prácticas de gobierno societario, designa al responsable de su implementación, monitorea la efectividad de las mismas y sugiere cambios en caso de ser necesarios.

El Directorio no sólo aprueba las políticas de gobierno corporativo, sino que también supervisa su implementación y efectividad, como se describió en la Práctica 1. En este sentido, la gerencia revisa periódicamente dichas políticas y asesora al Directorio sobre la necesidad de actualizarlas y/o modificarlas. En los últimos años, el Directorio ha aprobado y/o actualizado diversas políticas, como la de Prevención del Fraude, la Corrupción y Otras Irregularidades y Mejores Prácticas Bursátiles, entre otras.

Asimismo, el Directorio monitorea regularmente el funcionamiento del Programa de Integridad de la Sociedad, y evalúa la necesidad de contar con comités específicos para aplicar distintas políticas. Si no se requiere un comité, el Directorio delega su implementación y control al área correspondiente. De este modo, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

5. Los miembros del Directorio tienen suficiente tiempo para ejercer sus funciones de forma profesional y eficiente. El Directorio y sus Comités tienen reglas claras y formalizadas para su funcionamiento y organización, las cuales son divulgadas a través de la página web de la Compañía.

Los miembros del Directorio dedican tiempo exclusivo al análisis y monitoreo de la gestión, respaldados por información detallada previa a las reuniones para una toma de decisiones eficiente y fundamentada. Asimismo, la participación de algunos directores en funciones ejecutivas facilita el contacto diario con la administración, mejorando la comprensión y supervisión de las operaciones.

Nuestra Política de Nominaciones garantiza que la selección de candidatos al Directorio considere criterios como independencia, diversidad, edad, habilidades, experiencia, conocimiento del negocio e industria, y posibles incompatibilidades, garantizando así una composición diversa.

Asimismo, el Directorio y sus Comités (de Auditoría, de Remuneraciones y de Nominaciones) cuentan con reglamentos internos disponibles en nuestra página web, los cuales regulan sus funciones, responsabilidades y reuniones, asegurando la aplicación de la práctica recomendada.

B.
La Presidencia en el Directorio y la Secretaría Corporativa

Principios

vi. El Presidente del Directorio es el encargado de velar por el cumplimiento efectivo de las funciones del Directorio y de liderar a sus miembros. Deberá generar una dinámica positiva de trabajo y promover la participación constructiva de sus miembros, así como garantizar que los miembros cuenten con los elementos e información necesaria para la toma de decisiones. Ello también aplica a los Presidentes de cada Comité del Directorio en cuanto a la labor que les corresponde.

vii. El Presidente del Directorio deberá liderar procesos y establecer estructuras buscando el compromiso, objetividad y competencia de los miembros del Directorio, así como el mejor funcionamiento del órgano en su conjunto y su evolución conforme a las necesidades de la Compañía.

viii. El Presidente del Directorio deberá velar que el Directorio en su totalidad esté involucrado y sea responsable por la sucesión del Gerente General.

6. El Presidente del Directorio es responsable de la buena organización de las reuniones del Directorio, prepara el orden del día asegurando la colaboración de los demás miembros y asegura que estos reciban los materiales necesarios con tiempo suficiente para participar de manera eficiente e informada en las reuniones. Los Presidentes de los Comités tienen las mismas responsabilidades para sus reuniones.

La Sociedad aplica la práctica recomendada al contar con una Secretaría del Directorio, responsable de convocar y coordinar las reuniones del Directorio y sus Comités, según lo establecido en el Reglamento del Directorio. Las reuniones se realizan según las normativas vigentes y con la documentación necesaria para su análisis previo. Todo el proceso se desarrolla bajo la supervisión del Presidente del Directorio y los respectivos Comités[16].

7. El Presidente del Directorio vela por el correcto funcionamiento interno del Directorio mediante la implementación de procesos formales de evaluación anual.

Anualmente, el Directorio de Pampa realiza una autoevaluación mediante un cuestionario que analiza su rendimiento y gestión. Cada miembro lo completa, y la dirección ejecutiva de asuntos legales revisa los resultados para proponer, si es necesario, mejoras en su funcionamiento. Este proceso permite optimizar el funcionamiento del Directorio, aplicando así la práctica recomendada.

8. El Presidente genera un espacio de trabajo positivo y constructivo para todos los miembros del Directorio y asegura que reciban capacitación continua para mantenerse actualizados y poder cumplir correctamente sus funciones.

El Presidente lidera las reuniones de Directorio para garantizar su orden y correcto desempeño, coordinando su funcionamiento con la Secretaría del Directorio. En su ausencia, lo reemplaza el Vicepresidente o, en su defecto, otro miembro del Directorio. Las reuniones se convocan conforme a los plazos establecidos en el reglamento del órgano, asegurando el adecuado análisis de los temas.

Los directores con funciones ejecutivas mantienen contacto permanente con las distintas áreas de Pampa, lo que les permite una visión integral del negocio y una actualización constante. En las reuniones de Directorio se invita a miembros de diferentes gerencias para responder consultas sobre temas específicos, asegurando el monitoreo de los objetivos fijados para el ejercicio. Esta actualización se extiende a los miembros del Comité de Auditoría y demás directores independientes.

La Sociedad implementó un programa de capacitación continua para los miembros del Directorio en áreas clave para su gestión. Durante el ejercicio 2025, se realizaron actualizaciones sobre el impacto y la evolución actual de la IA y otros temas estratégicos, tanto en el Directorio como en el Comité de Auditoría. Este proceso continuará durante el ejercicio 2026.

9. La Secretaría Corporativa apoya al Presidente del Directorio en la administración efectiva del Directorio y colabora en la comunicación entre accionistas, Directorio y gerencia.

Pampa aplica esta práctica a través de la Secretaría del Directorio, integrada en la dirección ejecutiva de asuntos legales, cuyas principales funciones son: **(i)** coordinar las agendas de reuniones del Directorio con el Presidente, sus miembros y la gerencia, priorizando los temas claves para la gestión; **(ii)** organizar y enviar con anticipación la información necesaria para las reuniones; **(iii)** coordinar la elaboración, circulación y aprobación de minutas; **(iv)** facilitar la comunicación entre los miembros del Directorio, la gerencia y sus asesores; **(v)** archivar la documentación de las reuniones; **(vi)** brindar apoyo administrativo a los Comités creados en el ámbito del Directorio; **(vii)** coordinar las Asambleas de Accionistas, el registro de accionistas y la participación de los directores; **(viii)** elaborar, actualizar y enviar el programa de inducción a los nuevos miembros; y **(ix)** gestionar las funciones administrativas relacionadas con el Directorio, los Comités y la Asamblea de Accionistas. Estas funciones se desarrollan bajo la supervisión del Presidente, quien mantiene el enfoque en su rol estratégico.

10. El Presidente del Directorio asegura la participación de todos sus miembros en el desarrollo y aprobación de un plan de sucesión para el Gerente General de la Compañía.

Si bien la Sociedad no cuenta con un plan sucesorio formal, aplica un enfoque basado en principios definidos. Al evaluar la estructura organizativa, el Directorio designó al CEO y al CFO considerando su trayectoria y capacidades. Es importante señalar que el rol de Presidente del Directorio es independiente del de CEO. En este sentido, el Presidente del Directorio, junto con la dirección de recursos humanos, define las competencias y valores que debe reunir un futuro CEO, en línea con la misión, visión y valores de la Sociedad. Actualmente, no se considera necesaria la implementación de un plan de sucesión.

Nota 16: Para más información, ver la Práctica 9 en el Anexo I de esta Memoria.

C.
Composición, nominación y sucesión del Directorio

Principios

ix. El Directorio deberá contar con niveles adecuados de independencia y diversidad que le permitan tomar decisiones en pos del mejor interés de la Compañía, evitando el pensamiento de grupo y la toma de decisiones por individuos o grupos dominantes dentro del Directorio.

x. El Directorio deberá asegurar que la Compañía cuente con procedimientos formales para la propuesta y nominación de candidatos para ocupar cargos en el Directorio en el marco de un plan de sucesión.

11. El Directorio tiene al menos dos miembros que poseen el carácter de independientes de acuerdo con los criterios vigentes establecidos por la CNV.

La Sociedad aplica la práctica recomendada ya que al momento de emitir la Memoria, el Directorio cuenta con 5 directores titulares y 5 directores suplentes independientes. Además, como se indica en la Práctica 3, el Comité de Auditoría está compuesto exclusivamente por miembros independientes, superando el requisito de mayoría exigido por las normas locales.

12. La Compañía cuenta con un Comité de Nominaciones que está compuesto por al menos tres miembros y es presidido por un director independiente. De presidir el Comité de Nominaciones, el Presidente del Directorio se abstendrá de participar frente al tratamiento de la designación de su propio sucesor.

El Directorio de Pampa aprobó la Política de Nominaciones, que establece la creación del Comité de Nominaciones para asistir en el proceso de selección y designación de los miembros del Directorio. Este comité, dependiente del Directorio, está compuesto por 3 miembros titulares y un número igual o menor de suplentes, siendo su Presidente un director independiente según las normas de la CNV, cumpliendo así con la práctica recomendada.

13. El Directorio, a través del Comité de Nominaciones, desarrolla un plan de sucesión para sus miembros que guía el proceso de preselección de candidatos para ocupar vacantes y tiene en consideración las recomendaciones no vinculantes realizadas por sus miembros, el Gerente General y los accionistas.

El Directorio de Pampa aprobó la Política de Nominaciones, que define pautas sobre independencia, incompatibilidades y diversidad para los miembros del Órgano de Administración. Bajo dicha política, se creó un Comité encargado de gestionar la identificación y evaluación de candidatos, asistiendo al Directorio y accionistas en la elección de candidatos durante la Asamblea de Accionistas, conforme a la normativa vigente, especialmente al Art. 12 del Estatuto de Pampa, que establece la selección mediante listas para garantizar mayor transparencia en el proceso.

El Comité también evalúa de forma previa y no vinculante a los candidatos propuestos por el Directorio, considerando factores como independencia, diversidad, edad, habilidades y experiencia, siempre bajo criterios objetivos y respetando la pluralidad de género. Actualmente, el Directorio está compuesto por profesionales de diversas áreas, como economía, administración de empresas, finanzas, ingeniería y derecho. Todos los directores perciben el mismo honorario, promoviendo una cultura de inclusión que potencian el análisis, la discusión y toma de decisiones equitativas. Así, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

14. El Directorio implementa un programa de orientación para sus nuevos miembros electos.

La Sociedad aplica la práctica recomendada, ya que el Directorio, a través de su Secretaría, ofrece un programa de inducción a los nuevos miembros que incluye una descripción general de la Compañía, sus principales órganos sociales, prácticas de gobierno corporativo, el Código de Conducta, y las principales políticas. Se proporciona la documentación e información necesarias para el ejercicio del cargo y se incorpora al listado de distribución del Directorio para que reciban la documentación antes de su primera participación. Para complementar la formación, se organizan reuniones con referentes de distintas áreas para resolver dudas y familiarizarse con el negocio de la Sociedad. La gerencia de Pampa está disponible para responder y complementar cualquier información requerida, en línea con la interacción continua mencionada en la Práctica 8 en el Anexo I de esta Memoria.

D.
Remuneración

Principio

xi. El Directorio deberá generar incentivos a través de la remuneración para alinear a la gerencia —liderada por el Gerente General— y al mismo Directorio con los intereses de largo plazo de la Compañía de manera tal que todos los directores cumplan con sus obligaciones respecto a todos sus accionistas de forma equitativa.

15. La Compañía cuenta con un Comité de Remuneraciones que está compuesto por al menos tres miembros. Los miembros son en su totalidad independientes o no ejecutivos.

En línea con la Política de Remuneraciones, Pampa cuenta con un Comité que asesora al Directorio y/o a la Asamblea de Accionistas en la determinación de remuneraciones del Directorio, así como en el diseño y seguimiento de políticas y/o planes de remuneración y/o beneficios. Dicha política establece que la remuneración de los directores debe alinearse a los estándares de compañías similares a nivel local.

El Comité de Remuneraciones, que depende del Directorio, está compuesto por tres miembros titulares e igual o menor número de suplentes, ninguno con funciones ejecutivas en Pampa. Actualmente, todos sus miembros son independientes, lo que garantiza el cumplimiento de la práctica recomendada.

16. El Directorio, a través del Comité de Remuneraciones, establece una política de remuneración para el Gerente General y miembros del Directorio.

Como parte de la práctica recomendada, nuestra Política de Remuneraciones establece que el Comité de Remuneraciones emita una opinión previa sobre las remuneraciones de los miembros del Directorio, asegurando que sean competitivas en el mercado y cumplan con las normativas aplicables. Esta opinión se presenta al Directorio y a la Asamblea de Accionistas. Cabe destacar que dicha recomendación no impacta la política de beneficios del resto de los empleados de Pampa.

La política de remuneraciones y beneficios de Pampa busca equilibrar competitividad externa y equidad interna, ajustando la estructura salarial y beneficios a través de encuestas del mercado. Para los principales ejecutivos, incluido el CEO y personal clave de Pampa, el Directorio aprobó en 2017 planes de compensación variable para alinear su desempeño con los planes estratégicos de la Sociedad, vinculando la remuneración con la creación de valor para los accionistas.

E. Ambiente de control

Principios

xii. El Directorio debe asegurar la existencia de un ambiente de control, compuesto por controles internos desarrollados por la gerencia, la auditoría interna, la gestión de riesgos, el cumplimiento regulatorio y la auditoría externa, que establezca las líneas de defensa necesarias para asegurar la integridad en las operaciones de la Compañía y de sus reportes financieros.

xiii. El Directorio deberá asegurar la existencia de un sistema de gestión integral de riesgos que permita a la gerencia y al Directorio dirigir eficientemente a la Compañía hacia sus objetivos estratégicos.

xiv. El Directorio deberá asegurar la existencia de una persona o departamento (según el tamaño y complejidad del negocio, la naturaleza de sus operaciones y los riesgos a los cuales se enfrenta) encargado de la auditoría interna de la Compañía. Esta auditoría, para evaluar y auditar los controles internos, los procesos de gobierno societario y la gestión de riesgo de la Compañía, debe ser independiente y objetiva y tener sus líneas de reporte claramente establecidas.

xv. El Comité de Auditoría del Directorio estará compuesto por miembros calificados y experimentados, y deberá cumplir con sus funciones de forma transparente e independiente.

xvi. El Directorio deberá establecer procedimientos adecuados para velar por la actuación independiente y efectiva de los auditores externos.

17. El Directorio determina el apetito de riesgo de la Compañía y además supervisa y garantiza la existencia de un sistema integral de gestión de riesgos que identifique, evalúe, decida el curso de acción y monitoree los riesgos a los que se enfrenta la Compañía, incluyendo —entre otros— los riesgos medioambientales, sociales y aquellos inherentes al negocio en el corto y largo plazo.

Pampa gestiona, de manera descentralizada aunque integral, los riesgos que pueden afectar a la organización y grupos de interés. Para ello, cuenta con diversas normas:

• **La Política de Gestión de Riesgos**, aprobada por el Directorio, establece las responsabilidades, funciones y metodología para gestionar los riesgos que puedan impactar a la Compañía. Su enfoque abarca riesgos financieros, cuyos resultados se presentan ante el Comité de Auditoría y la gerencia.

• En el ámbito operativo, el **Procedimiento para Gestión del Riesgo** define cómo identificar, evaluar y mitigar amenazas a la seguridad de las personas, el medioambiente, el patrimonio y la reputación de la Compañía. Complementariamente, la **Matriz de Gerenciamiento de Riesgos** (MGR) permite medir y gestionar riesgos operacionales con criterios homogéneos, priorizando la reducción de riesgos críticos.

• En materia ambiental, el **Procedimiento de Gestión de Riesgos e Impactos Potenciales a la Biodiversidad** aborda la gestión de riesgos e impactos a la biodiversidad en todas las etapas del ciclo de vida de los proyectos y operaciones de la Compañía.

• Para la protección de activos y datos, la **Política de Seguridad de la Información** establece directrices para resguardar la tecnología, información e identidades, manteniendo la confidencialidad, integridad y disponibilidad, minimizando los riesgos de seguridad asociados. Asimismo, la **Política de Seguridad Patrimonial** busca identificar y mitigar los riesgos de seguridad que puedan afectar a personas y activos de Pampa.

• **El Procedimiento de Estudio de Análisis y Evaluación de Riesgos** garantiza la calidad en los procesos de compras y contrataciones mediante la identificación de peligros y gestión de riesgos asociados.

Todos los factores de riesgo detectados son expuestos en el apartado *Risk Factors* del documento 20-F, presentado ante la SEC. De la forma descripta, Pampa aplica la presente práctica.

18. El Directorio monitorea y revisa la efectividad de la auditoría interna independiente y garantiza los recursos para la implementación de un plan anual de auditoría en base a riesgos y una línea de reporte directa al Comité de Auditoría.

Pampa aplica la práctica recomendada, dado que la dirección de auditoría interna reporta funcionalmente al Comité de Auditoría y administrativamente al CEO.

Al inicio de cada ejercicio, auditoría interna presenta su plan anual de trabajo para su revisión y aprobación, junto con los recursos necesarios para su implementación. Periódicamente, informa al Comité sobre el avance del plan, los trabajos realizados y los hallazgos más relevantes. Anualmente el Comité de Auditoría evalúa la independencia y el desempeño de auditoría interna en sus áreas de competencia, reflejando sus conclusiones en su informe anual.

19. El auditor interno o los miembros del departamento de Auditoría Interna son independientes y altamente capacitados.

La Sociedad aplica la práctica recomendada, conforme a la Práctica 18, al hacer que la dirección de auditoría interna reporte directamente al Comité de Auditoría, quien evalúa su independencia anualmente.

Esta dirección está integrada por profesionales altamente capacitados, tanto en formación como en experiencia en la materia. Opera bajo un estatuto que regula sus actividades, que está alineado con las mejores prácticas y estándares sugeridos por The Institute of Internal Auditors. Para cumplir con sus funciones, cuenta con acceso irrestricto a registros, archivos, documentos, activos, funcionarios y colaboradores de la Compañía, con la capacidad de auditar de manera autónoma todos los niveles de la organización, incluidos los gerenciales.

20. El Directorio tiene un Comité de Auditoría que actúa en base a un reglamento. El Comité está compuesto en su mayoría y presidido por directores independientes y no incluye al Gerente General. La mayoría de sus miembros tiene experiencia profesional en áreas financieras y contables.

Pampa cumple con la práctica recomendada al contar con un Comité de Auditoría que actúa según su reglamento, el cual establece sus funciones y normas de funcionamiento. Como se mencionó en la Práctica 3, el Comité está compuesto exclusivamente por directores independientes, superando el requisito local de mayoría independiente. El Directorio busca asegurar que los miembros del Comité de Auditoría posean experiencia profesional en áreas financieras, contables y/o legales, aspecto evaluado al proponer nuevos miembros y tenido en cuenta por el Comité de Nominaciones en su opinión previa.

Entre sus principales funciones se destacan: **(i)** opinar sobre la propuesta del Directorio para la designación y desempeño de auditores externos, e internos; **(ii)** supervisar el sistema de control interno y la gestión de riesgos; **(iii)** opinar sobre operaciones con partes relacionadas por un monto relevante, divulgadas al mercado según la normativa vigente; **(iv)** opinar sobre los honorarios propuestos por el Directorio; **(v)** opinar sobre las condiciones de emisión de acciones o valores convertibles en acciones, en caso de aumento de capital; y **(vi)** verificar el cumplimiento de las normas de conducta aplicables. Asimismo, el Comité debe nombrar a uno de sus miembros como experto financiero, conforme a la sección 407 de la ley Sarbanes-Oxley.

21. El Directorio, con opinión del Comité de Auditoría, aprueba una política de selección y monitoreo de auditores externos en la que se determinan los indicadores que se deben considerar al realizar la recomendación a la Asamblea de Accionistas sobre la conservación o sustitución del auditor externo.

Cada año, el Comité de Auditoría evalúa la independencia, planificación y desempeño del auditor externo durante la

presentación y publicación de los EEFF anuales de Pampa. La evaluación se basa en indicadores objetivos como la calidad de los informes, los temas claves de auditoría, el uso de tecnología; la capacidad de respuesta, y la experiencia en la industria, entre otros. En virtud del Art. 18 Sección V del Capítulo III de las Normas de la CNV (T.O. 2013) y el reglamento interno del Comité de Auditoría, se emite una opinión fundada al respecto.

Durante el ejercicio, el Comité se reúne trimestralmente con los auditores externos para analizar los EEFF de la Sociedad y otras cuestiones relevantes. Asimismo, Pampa implementa una política de preaprobación de los servicios del auditor externo, estableciendo un proceso interno que garantiza el cumplimiento de la normativa y permite al Comité autorizar previamente cualquier servicio solicitado por la Sociedad o sus subsidiarias. De esta manera, la Sociedad aplica la presente práctica.

F.
Ética, integridad y cumplimiento

Principios

xvii. El Directorio debe diseñar y establecer estructuras y prácticas apropiadas para promover una cultura de ética, integridad y cumplimiento de normas que prevenga, detecte y aborde faltas corporativas o personales serias.

xviii. El Directorio asegurará el establecimiento de mecanismos formales para prevenir y en su defecto lidiar con los conflictos de interés que puedan surgir en la administración y dirección de la Compañía. Deberá contar con procedimientos formales que busquen asegurar que las transacciones entre partes relacionadas se realicen en miras del mejor interés de la Compañía y el tratamiento equitativo de todos sus accionistas.

22. El Directorio aprueba un Código de Ética y Conducta que refleja los valores y principios éticos y de integridad, así como también la cultura de la Compañía. El Código de Ética y Conducta es comunicado y aplicable a todos los directores, gerentes y empleados de la Compañía.

Pampa cuenta con un Código de Conducta, que guía la toma de decisiones en las actividades diarias, define cómo enfrentar los desafíos y los principios para garantizar un servicio de excelencia a nuestros clientes, así como para fortalecer las relaciones con proveedores, colaboradores, accionistas, autoridades, organizaciones intermedias y la comunidad en general.

El Código está disponible en la página web de Pampa y debe ser aceptado en forma expresa por todos los empleados, miembros del Directorio y de la Comisión Fiscalizadora de Pampa. Así, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

23. El Directorio establece y revisa periódicamente, en base a los riesgos, dimensión y capacidad económica un Programa de Ética e Integridad. El plan es apoyado visible e inequívocamente por la gerencia quien designa un responsable interno para que desarrolle, coordine, supervise y evalúe periódicamente el programa en cuanto a su eficacia. El programa dispone: (i) capacitaciones periódicas a directores, administradores y empleados sobre temas de ética, integridad y cumplimiento; (ii) canales internos de denuncia de irregularidades, abiertos a terceros y adecuadamente difundidos; (iii) una política de protección de denunciantes contra represalias; y un sistema de investigación interna que respete los derechos de los investigados e imponga sanciones efectivas a las violaciones del Código de Ética y Conducta; (iv) políticas de integridad en procedimientos licitatorios; (v) mecanismos para análisis periódico de riesgos, monitoreo y evaluación del Programa; y (vi) procedimientos que comprueben la integridad y trayectoria de terceros o socios de negocios (incluyendo la debida diligencia para la verificación de irregularidades, de hechos ilícitos o de la existencia de vulnerabilidades durante los procesos de transformación societaria y adquisiciones), incluyendo proveedores, distribuidores, prestadores de servicios, agentes e intermediarios.

Pampa aplica la práctica recomendada a través de su Programa de Integridad, que agrupa acciones, mecanismos y procedimientos internos para promover la integridad y prevenir, detectar y corregir eventuales irregularidades y actos ilícitos. Este Programa ha sido diseñado conforme a los requisitos obligatorios y optativos prescriptos por los Art. 22 y 23 de la Ley 27.401 y la normativa aplicable.

El Directorio ha designado a la dirección de auditoría interna de Pampa como responsable de liderar, desarrollar, coordinar y supervisar el Programa. Entre los mecanismos disponibles se encuentran la Línea Ética, un canal confidencial y exclusivo para reportar irregularidades o infracciones al Código de Conducta, que está disponible por teléfono, chat, correo electrónico y página web. Este canal es operado por un proveedor externo para garantizar la transparencia y proteger la integridad de la información.

Las denuncias recibidas se analizan bajo políticas y procedimientos específicos, incluyendo el Procedimiento de Actuación ante Denuncias. La gestión del canal recae en el Comité de Auditoría, que delega su gestión en la dirección de auditoría interna, quien reporta trimestralmente al Comité los casos recibidos y las resoluciones adoptadas. El Comité supervisa el funcionamiento del canal y la gestión de las denuncias en su área de competencia.

El Programa de Integridad se complementa con políticas clave, como **(i)** la Política para la prevención del fraude, la corrupción y otras irregularidades, que reafirma la transparencia y ética en los negocios; **(ii)** la Política sobre conflictos de interés, que define estos casos y los procedimientos a seguir; y **(iii)** la Política de obsequios, entretenimiento y viajes pagados a/por terceros, que establece criterios claros sobre su aceptación y valores máximos, además del procedimiento para solicitar excepciones.

Estas normativas, junto con el Código de Conducta, incluyen cláusulas relativas a la obligación de reportar cualquier sospecha o evidencia de violación de leyes y/o normas, así como la prohibición aplicar de represalias contra quienes denuncien de buena fe o rechacen participar en actos de corrupción. Durante el ejercicio 2025, la Sociedad implementó para todos sus colaboradores distintas acciones de difusión, sensibilización y capacitación sobre el Programa.

24. El Directorio asegura la existencia de mecanismos formales para prevenir y tratar conflictos de interés. En el caso de transacciones entre partes relacionadas, el Directorio aprueba una política que establece el rol de cada órgano societario y define cómo se identifican, administran y divulgan aquellas transacciones perjudiciales a la compañía o sólo a ciertos inversores.

El Código de Conducta establece que todos los sujetos alcanzados por el mismo deben evitar los conflictos de interés, es decir, situaciones en las que los intereses personales interfieran o parezcan interferir con las responsabilidades hacia Pampa, afectando la objetividad de las decisiones. Para regular estos casos, la Política sobre conflictos de interés define qué se considera conflicto de interés en Pampa y describe los procedimientos a seguir para garantizar el cumplimiento de la ley y de las políticas internas de prevención de fraude, corrupción y otras irregularidades.

Asimismo, Pampa cuenta con una Política de aprobación de operaciones con partes relacionadas, que regula todas las transacciones de monto relevante, cuyo monto sea igual o superior al 1% del patrimonio neto de Pampa, e involucren personas físicas y/o jurídicas consideradas partes relacionadas según el Art. 72 de la LMC. Estas operaciones deben someterse a un procedimiento específico de autorización y control previo, coordinado por la dirección ejecutiva de asuntos legales e involucra tanto al Directorio como al Comité de Auditoría, según corresponda. Dicha política sigue estrictamente a la normativa vigente.

En cumplimiento con la normativa, Pampa detalla sus contratos con partes relacionadas en los EEFF trimestrales y anuales, y todas las operaciones de monto relevante son evaluadas por el Comité de Auditoría e informadas de inmediato como "hecho relevante" a la CNV y a los mercados donde Pampa cotiza.

El Comité de Auditoría tiene la responsabilidad de informar al mercado sobre las operaciones que puedan generar un conflicto de intereses con miembros de los órganos sociales o accionistas controlantes. También cuando lo estipula la legislación, emite una opinión fundada sobre las operaciones con partes relacionadas y comunica cualquier posible conflicto de intereses en Pampa. Cuando un miembro del Directorio tenga un interés personal en un asunto, debe abstenerse de votar. De esta manera, la Sociedad aplica la presente práctica.

G.
Participación de los accionistas y partes interesadas

Principios

xix. La Compañía deberá tratar a todos los accionistas de forma equitativa. Deberá garantizar el acceso igualitario a la información no confidencial y relevante para la toma de decisiones asamblearias de la Compañía.

xx. La Compañía deberá promover la participación activa y con información adecuada de todos los accionistas en especial en la conformación del Directorio.

xxi. La Compañía deberá contar con una Política de Distribución de Dividendos transparente que se encuentre alineada a la estrategia.

xxii. La Compañía deberá tener en cuenta los intereses de sus partes interesadas.

25. El sitio web de la Compañía divulga información financiera y no financiera, proporcionando acceso oportuno e igual a todos los inversores. El sitio web cuenta con un área especializada para la atención de consultas por los inversores.

Pampa aplica la práctica recomendada dado que cuenta con un sitio web con una sección dedicada a "Inversores", donde actualiza constantemente información relevante para los accionistas y el público inversor en general como EEFF, presentaciones ante organismos de contralor (SEC y NYSE), hechos relevantes y políticas de gobierno corporativo, entre otros. Además de servir como repositorio de información, el sitio permite gestionar consultas, atendidas por el equipo de relación con inversores y sustentabilidad.

Para fortalecer la comunicación y la transparencia, Pampa también utiliza diversas redes sociales (Facebook, TikTok, Instagram, X y LinkedIn), donde comparte información relevante sobre la organización y su desempeño.

26. El Directorio debe asegurar que exista un procedimiento de identificación y clasificación de sus partes interesadas y un canal de comunicación para las mismas.

En Pampa Energía, la cercanía, transparencia y cooperación son pilares fundamentales para construir relaciones sólidas y duraderas con nuestros grupos de interés, tanto internos como externos. Siguiendo la guía AA1000SES de *Accountability*, el análisis de materialidad realizado para el último Reporte de Sustentabilidad, el Mapa Estratégico, el Balanced Scorecard y la guía sectorial del GRI para empresas de petróleo y gas, identificamos a nuestros principales grupos de interés en función de su responsabilidad, influencia, cercanía, dependencia y representación.

El Reporte de Sustentabilidad, publicado anualmente y disponible en nuestra página web, detalla estos grupos y los canales de comunicación que utilizamos para mantener un diálogo fluido:

- **Colaboradores:** reuniones con la gerencia, Conecta, sitio web institucional pampa.com, línea ética, Reporte de Sustentabilidad, red de mensajería Microsoft Teams y redes sociales.
- **Gobierno:** rendiciones de cuentas según normativa vigente, Memoria y EEFF, reuniones con funcionarios, sitio web institucional, línea ética, Reporte de Sustentabilidad y redes sociales.
- **Comunidad:** Comité de Responsabilidad Social, línea ética, Reporte de Sustentabilidad, sitio web institucional, reuniones y encuestas realizadas a participantes de programas de inversión social y redes sociales.
- **Inversores:** Memoria y EEFF, formulario 20-F, informes solicitados por CNV y SEC, informes de resultados trimestrales, videoconferencias de resultados, línea ética, Reporte de Sustentabilidad, sitio web para inversores ri.pampa.com y redes sociales.
- **Proveedores:** reuniones y encuentros con proveedores, línea ética, sitio web institucional y para proveedores

pampa.com/proveedores. Reporte de Sustentabilidad, plataforma SAP ARIBA y redes sociales.

• **Clientes**: sitio web institucional y para clientes pampa.com/clientes, canal de atención a clientes, línea ética, Reporte de Sustentabilidad y redes sociales.

• **Asociaciones Empresariales**: línea ética, reuniones en cámaras del sector, sitio web institucional y redes sociales.

• **Medios de Comunicación**: sitio web institucional, Memoria y EEFF, línea ética y redes sociales.

• **Sindicatos**: reuniones con delegados gremiales, línea ética, sitio web institucional, Reporte de Sustentabilidad y redes sociales.

Debido a nuestra amplia presencia geográfica y la complejidad operativa, cada activo mapea a sus públicos clave y adapta su estrategia de relacionamiento para generar un impacto social positivo en las comunidades locales.

A través del Mapa Estratégico y el *Balanced Scorecard,* definimos prioridades de relacionamiento, fijando objetivos e implementando planes de acción concretos en nuestros activos del negocio de generación en Buenos Aires, Bahía Blanca, Mendoza, Neuquén y Salta. Esto permite una gestión sustentable más eficiente y con mayor impacto en el negocio y la comunidad.

En 2024, revisamos y actualizamos el proceso de identificación de temas materiales para el Reporte de Sustentabilidad. Este análisis evaluó la relevancia de los aspectos ASG tanto para nuestros grupos de interés como para el negocio, considerando tendencias sectoriales y estándares de reporting como GRI y SASB. Aplicamos un enfoque de doble materialidad, incorporando la perspectiva de riesgos financieros vinculados a ASG. El proceso incluyó la revisión de la encuesta de materialidad realizada en 2021, en la que se recopilaron más de 500 respuestas y 350 comentarios. Esto nos permitió priorizar los impactos más relevantes a reportar e identificar 34 tópicos ASG, agrupados en 13 temas materiales. Entre ellos, se incluyó el tópico de "Trabajo infantil". Todos los temas materiales, junto con los principales comentarios y opiniones, fueron relevados por la gerencia de relación con inversores y sustentabilidad y presentados al Directorio. De esta manera, Pampa refuerza su compromiso con las mejores prácticas en la materia.

27. El Directorio remite a los accionistas, previo a la celebración de la Asamblea, un "paquete de información provisorio" que permite a los accionistas —a través de un canal de comunicación formal- realizar comentarios no vinculantes y compartir opiniones discrepantes con las recomendaciones realizadas por el Directorio, teniendo este último que, al enviar el paquete definitivo de información, expedirse expresamente sobre los comentarios recibidos que crea necesario.

Al convocar una Asamblea de Accionistas, el Directorio presenta propuestas para cada punto del orden del día, salvo en casos de posible conflicto de interés, en los que se abstiene. Toda la información respaldatoria se pone a disposición de los accionistas con debida antelación, para que realicen su análisis y voten en consecuencia. Los accionistas y el público inversor pueden realizar consultas a través del canal formal

mencionado en la Práctica 25. Esto les permite asistir a la Asamblea con información precisa sobre los temas a tratar.

Más allá de las Asambleas, Pampa fomenta un diálogo permanente y fluido con sus accionistas mediante: **(i)** el canal de comunicación mencionado en la Práctica 25; **(ii)** la gerencia de relación con inversores y sustentabilidad, que responde inquietudes; **(iii)** videoconferencias trimestrales para presentar resultados e interactuar con la gerencia; y **(iv)** participación de miembros del Directorio y la gerencia en la Asamblea, abiertos a responder preguntas sobre el orden del día y la gestión, una vez finalizado el tratamiento de los puntos formales. De esta manera, la Sociedad aplica la práctica.

28. El Estatuto de la Compañía considera que los accionistas puedan recibir los paquetes de información para la Asamblea de Accionistas a través de medios virtuales y participar en las Asambleas a través del uso de medios electrónicos de comunicación que permitan la transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras, asegurando el principio de igualdad de trato de los participantes.

Pampa pone a disposición de los accionistas e inversores las propuestas mencionadas en el punto anterior, no sólo a través de los medios establecidos por los órganos regulatorios (ByMA, CNV, SEC) sino también en nuestra página web ri.pampa.com. Además, ofrecemos canales de comunicación para mantener un diálogo permanente y fluido durante todo el año. Por otro lado, el Artículo 30 de su Estatuto Social, permite la realización de Asambleas electrónicas con transmisión simultánea de sonido, imágenes y palabras. Por lo tanto, la Sociedad aplica la práctica recomendada.

29. La Política de Distribución de Dividendos está alineada a la estrategia y establece claramente los criterios, frecuencia y condiciones bajo las cuales se realizará la distribución de dividendos.

La Sociedad aplica la práctica recomendada ya que cuenta con una Política de Dividendos aprobada por el Directorio. Dicha política busca un equilibrio entre los montos distribuidos y los planes de inversión, garantizando claridad, transparencia y consistencia para que los accionistas tomen decisiones informadas, en cumplimiento con el Estatuto y la normativa vigente. En cada ejercicio, el Directorio evalúa con prudencia la posibilidad de pagar dividendos, considerando las condiciones económicas del período.

Glosario de términos

00

1/2/3/4T24: Primer/segundo/tercer/cuarto trimestre de 2024

1/2/3/4T25: Primer/segundo/tercer/cuarto trimestre de 2025

Aa

ADR/ADS: American Depositary Receipts

Art.: Artículo/Artículos

AR$: Pesos Argentinos

ASG: Ambiente, social y gobernanza

Bb

Bbl: Barril

BCRA: Banco Central de la República Argentina

boe: Barriles de petróleo equivalente

BTU: British Thermal Unit

ByMA: Bolsas y Mercados Argentinos

Cc

CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

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: Chief Executive Officer o Director General

CFO: Chief Financial Officer 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

CPB: Central Piedra Buena

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

CTGEBA: 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

Dd

Dam³: Decámetros cúbicos

Demanda Prioritaria: Conjunto de usuarios residenciales, hospitales, escuelas, centros asistenciales, y otros servicios esenciales

DIGO: Compromisos de Disponibilidad Garantizada

El Directorio/Órgano de Administración: Directorio de Pampa Energía

DNU: Decreto de Necesidad y Urgencia del PEN

DoP: Deliver or Pay

Ee

E&P: Exploración y Producción

EBITDA: Resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones

EcoEnergía: Central de Cogeneración 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

Ff

FLNG: Floating liquefaction of natural gas o instalaciones flotantes de licuefacción de gas

FO: Fuel Oil

FRA: Factor de Renta Adaptada

Fundación Pampa: Fundación Pampa Energía

Gg

GE: General Electric

GLP: Gas Licuado del Petróleo

GN: Gas natural

GNC: Gas Natural Comprimido

GNL: Gas Natural Licuado

GO: Gas Oil o diésel

Gobierno/Estado Nacional/Tesoro: Gobierno Federal de la República Argentina

Golar: Golar FLNG Sub-Holding Company Ltd.

GPM, ex GPNK: Gasoducto Francisco Pascasio Moreno, ex Gasoducto Presidente Nestor Kirchner

GRI: Global Reporting Initiative

GSA: Gas Supply Agreements o contratos de largo plazo para el suministro de gas natural

GUDI: Grandes Usuarios en Distribución

GWh: Gigawatt-hora

Hh

HIDISA: Hidroeléctrica Diamante S.A.

HINISA: Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.

HPPL: Hidroeléctrica Pichi Picun Leufu

Ii

IA: Inteligencia artificial

IPC: Índice de precios al consumidor

IPIM: Índice de precios internos al por mayor

Kk

kb/kboe: Miles de barriles de crudo/miles de barriles de crudo equivalente

kbpd/kboepd: Miles de barriles por día/miles de barriles equivalentes de petróleo por día

km: Kilómetro

kton: Miles de toneladas

kW: Kilowatt

Ll

Ley Bases: Ley N° 27.742 sancionada el 8 de julio de 2024

LGN: Líquidos de Gas Natural

LGS: Ley General de Sociedades, N° 19.550

LMC: Ley de Mercado de Capitales, N° 26.831

Mm

m^3: Metros Cúbicos

MAT: Mercado a Término

MAT ER: Mercado a Término de Energías Renovables

mboe: Millones de barriles de petróleo equivalente

MBTU: Millón de BTU

mcmpd: Millones de metros cúbicos por día

MDP: Ministerio de Desarrollo Productivo (ex SGE)

MECON: Ministerio de Economía de la Nación

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista

MerVal: Mercado de Valores de Buenos Aires

MEyM: Ex Ministerio de Energía y Minería

MTPA: Millones de toneladas anuales

MW/MWh: Megawatt/Megawatt-hora

Nn

NA: No aplica

NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera

NYSE: Bolsa de Valores de New York o New York Stock Exchange

Oo

OCP: Oleoducto de Crudos Pesados

ODS: Objetivos de Desarrollo Sostenible

Oldelval: Oleoductos del Valle S.A.

ON: Obligaciones Negociables

ON 2026: ON con tasa de interés de 9,5% y VN de US$293 millones, con vencimiento en diciembre de 2026

ON 2027: ON con tasa de interés de 7,5% y VN de US$750 millones, con vencimiento en enero de 2027

ON 2031: ON con tasa de interés de 7,95% y VN de US$410 millones, con vencimiento en septiembre de 2031

ON 2034: ON con tasa de interés de 7,875% y VN de US$700 millones, con vencimiento en diciembre de 2034

ON 2037: ON con tasa de interés de 7,75% y VN de US$450 millones, con vencimiento en noviembre de 2037

OTASA: Oleoducto Trasandino Argentina S.A.

Pp

PAE: Pan American Energy S.L.

Pampa/Sociedad/Compañía: Pampa Energía S.A.

Panel +GC: Panel de Gobierno Corporativo Plus de ByMA

PBI: Producto Bruto Interno

PEA: Parque Eólico Arauco, etapas 1 y 2

PEN: Poder Ejecutivo Nacional

PEPE: Parque Eólico Pampa Energía

PGSM: Complejo Puerto General San Martín

PIST: Punto de Ingreso al Sistema de Transporte o precio del gas en boca de pozo

Plan Gas: Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020 – 2024 (DNU N° 892/20, 730/22 y normas complementarias)

Polisur: PBB Polisur S.A.

PPA: Power Purchase Agreement o Contrato de Abastecimiento Mayorista de Electricidad

Rr

Res.: Resolución/Resoluciones

RIGI: Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones

RMA: Renta Marginal Adaptada

RQT: Revisión Quinquenal Tarifaria

Ss

S&P: Standard & Poor's Global Ratings

SADI: Sistema Argentino de Interconexión

SASB: Sustainability Accounting Standards Board

SCEyM: Secretaría de Coordinación de Energía y Minería

SE: Secretaría de Energía

SEC: Security and Exchange Commission

SEE: Subsecretaría de Energía Eléctrica (ex Secretaría de Energía Eléctrica)

SESA: Southern Energy S.A.

SGE: Ex Secretaría de Gobierno de Energía (ex Ministerio de Energía)

Tt

TCN: Tipo de cambio nominal

Telcosur: Telcosur S.A.

TG: Turbina a gas

TGS: Transportadora de Gas del Sur S.A.

ton: Tonelada métrica

ToP: Take or pay

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

Uu

US$: Dólares Estadounidenses

US$-link: Instrumento cuyo rendimiento está intrínsecamente ligado a la cotización del US$ BCRA 3500

US$-MEP: Instrumento cuya integración se realiza con US$ billete en el mercado local

Vv

VAR: Vientos de Arauco Renovables S.A.U

VMOS: Vaca Muerta Oil Sur

VN: Valor Nominal

02 ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Pampa energía

Estados Financieros Consolidados

Al 31 de diciembre de 2025 presentados en forma comparativa.

NÓMINA DEL DIRECTORIO

Presidente	Marcos Marcelo Mindlin
Vicepresidente	Gustavo Mariani
Directores Titulares	Ricardo Alejandro Torres Damián Miguel Mindlin Carolina Zang Gabriel Szpigiel Daniela Rivarola Meilan Julia Sofía Pomares Nicolás Mindlin Silvana Wasersztrom
Directores Suplentes	Clarisa Lifsic María Carolina Sigwald María de Lourdes Vázquez Clarisa Vittone Diego Martín Salaverri María Agustina Montes Mauricio Penta Horacio Jorge Tomás Turri Flavia Vanesa Bevilacqua Lorena Rappaport

COMISIÓN FISCALIZADORA

Síndicos Titulares	Roberto Antonio Lizondo José Daniel Abelovich Tomás Arnaude
Síndicos Suplentes	Noemí Cohn Martín Fernández Dussaut Germán Wetzler Malbrán

COMITÉ DE AUDITORÍA

Miembros Titulares	Gabriel Szpigiel Carolina Zang Silvana Wasersztrom
Miembros Suplentes	Clarisa Lifsic

Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2025 presentados en forma comparativa

Índice

01 Glosario de términos 78

02 Estados Financieros Consolidados 80

Estado de Resultado Integral Consolidado 81

Estado de Situación Financiera Consolidado 83

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado 84

Estado de Flujos de Efectivo Consolidado 85

Notas a los Estados Financieros Consolidados 86

Glosario de términos

Las siguientes no son definiciones técnicas, pero ayudan al lector a comprender algunos términos empleados en la redacción de las notas a los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad.

TÉRMINOS	DEFINICIONES
ADR	American Depositary Receipt
ARCA	Agencia de Recaudación y Control Aduanero
BBL	Barril
BCBA	Bolsa de Comercio de Buenos Aires
BCRA	Banco Central de la República Argentina
BNA	Banco de la Nación Argentina
BO	Boletín Oficial
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.
CC	Ciclo Combinado
CCI	Cámara de Comercio Internacional
CIADI	Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones
CIESA	Compañía de inversiones de energía S.A.
Citelec	Compañía Inversora en Transmisión Eléctrica Citelec S.A.
CNV	Comisión Nacional de Valores
CSJN	Central Térmica Piedra Buena
CPB	Corte Suprema de Justicia de la Nación
CTB	CT Barragán S.A.
CTEB	Central Térmica Ensenada Barragán
CTG	Central Térmica Güemes
CTGEBA	Central Térmica Genelba
CTIW	Central Térmica Ingeniero White
CTLL	Central Térmica Loma La Lata
CTPP	Central Térmica Parque Pilar
EISA	Energía e Inversiones S.A.
El Grupo	Pampa Energía S.A. junto con sus subsidiarias

TÉRMINOS	DEFINICIONES
EMESA	Empresa Mendocina de Energía S.A.
ENARGAS	Ente Nacional Regulador del Gas
ENARSA	Energía Argentina S.A.
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
ENRGE	Ente Nacional Regulador del Gas y la Electricidad
FLNG	Floating Liquefied Natural Gas
FNEE	Fondo Nacional de la Energía Eléctrica
GASA	Generación Argentina S.A.
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado
GLP	Gas Licuado del Petróleo
GU300	Grandes Usuarios con demandas superiores a los 300 kW
GUDI	Grandes Usuarios de las Distribuidoras
HB	Hidroeléctrica de bombeo
HI	Hidroeléctricas
HIDISA	Hidroeléctrica Diamante S.A.
HINISA	Hidroeléctrica Los Nihuiles S.A.
HPPL	Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú
HR	Hidroeléctrica renovable
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad
IGJ	Inspección General de Justicia
Impuesto PAIS	Impuesto Para una Argentina Inclusiva y Solidaria
INDEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPC	Índice de Precios al Consumidor
IPIM	Índice de Precios Internos al por Mayor

GLOSARIO DE TÉRMINOS: (Continuación)

TÉRMINOS	DEFINICIONES
IVA	Impuesto al Valor Agregado
La Sociedad/ Pampa	Pampa Energía S.A.
M³	Metros cúbicos
MAT	Mercado a Término
MATER	Mercado a Término Energías Renovables
MBTU	Millón de BTU
MCI	Motores de combustión interna
MECON	Ministerio de Economía de Argentina
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MEyM	Ministerio de Energía y Minería
MLC	Mercado Libre de Cambios
MW	Megavatio
MWh	Megavatio - hora
MWhrp	Megavatio remunerado en horas de remuneración de potencia
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
NYSE	New York Stock Exchange
OCP	Oleoductos de Crudos Pesados Ltd
OCPSA	Oleoductos de Crudos Pesados S.A.
Oldelval	Oleoductos del Valle S.A.
ON	Obligaciones Negociables
PB18	Pampa Bloque 18
PE Arauco	Parque Eólico Arauco
PEB	Pampa Energía Bolivia S.A.
PECSA	Pampa Energía Chile S.A.
PEN	Poder Ejecutivo Nacional
PEPE II	Parque Eólico Pampa Energía II
PEPE III	Parque Eólico Pampa Energía III
PEPE IV	Parque Eólico Pampa Energía IV
PEPE VI	Parque Eólico Pampa Energía VI

TÉRMINOS	DEFINICIONES
PESOSA	Pampa Energía Soluciones S.A.
PISA	Pampa Inversiones S.A.
PIST	Punto de Ingreso al Sistema de Transporte
RDA	Rincón de Aranda
RIGI	Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones
RQT	Revisión Tarifaria Quinquenal
SACDE	Sociedad Argentina de Construcción y Desarrollo Estratégico
SCEyM	Secretaría de Coordinación de Energía y Minería
SE	Secretaría de Energía
SESA	Southern Energy S.A.
TFN	Tribunal Fiscal de la Nación
TG	Turbina a gas
TGS	Transportadora de Gas del Sur S.A.
TJSM	Termoeléctrica José de San Martín S.A.
TMB	Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.
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
US$	Dólares estadounidenses
UGE	Unidad Generadora de Efectivo
UTE	Unión Transitoria de Empresas
VAR	Vientos de Arauco Renovables S.A.U.
VMOS	VMOS S.A.
VN	Valor nominal
WACC	Costo promedio ponderado del capital
YPF	YPF S.A.

RAZÓN SOCIAL:	Pampa Energía S.A.
DOMICILIO LEGAL:	Maipú 1, Ciudad Autónoma de Buenos Aires
ACTIVIDAD PRINCIPAL DE LA SOCIEDAD:	Estudio, exploración y explotación de pozos hidrocarburíferos, desarrollo de actividades mineras, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos y sus derivados; productos químicos y aquellos derivados de la industria petroquímica como los fertilizantes; y generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Inversión en emprendimientos y en sociedades de cualquier naturaleza por cuenta propia o en representación de terceros o asociados a terceros en la República Argentina o en el exterior.
FECHA DE INSCRIPCIÓN EN LA IGJ:	
• **Del estatuto:**	21 de febrero de 1945
• **De la última modificación:**	10 de junio de 2025
FECHA DE VENCIMIENTO DEL ESTATUTO O CONTRATO SOCIAL:	30 de junio de 2044
CAPITAL SOCIAL:	1.359.606.137 acciones (1)

(1) No incluye 3.914.243 acciones propias que la Sociedad posee en cartera al 31 de diciembre de 2025.

Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025,
presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Carlos Martín Barbafina
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

	NOTA	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Ingresos por ventas	**8**	2.541.455	1.732.901	513.727
Costo de ventas	**9**	(1.757.791)	(1.181.132)	(320.124)
Resultado bruto		**783.664**	**551.769**	**193.603**
Gastos de comercialización	**10.1**	(125.307)	(68.713)	(19.338)
Gastos de administración	**10.2**	(244.301)	(225.718)	(62.721)
Gastos de exploración	**10.3**	(501)	(20.711)	(1.859)
Otros ingresos operativos	**10.4**	125.643	161.789	57.141
Otros egresos operativos	**10.4**	(86.605)	(80.822)	(29.374)
Recupero de deterioro (Deterioro) de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios		23.117	(34.058)	(30.784)
(Deterioro) Recupero de deterioro de activos financieros		(29.303)	(48.932)	283
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	**5.1.2**	198.856	145.570	4.541
Resultado por venta/compra de participación en sociedades		-	33.128	6.262
Resultado operativo		**645.263**	**413.302**	**117.754**

	NOTA	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Ingresos financieros	**10.5**	51.121	31.780	1.764
Gastos financieros	**10.5**	(244.453)	(168.927)	(105.359)
Otros resultados financieros	**10.5**	299.143	198.477	155.089
Resultados financieros, neto		**105.811**	**61.330**	**51.494**
Resultado antes de impuestos		751.074	474.632	169.248
Impuesto a las ganancias	**10.6**	(253.882)	90.158	(132.557)
Ganancia del ejercicio		**497.192**	**564.790**	**36.691**
Otro resultado integral				
Conceptos que no serán reclasificados a resultados				
Resultados relacionados a planes de beneficios definidos		278	145	(3.800)
Impuesto a las ganancias		(97)	(51)	1.330
Diferencias de conversión		1.413.091	727.780	1.589.549
Conceptos que serán reclasificados a resultados				
Instrumentos financieros derivados		59.304	-	-
Impuesto a las ganancias		(20.756)	-	-
Diferencias de conversión		(36.084)	155.270	(78.425)
Ganancia de otro resultado integral del ejercicio		**1.415.736**	**883.144**	**1.508.654**
Ganancia integral del ejercicio		**1.912.928**	**1.447.934**	**1.545.345**

Estado de Resultado Integral Consolidado
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Carlos Martín Barbafina
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL CONSOLIDADO: (Continuación)

	NOTA	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Ganancia del ejercicio atribuible a:				
Propietarios de la Sociedad		495.789	564.587	34.488
Participación no controladora		1.403	203	2.203
		497.192	**564.790**	**36.691**
Ganancia integral del ejercicio atribuible a:				
Propietarios de la Sociedad		1.907.875	1.445.627	1.539.114
Participación no controladora		5.053	2.307	6.231
		1.912.928	**1.447.934**	**1.545.345**
Ganancia por acción atribuible a los propietarios de la Sociedad:				
Ganancia por acción básica y diluida	**13.2**	364,55	415,14	25,25

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes Estados Financieros Consolidados.

Estado de Resultado Integral Consolidado
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Carlos Martín Barbafina
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

ACTIVO	NOTA	31.12.2025	31.12.2024
ACTIVO NO CORRIENTE			
Propiedades, planta y equipo	**11.1**	4.805.587	2.690.533
Activos intangibles	**11.2**	130.376	99.170
Derechos de uso	**20.1.1**	51.992	11.330
Activo por impuesto diferido	**11.3**	62.442	161.694
Participaciones en asociadas y negocios conjuntos	**5.1.2**	1.541.388	1.024.769
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	**12.2**	48.275	28.127
Otros activos		467	366
Créditos por ventas y otros créditos	**12.3**	63.031	76.798
Total del activo no corriente		**6.703.558**	**4.092.787**
ACTIVO CORRIENTE			
Inventarios	**11.4**	335.514	230.095
Inversiones a costo amortizado	**12.1**	-	82.628
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	**12.2**	533.116	877.623
Instrumentos financieros derivados		75.562	979
Créditos por ventas y otros créditos	**12.3**	893.726	503.529
Efectivo y equivalentes de efectivo	**12.4**	1.054.459	761.231
Total del activo corriente		**2.892.377**	**2.456.085**
Total del activo		**9.595.935**	**6.548.872**

PATRIMONIO	NOTA	31.12.2025	31.12.2024
Capital social	**13.1**	1.360	1.360
Ajuste de capital		7.126	7.126
Prima de emisión		19.950	19.950
Acciones propias en cartera	**13.1**	4	4
Ajuste de capital de acciones propias en cartera		21	21
Costo de acciones propias en cartera		(67.788)	(211)
Reserva legal		65.723	46.616
Reserva facultativa		3.489.126	1.708.688
Otras reservas		3.497	2.475
Otro resultado integral		1.201.897	839.025
Resultados no asignados		511.531	766.073
Patrimonio atribuible a los propietarios		**5.232.447**	**3.391.127**
Participación no controladora		12.336	9.167
Total del patrimonio		**5.244.783**	**3.400.294**

PASIVO	NOTA	31.12.2025	31.12.2024
PASIVO NO CORRIENTE			
Provisiones	**11.5**	145.551	141.436
Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta	**11.6**	38.534	77.284
Pasivo por impuesto diferido	**11.3**	81.493	50.223
Cargas fiscales	**11.7**	309.156	-
Planes de beneficios definidos	**11.8**	38.417	31.293
Préstamos	**12.5**	2.683.747	1.416.917
Deudas comerciales y otras deudas	**12.6**	124.931	87.992
Total del pasivo no corriente		**3.421.829**	**1.805.145**
PASIVO CORRIENTE			
Provisiones	**11.5**	18.552	10.725
Pasivo por impuesto a las ganancias	**11.6**	120.939	265.008
Cargas fiscales	**11.7**	81.473	30.989
Planes de beneficios definidos	**11.8**	9.279	7.077
Remuneraciones y cargas sociales a pagar	**11.9**	52.327	40.035
Instrumentos financieros derivados		-	2
Préstamos	**12.5**	69.942	728.096
Deudas comerciales y otras deudas	**12.6**	576.811	261.501
Total del pasivo corriente		**929.323**	**1.343.433**
Total del pasivo		**4.351.152**	**3.148.578**
Total del pasivo y del patrimonio		**9.595.935**	**6.548.872**

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes Estados Financieros Consolidados.

Estado de Situación Financiera Consolidado
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Carlos Martín Barbafina
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

	APORTE DE LOS PROPIETARIOS						RESULTADOS ACUMULADOS							
	CAPITAL SOCIAL	AJUSTE DE CAPITAL	PRIMA DE EMISIÓN	ACCIONES PROPIAS EN CARTERA	AJUSTE DE CAPITAL DE ACCIONES PROPIAS EN CARTERA	COSTO DE ACCIONES PROPIAS EN CARTERA	RESERVA LEGAL	RESERVA FACULTATIVA	OTRAS RESERVAS	OTRO RESULTADO INTEGRAL	RESULTADOS NO ASIGNADOS	PATRIMONIO ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS	PARTICIPACIÓN NO CONTROLADORA	TOTAL DEL PATRIMONIO
Saldos al 31 de diciembre de 2022	**1.380**	**7.231**	**19.950**	**4**	**21**	**(2.280)**	**8.137**	**171.243**	**(448)**	**113.720**	**84.505**	**403.463**	**1.157**	**404.620**
Constitución de Reserva facultativa	-	-	-	-	-	-	(16)	84.521	-	-	(84.505)	-	-	-
Reducción de capital	-	-	-	(20)	(105)	2.069	-	(1.944)	-	-	-	-	-	-
Adquisición de acciones propias	(20)	(105)	-	20	105	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Planes de compensación en acciones	-	-	-	-	-	-	-	-	1.159	-	-	1.159	-	1.159
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(428)	(428)
Ganancia del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.488	34.488	2.203	36.691
Otro resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	28.936	903.569	-	425.982	146.139	1.504.626	4.028	1.508.654
Saldos al 31 de diciembre de 2023	**1.360**	**7.126**	**19.950**	**4**	**21**	**(211)**	**37.057**	**1.157.389**	**711**	**539.702**	**180.627**	**1.943.736**	**6.960**	**1.950.696**
Constitución de reserva facultativa	-	-	-	-	-	-	(539)	181.166	-	-	(180.627)	-	-	-
Planes de compensación en acciones	-	-	-	-	-	-	-	-	1.764	-	-	1.764	-	1.764
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(37)	(37)
Venta de subsidiaria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(63)	(63)
Ganancia del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	564.587	564.587	203	564.790
Otro resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	10.098	370.133	-	299.323	201.486	881.040	2.104	883.144
Saldos al 31 de diciembre de 2024	**1.360**	**7.126**	**19.950**	**4**	**21**	**(211)**	**46.616**	**1.708.688**	**2.475**	**839.025**	**766.073**	**3.391.127**	**9.167**	**3.400.294**
Constitución de Reserva facultativa	-	-	-	-	-	-	-	766.073	-	-	(766.073)	-	-	-
Adquisición de acciones propias	-	-	-	-	-	(67.577)	-	-	-	-	-	(67.577)	-	(67.577)
Planes de compensación en acciones	-	-	-	-	-	-	-	-	1.022	-	-	1.022	-	1.022
Distribución de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.884)	(1.884)
Ganancia del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	495.789	495.789	1.403	497.192
Otro resultado integral del ejercicio	-	-	-	-	-	-	19.107	1.014.365	-	362.872	15.742	1.412.086	3.650	1.415.736
Saldos al 31 de diciembre de 2025	**1.360**	**7.126**	**19.950**	**4**	**21**	**(67.788)**	**65.723**	**3.489.126**	**3.497**	**1.201.897**	**511.531**	**5.232.447**	**12.336**	**5.244.783**

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes Estados Financieros Consolidados.

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Carlos Martín Barbafina
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

	NOTA	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Flujos de efectivo de las actividades operativas:				
Ganancia del ejercicio		497.192	564.790	36.691
Ajustes para arribar a los flujos netos de efectivo de las actividades operativas	**14.1**	498.754	141.600	203.877
Cambios en activos y pasivos operativos	**14.2**	9.653	(324.433)	(63.469)
Flujos netos de efectivo generados por las actividades operativas		**1.005.599**	**381.957**	**177.099**
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:				
Pago por adquisiciones de propiedades, planta y equipo		(1.205.311)	(394.783)	(194.270)
Cobro por ventas (Pago por compras) de títulos de deuda y acciones, neto		726.165	(10.199)	84.011
Rescate (Suscripción) de fondos comunes de inversión, neto		4.881	(7.446)	7.925
Integración de capital en sociedades		(48.424)	(12)	-
Pago por adquisiciones de sociedades		(623)	(42.642)	(481)
Cobro por ventas de participaciones en sociedades		1.579	36.657	26.704
Cobro por recompra de acciones en negocios conjuntos		-	30.135	-
Cobro por ventas de propiedades, planta y equipo		-	331	146
Cobro por ventas de activos intangibles		10.430	-	1.626
Cobro de dividendos		35.265	6.955	75
Cobro por ventas de participaciones en áreas		9.526	8.895	-
Cobro de intereses		10	-	-
Incorporación de efectivo por compra de subsidiaria		-	67.447	472
Cobro (Otorgamiento) de préstamos, neto		4	-	(1.562)
Flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de inversión		**(466.498)**	**(304.662)**	**(75.354)**

	NOTA	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Flujos de efectivo de las actividades de financiación:				
Toma de préstamos	**12.5**	1.273.514	1.123.558	104.018
Pago de préstamos		(403.609)	(222.972)	(67.911)
Pago de intereses de préstamos	**12.5**	(197.748)	(131.076)	(87.078)
Pago por recompra y rescate de ON	**12.5**	(967.000)	(296.858)	(1.335)
Pago de dividendos		(1.884)	(37)	(476)
Pago por adquisiciones de acciones propias		(67.577)	-	-
Pago por arrendamientos		(30.029)	(3.466)	(311)
Flujos netos de efectivo (aplicados a) generados por las actividades de financiación		**(394.333)**	**469.149**	**(53.093)**
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo		**144.768**	**546.444**	**48.652**
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	**12.4**	761.231	137.973	18.757
Diferencia de conversión y de cambio del efectivo y equivalentes de efectivo		148.460	76.814	70.564
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo		144.768	546.444	48.652
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	**12.4**	**1.054.459**	**761.231**	**137.973**

Las notas que se acompañan son parte integrante de los presentes Estados Financieros Consolidados.

Estado de Flujos de Efectivo Consolidado
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Carlos Martín Barbafina
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

NOTA 1: INFORMACIÓN GENERAL

1.1 Información General de la Sociedad

La Sociedad es una empresa argentina que participa en el sector energético, principalmente en la producción de petróleo y gas y generación de energía.

En el segmento de petróleo y gas, la Sociedad desarrolla una importante actividad en exploración y producción de gas y petróleo, alcanzando un nivel de producción en el ejercicio 2025 de 12,4 millones de m^3/día de gas natural y 11,7 mil bbl/día de petróleo (incluyendo la producción de las áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga hasta su cesión en octubre 2025) y manteniendo 9 áreas productivas y 2 áreas exploratorias en Argentina al 31 de diciembre de 2025. Los principales bloques productores están ubicados en la provincia de Neuquén. Adicionalmente, la Sociedad participa en SESA, entidad dedicada a la licuefacción de gas natural.

En el segmento de generación, la Sociedad, de manera directa y a través de sus subsidiarias y negocios conjuntos, opera una capacidad instalada de 5.472 MW al 31 de diciembre de 2025, que equivale aproximadamente al 12% de la capacidad instalada en Argentina, siendo una de las generadoras independientes más grandes del país.

En el segmento petroquímico, la Sociedad opera 2 plantas de alta complejidad en Argentina que producen estireno, caucho sintético y poliestireno, con una participación entre el 86% y 98% en el mercado local.

Finalmente, a través del segmento Holding, Transporte y Otros, la Sociedad participa en los negocios de transmisión de energía y transporte de gas. En el negocio de transmisión de energía, la Sociedad co-controla a Citelec, sociedad controladora de Transener, empresa dedicada a la operación y mantenimiento de una red de transmisión en alta tensión de 22.445 km, con una participación de mercado del 86% de la electricidad transportada en Argentina. En el negocio de transporte de gas, la Sociedad co-controla a CIESA, sociedad controladora de TGS, empresa licenciataria del transporte de gas natural, con 9.248 km de gasoductos en el centro, oeste y sur de Argentina, y dedicada adicionalmente al procesamiento y comercialización de líquidos de gas natural a través del Complejo Cerri, ubicado en Bahía Blanca, en la Provincia de Buenos Aires y al transporte y acondicionamiento del shale gas en Vaca Muerta. Adicionalmente, la Sociedad participa en VMOS, entidad que explotará un oleoducto que conectará Vaca Muerta con un puerto de exportación offshore. Por último, el segmento incluye servicios de asesoramiento brindados a sociedades relacionadas.

1.2 Contexto económico

La Sociedad opera en un contexto económico complejo, cuyas principales variables experimentan volatilidad como consecuencia de acontecimientos políticos y económicos tanto en el ámbito nacional como en el internacional.

La economía argentina verificó un aumento acumulado del 5,2% y una caída acumulada del 2,6% del Producto Bruto Interno al tercer trimestre de 2025 y 2024, respectivamente, una inflación acumulada del 31,5% y 117,8% considerando el IPC y una depreciación del 41% y 27,7% del peso frente al dólar estadounidense, de acuerdo con el tipo de cambio del BNA, para el ejercicio 2025 y 2024, respectivamente.

En el marco del plan de estabilización económica, el Gobierno mantuvo el superávit fiscal primario y avanzó con una serie de medidas orientadas a flexibilizar el régimen cambiario y fortalecer el sistema monetario, con el objetivo de reducir la inflación e impulsar la actividad económica. Durante 2025, la economía argentina evidenció un primer semestre de fuerte recuperación, y una desaceleración de la actividad durante el último semestre.

El contexto de volatilidad e incertidumbre continúa a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados y no es posible prever la evolución de la situación macroeconómica y financiera de la Argentina o internacional ni que nuevas medidas podrían ser anunciadas.

La Dirección de la Sociedad monitorea permanentemente la evolución de las variables que afectan su negocio, para definir su curso de acción e identificar los potenciales impactos sobre su situación patrimonial y financiera.

Los Estados Financieros Consolidados de la Sociedad deben ser leídos a la luz de estas circunstancias.

NOTA 2: MARCO REGULATORIO

El 30 de mayo de 2025, mediante el Decreto N° 370/25, el Gobierno Nacional prorrogó la emergencia nacional para los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, y transporte y distribución de gas natural hasta el 9 de julio de 2026.

El 7 de julio de 2025, a través de los Decretos N° 450/25 y N° 452/25, se introdujeron modificaciones a las Leyes N° 15.336 y N° 24.065 y se constituyó el ENRGE para reemplazo y unificación del ENARGAS y del ENRE, respectivamente, conforme a los lineamientos previstos en la Ley Bases (Ley N° 27.742). A la fecha de emisión de los presentes

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 2: (Continuación)

Estados Financieros Consolidados, el organismo aún no ha sido implementado de manera efectiva.

El Decreto N° 450/25 establece un período de transición de 24 meses durante el cual la SE deberá emitir la normativa para, entre otros, desarrollar un mercado de competencia de hidrocarburos a través de la libre contratación del combustible y establecer los mecanismos de transferencia para los contratos suscriptos por CAMMESA hacia la demanda y oferta del MEM. Adicionalmente, se faculta a la SE a autorizar la ejecución de ampliaciones del sistema de transporte dentro de una concesión existente, previa consulta con CAMMESA, pudiendo financiarlo con recursos del FNEE, o bien, se permite la expansión de la red por libre iniciativa y a riesgo de quien lo ejecute, con prioridad en el uso de la capacidad de transporte y pudiendo ser cedido a terceros.

En ese marco, el 26 de septiembre de 2025, la Resolución SE N° 379/25, aprobó el "Programa de Gestión de Demanda de Energía" para paliar situaciones de déficit de reserva en el MEM o de la red de distribución mediante la gestión de la demanda de los usuarios a ser convocada por CAMMESA en coincidencia con las programaciones estacionales. Las ofertas ganadoras de los grandes usuarios que adhieran serán remuneradas con un cargo fijo de US$ 1.000 MW/mes más un cargo variable y, adicionalmente, un cargo que incentiva el cumplimiento del compromiso, con una penalidad equivalente a tres veces el cargo fijo en caso de no dar cumplimiento al requerimiento de CAMMESA.

En el mismo sentido, el 21 de octubre de 2025, la Resolución SE N° 400/25 estableció las "Reglas para la Normalización del MEM y su Adaptación Progresiva", las cuales rigen desde el 1 de noviembre de 2025 y establecen un nuevo esquema orientado a fomentar la competencia entre generadoras, promover la contratación directa de la demanda y avanzar hacia un esquema de descentralización de la provisión de combustibles. Cabe resaltar, que la implementación de algunas de las modificaciones requiere de reglamentación adicional.

En materia de demanda de los distribuidores se establece una nueva categoría de usuarios a los que se le aplicarán los precios estacionales, la demanda estacionalizada (no incluye los grandes usuarios de las distribuidoras o "GUDI"), respecto de la cual la distribuidora deberá contar con una cobertura mínima del 75% de esa demanda. La demanda estacionalizada será abastecida a través de la generación asignada, con primera prioridad de abastecimiento para el sector residencial.

Asimismo, se modifica el régimen de precios para la demanda spot y la fijación de precios estacionales para la demanda de las distribuidoras. Con relación a los GUDI se les asignan los costos de energía spot estacionales y pueden optar por ser grandes usuarios del MEM con un plazo mínimo de permanencia de un año o contratar energía y potencia con uno o más generadores por medio de la distribuidora.

En cuanto a los servicios brindados por los generadores en el MEM, se contemplan nuevos servicios de reserva de confiabilidad base y adicional.

Por otra parte, se prevé la fijación de un mecanismo para trasladar los costos de la generación forzada a la jurisdicción correspondiente hasta asignar adecuadamente los costos adicionales incurridos.

Finalmente, se establece que toda nueva demanda del MEM fuera del ámbito de concesión de una distribuidora, conectada al sistema de transporte, que represente un incremento relativo que excede en al menos un 0,5% de la demanda media del MEM, deberá acompañar su solicitud de acceso al MEM y a la capacidad de transporte, con un plan de abastecimiento que asegure: i) al menos un 80% de nueva producción de energía; y ii) respaldo físico de potencia suficiente para cubrir el 80% de su consumo.

A continuación, se detallan las principales regulaciones aplicables en el desarrollo de las actividades de la Sociedad. Cabe resaltar, que no se trata de un detalle taxativo de la totalidad de las regulaciones a las que la Sociedad se encuentra sujeta.

2.1 Petróleo y gas

2.1.1 Ley de Hidrocarburos Argentina

Las Leyes N° 27.007 y 27.742, sancionadas en 2014 y 2024, respectivamente, modificaron la Ley de Hidrocarburos N° 17.319, promulgada en 1967, estableciendo los principios generales para la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los recursos hidrocarburíferos en Argentina. Los aspectos más relevantes son los siguientes:

• Faculta al Estado Nacional o las Provincias a otorgar permisos de exploración, explotación y concesiones al sector privado.

• Establece los plazos para los permisos de exploración: (i) convencional: plazo de 2 períodos de hasta 3 años cada uno, más 1 prórroga facultativa por hasta 5 años; (ii) no convencional: plazo de 2 períodos de 4 años cada uno, más 1 prórroga facultativa por hasta 5 años; y (iii) en la plataforma continental y en el mar territorial: plazo de 2 períodos de 3 años cada uno con posibilidad de incrementarse en 1 año cada uno.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 2: (Continuación)

• Establece los plazos para las concesiones de explotación: (i) convencional: 25 años; (ii) no convencional: 35 años; y (iii) en la plataforma continental y en el mar territorial: 30 años.

• Establece que las concesiones de transporte serán otorgadas por el mismo plazo de vigencia que la concesión de explotación en la que se origina.

• Faculta al Estado Nacional o Provincias a otorgar habilitaciones para procesamiento, acondicionamiento o separación de hidrocarburos y licuefacción de gas natural, sin que estén necesariamente vinculadas a una concesión de explotación.

• Faculta al Estado Nacional a otorgar autorizaciones para almacenamiento subterráneo de gas natural en reservorios naturales de hidrocarburos depletados.

• Establece los valores relativos a los cánones de exploración y explotación a ser pagados en cada etapa con referencia en el precio promedio del barril de petróleo, ajustable anualmente con base en la cotización del Brent y faculta a la autoridad de aplicación a establecer el pago de bonos de prórroga y explotación.

• Establece regalías del 12% a ser pagadas mensualmente al concedente, sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo y sobre la producción de gas natural y establece un valor base del 15% de regalías para nuevas adjudicaciones.

• Establece la fijación de precios de comercialización en el mercado interno sin intervención del PEN y el libre comercio internacional de hidrocarburos, en caso de no mediar objeción de la SE.

• Establece una restricción para el Estado Nacional y las Provincias de reservar en el futuro nuevas áreas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal.

2.1.2 Mercado de gas

2.1.2.1 Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino ("Plan GasAr")

El Decreto N° 892/20, aprobó el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino ("Plan GasAr") para promover el desarrollo de la industria gasífera argentina sobre la base de un mecanismo licitatorio. En ese marco, se lanzó el concurso público nacional del Plan GasAr 2020-2024 con la suscripción de contratos particulares entre los productores de gas, las distribuidoras y CAMMESA y tomando el Estado Nacional a su cargo el pago mensual de la diferencia entre el precio ofertado y el de los cuadros tarifarios, a través de un complemento de precio pagado directamente a los productores.

La Sociedad resultó adjudicada: (i) Ronda 1: con un volumen base de gas natural de 4,9 millones de m^3/día a un precio medio anual de US$ 3,60 por MBTU para el periodo 2021-2024 y un volumen adicional de 1 millón de m^3/día a un precio de US$ 4,68 por MBTU durante el período invernal; (ii) Ronda 2: con un volumen de 0,70 millones de m^3/día, 0,90 millones de m^3/día y 1 millón de m^3/día para los meses de junio, julio y agosto-septiembre 2021, respectivamente y 0,86 millones de m^3/día para abastecer el pico invernal del periodo 2022-2024, a un precio de US$ 4,68 por MBTU, y (iii) Ronda 3: con un volumen de 2 millones de m^3/día a un precio de US$ 3,347 por MBTU para el periodo 2022-2024.

Posteriormente el Decreto N° 730/22 estableció el Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el Autoabastecimiento Interno, las Exportaciones, la Sustitución de Importaciones y la Expansión del Sistema de Transporte para todas las Cuencas Hidrocarburíferas del país 2023-2028 ("Plan de Reaseguro"), siendo sus principales objetivos: (i) consolidar un bloque plano de 70 millones de m^3/día (adjudicados en las Rondas 1 y 3 del Plan GasAr), excluyendo los picos invernales y (ii) conformar demanda para volúmenes incrementales que puedan evacuarse en uso de la nueva capacidad de transporte a partir de la construcción del Gasoducto Perito Francisco Pascasio Moreno.

La Sociedad fue adjudicada: (i) Ronda 4.1: con la extensión de los compromisos de las Rondas 1 y 3 del Plan GasAr hasta 2028, manteniendo los precios originalmente licitados; y (ii) Ronda 4.2: con 4,8 millones de m^3/día de demanda asociada al gas plano a un precio de US$ 3,485 por MBTU entre julio de 2023 y diciembre de 2028.

Las adjudicaciones otorgadas a la Sociedad y los contratos celebrados representaron un compromiso bajo el Plan de Reaseguro de 13,8 millones de m^3/día para los ejercicios 2025 y 2024.

Por último, en la Ronda 5.2, la Sociedad, juntamente con todos los socios de la UTE Aguaragüe, resultó adjudicada con 400.000 m^3/d de volumen incremental a ser vendidos a ENARSA con un precio de US$ 9,8 por MBTU entre octubre de 2023 y diciembre de 2026 y de US$ 6 por MBTU entre enero de 2027 y diciembre de 2028. La Sociedad posee una participación del 15% en dicha UTE.

2.1.2.2 Retiro de volúmenes del Plan GasAr

A través de la Resolución SE N° 501/25, se establecieron pautas complementarias para el retiro de volúmenes del Plan GasAr por parte de los productores bajo contratos con CAMMESA

NOTA 2: (Continuación)

y/o con ENARSA, en el marco de la Resolución SE N° 400/25. El 12 de diciembre de 2025, la Sociedad, en su carácter de titular de unidades de generación térmicas del MEM y en el marco de lo dispuesto en la Resolución SE N° 501/25, solicitó a CAMMESA la cesión a su favor por hasta un volumen de 4,9 millones de m³/día de los acuerdos pertenecientes al Plan GasAr. El 30 de diciembre de 2025, CAMMESA prestó conformidad a la cesión de la posición contractual solicitada por la Sociedad.

2.1.2.3 Cesión de contratos con ENARSA

A fines de diciembre de 2025, se dictó la Resolución SE N° 606/25 mediante la cual se establecieron adecuaciones al Plan GasAr para los productores adherentes.

Los productores adherentes deben aceptar la cesión de los contratos con ENARSA a las distribuidoras y CAMMESA, mediante un procedimiento a ser determinado con ENARSA y con acceso a los siguientes beneficios: (i) aumento del 85% al 90% para el pago provisorio (compensación Plan GasAr que paga el Estado) sobre la base de la declaración jurada presentada por cada productor; (ii) reducción del compromiso de inyección sobre la curva de producción; y (iii) eliminación del régimen informativo trimestral del avance del plan de inversiones.

El procedimiento de adhesión se realiza mediante la presentación de una nota a la SE dentro del plazo de 45 días hábiles administrativos desde la notificación de la Resolución y las distribuidoras tienen que adherir en igual plazo. Por su parte, el ENARGAS supervisará el proceso de cesión y asignación de volúmenes.

2.1.2.4 Gas Natural para el Segmento Residencial y GNC

Durante 2025, la SE emitió resoluciones mensuales estableciendo la actualización del precio en el PIST a ser trasladado a los usuarios finales, en relación con los acuerdos celebrados en el marco del Plan GasAr, para los consumos de gas realizados de enero a diciembre de 2025 y en la fecha de entrada en vigencia de los cuadros tarifarios publicados por el ENARGAS.

Cabe destacar que la actualización en los valores del PIST aumenta el monto a ser cobrado por la Sociedad directamente a las distribuidoras, disminuyendo la compensación de precio a cargo del Estado Nacional en el marco del Plan GasAr.

2.1.2.5 Adquisición de Gas Natural para la Generación

La Resolución SE N° 21/25 del 28 de enero de 2025, estableció que los generadores remunerados bajo el esquema spot podrían gestionar su propio combustible. En el mismo sentido, la Resolución SE N° 400/25, con vigencia a partir del 1 de noviembre de 2025, modifica la gestión de los combustibles para la generación y el reconocimiento de sus costos, promoviendo que los generadores abastezcan su propio combustible, manteniéndose CAMMESA como proveedor de última instancia hasta 2029, fecha en la cual la gestión de los combustibles queda bajo exclusiva responsabilidad de los generadores, discontinuándose por completo el esquema de centralización por parte de CAMMESA.

2.1.2.6 Exportaciones de Gas Natural y Gas Natural Licuado

(i) Gas Natural

La normativa vigente establece un procedimiento para la autorización de exportaciones de gas natural delimitando cuatro zonas de exportación: la Cuenca Neuquina y la Cuenca Austral, con cupos estivales, y la Cuenca Noroeste y otras zonas sin definición de cupo.

La distribución de los cupos estivales firmes entre los productores se asigna considerando (i) la participación del volumen del productor en el volumen total de la cuenca y (ii) el mayor descuento en precio ponderado por volumen respecto del volumen incremental en la cuenca.

Se asignó un cupo de exportación para los períodos estivales 2025 (enero – abril y octubre – diciembre) de 9 millones de m³/d para la Cuenca Neuquina y 2 millones de m³/d para la Cuenca Austral, con un precio mínimo igual al promedio simple de las cotizaciones del crudo Brent de los primeros quince días del mes anterior al de la entrega, multiplicado por el 5,5%. A la Sociedad se le asignó un volumen de 892.589 m³/d para el periodo estival 2025.

Por otra parte, la SE estableció los cupos de exportación correspondientes al período invernal 2025 (mayo - septiembre) por un total de 7 millones de m³/d. En línea con su participación en el Plan GasAr, se le asignó a la Sociedad un volumen de 694.236 m³/d para el periodo invernal 2025.

Respecto del 2026, se asignó un cupo de exportación para los períodos estivales (enero–abril y octubre–diciembre) de 7,7 millones de m³/d para la Cuenca Neuquina y 2 millones de m³/d para la Cuenca Austral, mientras que para el periodo invernal (mayo-septiembre) se asignó 7,4 millones de m³/d para la Cuenca Neuquina.

Para la Cuenca Neuquina, en ambos periodos, el precio mínimo es igual al precio promedio adjudicado en todas las rondas del Plan GasAr para la cuenca por el factor de ajuste estacional que corresponda.

A la Sociedad se le asignó un volumen de:
- 1.195.267 m³/d para el periodo enero - marzo 2026.
- 1.215.267 m³/d para el periodo abril 2026.
- 989.809 m³/d para el periodo mayo - agosto 2026.
- 1.048.088 m³/d para el periodo septiembre 2026.
- 1.228.600 m³/d para el periodo octubre - diciembre 2026.

Cabe aclarar que, a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, rige un impuesto del 8% a la exportación de gas natural.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025,
presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 2: (Continuación)

(ii) Gas Natural Licuado (GNL)

La Resolución SE N° 145/25 aprobó el procedimiento para exportar GNL, estableciendo que se otorgará una autorización de exportación firme de GNL, durante un plazo de hasta 30 años desde la puesta en marcha de la planta de licuefacción o sus ampliaciones, para permitir a sus titulares el derecho a exportar los volúmenes autorizados sin interrupciones, restricciones, ni redireccionamientos durante su vigencia.

2.1.2.7 Compensación por subsidios al consumo de Gas Natural

La Resolución ENARGAS N° 125/25 reestructura el sistema de compensación por subsidios al consumo de gas natural de las empresas distribuidoras de gas natural, modificando el sujeto que recibe dichas compensaciones. El nuevo mecanismo, con vigencia a partir del 1 de febrero de 2025, establece que la compensación sea percibida directamente por los productores de gas natural y deducida de la facturación que los productores realicen a las distribuidoras.

2.1.3 Mercado de petróleo

2.1.3.1 Precio del petróleo crudo

Al 31 de diciembre de 2025, no existe ningún precio de referencia para la comercialización del petróleo crudo en el mercado local. Al igual que la exportación de gas natural, rige un impuesto del 8% a la exportación de crudo.

2.2 Generación

2.2.1 Unidades de generación

Las unidades de generación son remuneradas a través de: i) contratos de ventas con grandes usuarios en el MAT y contratos de abastecimiento con CAMMESA y ii) ventas al mercado spot. A continuación, se detallan las unidades generadoras de la Sociedad, en forma directa y a través de sus subsidiarias y negocios conjuntos:

En operación al 31.12.2025:

GENERADOR	UNIDAD GENERADORA	TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE	POTENCIA	RÉGIMEN APLICABLE
CTG	GUEMTG01	TG	Gas	100 MW	Resolución N° 400/25 (*)
CTG	GUEMTV11	TV	Gas	63 MW	Resolución N° 400/25
CTG	GUEMTV12	TV	Gas	63 MW	Resolución N° 400/25
CTG	GUEMTV13	TV	Gas	135 MW	Resolución N° 400/25
Piquirenda	PIQIDI 01-10	MCI	Gas	30 MW	Resolución N° 400/25
CPB	BBLATV29	TV	Dual	310 MW	Resolución N° 400/25
CPB	BBLATV30	TV	Dual	310 MW	Resolución N° 400/25
CT Ing. White	BBLMD01-06	MCI	Dual	100 MW	Resolución N° 21/16
CTLL	LDLATG01/TG02/TG03/TV01	CC	Gas	555 MW	Resolución N° 400/25
CTLL	LDLATG04	TG	Gas	105 MW	Res. N° 220/07 (75%)
CTLL	LDLATG05	TG	Gas	105 MW	Resolución N° 21/16
CTLL	LDLMDI01	MCI	Gas	15 MW	Resolución N° 400/25
CTGEBA	GEBATG01/TG02/TV01	CC	Gas	685 MW	Resolución N° 400/25
CTGEBA	GEBATG03	TG	Gas	169 MW	Resolución N° 400/25 (*)
CTGEBA	GEBATG03/TG04/TV02	CC	Gas	400 MW	Resolución N° 287/17
Ecoenergía	CERITV01	TV	Vapor	14 MW	Resolución N° 400/25 (*)
CT Parque Pilar	PILBD01-06	MCI	Dual	100 MW	Resolución N° 21/16
CTB	EBARTG01 - TG02	TG	Dual	569 MW	Resolución N° 400/25
CTB	EBARTV01	TV	Dual	279 MW	Resolución N° 220/07
HIDISA	AGUA DEL TORO	HI	-	150 MW	Resolución N° 602/25
HIDISA	EL TIGRE	HR	-	14 MW	Resolución N° 602/25
HIDISA	LOS REYUNOS	HB	-	224 MW	Resolución N° 602/25
HINISA	NIHUIL I - II - III	HI	-	265 MW	Resolución N° 400/25
HPPL	PPLEHI	HI	-	285 MW	Resolución N° 602/25
PEPE II	PAMEEO	Eólica	-	53 MW	MATER Res. N° 281/17
PEPE III	BAHIEO	Eólica	-	53 MW	MATER Res. N° 281/17
PEPE IV	PEP3EO - PE32EO	Eólica	-	81 MW	MATER Res. N° 281/17
PE Arauco - PEPE V	AR21EO	Eólica	-	100 MW	Renovar
PEPE VI	PEP6EO	Eólica	-	140 MW	MATER Res. N° 281/17

(*) Adicionalmente comercializa potencia y energía con contratos residuales de Energía Plus bajo Resolución N° 1.281/06.

NOTA 2: (Continuación)

2.2.2 Contratos de ventas con grandes usuarios en el MAT y contratos de abastecimiento con CAMMESA

2.2.2.1 Nuevo Régimen MAT

La Resolución SE N° 400/25, modificó el MAT a partir del 1 de noviembre de 2025, promoviendo la libre contratación entre los agentes y estableciendo dos mercados: el MAT potencia y el MAT energía.

La generación térmica e hidroeléctrica instalada con anterioridad al 1 de enero de 2025, puede comercializar bajo contratos el 100% de su energía generada con distribuidores para cubrir la demanda estacionalizada no cubierta; o hasta el 20% de su energía con grandes usuarios MEM o distribuidores para los GUDI, y a partir de 2030 pueden contratar libremente con cualquier demanda.

La generación térmica instalada con posterioridad al 1 de enero de 2025 con gestión de combustible o con transporte de gas firme adicional puede contratar con cualquier demanda sin límites. La generación de fuente renovable mantiene las condiciones del MATER. Los proyectos de almacenamiento pueden contratar sin restricciones.

2.2.2.2 Mercado a Término de Fuente Renovable (régimen "MATER")

La Resolución SE N° 281/17, reglamentó el régimen para que los grandes usuarios y las grandes demandas de los agentes distribuidores del MEM (comprendidos en el artículo 9 de la Ley N° 27.191), cumplan con la obligación de abastecimiento de su demanda a través de fuentes renovables, mediante la contratación individual en el MATER, con condiciones a ser pactadas entre las partes.

En el marco de esta normativa, la Sociedad, a través de sus parques PEPE II, III, IV y VI, comercializa energía por hasta un máximo de 327 MW. Por otro lado, durante 2025, se comercializó energía renovable de terceros generadores por hasta un volumen de 1,25 MW.

2.2.2.3 Contratos de Energía Plus

La Resolución SE N° 1.281/06 estableció un régimen específico para nueva generación instalada por determinados agentes que habilitó la suscripción de contratos de Energía Plus en el MAT a un precio negociado con los GU300.

Durante 2025, la Resolución SE N° 21/25, limitó la presentación o renovación de contratos de Energía Plus hasta el 31 de octubre de 2025, quedando sin vigencia el mercado de Energía Plus a partir de finalización de los contratos presentados o renovados hasta dicha fecha.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad, a través de sus centrales CTG, EcoEnergía y CTGEBA, comercializa potencia y energía con contratos residuales de Energía Plus mayormente denominados en dólares, o en su defecto, ajustados por la variación de precios de CAMMESA. Los contratos de Energía plus de la Sociedad tienen vencimiento durante 2026.

2.2.2.4 Contratos de abastecimiento con CAMMESA – regímenes específicos

Con el objetivo fomentar nueva capacidad de generación y/o proyectos de cierre de CC sobre equipamientos existentes, las Resoluciones SE N° 220/07, N° 21/16 y N° 287/17 facultaron a CAMMESA a suscribir contratos de demanda a largo plazo con determinados agentes y/o proyectos adjudicados.

En el marco de estas normativas, la Sociedad posee contratos de abastecimiento con CAMMESA que remuneran: (i) 79 MW de CTLL y 279 MW del ciclo cerrado de la CTEB de titularidad de CTB con vencimiento en julio de 2026 y febrero de 2033, respectivamente, bajo Resolución SE N° 220/07; (ii) 305 MW de potencia y energía generada por las centrales térmicas CTLL, CTPP y CTIW, con vencimiento entre agosto y diciembre de 2027, bajo Resolución SE N° 21/16; y (iii) 400 MW de potencia y energía generada por la central térmica CTGEBA, con vencimiento en julio de 2035, bajo Resolución SE N° 287/17.

La Resolución SE N° 501/25 introdujo un régimen de gestión propia de combustibles, aplicable a unidades térmicas que operen con gas cedido por productores del Plan GasAr. No obstante, este régimen no modifica la centralización de combustibles prevista para los contratos específicos suscriptos bajo las Resoluciones SE N° 220/07, N° 21/16 y N° 287/17, los cuales continúan bajo administración de CAMMESA conforme la Resolución SE N° 21/25.

2.2.2.5 Programas Renovar

A fin de cumplir los objetivos fijados en la Leyes N° 26.190 y N° 27.191 de fomento de uso de fuentes renovables de energía, el MEyM convocó a rondas abiertas para la contratación en el MEM de energía eléctrica de fuentes renovables de generación (Programas Renovar). Los proyectos adjudicados, celebraron contratos de abastecimiento de energía eléctrica renovables para la comercialización de un bloque anual de energía eléctrica comprometida por un plazo de 20 años.

La Sociedad, posee un contrato de abastecimiento con CAMMESA por un total de 100 MW para el PE Arauco con vencimiento en marzo de 2040.

2.2.3 Remuneración por ventas al mercado spot

2.2.3.1 Nuevo Régimen spot

La Resolución SE N° 400/25 modificó, a partir del 1 de

NOTA 2: (Continuación)

noviembre de 2025, el esquema de remuneración de la generación en el mercado spot distinguiéndose por la fuente de la energía.

La energía generada se remunera en función del costo variable de producción ("CVP") declarado por la unidad y la renta marginal adaptada ("RMA") que contempla el costo marginal horario ("CMgh") ajustado, de corresponder, por el factor de pérdida ("FP") del nodo correspondiente y un factor de renta adaptado ("FRA"). Es decir, RMA = (CMgh x FP – CVP) x FRA.

Para la generación térmica, se prevé un esquema de renta mínima de 2 US$/MWh y 7 US$/MWh para la generación existente con CVP menor a 60 US$/MWh y CVP mayor o igual a 60 US$/MWh, respectivamente y se aplican los siguientes factores de renta:

	GENERACIÓN INSTALADA			
		HASTA 2024		
FRA	2025 EN ADELANTE	CON GESTIÓN DE COMBUSTIBLE PROPIO	CON GAS PROVISTO POR CAMMESA	SIN GESTIÓN DE COMBUSTIBLE (*)
2025 y 2026	1	15%	12%	0
2027		25%	15%	
2028 en adelante		35%	17,50%	

(*) CVP equivalente a valores regulados.

Para la generación hidroeléctrica o renovable se prevé una RMA mínima 22 US$/MWh y 32 US$/MWh, respectivamente en caso de unidades habilitadas antes del 1 de enero de 2025 y no se establecen mínimos ni máximos en caso de unidades habilitadas a partir de esa fecha. Adicionalmente, se asume un CVP = 0 y se aplican los siguientes factores de renta:

	GENERACIÓN HABILITADA COMERCIALMENTE	
FRA	2025 EN ADELANTE	HASTA 2024
2025 y 2026	1	15%
2027		25%
2028 en adelante		35%

Por otro lado, se remunera la potencia puesta a disposición ("PPAD") que considera 90 horas semanales con un valor de 12 US$/MWhrp ajustado por un factor de corrección estacional ("FCE"):

	GENERACIÓN TÉRMICA CON GESTIÓN DE COMBUSTIBLE PROPIO			
FRA	GAS NATURAL	COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS	HIDROELÉCTRICAS	RENOVABLES
Invierno / Verano	1,1	1,5	0,5	0
Resto del año	0,9	1		

A la generación térmica sin gestión propia de combustible o abastecidas por CAMMESA, se le aplica el siguiente esquema de remuneración de potencia:

	GENERACIÓN TÉRMICA	
PPAD	DESPACHADA	NO DESPACHADA
2026	100%	80%
2027		40%
2028 en adelante		0%

Adicionalmente, se reconocen 1.000 US$/MW-mes en concepto de reserva de confiabilidad base, independientemente del combustible utilizado o su gestión.

Bajo este nuevo régimen, la Sociedad opera la totalidad de centrales térmicas no remuneradas bajo regímenes específicos y la central hidroeléctrica HINISA.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 2: (Continuación)

2.2.3.2 Régimen spot previo

Hasta el 31 de octubre de 2025, la generación spot se remuneró con tarifas en pesos actualizadas a través de la emisión de distintas resoluciones. Durante 2025, las Resoluciones SE N° 603/24, N° 27/25, N° 113/25, N° 143/25, N° 177/25, N° 227/25, N° 280/25, N° 331/25, N° 356/25 y N° 381/25 actualizaron los valores de remuneración de la generación spot disponiendo incrementos del 4%, 4%, 1,5%, 1,5%, 2%, 1,5%, 1%, 0,4%, 0,5% y 0,5% aplicable a las transacciones económicas de enero a octubre 2025, respectivamente. El precio spot máximo en el MEM para octubre de 2025 ascendió a $13.622/MWh.

Dicho esquema establecía una remuneración mínima de potencia y habilitaba a los agentes generadores a ofrecer compromisos de disponibilidad garantizada por períodos trimestrales: a) verano (diciembre a febrero); b) invierno (junio a agosto) y c) "resto" (marzo a mayo y septiembre a noviembre).

La remuneración de la potencia garantizada para los generadores térmicos con compromisos de disponibilidad bajo Resolución SE N° 381/25 ascendió a 7.011.177 $/MW-mes para los periodos verano e invierno y 5.258.385 $/MW-mes para el resto del año.

En caso de los generadores hidroeléctricos, la remuneración base bajo Resolución SE N° 381/25 incluía las siguientes escalas y precios:

TECNOLOGÍA / ESCALA	($/MW-MES)
HI Medias Capacidad > 120 ≤ 300 MW	2.570.771
HI Chicas Capacidad > 50 ≤ 120 MW	3.534.805
Bombeo HB Medias Capacidad > 120 ≤ 300 MW	2.570.771
HI Renovable Capacidad ≤ 50 MW	5.784.224

Por último, se establecieron las siguientes remuneraciones por energía generada y operada bajo Resolución SE N° 381/25:

REMUNERACIÓN	CENTRALES TÉRMICAS ($/MWH)	CENTRALES HIDROELECTRICAS ($/MWH)	FUENTE NO CONVENCIONAL ($/MWH)
Energía generada	Entre 4.678 y 8.186	4.089	32.718
Energía operada	1.627	1.627	-

En caso de los generadores térmicos, la remuneración por energía generada dependía del tipo de combustible.

Entre noviembre de 2022 y octubre 2025, se estableció un esquema de remuneración diferenciado para la energía generada en horas de punta, aplicable a generadores térmicos e hidroeléctricos, con un valor equivalente a 2 veces el valor correspondiente al precio vigente de energía generada, aplicable a las horas pico (18.00 a 23.00 hs) de todos los días de los meses de diciembre, enero, febrero, junio, julio y agosto, y a 1 vez dicho valor para las mismas horas de los meses restantes.

2.2.3.3 Remuneración para CC

La Resolución SE N° 59/23, estableció un régimen que habilitó la suscripción de acuerdos de disponibilidad y mejora de la eficiencia con CAMMESA para los titulares de CC con un compromiso de disponibilidad del 85% de la potencia neta por un plazo máximo de 5 años, una remuneración de US$ 2.000/MW-mes por la potencia puesta a disposición, la dolarización del precio de la energía en función del combustible utilizado (US$ 3,5/MWh en el caso del gas natural y US$ 6,1/MWh en el caso de fuel oil y gas oil) y la reducción del 35% y 15% en la remuneración a percibir por la potencia garantizada en el mercado spot para los períodos verano-invierno y otoño-primavera, respectivamente, en caso de corresponder.

La Sociedad suscribió acuerdos con CAMMESA para los CC de sus centrales CTLL y CTGEBA. Adicionalmente, CTB suscribió un acuerdo con CAMMESA por las unidades TG de su ciclo abierto. Los acuerdos mencionados tenían prevista una vigencia entre el 1 de marzo de 2023 y el 29 de febrero de 2028. No obstante, con fecha 28 de octubre de 2025, la Sociedad y CTB desistieron del esquema establecido por la Resolución SE N° 59/23 y adhirieron al nuevo esquema spot, a partir de noviembre 2025, quedando suspendidas las obligaciones asumidas por la Resolución SE N° 59/23, en tanto se mantengan vigentes las condiciones establecidas en la Resolución SE N° 400/25.

2.2.3.4 Remuneración adicional, complementaria y excepcional para generación térmica

La Resolución SE N° 294/24, para promover la disponibilidad de las centrales de generación térmica en meses y horas críticas, con vigencia entre diciembre de 2024 y marzo de 2026, estableció una remuneración adicional, complementaria y excepcional que incluye: (i) una remuneración por potencia comprometida de US$ 2.000/MW-mes ajustado por un factor de criticidad que considera el nodo de la central y por la disponibilidad real en las horas de mayor criticidad, y un 50% de dicha remuneración para la potencia en exceso de la comprometida; y (ii) una remuneración por la energía generada en los días y horas de mayor criticidad, también ajustada por el factor de criticidad, que varía entre US$ 3,4/MWh y US$ 10,5/MWh, en función del combustible utilizado y la tecnología de generación. La resolución contempla la extensión del esquema por un plazo adicional de 12 meses en caso que se presenten planes de mantenimiento específicos.

NOTA 2: (Continuación)

En el marco de esta normativa, la Sociedad, adhirió a la convocatoria y formalizó acuerdos de disponibilidad por la energía no comprometida bajo otros regímenes, de sus centrales térmicas CPB, CTG, Piquirenda, CTLL, CTGEBA y Ecoenergía.

En enero de 2026, la SE aprobó los programas de mantenimiento presentados por las centrales y concedió la prórroga de la remuneración detallada por 12 meses adicionales, hasta marzo de 2027.

2.2.4 Remuneración de la generación asignada

La generación asignada incluye la generación con contratos de abastecimiento MEM vigentes, la generación del Estado Nacional, la generación térmica gestionada por ENARSA y la generación hidráulica bajo concesión del Estado Nacional.

La remuneración de la generación asignada se mantiene en base a valores de los contratos vigentes y/o regulación específica emitida por la SE. Por ese motivo, las Resoluciones SE N° 483/25 y N° 602/25, aplicables a las transacciones económicas a partir de noviembre y diciembre de 2025, respectivamente, actualizaron los valores de la Resolución SE N° 381/25.

Bajo este régimen, la Sociedad opera las centrales hidroeléctricas HIDISA y HPPL hasta tanto se suscriban los nuevos contratos de concesión nacional, con los siguientes valores de potencia para diciembre de 2025:

TECNOLOGÍA / ESCALA	($/MW-MES)
HI Medias Capacidad > 120 ≤ 300 MW	2.963.070
Bombeo HB Medias Capacidad > 120 ≤ 300 MW	2.963.070
HI Renovable Capacidad ≤ 50 MW	8.745.746

Por último, establece remuneraciones de 4.317 $/MWh y 1.718 $/MWh por energía generada y operada, respectivamente y mantiene un esquema de remuneración diferenciado para la energía generada en horas de punta, con un valor equivalente a 2 veces el valor correspondiente al precio vigente de energía generada, aplicable a las horas pico (18.00 a 23.00 hs) de todos los días de los meses de verano e invierno, y a 1 vez dicho valor para las mismas horas de los meses restantes.

2.2.5 Abastecimiento del combustible para las generadoras térmicas

Bajo el esquema previo, la provisión de combustibles para la generación de energía estaba centralizada por CAMMESA.

La Resolución SE N° 21/25, autorizó, a partir del 1 de marzo de 2025, el reconocimiento de costos de combustibles conforme a precios de referencia y a los valores declarados y aceptados en la Declaración de Costos de Producción más flete, costos de transporte y distribución de gas natural e impuestos y tasas.

Por su parte, la nota SE NO-2025-35216647-APN-SE#MEC del 4 de abril de 2025, estableció lineamientos para el esquema de prioridad de despacho de gas para generación térmica en el MEM. Las ofertas de los generadores que opten por gestionar su abastecimiento de combustible se consideran en carácter firme y en caso de incumplimiento se penalizan con un Deliver or Pay equivalente al 70% del precio de referencia del volumen indisponible.

El nuevo precio de referencia equivale al 90% del precio promedio ponderado por cuenca de gas natural en el PIST utilizando los precios de la Ronda 4.2 para la Cuenca Neuquina y Cuenca Norte y los precios de la Ronda 4.1 para la Cuenca Austral.

Los precios de referencia para combustibles líquidos se fijan para cada generador en base a indicadores internacionales incluyendo una prima que cubre costos financieros y logísticos asociados y los precios para los combustibles líquidos y gas natural proveniente de países limítrofes, se reconocen al tipo de cambio correspondiente al día hábil previo al de la fecha de vencimiento transaccional, asociada al consumo reconocido en la transacción económica respectiva.

Finalmente, la Resolución SE N° 400/25, modificó la gestión de los combustibles para la generación y el reconocimiento de sus costos, promoviendo que los generadores abastezcan su propio combustible, manteniendo a CAMMESA como proveedor de última instancia hasta 2028. A partir de 2029, la gestión de los combustibles queda bajo exclusiva responsabilidad de los generadores.

Adicionalmente, la Resolución SE Nº 501/25 permitió que productores y generadores acuerden su suministro de gas natural considerando los volúmenes comprometidos bajo contratos del Plan GasAr entre productores y CAMMESA. Dichos volúmenes serán tratados como gas propio de los generadores y remunerados conforme al CVP declarado para el despacho.

2.3 Transporte de gas

2.3.1 Situación tarifaria de TGS

Durante 2025 y hasta la culminación del proceso de RQT, TGS recibió incrementos tarifarios mensuales del 2,5%, 1,5% y 1,7% para el periodo enero a marzo de 2025.

El 30 de abril de 2025, mediante Resolución ENARGAS N° 256/25, se establecieron las condiciones de la RQT para el período 2025-2030. Entre los aspectos principales se destaca: (i) la base de capital al 31 de diciembre

NOTA 2: (Continuación)

de 2024; (ii) una tasa de descuento WACC del 7,18% real después de impuestos; (iii) un incremento tarifario promedio ponderado del 3,67%, posteriormente ajustado a 4,74%, a efectivizarse en 31 cuotas mensuales iguales y consecutivas a partir de mayo de 2025; (iv) un plan de inversiones por un total de $ 279.108 millones (a moneda de junio de 2024), sujeto a control del ENARGAS y (v) los gastos operativos regulados.

Posteriormente, en el marco del Decreto N° 371/25, se designó a la SE como autoridad de aplicación para introducir modificaciones contractuales o tarifarias. En esa línea, la Resolución SE N° 241/25, del 4 de junio de 2025, dispuso una actualización periódica mensual para las tarifas de transporte, en reemplazo del esquema semestral previo. El 5 de junio de 2025, TGS prestó conformidad a dicha resolución, y mediante Resoluciones ENARGAS N° 350/25, N° 421/25, N° 539/25, N° 622/25, N° 732/25, N° 812/25, N° 907/25, N° 1.000/25 y N° 32/26, se aprobaron los cuadros tarifarios que incorporan actualizaciones mensuales del 2,81%, 0,62%, 1,63%, 2,38%, 2,49%, 2,89%, 1,71%, 2,03% y 2,63%, para el periodo junio 2025 a febrero 2026, en adición a la aplicación de los incrementos de la RQT.

2.3.2 Prórroga Licencia

El 24 de julio de 2025 se publicó el Decreto Nº 495/25, mediante el cual el PEN dispuso la prórroga de la licencia otorgada a TGS, por un período adicional de 20 años a partir el 28 de diciembre de 2027.

2.3.3 Marco normativo del segmento de Producción y Comercialización de Líquidos

2.3.3.1 Mercado interno

Las actividades de producción y comercialización de líquidos y otros servicios no se encuentran sujetas a regulación del ENARGAS. Sin embargo, el Gobierno Argentino ha emitido en los últimos años una serie de regulaciones que tienen impacto significativo sobre tales actividades.

La Ley N° 26.020/05 "Régimen regulatorio de la industria y comercialización de gas licuado de petróleo" define el marco regulatorio de la industria y comercialización del GLP. Bajo este régimen, la SE establece normas para garantizar el abastecimiento interno, incluyendo la determinación de volúmenes mínimos y la fijación de precios de venta para el mercado local.

Desde 2015 rige el Programa Hogares con Garrafa ("Plan Hogar"), que fijó precios máximos de referencia y cupos obligatorios de suministro para productores. La Resolución SE N° 15/25, de fecha 24 de enero de 2025, elimina el precio máximo de venta dispuesto para los productos aportados bajo el Plan Hogar, estableciendo como límite el precio de paridad de exportación publicado por la SE en el marco de la Ley N° 26.020, adicionalmente, mantiene la obligación de abastecer el mercado interno, pero elimina los aportes de producto anteriormente exigidos. En ese sentido, durante 2025, se mantuvieron las obligaciones de abastecimiento a precios regulados con incrementos del 41,42% acumulados entre 2024 y 2025.

Adicionalmente, TGS es parte del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido ("Acuerdo Propano para Redes"), por el cual se compromete a vender propano a distribuidoras y subdistribuidoras a un precio inferior al de mercado, recibiendo una compensación económica equivalente a la diferencia entre el precio de venta acordado y el precio de paridad de exportación de referencia determinado por la SE.

Al 31 de diciembre de 2025, el Estado Argentino adeuda a TGS por estos conceptos $ 12.720 millones.

2.3.3.2 Mercado externo

La alícuota aplicable a los derechos de exportación, de ciertos productos derivados del gas y del petróleo, entre los que se incluyen los productos que TGS produce y exporta, se encuentra en 8%.

2.4 Transmisión

2.4.1 Situación tarifaria de Transener y Transba

El ENRE determinó los valores horarios de remuneración, estableciendo incrementos del 4%, 4%, 2% y 4% para el periodo enero a abril 2025 respecto a los valores vigentes para Transener y Transba.

Con fecha 3 de abril de 2025, la Resolución ENRE N° 236/25 modificó de 6,10% a 6,48% después de impuestos, la tasa de rentabilidad aplicable a las empresas concesionarias del servicio público de transporte de energía eléctrica en alta tensión y por distribución troncal.

El 30 de abril de 2025, se aprobó el cuadro tarifario resultante del proceso de Revisión Quinquenal Tarifaria (RQT) y el ENRE estableció un incremento del 42,89% y 10,30% respecto las tarifas vigentes para abril 2025 para Transener y Transba, respectivamente. En igual sentido, el ENRE determinó la remuneración de los transportistas independientes, incluyendo a Transener, por la operación de la Interconexión Choele Choel – Pto. Madryn y la Cuarta Línea, y a Transba por la operación de las instalaciones correspondientes a Transportista Independiente de Buenos Aires (TIBA), estableciendo una tarifa equivalente al 77,92%, 100% y 99,73% de la tarifa establecida para Transener, respectivamente.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025,
presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 2: (Continuación)

En todos los casos, los incrementos se aplicaron 20% a partir del 1 de mayo de 2025, y el 80% restante en forma mensual durante el período junio-diciembre 2025. Asimismo, se prevé un mecanismo de actualización tarifaria mensual basado en índices de precios IPC e IPIM.

En consecuencia, el ENRE estableció los siguientes incrementos:

	JUN-25	JUL-25	AGO-25	SEP-25	OCT-25	NOV-25	DIC-25
Transener y Cuarta Linea	7,25%	4,64%	6,02%	6,95%	7,12%	7,61%	5,87%
Transba	4,06%	1,53%	2,87%	3,78%	3,94%	4,41%	2,73%
Interconexión Choele Choel – Pto. Madryn	4,35%	1,80%	3,14%	4,05%	4,22%	4,69%	3,00%
Transportista Independiente de Buenos Aires (TIBA)	7,22%	4,61%	5,99%	8,10%	8,27%	8,76%	7,01%

El 18 de agosto de 2025 el ENRE hizo lugar los recursos de reconsideración presentados por Transener y Transba, el 17 de junio de 2025, y en consecuencia modificó la estructura de costos e inversiones para Transener, Transba, Interconexión Choele Choel – Puerto Madryn y TIBA. En el caso de los transportistas independientes, incluyendo a TIBA, el ENRE reconoció adicionalmente un incremento de ingresos por el pago a Transener de la supervisión de la operación y mantenimiento a aplicarse desde el mes de septiembre de 2025.

Como consecuencia de los cambios establecidos, el 5 de septiembre de 2025 se remitieron en tiempo y forma para la aprobación del ENRE los planes de inversión a ejecutar durante el período mayo 2025 - abril 2030 por parte de Transener, Transba, TIBA y la Interconexión Choele Choel – Puerto Madryn. A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, no se ha recibido la aprobación del ENRE.

El 23 de diciembre de 2025, mediante Resolución ENRE N° 811/25, se aprobó la cesión de los derechos y obligaciones del Contrato de Operación y Mantenimiento de la Interconexión Choele Choel – Puerto Madryn de Integración Eléctrica Sur Argentina S.A. a Transener, estableciendo que se remunere a Transener conforme los valores horarios a aplicables a su equipamiento regulado, quien debe asumir la ejecución del plan de inversiones establecido en la RQT para Integración Eléctrica Sur Argentina S.A.

Por último, el ENRE estableció incrementos del 1,88% y 2,55% en las tarifas de enero y febrero de 2026, respectivamente.

2.5 Regulaciones de acceso al MLC

El BCRA establece medidas con el objetivo de regular los ingresos y egresos en el MLC a efectos de mantener la estabilidad cambiaria y proteger las reservas internacionales ante el alto grado de incertidumbre y volatilidad del tipo de cambio, incluyendo restricciones relacionadas con la operatoria de activos bursátiles por parte de las sociedades y la disposición de activos líquidos en el exterior.

Durante 2025, el BCRA flexibilizó varias restricciones para el acceso al MLC y estableció una serie de disposiciones tendientes a favorecer el proceso de repatriación de inversiones directas de no residentes.

En líneas generales, toda operación de demanda de moneda extranjera en el MLC, requiere conformidad previa del BCRA, salvo por ciertas excepciones, tales como: (i) en caso de declaración jurada en la que conste que la totalidad de las tenencias de moneda extranjera en el país se encuentran depositadas en entidades financieras locales y que no se poseen activos externos líquidos disponibles por un monto superior a US$ 100.000; (ii) en caso de pago de ciertas importaciones de bienes de capital; (iii) en caso de pago de servicios prestados por no residentes; (iv) en caso de personas jurídicas con ganancias de ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2025 para el giro divisas al exterior en concepto de utilidades y dividendos a accionistas no residentes; (v) en caso de declaración jurada manifestando el compromiso de no concretar determinadas operaciones de venta, canje o transferencia de títulos valores durante los 90 días corridos siguientes a la solicitud de acceso al MLC; (vi) en caso de sujetos no residentes que adquieren una participación en el capital de empresas residentes (distintas de entidades financieras o controlantes de entidades financieras); (vii) en caso de sujetos residentes para compra del 100% del capital accionario de empresas no residentes, cuyo único activo sea la participación en empresas locales; (viii) en caso de sujetos residentes para adquisición de ciertas participaciones de no residentes en concesiones para la explotación de recursos naturales otorgadas en el país y en forma simultánea con la liquidación de fondos ingresados por endeudamientos financieros en el exterior o préstamos financieros locales en moneda extranjera a partir de una línea de crédito del exterior.

Asimismo, el BCRA impone para determinadas circunstancias, la obligación de ingresar y liquidar los fondos recibidos en el exterior, dentro de los 20 días hábiles desde su cobro o percepción.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025,
presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 2: (Continuación)

Cabe resaltar que la información detallada no enumera la totalidad de las regulaciones cambiarias que pueden resultar aplicables, para obtener más información sobre las políticas cambiarias de Argentina puede visitar el sitio web del Banco Central: www.bcra.gov.ar.

2.6 Regulaciones tributarias

2.6.1 Impuesto a las ganancias

2.6.1.1 Alícuota de Impuesto a las ganancias

La Ley N° 27.630, con vigencia en Argentina para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2021, estableció un esquema escalonado de alícuotas aplicables de 25%, 30% y 35% y, de corresponder, un impuesto fijo dependiendo del nivel de ganancia neta imponible anual.

Por su parte, las tasas del impuesto a las ganancias utilizadas al cierre del ejercicio en Ecuador, Bolivia, Uruguay y Chile son del 25%, 25%, 25% y 27%, respectivamente. Se adicionará una sobretasa del 3% en el impuesto a las ganancias en Ecuador, cuando el accionista sea una entidad radicada en una jurisdicción considerada un paraíso fiscal bajo la legislación ecuatoriana.

En Uruguay, con vigencia a partir del 1 de enero de 2023, el Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE) incluye como renta de fuente uruguaya a ciertas rentas pasivas obtenidas por entidades integrantes de grupos multinacionales consideradas no calificadas.

2.6.1.2 Impuesto a los dividendos

La Ley N° 27.430 y las modificaciones introducidas por la Ley N° 27.541 y la Ley N° 27.630, introdujeron un impuesto del 7% sobre los dividendos derivados de utilidades generadas durante los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero 2018 que sean distribuidos, entre otros, por sociedades argentinas o establecimientos permanentes a: personas humanas, sucesiones indivisas o beneficiarios del exterior.

Los dividendos originados por beneficios obtenidos hasta el ejercicio anterior al iniciado a partir del 1 de enero de 2018, en Argentina, seguirán sujetos, para todos los beneficiarios de los mismos, a la retención del 35% sobre el monto que exceda las ganancias acumuladas distribuibles libres de impuestos (período de transición del impuesto de igualación).

En Bolivia, los pagos de rentas de fuente boliviana efectuados a beneficiarios del exterior están sujetos al 12,5% de retención del impuesto a las utilidades de las empresas beneficiarias del exterior.

En Ecuador, con vigencia a partir del 1 de enero de 2020, los dividendos distribuidos a accionistas del exterior están sujetos a una retención del 10%. Adicionalmente, a partir del ejercicio 2025, se establece el pago de un impuesto con un esquema escalonado de alícuotas entre 0% y 2,5% según el monto de las utilidades acumuladas y pendientes de distribución al 31 de julio de cada año. Este gravamen, es compensable como pago a cuenta del impuesto aplicable sobre la efectiva distribución de dividendos o del impuesto a la renta, en la medida que se cumplan determinados supuestos previstos en la normativa.

En Chile, los pagos de dividendos a sujetos no residentes están sujetos a una retención del 35%.

En Uruguay, los dividendos distribuidos por contribuyentes del IRAE se gravan -hasta la concurrencia de la renta neta gravada por IRAE-, a una tasa general del 7%. Por su parte, el monto de la renta imponible de una empresa que permanece sin distribuirse después de 3 años fiscales, se trata como una distribución estimada quedando sujeta al impuesto sobre dividendos del 7%.

2.6.1.3 Ajuste por inflación fiscal

La Ley N° 27.430 establece las siguientes reglas para la aplicación del mecanismo del ajuste por inflación en el impuesto a las ganancias:

(i) la actualización del costo para bienes adquiridos o inversiones efectuadas en los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1 de enero de 2018, considerando las variaciones porcentuales del IPC que suministre el INDEC; y

(ii) la aplicación del ajuste dispuesto en el Título VI de la Ley del Impuesto a las Ganancias cuando se verifique un porcentaje de variación -del índice de precios mencionado- acumulado en los 36 meses anteriores al cierre del ejercicio que se liquida, superior al 100%.

La Ley N° 27.541 dispuso que el ajuste por inflación positivo o negativo que se determine como consecuencia de la aplicación del ajuste dispuesto en el Título VI de la Ley del Impuesto a las Ganancias, correspondiente al primer y segundo ejercicio iniciado a partir del 1 de enero de 2019, deberá imputarse un sexto en ese período fiscal y los cinco sextos restantes, en partes iguales, en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes.

Con fecha 1 de diciembre de 2022, se publicó en el BO la Ley N° 27.701, que establece que aquellos contribuyentes que determinen un ajuste por inflación positivo en el primer y segundo ejercicio iniciados a partir del 1 de enero de 2022 inclusive, podrán imputar un tercio en ese período fiscal y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos períodos fiscales inmediatos siguientes. Este cómputo sólo resulta procedente para los sujetos cuya inversión en la compra, construcción, fabricación, elaboración o importación definitiva de bienes de uso,

excepto automóviles, durante cada uno de los dos períodos fiscales inmediatos siguientes al del cómputo del primer tercio del período de que se trate, sea superior o igual a $ 30.000 millones.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, esta disposición no ha sido reglamentada.

La Sociedad y sus subsidiarias determinan y registran el impacto del ajuste por inflación fiscal para cada uno de los ejercicios fiscales en los que resulte de aplicación el mismo.

2.6.2 Impuesto al valor agregado

Se establece un procedimiento para la devolución de los créditos fiscales originados en inversiones en bienes de uso, que luego de transcurridos 6 meses desde su cómputo, no hubieran sido absorbidos por débitos fiscales generados por la actividad.

2.6.3 Programa Incremento Exportador

El 14 de abril del 2025, el Decreto PEN N° 269/25, reestableció el ingreso y liquidación en divisas en el MLC para el 100% del valor de las exportaciones.

2.6.4 Otros regímenes

La Ley N° 27.742 establece el RIGI en Argentina, diseñado para atraer capitales mediante beneficios fiscales, aduaneros y cambiarios. En el marco de dicho régimen los Vehículos de Proyecto Único (VPU) adherentes deben ejecutar inversiones superiores a US$ 200 millones en sectores estratégicos del país como energía, minería, tecnología e infraestructura. Entre los beneficios fiscales para el impuesto a las ganancias se destaca la aplicación de una alícuota fija del 25%, la amortización fiscal acelerada de las inversiones y la actualización de los quebrantos impositivos sin plazo de prescripción y con posibilidad de transferencia a terceros. En relación con el IVA, el principal beneficio fiscal consiste en evitar la acumulación de créditos fiscales técnicos y mejorar el flujo de caja de los proyectos a través de un mecanismo de pago mediante certificados de crédito fiscal. Los beneficios fiscales están protegidos por una estabilidad normativa de 30 años, lo que garantiza que no se apliquen tributos más gravosos que los vigentes al momento de la adhesión.

Entre las provincias que han adherido al RIGI se destacan Neuquén, Rio Negro, Chubut, Mendoza y Córdoba. La provincia de Buenos Aires por su parte ha establecido un régimen propio dentro de su jurisdicción.

NOTA 3: BASES DE PREPARACIÓN

Los presentes Estados Financieros Consolidados han sido preparados de acuerdo con las Normas de contabilidad NIIF, emitidas por el IASB, están expresados en millones de pesos y han sido aprobados para su emisión por el Directorio de la Sociedad con fecha 2 de marzo de 2026. En la Nota 4 se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de los presentes Estados Financieros Consolidados, las cuales se han aplicado de manera uniforme.

La presente información financiera consolidada ha sido preparada bajo la convención del costo histórico, excepto por la medición de los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

Las políticas contables han sido aplicadas consistentemente para las entidades del Grupo. Ciertas reclasificaciones no significativas han sido efectuadas sobre las cifras correspondientes a los Estados Financieros Consolidados presentados en forma comparativa a efectos de mantener la consistencia en la exposición con las cifras del presente ejercicio.

NOTA 4: POLÍTICAS CONTABLES

Las principales políticas contables utilizadas en la preparación de los presentes Estados Financieros Consolidados se explicitan a continuación.

Conforme Resolución General CNV N° 972/23, no se admite la aplicación anticipada de las Normas de contabilidad NIIF y/o sus modificaciones, excepto que, sea admitida específicamente en oportunidad de su adopción.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad no ha aplicado las Normas de contabilidad NIIF y/o sus modificaciones de forma anticipada.

4.1 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB que son de aplicación efectiva al 31 de diciembre de 2025 y han sido adoptadas por la Sociedad

La Sociedad ha aplicado las siguientes normas y/o modificaciones por primera vez a partir del 1 de enero de 2025:

• NIC 21 "Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera" (modificada en agosto de 2023).

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 4: (Continuación)

La aplicación de las normas y/o modificaciones detalladas no generó ningún impacto en los resultados de las operaciones o la situación financiera de la Sociedad.

4.2 Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB no efectivas y no adoptadas anticipadamente por la Sociedad

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad no ha aplicado las siguientes normas y/o modificaciones de forma anticipada:

• NIIF 18 "Presentación e información a revelar en los estados financieros": emitida en abril de 2024. Establece nuevos requisitos de presentación y revelación de información con el objetivo de garantizar que los estados financieros proporcionen información relevante que represente fielmente la situación de una entidad. La norma no afecta el reconocimiento o medición de las partidas de los estados financieros; no obstante, introduce nuevos requisitos para aumentar la comparabilidad entre entidades. En particular, se destaca: (i) la clasificación de ingresos y gastos en categorías operativas, de inversión y financiación; (ii) la incorporación de subtotales requeridos; y (iii) la divulgación de medidas de desempeño definidas por la gerencia. La norma es aplicable de forma retroactiva a los ejercicios anuales y periodos intermedios iniciados a partir del 1 de enero de 2027, permitiendo la adopción anticipada. La Sociedad se encuentra analizando el impacto en las revelaciones de los estados financieros por la aplicación de la norma.

• NIIF 19 "Subsidiarias sin contabilidad pública: Revelación": emitida en abril de 2024 y modificada en agosto de 2025. Establece la opción de revelar requisitos de información reducidos para entidades sin contabilidad pública que son subsidiarias de una entidad que prepara estados financieros consolidados que están disponibles para uso público y cumplen con las normas de contabilidad NIIF. La norma es aplicable para periodos iniciados a partir del 1 de enero de 2027, permitiendo la adopción anticipada. La aplicación de la norma no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

• NIIF 9 y NIIF 7 "Instrumentos financieros e Información a revelar": en mayo de 2024 se modifica la guía de aplicación de NIIF 9 y se incorporan requisitos de revelación en NIIF 7. En particular, incorpora la opción de considerar la cancelación de un pasivo financiero antes de su liquidación en caso de emisión de instrucciones de pago electrónicas que cumplen determinados requisitos e incorpora requisitos de revelación para inversiones en instrumentos de patrimonio designadas a valor razonable con cambios en otros resultados integrales e instrumentos a costo amortizado a valor razonable con cambios en otros resultados integrales. Las modificaciones son aplicables para periodos iniciados a partir del 1 de enero de 2026, permitiendo la adopción anticipada. La aplicación de la norma no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

• MEJORAS A LAS NIIF – Volumen 11: en julio de 2024 se incorporan modificaciones menores en NIIF 1, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 10 y NIC 7. Las modificaciones son aplicables para periodos iniciados a partir del 1 de enero de 2026, permitiendo la adopción anticipada. La aplicación de las modificaciones no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

• NIIF 9 y NIIF 7 "Instrumentos financieros e Información a revelar": en diciembre de 2024 se modifica la NIIF 9 y se incorporan requisitos de revelación en NIIF 7 en relación con contratos de compra-venta de electricidad dependiente de la naturaleza. En particular, permite la exención de registración a valor razonable para el caso de entidades que sean compradoras netas de electricidad durante los contratos; y flexibiliza la designación como instrumento de cobertura para aquellos contratos que no cumplen los requisitos para la exención mencionada. Las modificaciones son aplicables para periodos iniciados a partir del 1 de enero de 2027, permitiendo la adopción anticipada. La aplicación de la norma no impactará en los resultados de las operaciones o en la situación financiera de la Sociedad.

• NIC 21 "Efectos de las variaciones en las tasas de cambio de la moneda extranjera": en noviembre de 2025 se modifica la NIC 21 en lo relativo a la conversión de estados financieros para su presentación en una moneda distinta de la funcional y se incorporan ciertos requisitos de revelación. En particular, para la conversión de moneda funcional no hiperinflacionaria a moneda de presentación hiperinflacionaria, establece que todos los importes (activos, pasivos, partidas de patrimonio, ingresos y gastos, incluyendo cifras comparativas) se convierten al tipo de cambio de cierre. Las modificaciones son aplicables aplicable de forma retroactiva para ejercicios iniciados a partir del 1 de enero de 2027, permitiendo la adopción anticipada. La Sociedad se encuentra analizando el impacto de la aplicación la metodología de conversión detallada en los resultados, otros resultados integrales por conversión y cifras comparativas.

4.3 Efectos de las variaciones de las tasas de cambio de la moneda extranjera

4.3.1 Moneda funcional y de presentación

La información incluida en los Estados Financieros Consolidados se registra en dólares estadounidenses que es la moneda funcional de Sociedad, es decir, la moneda del entorno económico principal en el que opera la entidad y, conforme los requerimientos regulatorios, se presenta en pesos, moneda de curso legal en Argentina.

NOTA 4: (Continuación)

4.3.2 Transacciones y saldos en moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son convertidas a la moneda funcional usando el tipo de cambio vigente en la fecha de cada transacción o valuación, cuando los conceptos de las mismas son remedidos. Las ganancias y pérdidas generadas por las diferencias en el tipo de cambio de las monedas extranjeras resultantes de la liquidación de partidas monetarias y de la conversión de partidas monetarias al cierre del ejercicio utilizando la tasa de cambio de cierre, son reconocidas dentro de los resultados financieros en el estado de resultado integral, a excepción de los montos que son capitalizados.

4.3.3 Conversión a moneda de presentación de entidades del Grupo

La Sociedad aplica el método de consolidación por etapas, en consecuencia, los estados financieros de las entidades con moneda funcional distinta del dólar se convierten, en primer lugar, a la moneda funcional de la Sociedad y, seguidamente, se convierten a la moneda de presentación.

Los resultados y la posición financiera (activos y pasivos) de la Sociedad, subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas con moneda funcional dólar, se convierten a moneda de presentación a los tipos de cambio transaccionales y de cierre, respectivamente, y los resultados por conversión son reconocidos en "Otros resultados integrales".

Los resultados y la posición financiera de subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas con moneda funcional peso, correspondiente a una economía hiperinflacionaria, se convierten a la moneda de presentación utilizando el tipo de cambio de cierre. Los resultados por la aplicación del mecanismo de ajuste de NIC 29 correspondiente a economías hiperinflacionarias sobre el patrimonio inicial medido en moneda funcional son reconocidos en "Otros resultados integrales".

4.3.4 Presentación de Otros resultados integrales dentro del patrimonio de la Sociedad

La Sociedad está alcanzada por la Resolución General CNV N° 941/22, por haber adoptado previamente una política contable específica respecto de la conversión de estados financieros. Por ese motivo, y conforme dicha resolución, las diferencias de conversión originadas en las cuentas de ganancias reservadas y resultados no asignados, se presentan apropiadas a cada una de las partidas que les dieron origen.

De igual modo, la Sociedad presenta directamente en la cuenta ganancias reservadas los resultados por la aplicación del mecanismo de ajuste de NIC 29, sobre el resultado inicial medido en moneda funcional, mientras que el resto se presenta en un componente separado del patrimonio y se acumulan hasta la disposición del negocio en el extranjero en "Otros resultados integrales", conforme NIC 21.

Como consecuencia de la aplicación de la política descripta, la conversión de moneda funcional a una moneda distinta de presentación no modifica la forma en que se miden los elementos subyacentes, preservando los montos, tanto resultados como capital a mantener, medidos en la moneda funcional en la que se generan.

4.4 Consolidación y participación en sociedades

4.4.1 Subsidiarias

El Grupo controla una entidad cuando está expuesto, o tiene derecho, a rendimientos variables por su participación en la entidad y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder para dirigir las actividades relevantes de la entidad. Las subsidiarias se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control al Grupo y se desconsolidan a partir de la fecha en que cesa el control.

Las combinaciones de negocios se contabilizan mediante la aplicación del método de adquisición. De esta manera, los activos identificables adquiridos y los pasivos y pasivos contingentes asumidos son reconocidos a su valor razonable en la fecha de adquisición y la participación no controladora a la participación proporcional en los importes de los activos netos identificables. El exceso de la contraprestación transferida sobre el valor razonable mencionado se reconoce como llave de negocio en el rubro Activos Intangibles y el defecto como ganancia por compra en el resultado del período.

Si la combinación de negocios se realiza por etapas, el valor en libros de la participación previa en la adquirida se mide al valor razonable en la fecha de adquisición. Cualquier ganancia o pérdida que surja de tal medición se reconoce en resultados.

Las operaciones entre empresas, los saldos y las ganancias y pérdidas no realizadas entre entidades del Grupo, se eliminan en la consolidación. Las políticas contables de las subsidiarias se han modificado, en caso de corresponder, para asegurar la consistencia con las políticas contables adoptadas por el Grupo.

La participación no controlante en los resultados y el patrimonio de las subsidiarias se muestra por separado en el Estado de Resultado Integral Consolidado y el Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado, respectivamente. La Sociedad concluyó que no existen participaciones minoritarias significativas, que requieran revelaciones adicionales.

NOTA 4: (Continuación)

4.4.2 Operaciones conjuntas

La Sociedad, en relación con su participación en cada operación conjunta, reconoce sus activos, ingresos, pasivos y gastos, incluyendo su participación en los activos mantenidos conjuntamente, ingresos de la operación conjunta, pasivos y gastos incurridos conjuntamente.

4.4.3 Asociadas y negocios conjuntos

Las participaciones en asociadas y negocios conjuntos se contabilizan utilizando el método de la participación, luego del reconocimiento inicial al costo. Bajo este método, las inversiones se ajustan por los cambios posteriores a la adquisición para reconocer la participación del Grupo en el resultado del período y en el otro resultado integral de cada participada.

En el momento de la adquisición, cualquier diferencia entre el costo de la inversión y la participación de la Sociedad en el valor razonable neto de los activos y pasivos identificables en una asociada o negocio conjunto, se registra de la siguiente forma: (i) la llave del negocio se incluye en el importe en libros de la participada y no se amortiza; y (ii) cualquier exceso en el valor razonable neto sobre el costo se registra como ingreso para la determinación de la participación de la Sociedad en el resultado de la participada.

Las ganancias y pérdidas no realizadas por transacciones entre el Grupo y sus asociadas y negocios conjuntos se eliminan en la medida de la participación del Grupo en estas entidades. Las políticas contables de las participadas han sido modificadas en caso de ser necesario para asegurar la consistencia con las políticas contables adoptadas por el Grupo.

El valor en libros de las inversiones se revisa por deterioro de acuerdo con la política descripta en Nota 4.8.

4.5 Información por segmentos

Los segmentos de operación son reportados en dólares estadounidenses de una manera consistente con los informes internos revisados por el Comité Ejecutivo.

El Comité Ejecutivo es la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación, es el responsable de asignar recursos y establecer el rendimiento de los segmentos de operación de la entidad y ha sido identificado como el órgano que ejecuta las decisiones estratégicas de la Sociedad.

En la segmentación, la Sociedad considera las transacciones realizadas con terceros y las operaciones intersegmentos, las cuales son valuadas según precios internos de transferencia definidos entre los segmentos, con metodologías de verificación basadas en parámetros de mercado.

4.6 Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo, se valúan siguiendo el modelo del costo. Se registran a costo de adquisición menos la depreciación y cualquier pérdida por deterioro acumuladas.

Los costos posteriores se incluyen en el valor en libros del activo o se reconocen como un activo separado, según corresponda, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados fluyan al Grupo y el costo se puede medir con fiabilidad. El valor en libros de cualquier componente contabilizado como un activo separado se da de baja cuando se reemplaza. El resto de las reparaciones y mantenimiento se registran en resultados cuando se incurren.

Las obras en curso son valuadas en función del grado de avance. El costo de las obras en curso cuya construcción se prolonga en el tiempo incluye, de corresponder, los costos financieros devengados por la financiación con capital de terceros y los costos asociados al proceso de puesta en marcha. En caso de producirse elementos durante el proceso de puesta en marcha, los resultados procedentes de la venta de dichos elementos, y su costo, se registran en el resultado del período.

El valor residual y las vidas útiles remanentes de los activos son revisados, y ajustados en caso de corresponder en cada cierre de ejercicio. Cuando el importe en libros de un activo es superior a su importe recuperable estimado, el importe en libros se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable (ver Nota 4.8).

Cualquier ganancia o pérdida generada por la disposición de un activo se imputa en el resultado del período en que se da de baja el activo.

4.6.1 Activos para la exploración de petróleo y gas

La Sociedad utiliza el método del esfuerzo exitoso para contabilizar las operaciones relacionadas con las actividades de exploración y producción de petróleo y gas. Bajo este método, son activados: i) los costos de adquisición de propiedades en áreas de producción y exploración de petróleo y gas; ii) los costos de perforación y equipamiento de pozos exploratorios que resultan descubridores de reservas económicamente explotables; iii) los costos de perforación y equipamiento de pozos de desarrollo y; iv) los costos futuros estimados de abandono y taponamiento de pozos.

Los costos de exploración, excluidos los costos de los pozos exploratorios, se imputan a resultados durante el período en que se realizan los mismos. Los costos de perforación de los pozos exploratorios son activados hasta que se determine si existen reservas probadas que

NOTA 4: (Continuación)

justifiquen su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, los mencionados costos de perforación se imputan a resultados. Ocasionalmente, un pozo exploratorio puede determinar la existencia de reservas, pero las mismas pueden no ser clasificadas como probadas cuando la perforación es completada, en cuyo caso, dichos costos continúan activados en la medida en que el pozo encuentre suficiente cantidad de reservas para justificar su completamiento como pozo productor y que la compañía haga progresos suficientes en la evaluación económica y operativa de la viabilidad del proyecto.

4.6.2 Depreciaciones y vidas útiles

El Grupo deprecia los pozos productores y equipos de explotación correspondientes a las áreas de producción de petróleo y gas, utilizando el método de unidades de producción, mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y el gas producido, y las reservas de petróleo y gas probadas y desarrolladas estimadas. El costo de adquisición de propiedades con reservas probadas se deprecia mediante la aplicación de la relación entre el petróleo y gas producido y las reservas de petróleo y gas probadas estimadas. La propiedad minera vinculada a reservas no probadas se valúa al costo, examinándose periódicamente su recuperabilidad en base a las estimaciones geológicas y de ingeniería de las reservas posibles y probables que se espera probar en el plazo de cada concesión.

Las plantas de generación de electricidad (incluyendo cualquier componente significativo identificable) son depreciadas según el método de horas de operación.

Para la depreciación del resto de las propiedades, planta y equipos (incluyendo cualquier componente significativo identificable) se utiliza el método de la línea recta, en función de la vida útil estimada, según el siguiente detalle:

Edificios: 50 años
Rodados: entre 3 y 5 años
Muebles y útiles, herramientas, equipos de informáticos y de comunicación: entre 3 y 5 años
Plantas petroquímicas: entre 3 y 30 años
Otros bienes: entre 3 y 10 años

El método de depreciación es revisado y, en caso de corresponder, ajustado en cada cierre de ejercicio.

4.6.3 Costos por abandono de pozos y desmantelamiento de aerogeneradores

Los costos futuros estimados de abandono de pozos en las áreas de hidrocarburos y de desmantelamiento de aerogeneradores, descontados a una tasa ajustada al riesgo, son capitalizados junto a los activos que le dieron origen, y son depreciados utilizando el método de unidades de producción. Adicionalmente, un pasivo es reconocido por dicho concepto al valor estimado de las sumas a pagar descontadas. Los cambios en la medición del pasivo existente que se deriven de cambios en el calendario estimado o importe de las salidas de recursos requeridas para cancelar la obligación, o en la tasa de descuento, se añaden o deducen del costo del activo correspondiente. Si la disminución en el pasivo excediera el importe en libros del activo, el exceso se reconoce inmediatamente en el resultado del período.

4.7 Activos intangibles

4.7.1 Llaves de negocio

Las llaves de negocio se generan en las combinaciones de negocios (ver Nota 4.4.1) y no se deprecian.

A efectos de comprobar el deterioro del valor, la llave de negocio adquirida en una combinación de negocios se distribuye entre cada una de las UGEs que se espera se beneficien de las sinergias de la combinación de negocios.

4.7.2 Acuerdos de concesión

Corresponden a las concesiones hidroeléctricas Diamante y Nihuiles, se registran a costo menos amortización y cualquier pérdida por deterioro acumuladas. La amortización es calculada por el método de la línea recta según el período de vida útil, que corresponde al plazo de vigencia de cada acuerdo de concesión.

4.7.3 Activos intangibles identificados en inversiones adquiridas

Corresponde a los activos intangibles identificados en el momento de adquisición de sociedades que cumplen con los criterios establecidos para su capitalización, menos la amortización y cualquier pérdida por deterioro acumuladas. La amortización es calculada por el método de la línea recta según el período de vida útil de cada activo.

4.7.4 Activos digitales

La Sociedad registra los activos digitales (criptomonedas) como activos intangibles de vida útil indefinida, se registran a costo de adquisición menos cualquier pérdida por deterioro acumulada.

4.8 Deterioro del valor de los activos no financieros

Los activos intangibles que tienen una vida útil indefinida y las llaves de negocio, no están sujetos a amortización y son evaluados anualmente por deterioro, o con mayor frecuencia si los eventos o cambios en las circunstancias indican que pueden estar deteriorados.

NOTA 4: (Continuación)

El resto de los activos no financieros se someten a revisiones para pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros podría no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el importe que el valor en libros del activo excede su importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos para la venta y el valor en uso de un activo. A efectos de evaluar la recuperabilidad, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que se generan flujos de efectivo identificables por separado que son independientes de los flujos de otros activos o grupo de activos (UGEs).

La posible reversión de pérdidas por deterioro de valor de activos no financieros (distintos de la llave de negocio) que sufren una pérdida por deterioro se revisa en todas las fechas a las que se presenta información financiera.

4.9 Arrendamientos

En los arrendamientos en los que la Sociedad es arrendatario (ver Nota 20.1), se reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento en la fecha en que el activo arrendado está disponible para uso de la Sociedad.

El pasivo por arrendamiento al inicio corresponde al valor de los pagos no efectuados descontados utilizando la tasa de endeudamiento incremental de la Sociedad. El costo financiero se imputa al resultado durante el plazo del arrendamiento a fin de producir una tasa de interés periódica constante sobre el saldo restante del pasivo para cada período. El pasivo por arrendamiento se incluye dentro del rubro "Deudas comerciales y otras deudas".

El activo por derecho de uso se mide al costo que comprende el importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento considerando anticipos netos de incentivos recibidos, costos directos iniciales y gastos estimados para desmantelar o restaurar el activo subyacente, de corresponder. El activo por derecho de uso se deprecia en forma lineal durante la vida útil del activo o durante el plazo del arrendamiento, si es menor.

La Sociedad reconoce los pagos por arrendamientos asociados con arrendamientos a corto plazo (hasta 12 meses) y arrendamientos en los que el activo subyacente es de bajo valor (equipos informáticos y artículos de oficina), como un gasto de forma lineal a lo largo del plazo del arrendamiento.

Los arrendamientos en los cuales la Sociedad, como arrendador, ha transferido todos los riesgos y beneficios de la propiedad se clasifican como arrendamientos financieros (Nota 20.2.1). Los arrendamientos financieros se reconocen al inicio del arrendamiento por el valor razonable de la propiedad arrendada o, si es menor, el valor actual de los pagos mínimos del arrendamiento a recibir. Los derechos de alquiler correspondientes, netos de cargos financieros, se incluyen en "Créditos por ventas y otros créditos". Los ingresos financieros se registran como ganancia durante el plazo del arrendamiento a fin de producir una tasa de interés periódica constante sobre el saldo restante de la cuenta por cobrar para cada período.

Los arrendamientos en los cuales la Sociedad, como arrendador, ha retenido una parte importante de los riesgos y beneficios de la propiedad se clasifican como arrendamientos operativos. Los ingresos por arrendamientos relacionados, se reconocen en resultados linealmente durante el plazo del arrendamiento (Nota 20.2.2). Los respectivos activos arrendados, se incluyen en el Estado de Situación Financiera Consolidado en función de su naturaleza.

4.10 Instrumentos financieros

En función del modelo de negocio para administrar los activos financieros y los términos contractuales de los flujos de efectivo, el Grupo clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

(i) activos financieros que se miden posteriormente a valor razonable con cambios en resultados: se reconocen inicialmente a su valor razonable, los costos de transacción incurridos se registran como gasto y los cambios en el valor razonable se reconocen en el rubro de "Resultados financieros" del estado de resultados integrales, y

(ii) activos financieros que se miden posteriormente a costo amortizado: se reconocen inicialmente a su valor razonable más costos directamente atribuibles a la adquisición de instrumentos y posteriormente se miden a costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva menos cualquier pérdida por deterioro de valor.

Las compras y ventas convencionales de activos financieros se registran en la fecha de liquidación.

La Sociedad mide posteriormente todas las inversiones en instrumentos de patrimonio a valor razonable con cambios en resultados. Los dividendos procedentes de estas inversiones se reconocen en resultados.

La sociedad reclasifica los activos financieros cuando y sólo cuando cambia su modelo de negocio para gestionar esos activos.

Los activos financieros se dan de baja cuando los derechos contractuales a recibir flujos de efectivo de los activos han expirado o se han transferido y la Sociedad ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los activos.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025,
presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 4: (Continuación)

Los pasivos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable menos los costos de la transacción incurridos y posteriormente se miden a costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

En caso de modificación o canje de un contrato de deuda, la Sociedad registra la cancelación del pasivo original, y reconoce un nuevo pasivo financiero si las nuevas condiciones son sustancialmente diferentes a las originales. Los préstamos se clasifican como pasivos corrientes a menos que el Grupo tenga un derecho incondicional a diferir la liquidación del pasivo durante al menos 12 meses después del período sobre el que se informa.

Los costos de préstamos generales y específicos que son directamente atribuibles a la adquisición, construcción o montaje de un activo que necesariamente requiere un período sustancial o prolongado para prepararse para el uso al que está destinado, se capitalizan durante dicho período. Los rendimientos por colocaciones transitorias de fondos por préstamos específicos pendientes de erogaciones en activos aptos se deducen de los costos por préstamos para capitalización.

Cualquier otro costo por préstamos se registra en el resultado del período en que se incurre en el rubro de "Resultados financieros" del estado de resultados integrales.

Los pasivos financieros se dan de baja en caso de extinción, es decir, cuando la obligación ha sido pagada, cancelada o ha expirado.

Los activos y pasivos financieros se compensan cuando existe un derecho exigible legalmente de compensar los valores reconocidos y existe una intención de pagar en forma neta, o de realizar el activo y cancelar el pasivo simultáneamente.

4.10.1 Deterioro del valor de los activos financieros

La Sociedad evalúa las pérdidas crediticias esperadas asociadas con sus instrumentos financieros contabilizados a costo amortizado.

La Sociedad aplica el enfoque simplificado permitido por NIIF 9 para medir las pérdidas crediticias esperadas sobre los créditos por ventas y otros créditos con características de riesgo similar. A tal efecto, los créditos se agrupan por segmento y en función de las características de riesgo de crédito compartidas y las pérdidas crediticias esperadas se determinan en base a coeficientes calculados para distintos rangos de días de mora a partir del vencimiento.

Los coeficientes de pérdidas esperadas se basan en los perfiles de cobro de las ventas durante el período de 24 meses previo al cierre de cada ejercicio, considerando las pérdidas crediticias históricas experimentadas dentro de este período que se ajustan, de corresponder, para reflejar información prospectiva que pudiera afectar la capacidad de los clientes para cancelar sus obligaciones.

En caso de corresponder, se han constituido provisiones por deterioro de créditos fiscales en base a la estimación de su no recuperabilidad dentro de los plazos legales de prescripción, y considerando los actuales planes de negocio de la Sociedad.

4.10.2 Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

Los instrumentos financieros derivados son contabilizados a su valor razonable, determinado sobre la base del valor en efectivo a cobrar o pagar necesario para cancelar el instrumento a la fecha de medición, neto de los anticipos cobrados o pagados. La contabilización de los cambios posteriores en el valor razonable depende de si el derivado se designa como un instrumento de cobertura y, de ser así, la naturaleza del elemento que se está cubriendo.

Durante 2025, la Sociedad concertó contratos de venta a término de petróleo crudo sin entrega física y designó una porción de dichos instrumentos financieros derivados como cobertura de flujos de efectivo.

La ganancia o pérdida sobre el instrumento de cobertura efectiva se registra en otros resultados integrales (reserva de cobertura de flujos de efectivo) y la ganancia o pérdida restante se reconoce en el resultado del ejercicio.

La reserva de cobertura de flujos de efectivo se reconoce en el costo inicial, en caso de transacciones cubiertas previstas que dan lugar posteriormente al reconocimiento de un activo o pasivo no financiero. Si en cambio, los flujos de efectivo futuros esperados cubiertos afectan al resultado, la reserva de cobertura de flujos de efectivo se reclasifica al resultado del ejercicio.

4.11 Inventarios

Este rubro incluye el stock de petróleo crudo, materias primas y materiales y productos en proceso y terminados correspondientes a los segmentos Petroquímica, Petróleo y gas y Generación.

Los inventarios se valúan a costo de adquisición o valor neto realizable, el que resulte menor. El costo se determina por el método del precio promedio ponderado e incluye los gastos incurridos en la adquisición y producción, y otros costos necesarios para llevarlos a su condición y ubicación

actual. En el caso de los productos manufacturados y la producción en proceso, el costo incluye una porción de los costos indirectos de producción, excluyendo cualquier capacidad ociosa. El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el giro normal de los negocios, menos los costos estimados de finalización y los costos estimados para efectuar la venta.

La Sociedad clasificó a los inventarios en corrientes y no corrientes dependiendo del plazo en que se espera que sean utilizados. La porción de materiales y repuestos destinada para reemplazos o mejoras sobre bienes existentes se expone en el rubro "Propiedades, planta y equipo".

4.12 Efectivo y equivalentes de efectivo

Corresponde al efectivo en caja, los depósitos a la vista en entidades bancarias y otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos, que son fácilmente convertibles en cantidades conocidas de efectivo y que están sujetas a un riesgo poco significativo de cambio de valor. En caso de existir, los adelantos en cuenta corriente se exponen dentro de los préstamos de corto plazo y no se exponen dentro del efectivo y equivalentes de efectivo en el Estado de Flujos de Efectivo Consolidado, por no ser parte integrante de la gestión de efectivo de la Sociedad.

4.13 Patrimonio

La contabilización de los movimientos del patrimonio se efectúa de acuerdo con las respectivas decisiones de asambleas, normas legales o reglamentarias.

Todas las cuentas del patrimonio se reexpresaron en términos de la unidad de medida corriente hasta la fecha de cambio de moneda funcional (1 de enero de 2019). El ajuste derivado de la reexpresión de las cuentas Capital social y Acciones propias en cartera, hasta el 31 de diciembre de 2018, se expone en las cuentas Ajuste integral del capital social y Ajuste integral de acciones propias en cartera, respectivamente.

El capital social representa el capital emitido, el cual está formado por los aportes comprometidos y/o efectuados por los accionistas, representados por acciones, comprendiendo las acciones en circulación a su valor nominal.

La prima de emisión incluye:

(i) diferencia del precio cobrado por sobre el valor nominal de las acciones emitidas por la Sociedad, neto de pérdidas acumuladas absorbidas;

(ii) diferencia entre el valor razonable de la consideración pagada/cobrada y el valor contable de la participación en una subsidiaria adquirida/vendida/diluida sin representar una pérdida de control; y

(iii) diferencia entre el valor patrimonial proporcional registrado anterior a la fusión por absorción de una subsidiaria y el valor que surge de aplicar al patrimonio fusionado de la subsidiaria el nuevo porcentaje de participación resultante de la relación canje.

La reserva legal corresponde al 5% calculado sobre el resultado positivo surgido de la sumatoria del resultado del ejercicio, los ajustes a ejercicios anteriores, las transferencias de otro resultado integral a resultados no asignados, las diferencias de conversión apropiadas a resultados no asignados conforme política descripta en Nota 4.3.4 y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores; hasta alcanzar el 20% del capital social más el saldo de la cuenta ajuste del capital y las diferencias de conversión originadas en dichas cuentas. Cuando por cualquier circunstancia el monto de esta reserva se vea reducido, no podrán distribuirse dividendos, hasta tanto dicho monto sea integrado considerando las diferencias de conversión apropiadas a la reserva legal a la fecha de recomposición.

La reserva facultativa corresponde a las ganancias reservadas conforme asignación de la Asamblea de Accionistas y las diferencias de conversión apropiadas conforme política descripta en Nota 4.3.4.

Las otras reservas corresponden al resultado de operaciones con participación no controlante que no resultan en una pérdida de control y las reservas por planes de compensación en acciones.

Los resultados no asignados comprenden el resultado del ejercicio, los resultados sin asignación de ejercicios anteriores que no fueron distribuidos, los transferidos de otro resultado integral, los ajustes de ejercicios anteriores por aplicación de las Normas de contabilidad NIIF y las diferencias de conversión apropiadas a los resultados no asignados conforme política descripta en Nota 4.3.4.

El otro resultado integral comprende las diferencias de conversión distintas de las originadas en ganancias reservadas y resultados no asignados que se presentan apropiadas a las partidas que les dieron origen conforme política descripta en Nota 4.3.4, las ganancias y pérdidas actuariales correspondientes a los planes de beneficios definidos, las ganancias o pérdidas efectivas sobre instrumentos de cobertura y sus correspondientes efectos impositivos.

La distribución de dividendos a los accionistas de la Sociedad es reconocida como un pasivo en el ejercicio en el cual los

dividendos son aprobados por la Asamblea de Accionistas. La distribución de dividendos se establece en función a los Estados Financieros Individuales de la Sociedad.

4.14 Planes de compensación

4.14.1 Compensaciones cancelables en efectivo

Corresponden a acuerdos de compensación que otorgan a los principales ejecutivos el derecho a una compensación fija y una compensación anual, variable y contingente a largo plazo que se establece en base a la apreciación anual del valor de mercado de la Sociedad, con un tope en su pago calculado sobre el resultado operativo ajustado de la Sociedad. Cualquier compensación análoga que los ejecutivos hubieran percibido, se deduce del monto de la compensación.

El valor razonable de los servicios recibidos se mide a través de la estimación de apreciación de la acción utilizando el modelo de simulación Monte Carlo. El valor razonable del monto a pagar es devengado y reconocido como un gasto en el resultado del ejercicio, con el correspondiente aumento en pasivo.

4.14.2 Compensaciones cancelables en acciones

Corresponden al plan de compensación en acciones por el cual ciertos ejecutivos y otro personal clave, reciben determinada cantidad de acciones de la Sociedad.

La cantidad de acciones para cada empleado elegible, se calcula a partir de un porcentaje sobre el total de la remuneración anual, incluido el bono, dividido por el precio promedio ponderado en pesos de la acción y el ADR de la Sociedad para el mismo período; con un vesting de un tercio cada año, que serán entregadas junto con la liquidación de abril del año siguiente al vesting, siendo requisito para la entrega mantener la relación laboral al menos hasta cada fecha de vesting. El valor razonable de los servicios recibidos se mide al valor razonable de las acciones al momento de la concesión y son contabilizados durante el período necesario para la irrevocabilidad de la concesión, junto con el correspondiente incremento del patrimonio.

4.15 Planes de beneficios definidos

Los planes de beneficios definidos establecen el importe de la prestación que recibirá un empleado en el momento de su egreso (por jubilación o por incapacidad o fallecimiento, en ciertos casos), en función de uno o más factores como la edad, años de servicio y remuneración. De acuerdo con las condiciones establecidas en cada plan, la prestación puede implicar pago de una única suma, o bien, la realización de pagos complementarios a los del sistema jubilatorio.

El importe reconocido como pasivo en el estado de situación financiera respecto de los planes de beneficios definidos representa, a la fecha de cierre de ejercicio, la suma del valor presente de la obligación por beneficios definidos y del valor razonable de los activos del plan, con los cuales se cancelarán directamente las obligaciones. La obligación por planes de beneficios definidos es calculada anualmente por actuarios independientes de acuerdo con el método de la unidad de crédito proyectada. El valor actual de la obligación por planes de beneficios definidos se determina descontando los flujos de salida de efectivo futuros estimados utilizando supuestos actuariales respecto de las variables demográficas y financieras que influyen en la determinación del monto de tales beneficios.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se reconocen en otro resultado integral en el ejercicio en el cual surgen y los costos por servicios prestados en el pasado se reconocen inmediatamente en el estado de resultados.

4.16 Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes

Las provisiones se reconocen cuando la Sociedad tiene una obligación presente como resultado de un suceso pasado, es probable una salida de recursos para su cancelación y puede hacerse una estimación fiable del importe. Se miden al valor actual de los desembolsos esperados para cancelar la obligación, teniendo en cuenta la mejor información disponible en la fecha de preparación de los estados financieros, en base a premisas y métodos considerados apropiados y teniendo en consideración la opinión de los asesores legales de la Sociedad. Las estimaciones son revisadas y ajustadas periódicamente a medida que la Sociedad obtiene información adicional. El incremento en las provisiones generado por el paso del tiempo se reconoce dentro de otros resultados financieros.

Los pasivos contingentes son obligaciones posibles, surgidas de sucesos pasados, cuya existencia se encuentra sujeta a la ocurrencia de hechos futuros inciertos que no están enteramente bajo el control de la Sociedad; o bien, obligaciones presentes para cuya cancelación no es probable que se requiera una salida de recursos o cuyo importe no puede ser medido con la suficiente fiabilidad. No se reconocen, pero se revela en nota información relativa a la naturaleza de los pasivos contingentes materiales.

Los pasivos contingentes para los cuales la posibilidad de una eventual salida de recursos para su liquidación sea remota no son revelados, a menos que involucren garantías.

NOTA 4: (Continuación)

Los activos contingentes son activos de naturaleza posible, surgidos a raíz de sucesos pasados, cuya existencia ha de ser confirmada sólo por la ocurrencia o no de eventos inciertos en el futuro, que no están enteramente bajo el control de la Sociedad. No se reconocen, pero se revela en nota información relativa a la naturaleza de los activos contingentes materiales cuando se estime probable la entrada de beneficios económicos relacionados.

4.17 Reconocimiento de Ingresos de actividades ordinarias provenientes de contratos con clientes

4.17.1 Segmento Petróleo y Gas

La Sociedad reconoce los ingresos por venta de petróleo y gas, a terceros u otros segmentos, cuando se transfiere el control del producto, es decir, en la salida de cada yacimiento, momento en el cual se entrega el petróleo y gas al transportista y en la medida que no exista ninguna obligación incumplida que pudiera afectar la aceptación del producto por parte del comprador. Los ingresos de estas ventas se reconocen en función del precio por producto especificado en cada contrato, en la medida en que sea altamente probable que no se produzca una reversión significativa.

Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 45 días, lo que es coherente con la práctica del mercado.

4.17.2 Segmento Generación

4.17.2.1 Ingresos por venta de energía en el mercado spot

La Sociedad reconoce ingresos por: i) potencia puesta a disposición, a medida que las distintas centrales están disponibles para generar en los horarios previstos, ii) energía generada, cuando se produce la entrega efectiva de la energía, en función de las fórmulas de precio aplicables de acuerdo con la fuente de energía de cada central. Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 47 días, lo que es coherente con la práctica del mercado.

4.17.2.2 Ingresos provenientes de contratos con CAMMESA

La Sociedad reconoce los ingresos por contratos de abastecimiento con CAMMESA por: i) disponibilidad de potencia, en caso de corresponder, mensualmente, a medida que las distintas centrales están disponibles para generar y ii) energía generada cuando se produce la entrega efectiva de la energía, en función del precio establecido en cada contrato. Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 47 días, lo que es coherente con la práctica del mercado.

4.17.2.3 Ingresos provenientes de contratos en el MAT

La Sociedad reconoce los ingresos por venta de energía (incluyendo energía plus y renovable) con la entrega efectiva de la energía al precio establecido en cada contrato. Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 27 días, en línea con la práctica del mercado.

4.17.3 Segmento Petroquímica

La Sociedad reconoce ingresos por venta de productos petroquímicos, cuando se transfiere el control de los mismos, es decir, cuando los productos se entregan al cliente y no existe ninguna obligación incumplida que pueda afectar la aceptación del producto por parte del comprador. De acuerdo a lo estipulado en cada contrato:

(i) cuando los productos son retirados y transportados por y a cargo del comprador, o bien,

(ii) cuando los productos han sido enviados a la ubicación específica, los riesgos de obsolescencia y pérdida han sido transferidos al comprador, y el comprador ha aceptado los productos, o cuando la Sociedad tiene evidencia objetiva de que todos los criterios de aceptación han sido satisfechos.

Los ingresos de estas ventas se reconocen en función del precio especificado en cada contrato, en la medida en que sea altamente probable que no se produzca una reversión significativa. Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 26 días, lo que es coherente con la práctica del mercado.

4.17.4 Segmento Holding, Transporte y Otros

La Sociedad reconoce ingresos provenientes de contratos con clientes en relación a servicios de asesoramiento a empresas relacionadas a medida que se efectúa la prestación efectiva al precio establecido en cada acuerdo. Los ingresos no se ajustan por efecto de componentes de financiación, dado que las ventas se realizan con un plazo promedio de 30 días, lo que es coherente con la práctica del mercado.

4.18 Otros ingresos

4.18.1 Plan GasAr

La Sociedad reconoce los ingresos por complemento de precio en el marco del Plan GasAr, con la entrega efectiva del gas y con arreglo al precio establecido en la regulación respectiva, sólo en la medida en que sea altamente probable que no se produzca ninguna reversión significativa y que sea probable que se reciba la contraprestación, es decir,

NOTA 4: (Continuación)

en la medida que se cumpla formalmente el procedimiento establecido por el Estado.

Estos ingresos encuadran dentro del alcance de la NIC 20 dado que implican una compensación como consecuencia del mantenimiento o incremento en el volumen de producción comprometido y se exponen dentro del rubro otros ingresos operativos del estado de resultado integral. Asimismo, dentro del rubro otros egresos operativos del estado de resultado integral consolidado, se incluyen los costos fiscales asociados.

4.18.2 Intereses

Los ingresos por intereses de activos financieros a valor razonable a través del estado de resultados se incluyen dentro del resultado por cambios en el valor razonable de dichos activos. Los ingresos por intereses de activos financieros a costo amortizado se reconocen en el estado de resultados.

Los ingresos por intereses se calculan aplicando la tasa de interés efectiva sobre el valor del activo financiero antes de considerar la provisión por deterioro, excepto en caso de activos financieros deteriorados, en cuyo caso, la tasa de interés efectiva se aplica al valor de libros neto de la provisión por deterioro.
Los intereses comerciales correspondientes a recargos por mora en la cancelación de créditos por venta se exponen dentro del rubro otros ingresos operativos dado que suministran información relevante sobre la operación y flujos operativos del negocio.

4.19 Impuesto a las ganancias

El cargo por impuesto a las ganancias del ejercicio comprende el impuesto corriente y el diferido. El impuesto a las ganancias es reconocido en resultados, excepto en la medida que se refiera a partidas reconocidas en otro resultado integral o directamente en el patrimonio.

El cargo por impuesto a las ganancias corriente es calculado en base a las leyes impositivas. La Gerencia de la Sociedad evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones impositivas respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable esté sujeta a interpretación y, en caso necesario, establece provisiones en función del importe que estima se deberá pagar a las autoridades fiscales.

El impuesto diferido es reconocido de acuerdo con el método del pasivo, sobre las diferencias temporarias que surgen entre la base fiscal de los activos y pasivos y sus importes en libros en el estado de situación financiera. Los activos por impuesto diferido se reconocen sólo en la medida en que sea probable que la Sociedad disponga de ganancias fiscales futuras contra las cuales se puedan compensar las diferencias temporarias.

Se reconoce impuesto diferido sobre las diferencias temporarias que surgen de inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas, excepto por pasivos por impuesto diferido para los que la Sociedad puede controlar el momento de la reversión de la diferencia temporaria y es probable que la diferencia temporaria no se revierta en el futuro previsible.

Se reconocen activos o pasivos diferidos por las pérdidas o ganancias por exposición a la inflación fiscal que, conforme la Ley N° 27.541 y N° 27.701, son diferidos y computados en períodos fiscales subsiguientes.

Los activos y pasivos por impuesto diferido se compensan si la Sociedad tiene el derecho reconocido legalmente de compensar los importes reconocidos y si los activos y pasivos por impuesto diferido se derivan del impuesto a las ganancias correspondiente a la misma autoridad fiscal, que recaen sobre la misma entidad fiscal o sobre diferentes entidades fiscales que pretenden liquidar los activos y pasivos impositivos por su importe neto.

Los activos y pasivos por impuesto corriente y diferido se expresan a su valor nominal.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos se miden empleando las tasas impositivas que se espera sean de aplicación en el período en el que el activo se realice o el pasivo se cancele.

Por último, se han registrado créditos por aplicación del impuesto a la ganancia mínima presunta, previos a su derogación a partir del 1 de enero de 2019, que pueden computarse como pago a cuenta del impuesto a las ganancias en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

La Gerencia de la Sociedad evalúa la recuperabilidad de los créditos registrados, al cierre de cada ejercicio, y se constituyen provisiones en la medida que se estime que los importes computables no serán recuperables dentro de los plazos legales de prescripción, considerando los actuales planes de negocio de la Sociedad.

NOTA 5: ESTRUCTURA DE GRUPO

5.1 Participación en subsidiarias, asociadas y negocios conjuntos

5.1.1 Información sobre subsidiarias

Excepto indicación en contrario, el país de domicilio es también el lugar principal donde la subsidiaria desarrolla sus actividades.

NOTA 5: (Continuación)

SOCIEDAD	PAÍS DE DOMICILIO	ACTIVIDAD PRINCIPAL	31.12.2025 % DE PARTICIPACIÓN DIRECTO E INDIRECTO	31.12.2024 % DE PARTICIPACIÓN DIRECTO E INDIRECTO
Autotrol Renovables S.A.	Argentina	Generadora	100,00%	100,00%
Ecuador Pipeline Holdings Limited	Gran Cayman	Inversora	100,00%	100,00%
EISA	Uruguay	Inversora	100,00%	100,00%
Enecor S.A.	Argentina	Transporte de electricidad	70,00%	70,00%
Fideicomiso CIESA	Argentina	Inversora	100,00%	100,00%
GASA	Argentina	Inversora	100,00%	100,00%
HIDISA	Argentina	Generadora	61,00%	61,00%
HINISA	Argentina	Generadora	52,04%	52,04%
OCP	Gran Cayman	Inversora	100,00%	100,00%
Pampa Ecuador Inc	Isla Nevis	Inversora	100,00%	100,00%
PEB	Bolivia	Inversora	100,00%	100,00%
PECSA	Chile	Comercializadora	100,00%	100,00%
PESOSA	Argentina	Comercializadora	100,00%	100,00%
Petrolera San Carlos S.A.	Venezuela	Petrolera	100,00%	100,00%
PB18	Ecuador	Petrolera	100,00%	100,00%
PISA	Uruguay	Inversora	100,00%	100,00%
VAR	Argentina	Generadora	100,00%	100,00%
Vientos Solutions Argentina S.A.U.	Argentina	Servicios de asesoramiento	100,00%	100,00%

5.1.2 Información sobre participación en asociadas y negocios conjuntos

La siguiente tabla presenta la actividad principal e información financiera utilizada para la valuación y porcentajes de participación en asociadas y negocios conjuntos; excepto indicación en contrario, el capital social se compone de millones de acciones ordinarias con derecho a un voto por acción:

	INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR					
	ACTIVIDAD PRINCIPAL	FECHA	CAPITAL SOCIAL	RESULTADO DEL EJERCICIO	PATRIMONIO	% DE PARTICIPACIÓN DIRECTO E INDIRECTO
Asociadas						
SESA	Tratamiento de gas	31.12.2025	1.203	(8.811)	86.574	20,00%
VMOS	Transporte de hidrocarburos	31.12.2025	167.539	(66.332)	437.780	10,20%
Negocios conjuntos						
CIESA [1]	Inversora	31.12.2025	639	221.553	1.686.264	50,00%
Citelec [2]	Inversora	31.12.2025	556	100.589	453.522	50,00%
CTB	Generadora	31.12.2025	8.558	31.308	703.859	50,00%

(1) La Sociedad posee una participación del 50% en CIESA, sociedad que mantiene una participación del 53,83% en el capital social de TGS, en virtud de lo cual la Sociedad posee una participación del 26,91% en TGS.

Al 31 de diciembre de 2025, la cotización de las acciones ordinarias y ADR de TGS publicada en la BCBA y en el NYSE fue de $ 9.325,00 y US$ 31,09, respectivamente, otorgando a la tenencia de Pampa un valor de mercado aproximado de $ 1.889.210 millones.

(2) La Sociedad posee una participación del 50% en Citelec, sociedad que mantiene una participación del 52,65% del capital social de Transener, por lo cual la Sociedad posee una participación indirecta del 26,33% en Transener. Al 31 de diciembre de 2025, la cotización de las acciones ordinarias de Transener publicada en la BCBA fue de $ 3.577,50, otorgando a la tenencia indirecta de Pampa un valor de mercado aproximado de $ 418.783 millones.

NOTA 5: (Continuación)

El detalle de las valuaciones de las participaciones en asociadas y negocios conjuntos es el siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
Expuestas en el activo no corriente		
Asociadas		
VMOS	44.672	13
SESA	17.315	-
Total asociadas	**61.987**	**13**
Negocios conjuntos		
CIESA	899.846	624.768
Citelec	227.627	163.084
CTB	351.928	236.904
Total negocios conjuntos	**1.479.401**	**1.024.756**
Total asociadas y negocios conjuntos	**1.541.388**	**1.024.769**

La siguiente tabla presenta la desagregación del resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos:

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Asociadas			
OCP	-	-	3.116
SESA	4.100	-	-
TGS	-	1.362	1.089
VMOS	(6.622)	-	-
Total asociadas	**(2.522)**	**1.362**	**4.205**
Negocios conjuntos			
CIESA	134.561	91.796	4.831
Citelec	51.163	18.470	1.739
CTB	15.654	(19.777)	(6.234)
OCP	-	53.719	-
Total negocios conjuntos	**201.378**	**144.208**	**336**
Total asociadas y negocios conjuntos	**198.856**	**145.570**	**4.541**

La evolución de las participaciones en asociadas y negocios conjuntos es la siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Saldo al inicio del ejercicio	1.024.769	542.978	159.833
Dividendos	(88.197)	(6.955)	-
Aumento	623	35.517	481
Aporte de capital	48.424	12	-
Recompra de acciones	-	(30.135)	-
Venta de participación	-	(35.126)	(17.281)
Baja por adquisición de control	-	(73.227)	-
Resultado por venta/compra de participación	-	14.885	880
Participación en resultado	198.856	145.570	4.541
Diferencias de conversión	356.913	431.250	394.524
Saldo al cierre del ejercicio	**1.541.388**	**1.024.769**	**542.978**

5.1.3 OCP

Conforme los términos y condiciones del contrato de autorización de la concesión de transporte de crudo en Ecuador, OCP causó que OCPSA constituya dos garantías, una de operación y una ambiental, cada una por la suma de US$ 50 millones (que incluyeron cauciones efectuadas por el Grupo en carácter de accionista por US$ 84 millones), que se mantendrían vigentes por el plazo de duración de dicho contrato y hasta 90 días posteriores a su terminación el 30 de noviembre de 2024, por lo cual, estaba previsto que las garantías expirasen el 1 de marzo de 2025 dado que a dicha fecha no se había iniciado ningún reclamo que podría ser considerado cubierto dentro del alcance de las mismas. Sin embargo, Citibank Ecuador informó a OCP que las garantías no habrían expirado porque OCPSA no habría cumplido con ciertas formalidades requeridas.

Con fecha 11 de abril de 2025, OCP inició un arbitraje ante el CIADI con el objeto de obtener la efectiva liberación de las garantías y ser compensada por los daños y perjuicios ocasionados, y en subsidio recibir del Estado Ecuatoriano el monto de las garantías más intereses y daños y perjuicios causados.

NOTA 5: (Continuación)

Con fecha 28 de octubre de 2025, el Estado Ecuatoriano instruyó a Citibank Ecuador la liberación de las garantías, quedando las mismas sin efecto a partir de ese día conforme los términos contractuales. Con fecha 3 de noviembre de 2025, Citibank NY procedió con la liberación de los fondos depositados en garantía.

Con fecha 14 de noviembre de 2025, OCP solicitó ante el Tribunal Arbitral la descontinuación del arbitraje y el 15 de diciembre de 2025 el Estado Ecuatoriano prestó su conformidad. El 23 de enero de 2026, el Tribunal Arbitral firmó la orden de descontinuación del procedimiento y, en consecuencia, el arbitraje se encuentra terminado.

5.1.4 CIESA - TGS

Ampliación del Gasoducto Perito Moreno (GPM)

El 22 de mayo de 2025, ENARSA lanzó una licitación para ampliar el GPM, con el objetivo de incrementar en 14 MMm³ /d la capacidad de transporte de gas natural del Tramo Tratayén – Salliqueló mediante la cesión de dicha capacidad al adjudicatario durante 15 años, incluyendo la operación y mantenimiento del gasoducto e infraestructura complementaria. La adjudicación a TGS fue aprobada por la SE el 17 de octubre de 2025.

Asimismo, TGS asumió el compromiso de ejecutar una ampliación complementaria en los tramos finales de su sistema licenciado, para alcanzar los objetivos del proyecto.

Las obras contemplan un plazo de ejecución hasta el 30 de abril de 2027.

El 26 de octubre de 2025 se efectuó la solicitud de adhesión al RIGI para "Transportadora de Gas del Sur S.A. – Sucursal Dedicada 1", que actuará con el objeto exclusivo de la ejecución y explotación del proyecto de ampliación del GPM. A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, la autoridad de aplicación no se ha expedido.

Emisión ON Clase 4

Con fecha 20 de noviembre de 2025, TGS emitió las ON Clase 4 por un valor nominal de US$ 500 millones a una tasa de interés fija anual del 7,75% y con vencimiento el 20 de noviembre de 2035.

El ingreso de fondos, neto de descuento de emisión, fue de US$ 491,5 millones con destino para fines generales, incluyendo la ampliación del GPM y de los tramos finales del sistema de transporte de TGS.

Fenómeno climático

El 7 de marzo de 2025, se produjo un fenómeno climático en la ciudad de Bahía Blanca, caracterizado por lluvias intensas que provocó el desborde del arroyo Saladillo García, la inundación del Complejo Cerri y la afectación del sistema de distribución eléctrica y las instalaciones de generación.

En consecuencia, se produjo la paralización total de la producción de líquidos en el Complejo Cerri hasta finales de abril de 2025 y una afectación parcial en el servicio de transporte de gas natural. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, TGS ha registrado una pérdida de $ 54.281 millones, relacionada con gastos derivados del evento y ha recibido de $ 3.307 millones por parte de las compañías de seguro en concepto de anticipo a cuenta de la liquidación total del siniestro.

5.1.5 SESA

Proyecto FLNG

SESA desarrollará el Proyecto FLNG, un proyecto de licuefacción de gas que incluye la instalación de dos buques de licuefacción (Hilli y MKII), en el Golfo de San Matías, provincia de Río Negro, y la construcción de todas las instalaciones auxiliares y complementarias. Ambos buques tendrán una capacidad de procesamiento y exportación de aproximadamente 6 millones de tn/año de GNL, equivalente a 27 millones de m³/d de gas natural lo que posicionará a Argentina en el mercado mundial de GNL (o LNG por sus siglas en inglés) y representará una inversión cercana a US$ 7.000 millones a lo largo de los 20 años de operación. Se espera que las operaciones del Hilli y el MKII se inicien a fines de 2027 y 2028, respectivamente.

A los efectos de proveer a los buques el gas natural, SESA suscribió con la Sociedad, Pan American Energy, S.L., Sur Inversiones Energéticas S.A.U. y Wintershall DEA Argentina S.A., en relación con su participación en SESA, contratos de suministro de gas natural por el término de 20 años. En este sentido, a los efectos de que ambos buques puedan operar todo el año, SESA contempla la construcción de un gasoducto dedicado entre la provincia del Neuquén hasta el Golfo San Matías en Río Negro.

El 24 de abril de 2025, mediante Resolución SE N° 165/25 se otorgó a SESA el certificado de autorización de libre exportación respecto de los volúmenes de GNL a producir por el Hilli por 30 años a partir del 1 de julio de 2027 y el 25 de agosto de 2025 mediante la Resolución SE N° 353/25 se otorgó a SESA la autorización de libre exportación por los volúmenes de GNL a producir por el MKII por 30 años desde el 1 de septiembre de 2028.

La Resolución MECON N° 559/25, aprobó la adhesión al RIGI de SESA con fecha efectiva 28 de abril de 2025 en relación con el desarrollo del proyecto que involucra el despliegue del Hilli y, mediante Nota NO-2025-112641573- APN-MEC, de fecha 9 de octubre de 2025, el MECON informó a SESA la ampliación del proyecto RIGI con relación a la incorporación del MKII.

NOTA 5: (Continuación)

5.1.6 VMOS

Proyecto Vaca Muerta Sur

VMOS desarrollará el proyecto Vaca Muerta Sur consistente en la construcción, desarrollo y explotación de un oleoducto de aproximadamente 437 km. de extensión, desde Allen hasta Punta Colorada, Provincia de Río Negro, con una capacidad de hasta 550.000 barriles diarios de crudo ("bpd"), ampliable hasta 700.000 bpd, una terminal de carga y descarga equipada con monoboyas interconectadas, una playa de tanques y otras instalaciones accesorias asociadas a efectos de efectuar actividades de transporte, almacenaje, despacho, embarque y exportación de petróleo crudo y otros productos líquidos.

El proyecto prevé una inversión estimada de US$ 3.000 millones, se estima que la primera etapa de operación comercial comience durante el primer semestre de 2027.

El 21 de marzo de 2025, la Resolución MECON N° 302/25, aprobó la adhesión al RIGI de VMOS.

Préstamo internacional sindicado

El 8 de julio 2025 VMOS suscribió con un consorcio de instituciones financieras un préstamo internacional sindicado por un total de US$ 2.000 millones destinado a financiar el proyecto. El financiamiento tiene un plazo de 5 años y devenga una tasa de interés equivalente a Term SOFR más 5,50%. Los desembolsos pueden ser solicitados por VMOS mensualmente hasta la finalización de la obra o el 31 de julio de 2027, lo que suceda primero. Al 31 de diciembre de 2025, los bancos han realizado desembolsos por US$ 820 millones.

Como respaldo de las obligaciones asumidas en el préstamo, VMOS cedió en garantía del financiamiento sus derechos de cobro bajo los contratos de transporte celebrados con los cargadores iniciales (incluyendo a la Sociedad) y cada cargador inicial firmó con los bancos un acuerdo directo, en el cual, entre otros, reconocen la cesión de los contratos de transporte en garantía.

Adicionalmente, los ingresos producidos por las exportaciones a ser realizadas por VMOS serán acreditados en una estructura de cuentas bancarias en el exterior administrada por un banco actuando bajo el rol de agente colateral. Por otro lado, se constituyó un fideicomiso en garantía de tarifas local bajo el cual la Sucursal de Citibank, N.A., en su carácter de fiduciario, administrará los ingresos locales que reciba VMOS, así como también los fondos provenientes del exterior.

Por su parte, los accionistas clase A de VMOS (incluyendo a la Sociedad) han constituido una cesión fiduciaria de sus acciones en garantía del financiamiento, la cual permanecerá vigente hasta la finalización de la obra.

Al 31 de diciembre de 2025, VMOS ha dado cumplimiento a todas las obligaciones (covenants) asumidas en los términos del contrato de préstamo sindicado.

5.2 Participaciones en áreas de petróleo y gas

5.2.1 Consideraciones generales

La Sociedad asume en forma conjunta y solidaria con los otros socios del acuerdo de operación conjunta el cumplimiento de las obligaciones de los contratos.

Las áreas de producción en Argentina son contratos de producción bajo la forma de concesión, con libre disponibilidad de hidrocarburos.

Por la producción computable de petróleo crudo y de gas natural en Argentina, se abonan regalías equivalentes al 12% sobre el valor en boca de pozo de dichos productos. Dicho valor se determina restando al precio de venta, el flete y otros gastos para disponer del hidrocarburo en condiciones de comercialización. La alícuota citada puede incrementarse entre un 3% y un 4% dependiendo la jurisdicción productora, y el valor de cotización del producto.

NOTA 5: (Continuación)

5.2.2 Detalle de participaciones

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad integra las áreas, UTEs y consorcios de petróleo y gas que se indican a continuación:

NOMBRE	UBICACIÓN	PARTICIPACIÓN DIRECTA	OPERADOR	DURACIÓN HASTA
Producción Argentina				
Río Neuquén	Río Negro y Neuquén	31,42% y 33,07%	YPF	2027/2051
Sierra Chata	Neuquén	45,55%	PAMPA	2053
El Mangrullo	Neuquén	100,00%	PAMPA	2053
Aguaragüe	Salta	15,00%	Tecpetrol	2037
Río Limay este (Ex Senillosa)(1)	Neuquén	85,00%	PAMPA	2040
Rincón de Aranda	Neuquén	100,00%	PAMPA	2058
Veta Escondida	Neuquén	55,00%	PAMPA	2027
Rincón del Mangrullo	Neuquén	50,00%	YPF	2052
Los Blancos (ex Chirete)(2)	Salta	50,00%	High Luck Group Limited	2045
Exploración Argentina				
Parva Negra Este(3)	Neuquén	85,00%	PAMPA	2027
Las Tacanas Norte	Neuquén	90,00%	PAMPA	2027

(1) En proceso de reversión.

(2) Operador en proceso de remoción.

(3) Mediante el Decreto Provincial N° 550/25, emitido el 17 de mayo de 2025, la Provincia del Neuquén aprobó la extensión del período del lote bajo evaluación correspondiente al área Parva Negra Este por un plazo de 2 años desde el 3 de abril de 2025 hasta el 2 de abril de 2027.

Los activos y pasivos al 31 de diciembre de 2025 y 2024 y el costo de producción correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023 de las UTEs y Consorcios en los que participa la Sociedad se detallan a continuación:

	31.12.2025	31.12.2024
Activo no corriente	176.789	155.862
Activo corriente	12.935	13.437
Total del activo	**189.724**	**169.299**
Pasivo no corriente	57.631	53.284
Pasivo corriente	30.414	26.471
Total del pasivo	**88.045**	**79.755**

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Costo de producción	**112.912**	**90.312**	**27.672**

Cabe resaltar, que la información presentada no incluye cargos registrados por la Sociedad en su carácter de participante de las UTEs y Consorcios.

Cesión de Empresas mixtas en Venezuela

El 6 de mayo de 2022, la Sociedad cedió a Integra Petróleo y Gas S.A. (el "Cesionario") la totalidad de los derechos y obligaciones de la Sociedad por su participación directa e indirecta en el capital de las siguientes empresas mixtas en la República Bolivariana de Venezuela: Petroritupano S.A., Petroven-Bras S.A., Petrowayú S.A. y Petrokariña S.A. (las "Empresas Mixtas") que explotan cuatro áreas de producción de hidrocarburos en dicho país: Oritupano Leona, La Concepción, Acema y Mata (las "Áreas"). Como contraprestación de la cesión, el Cesionario abonará a la Sociedad el 50% de cualquier cobro que obtenga, ya sea monetario o en especie (incluyendo sin limitación, una indemnización, compensación, reparación o similar) relacionado con la participación directa o indirecta en las Empresas Mixtas y las Áreas. Dicha transacción se encuentra sujeta a la aprobación de cambio de control del Ministro del Poder Popular de Petróleo de la República Bolivariana de Venezuela.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025,
presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, la Sociedad considera contingente el derecho de cobro asociado a la cesión, en los términos de la NIC 37, teniendo en cuenta que, el mismo se encuentra sujeto a la aprobación de cambio de control y posterior obtención de cobros por parte del Cesionario.

Cesión de participación en áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga

Con fecha 1 de octubre de 2025, la Sociedad cedió a Crown Point Energía S.A., en relación con las áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga y de manera conjunta: (i) el 35,6706% de participación en las concesiones de explotación de hidrocarburos y en las concesiones de transporte de hidrocarburos, y (ii) los Contratos de UTE para la exploración, explotación y desarrollo de hidrocarburos. La transacción se concretó mediante el cobro por parte de la Sociedad de la suma de US$ 2 millones.

5.3 Pozos exploratorios

La evolución del costo de los pozos exploratorios durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023 es la siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Saldo al inicio del ejercicio	**18.089**	**25.949**	**6.432**
Altas	42.269	5.430	1.046
Bajas por venta	-	(271)	-
Baja de pozos improductivos	-	(20.330)	(1.702)
Diferencia de conversión	11.540	7.311	20.173
Saldo al cierre del ejercicio	**71.898**	**18.089**	**25.949**
Cantidad de pozos al cierre del ejercicio	6	4	4

NOTA 6: RIESGOS

6.1 Estimaciones y juicios contables críticos

La preparación de los estados financieros requiere que la Gerencia de la Sociedad realice estimaciones y evaluaciones acerca del futuro, aplique juicios críticos y establezca premisas que afecten a la aplicación de las políticas contables y a los montos de activos y pasivos, e ingresos y egresos informados.

Dichas estimaciones y juicios son evaluados continuamente y están basados en experiencias pasadas y otros factores que son razonables bajo las circunstancias existentes. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes Estados Financieros Consolidados. Las estimaciones que tienen un riesgo significativo de causar ajustes al importe de los activos y pasivos durante el siguiente ejercicio se detallan a continuación:

6.1.1 Deterioro del valor de activos no financieros

Los activos no financieros, incluyendo los activos intangibles identificables y derechos de uso por arrendamientos, son revisados por deterioro al nivel más bajo para el que haya flujos de efectivo identificables por separado (UGE). Para dichos fines, cada grupo de activos con flujos de fondos independientes, cada sociedad asociada y cada sociedad controlada en forma conjunta se ha considerado como una UGE, dado que todos sus activos contribuyen conjuntamente a la generación de una única entrada de efectivo identificable proveniente de un solo servicio o producto; por lo tanto, las entradas de efectivo no pueden separarse o asignarse a los activos individuales.

El valor en uso de cada UGE se determina sobre la base del valor presente de los flujos netos de efectivo futuros que se espera obtener de la UGE. La Gerencia utiliza presupuestos aprobados que cubren un período de 1 año, como base para las proyecciones de flujos de efectivo, que son luego extrapoladas a un plazo consistente con la vida útil residual de los activos, considerando las tasas de descuento apropiadas. En particular, la tasa usada para el descuento de los flujos de fondos es la que mide la WACC, se determinó una WACC específica que considera el segmento de negocio y el país donde se desarrollan las operaciones para cada UGE. Para efectos del cálculo del valor razonable menos los costos de venta, la Gerencia utiliza el valor estimado de los flujos de efectivo futuros que un participante del mercado podría generar a partir de la UGE correspondiente, menos los costos necesarios para llevar a cabo la venta de la UGE respectiva.

Al momento de la estimación de los flujos de efectivo futuros, se requiere juicio crítico por parte de la Gerencia.

NOTA 6: (Continuación)

Los flujos de efectivo reales y los valores pueden variar significativamente de los flujos de efectivo futuros previstos y los valores relacionados obtenidos mediante técnicas de descuento.

6.1.2 Impuesto a las ganancias corriente y diferido

La Gerencia evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones impositivas respecto a situaciones en las que la regulación fiscal aplicable está sujeta a interpretación considerando la probabilidad de que la autoridad fiscal acepte cada tratamiento, y, en caso de corresponder, registra provisiones impositivas para reflejar el efecto de la incertidumbre para cada tratamiento en función del importe que estima se deberá pagar a las autoridades fiscales.

Si el resultado fiscal final con respecto a los tratamientos inciertos es diferente de los importes que se reconocieron, tales diferencias tendrán efecto sobre el impuesto a las ganancias y las provisiones por impuestos diferidos en el ejercicio en que se realice tal determinación.

El activo por impuesto diferido se revisa en cada fecha de reporte y se reduce en función de la probabilidad de que la base imponible sea suficiente y esté disponible para permitir que estos activos sean recuperados total o parcialmente. Al evaluar la recuperabilidad de los activos por impuesto diferido, la Gerencia considera si es probable que alguno o todos los activos por impuesto diferido no se realicen. La realización de activos por impuesto diferido depende de la generación de ganancias imponibles futuras en los ejercicios en los cuales estas diferencias temporarias sean deducibles. La Gerencia considera la reversión programada de los pasivos por impuesto diferido, las ganancias imponibles futuras proyectadas y las estrategias de planificación impositivas para realizar esta evaluación.

La generación de ganancias imponibles en el futuro podría diferir de la estimada afectando la deducibilidad de los activos por impuesto diferido.

6.1.3 Provisiones para contingencias

Los pasivos relacionados con demandas, juicios y otros procedimientos legales originados en el desarrollo de las actividades de la Sociedad, no pueden estimarse con certeza. La Sociedad analiza el estado de cada contingencia y evalúa la potencial exposición financiera, aplicando los criterios indicados en la Nota 4.16, para lo cual elabora las estimaciones principalmente con la asistencia de los asesores legales, basada en la información disponible para la Gerencia a la fecha de preparación de los Estados Financieros Consolidados, y teniendo en cuenta las estrategias de litigio y de resolución / liquidación.

Las resoluciones finales de los litigios podrían diferir de las estimaciones de la Gerencia generando que las provisiones actuales sean inadecuadas, lo cual podría tener un efecto material adverso en el estado de situación financiera, de resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo.

6.1.4 Provisión por abandono de pozos y desmantelamiento de aerogeneradores

Las obligaciones relacionadas con el abandono de pozos en las áreas de hidrocarburos una vez finalizadas las operaciones implican que la Gerencia realice estimaciones respecto de la cantidad de pozos, de los costos de abandono a largo plazo y del tiempo restante hasta el abandono.

En el mismo sentido, las obligaciones relacionadas con el desmantelamiento de aerogeneradores en las áreas de generación implican que la Gerencia realice estimaciones respecto de los costos de desmantelamiento a largo plazo y del tiempo restante hasta el desmantelamiento.

La tecnología, los costos y las consideraciones de política, ambiente y seguridad cambian continuamente, lo que puede resultar en diferencias entre los costos futuros reales y las estimaciones.

Las estimaciones de las obligaciones relacionadas con el abandono de pozos y el desmantelamiento de aerogeneradores son ajustadas al menos una vez al año o en la medida que cambios en los aspectos considerados para la evaluación de las mismas así lo justifiquen.

6.1.5 Provisiones por deterioro de activos financieros y otros créditos

El Grupo se encuentra expuesto a pérdidas por incobrabilidad de créditos. La Gerencia estima la cobrabilidad final de las cuentas por cobrar.

La registración de pérdidas por deterioro de activos financieros y otros créditos con características de riesgo similar se basa en la mejor estimación de la Sociedad sobre el riesgo de incumplimiento y el cálculo de los coeficientes de pérdida crediticia esperada, en base a la información histórica del comportamiento de los clientes de la Sociedad, las condiciones del mercado actual y las estimaciones prospectivas al final de cada período sobre el que se reporta.

Para la estimación de las cobranzas relacionadas con ventas de gas y de energía, en el mercado spot, e ingresos relacionados con los planes de promoción de producción de gas, la Sociedad considera la capacidad con la que cuentan CAMMESA y el Estado Nacional para cumplir con sus obligaciones de pago a los generadores y productores,

NOTA 6: (Continuación)

incluyendo las resoluciones emitidas por la SE, que permiten a la Sociedad cobrar sus créditos a través de diferentes mecanismos.

Puede ser necesario realizar futuros ajustes a la provisión, si las condiciones económicas reales futuras difieren sustancialmente de los supuestos utilizados en la evaluación de cada ejercicio.

6.1.6 Supuestos actuariales en planes de beneficios definidos

Los compromisos por planes de beneficios definidos al personal son reconocidos como pasivos en el estado de situación financiera basada en cálculos actuariales realizados anualmente por un actuario independiente, utilizando el método de crédito unitario proyectado.

El valor presente de las obligaciones por planes de beneficios definidos depende de múltiples factores que son determinados de acuerdo a cálculos actuariales, neto del valor razonable de los activos del plan, cuando corresponda. Para ello, se utilizan ciertos supuestos dentro de los que se incluye la tasa de descuento y de incremento salarial. Puede ser necesario realizar ajustes en el futuro, si las condiciones económicas reales futuras difieren sustancialmente de los supuestos utilizados en la valuación de cada ejercicio.

6.1.7 Reservas de petróleo y gas

Las reservas comprenden los volúmenes de petróleo y gas (expresados en m^3 equivalentes de petróleo) que originan o están asociados con algún ingreso económico, en las áreas donde la Sociedad opera o tiene participación directa o indirecta y sobre las cuales la Sociedad posee derechos para su exploración y explotación.

Existen numerosos factores que generan incertidumbre con respecto a la estimación de las reservas probadas y no probadas, a la estimación de perfiles de producción futura, costos de desarrollo y precios, incluyendo diversos factores que escapan al control del productor. El procedimiento de cálculo de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de petróleo crudo y gas natural a ser recuperado del subsuelo, que involucra cierto grado de incertidumbre.

La estimación de reservas se realiza en función a la calidad de la información de geología e ingeniería disponible a la fecha de cálculo y de su interpretación.

Las estimaciones de las reservas de petróleo y gas han sido desarrolladas por especialistas internos de la Sociedad, específicamente ingenieros de reservorio, y auditadas por especialistas independientes contratados por la Sociedad.

La Sociedad utiliza la información obtenida del cálculo de reservas en la determinación de las depreciaciones de propiedades, planta y equipo utilizados en las áreas de producción de petróleo y gas, así como también en la evaluación de la recuperabilidad de dichos activos considerando, de corresponder, la llave de negocios asignada al segmento de petróleo y gas (ver Notas 4.6 a 4.8).

6.1.8 Valor razonable de activos financieros que no se negocian en mercados activos

El valor razonable de instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina usando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación consideran estimaciones elaboradas por la Sociedad, basada en la información disponible para la Gerencia a la fecha de preparación de los estados financieros, para aquellas variables significativas no observables en el mercado, dentro de las que se incluye la tasa de descuento.

Puede ser necesario realizar ajustes en el futuro, si las condiciones económicas reales futuras difieren sustancialmente de las estimaciones utilizadas en la valuación de cada ejercicio.

6.2 Riesgos financieros

6.2.1 Factores de riesgos financieros

Las actividades de la Sociedad la exponen a diversos riesgos financieros: riesgo de mercado (incluyendo riesgo de tipo de cambio, riesgo por tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

La gestión del riesgo financiero se enmarca dentro de las políticas globales de la Sociedad. La metodología de gestión de riesgos adoptada es integrada, el foco no está puesto en los riesgos individuales de las operaciones de las unidades de negocio, sino en una perspectiva más amplia enfocada en el monitoreo de los riesgos que afectan a todo el portafolio. La estrategia de gestión de riesgos de la Sociedad busca lograr un balance entre los objetivos de rentabilidad y el nivel de exposición al riesgo. Los riesgos financieros son los riesgos derivados de los instrumentos financieros a los cuales la Sociedad está expuesta durante o al cierre de cada ejercicio. La Sociedad utiliza instrumentos derivados para cubrir ciertos riesgos cuando lo considera apropiado, de acuerdo con su política interna de gestión de riesgos.

La gestión del riesgo financiero es controlada por la Dirección de Finanzas, la cual identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros. Las políticas y sistemas de gestión del riesgo son revisadas regularmente para reflejar los cambios en las

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 6: (Continuación)

condiciones de mercado y en las actividades de la Sociedad, y han sido aplicadas consistentemente en los períodos presentados en los Estados Financieros Consolidados. Esta sección incluye una descripción de los principales riesgos e incertidumbres que podrían tener un efecto material adverso en la estrategia, desempeño, resultados de las operaciones y condición financiera de la Sociedad.

6.2.1.1 Riesgos de mercado

6.2.1.1.1 Riesgo de tipo de cambio

Los resultados de las operaciones y la situación financiera de la Sociedad están expuestos a variaciones en los tipos de cambio entre la moneda funcional de la Sociedad, que es el dólar estadounidense y otras monedas, principalmente con respecto al peso argentino (que es la moneda de curso legal en la Argentina). En algunos casos, la Sociedad puede utilizar instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados a los tipos de cambio.

Durante el ejercicio 2025, la divisa estadounidense registró un aumento de aproximadamente un 41% respecto del peso argentino, pasando de $ 1.032 en diciembre 2024 a $ 1.455 en diciembre 2025 y la Sociedad registró una ganancia neta por diferencia de cambio de $ 34.336 millones al 31 de diciembre de 2025. Teniendo en cuenta la posición financiera pasiva neta en pesos argentinos al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad estima que, con todas las otras variables mantenidas constantes, una revaluación/devaluación del 10% del dólar estadounidense respecto del peso argentino generaría un aumento/disminución del resultado, antes del impuesto a las ganancias, de $ 31.834 millones para el ejercicio.

La exposición del Grupo a otras variaciones cambiarias no es material.

6.2.1.1.2 Riesgo de precio

Las inversiones de la Sociedad en activos financieros clasificados "a valor razonable con cambios en resultados" son susceptibles al riesgo de cambio en los precios de mercado que surgen como consecuencia de las incertidumbres en relación con los valores futuros de estos activos.

La Sociedad estima que, con todas las otras variables mantenidas constantes, una revaluación/devaluación del 10% de los precios de cotización en mercados activos, generaría el siguiente aumento/disminución del resultado del ejercicio, antes de impuesto a las ganancias, en relación con los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados detallados en Nota 12.8 a los presentes Estados Financieros Consolidados:

ACTIVOS FINANCIEROS	AUMENTO/DISMINUCIÓN DEL RESULTADO DEL EJERCICIO 2025
Acciones	707
Obligaciones negociables	6.822
Títulos de deuda pública	44.883
Fondos comunes de inversión	57.897
Depósitos en garantías	20.516
Variación del resultado del ejercicio	**130.825**

6.2.1.1.3 Riesgo de tasa de interés sobre flujos de efectivo y valor razonable

La gestión del riesgo de tasa de interés busca reducir los costos financieros y limitar la exposición de la Sociedad al aumento en las tasas de interés, para ello la Sociedad evalúa: (i) distintas fuentes disponibles de liquidez en el mercado financiero y de capitales, tanto locales como internacionales; (ii) distintas alternativas de tasas de interés, monedas y plazos disponibles para compañías de la industria con riesgo similar al de la Sociedad; y (iii) disponibilidad, acceso y costo de acuerdos de cobertura de tasas de interés.

El endeudamiento a tasas variables expone a la Sociedad al riesgo de tasa de interés sobre sus flujos de efectivo, debido a la posible volatilidad que las mismas pueden llegar a evidenciar. El endeudamiento a tasas fijas expone a la Sociedad al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos, dado que las mismas suelen ser considerablemente más altas que las variables.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad no se encuentra expuesta a un riesgo significativo de aumentos de las tasas de interés variable, dado que la totalidad de su deuda financiera está sujeta a tasas de interés fija y dadas las condiciones actuales del mercado, la Sociedad considera bajo el riesgo de una caída significativa de la tasa de interés, por lo que no percibe un riesgo sustancial en su endeudamiento a tasa fija.

NOTA 6: (Continuación)

La siguiente tabla presenta la apertura de los préstamos de la Sociedad por tasa de interés y por moneda en la que están denominados:

	31.12.2025	31.12.2024
Tasa fija:		
Dólares estadounidenses	2.655.780	1.990.949
Subtotal préstamos a tasa fija	2.655.780	1.990.949
Tasa variable:		
Pesos argentinos	-	17.131
Dólares estadounidenses	-	20.317
Subtotal préstamos a tasa variable	-	37.448
No devenga interés:		
Pesos argentinos	-	463
Dólares estadounidenses	97.909	116.153
Subtotal no devengan interés	97.909	116.616
Total préstamos	**2.753.689**	**2.145.013**

6.2.1.2 Riesgo de crédito

El riesgo crediticio representa la exposición a posibles pérdidas derivadas de la falta de cumplimiento de contrapartes comerciales o financieras respecto a sus obligaciones asumidas para con la Sociedad. Este riesgo deriva principalmente de factores económicos y financieros, o de la posibilidad de que la contraparte entre en default.

La Sociedad, en el curso habitual de sus negocios otorga crédito a una gran base de clientes, principalmente distintos sectores de la industria, incluyendo compañías petroquímicas, distribuidores de gas natural y grandes usuarios de electricidad, entre otros. A tal efecto, y de acuerdo a sus políticas de crédito, establece límites de crédito individuales sobre la base de las calificaciones internas o externas, aprobadas por la Dirección de Finanzas y realiza permanentemente evaluaciones crediticias sobre la capacidad financiera de sus clientes, para minimizar el riesgo potencial de pérdidas por incobrabilidad.

Al 31 de diciembre de 2025 los créditos por ventas de la Sociedad totalizan $ 516.105 millones, en su totalidad clasificados en el corto plazo. Exceptuando CAMMESA, que representa aproximadamente el 33% de dichos créditos por ventas, la Sociedad no tiene una concentración significativa de riesgo de crédito, estando dicha exposición atomizada entre un gran número de clientes y otras contrapartes.

La incapacidad de CAMMESA de pagar los créditos podría tener un efecto sustancialmente adverso sobre los ingresos de efectivo y, consecuentemente, sobre el resultado de las operaciones, la condición financiera y podría impactar en la capacidad de pago de los préstamos de la Sociedad.

El riesgo de crédito de los fondos líquidos y otras inversiones financieras es acotado dado que las contrapartes son entidades bancarias con alta calidad crediticia. Si no existen calificaciones de riesgo independientes, la Dirección de Finanzas evalúa la calidad crediticia del cliente con base en la experiencia pasada y otros factores.

La Sociedad aplica el enfoque simplificado de NIIF 9 para medir las pérdidas crediticias esperadas de créditos por ventas y otros créditos conforme la política descripta en Nota 4.10.

NOTA 6: (Continuación)

La pérdida crediticia esperada por deterioro de activos financieros y otros créditos al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023 asciende a $ 29.699 millones, $ 1.590 millones y $ 373 millones, respectivamente y se determinó en base a los coeficientes calculados para los días de mora a partir del vencimiento que se detallan a continuación:

31.12.2025	NO VENCIDO	30 DÍAS	60 DÍAS	90 DÍAS	120 DÍAS	150 DÍAS	180 DÍAS	+180 DÍAS
Petróleo y gas	7,10%	11,48%	12,95%	14,83%	23,28%	30,22%	31,23%	38,07%
Generación	0,13%	0,30%	0,97%	1,79%	4,05%	6,95%	15,68%	19,26%
Petroquímica	0,05%	0,14%	1,01%	3,81%	11,32%	13,07%	15,83%	16,59%
Holding, Transporte y otros	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

31.12.2024	NO VENCIDO	30 DÍAS	60 DÍAS	90 DÍAS	120 DÍAS	150 DÍAS	180 DÍAS	+180 DÍAS
Petróleo y gas	0,01%	0,04%	0,34%	6,25%	19,99%	27,11%	28,79%	37,16%
Generación	0,09%	0,55%	3,70%	8,92%	12,26%	14,78%	16,40%	21,41%
Petroquímica	0,01%	0,11%	9,50%	17,12%	24,00%	24,24%	24,93%	25,46%
Holding, Transporte y otros	0,24%	3,37%	4,49%	12,45%	12,45%	16,67%	16,67%	16,67%

31.12.2023	NO VENCIDO	30 DÍAS	60 DÍAS	90 DÍAS	120 DÍAS	150 DÍAS	180 DÍAS	+180 DÍAS
Petróleo y gas	0,06%	0,30%	2,19%	3,83%	5,06%	10,14%	10,14%	10,21%
Generación	0,32%	1,26%	8,33%	16,63%	20,72%	23,46%	27,00%	28,96%
Petroquímica	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	28,96%
Holding, Transporte y otros	0,18%	1,04%	8,44%	9,09%	9,09%	9,09%	9,09%	9,09%

Por último, si bien el efectivo, los equivalentes de efectivo y los activos financieros medidos a costo amortizado también están sujetos a los requerimientos de deterioro de NIIF 9, la pérdida por deterioro identificada no es significativa.

La evolución de la provisión por deterioro de activos financieros y otros créditos al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023 se detalla en Nota 12.3.

La máxima exposición al riesgo de crédito a la fecha de los Estados Financieros Consolidados es el importe en libros de cada clase de créditos. Sobre la base de las simulaciones efectuadas, con todas las otras variables mantenidas constantes, un aumento/disminución del 5% en la estimación de los coeficientes de incobrabilidad de los créditos detallados generaría una disminución/incremento del resultado del ejercicio, antes de impuesto a las ganancias, de $ 1.454 millones.

6.2.1.3 Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está asociado a la capacidad de la Sociedad para financiar sus compromisos y llevar a cabo sus planes de negocio con fuentes de financiamiento estables, así como también al nivel de endeudamiento y al perfil de vencimientos de la deuda financiera. La proyección de flujos de efectivo es realizada por la Dirección de Finanzas.

La Gerencia de la Sociedad supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez para asegurarse que haya suficiente efectivo e instrumentos financieros líquidos para alcanzar las necesidades operacionales y financieras de la Sociedad, manteniendo suficiente margen de líneas de crédito no usadas en todo momento. De este modo, se busca que la Sociedad no incumpla con los límites de endeudamiento o con las garantías (covenants) aplicables sobre cualquier línea de crédito. Dichas proyecciones toman en consideración los planes de financiamiento de deuda de la Sociedad, cumplimiento de covenants, y, de corresponder, los requisitos regulatorios externos o requerimientos legales, por ejemplo, restricciones en el uso de moneda extranjera. Adicionalmente, la Dirección de Finanzas monitorea regularmente la capacidad de crédito disponible con la que cuenta en el mercado de capitales como el sector bancario, tanto local e internacional.

Los excedentes de efectivo mantenidos y los saldos por encima del requerido para la administración del capital de trabajo son administrados por la tesorería de la Sociedad que los invierte en valores negociables, depósitos a plazo y fondos comunes de

NOTA 6: (Continuación)

inversión, escogiendo instrumentos con vencimientos y monedas apropiados, y de adecuada calidad crediticia y liquidez para dar cumplimiento a las necesidades de efectivo previstas en las proyecciones anteriormente indicadas.

La Sociedad mantiene diversificadas sus fuentes de financiamiento entre bancos y mercado de capitales, con el objetivo de acotar el riesgo de refinanciación al momento de los respectivos vencimientos.

A continuación, se expone la determinación del índice de liquidez de la Sociedad para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024:

	31.12.2025	31.12.2024
Activo corriente	2.892.377	2.456.085
Pasivo corriente	929.323	1.343.433
Índice	**3,11**	**1,83**

A continuación se incluye un análisis de créditos por ventas y otros créditos y pasivos financieros de la Sociedad agrupados según fechas de vencimiento, considerando el período restante desde la fecha del estado de situación financiera hasta la fecha de vencimiento contractual. Los instrumentos financieros derivados se incluyen en el análisis si sus vencimientos contractuales son esenciales para la comprensión del calendario de los flujos de efectivo. Las cantidades que se muestran en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar.

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025	CRÉDITOS POR VENTAS Y OTROS CRÉDITOS	DEUDAS COMERCIALES Y OTRAS DEUDAS[1]	PRÉSTAMOS
Menos de tres meses	773.076	531.481	65.486
Entre tres meses y un año	38.069	45.330	181.133
Entre un año y dos años	7.572	111.133	349.458
Entre dos y cinco años	15.760	5.418	863.241
Más de cinco años	39.592	8.345	2.993.484
Sin plazo establecido	82.688	35	-
Total	**956.757**	**701.742**	**4.452.802**

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024	CRÉDITOS POR VENTAS Y OTROS CRÉDITOS	DEUDAS COMERCIALES Y OTRAS DEUDAS[1]	PRÉSTAMOS
Menos de tres meses	340.987	244.858	494.951
Entre tres meses y un año	21.322	16.643	344.520
Entre un año y dos años	68.085	78.830	258.242
Entre dos y cinco años	-	3.844	759.007
Más de cinco años	-	5.318	1.008.040
Sin plazo establecido	149.933	-	-
Total	**580.327**	**349.493**	**2.864.760**

(1) Incluye Pasivo por arrendamiento (ver Nota 20).

6.3 Administración del riesgo de capital

Los objetivos al administrar el capital son salvaguardar la capacidad de la Sociedad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a sus accionistas, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura de capital óptima para reducir el costo del capital.

Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Sociedad puede pagar dividendos a los accionistas, devolver capital a los accionistas, emitir nuevas acciones, realizar programas de recompras de acciones en el mercado o vender activos para reducir su deuda.

Consistente con la industria, la Sociedad monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento. Este ratio se calcula dividiendo la deuda neta por el capital total. La deuda neta corresponde al total del endeudamiento (corriente y no corriente) menos el efectivo y equivalente de efectivo y activos financieros corrientes a valor razonable con cambios en resultados. El capital total corresponde al patrimonio tal y como se muestra en estado de situación financiera, más la deuda neta.

NOTA 6: (Continuación)

Los ratios de apalancamiento al 31 de diciembre de 2025 y 2024 fueron los siguientes:

	31.12.2025	31.12.2024
Total préstamos	2.753.689	2.145.013
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo y activos financieros a valor razonable con cambios en resultados corientes	(1.587.575)	(1.638.854)
Deuda neta	1.166.114	506.159
Capital total	6.410.897	3.906.453
Ratio de apalancamiento	**18,19%**	**12,96%**

NOTA 7: SEGMENTOS

La Sociedad es una empresa integrada de energía de Argentina, que participa principalmente en la producción de petróleo y gas y generación de energía.

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

Petróleo y gas, integrado principalmente por las participaciones en áreas de petróleo y gas, las actividades de Pampa Energía_ S.A. - Sucursal Dedicada Midstream RDA y por las participaciones directas e indirectas en SESA y PECSA.

Generación, integrado principalmente por las participaciones directas e indirectas en HINISA, HIDISA, VAR, CTB, TMB, TJSM y por las actividades propias de generación de electricidad a través de las centrales térmicas CTG, CPB, Piquirenda, CTLL, CTGEBA, Ecoenergía, CTPP, CTIW, de la represa hidroeléctrica HPPL y de los parques eólicos PEPE II, PEPE III, PEPE IV y PEPE VI.

Petroquímica, integrado por las operaciones propias de estirénicos y de la unidad reformadora catalítica desarrolladas en las plantas locales.

Holding, Transporte y otros, integrado principalmente por la participación en los negocios conjuntos Citelec, CIESA y sus respectivas subsidiarias licenciatarias del transporte de electricidad en alta tensión y de gas, respectivamente; las participaciones directas e indirectas en VMOS, Oldelval y OCP, actividades holding y otras operaciones de inversión.

La Sociedad gerencia sus segmentos de operación considerando el resultado neto en dólares estadounidenses de cada uno de ellos.

	EN MILLONES DE DÓLARES						EN MILLONES DE PESOS
INFORMACIÓN DE RESULTADOS CONSOLIDADOS DEL EJERCICIO FINALIZADO EL 31.12.2025	PETRÓLEO Y GAS	GENERACIÓN	PETROQUÍMICA	HOLDING, TRANSPORTE Y OTROS	ELIMINACIONES	CONSOLIDADO	CONSOLIDADO
Ingresos por ventas - mercado local	541	788	265	24	-	1.618	2.053.340
Ingresos por ventas - mercado exterior	199	3	178	-	-	380	488.115
Ventas intersegmentos	122	1	-	-	(123)	-	-
Costo de ventas	(613)	(450)	(429)	-	123	(1.369)	(1.757.791)
Resultado bruto	**249**	**342**	**14**	**24**	**-**	**629**	**783.664**
Gastos de comercialización	(80)	(4)	(12)	(2)	-	(98)	(125.307)
Gastos de administración	(83)	(42)	(6)	(61)	-	(192)	(244.301)
Gastos de exploración	-	-	-	-	-	-	(501)
Otros ingresos operativos	49	23	19	9	-	100	125.643
Otros egresos operativos	(23)	(11)	(9)	(29)	-	(72)	(86.605)
Recupero de deterioro (Deterioro) de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios	(3)	55	(37)	-	-	15	23.117
Deterioro de activos financieros	(21)	-	-	-	-	(21)	(29.303)
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	3	12	-	127	-	142	198.856
Resultado operativo	**91**	**375**	**(31)**	**68**	**-**	**503**	**645.263**
Ingresos financieros	-	18	27	-	-	45	51.121
Gastos financieros	(101)	(46)	-	(49)	-	(196)	(244.453)
Otros resultados financieros	(35)	168	3	94	-	230	299.143
Resultados financieros, neto	(136)	140	30	45	-	79	105.811
Resultado antes de impuestos	**(45)**	**515**	**(1)**	**113**	**-**	**582**	**751.074**
Impuesto a las ganancias	(10)	(217)	5	18	-	(204)	(253.882)
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	**(55)**	**298**	**4**	**131**	**-**	**378**	**497.192**
Depreciaciones y amortizaciones	292	116	6	-	-	414	522.369

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 7: (Continuación)

INFORMACIÓN DE RESULTADOS CONSOLIDADOS DEL EJERCICIO FINALIZADO EL 31.12.2025	EN MILLONES DE DÓLARES						EN MILLONES DE PESOS
	PETRÓLEO Y GAS	GENERACIÓN	PETROQUÍMICA	HOLDING, TRANSPORTE Y OTROS	ELIMINACIONES	CONSOLIDADO	CONSOLIDADO
Ganancia (Pérdida) del período atribuible a:							
Propietarios de la Sociedad	(55)	297	4	131	-	377	495.789
Participación no controladora	-	1	-	-	-	1	1.403
INFORMACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADA AL 31.12.2025							
Activos	2.513	3.046	147	931	(43)	6.594	9.595.935
Pasivos	1.737	668	73	554	(43)	2.989	4.351.152
Valor residual de propiedades, planta y equipo [1]	1.896	1.370	-	37	-	3.303	4.805.587
INFORMACIÓN ADICIONAL CONSOLIDADA AL 31.12.2025							
Altas de propiedades, planta y equipo, activos intangibles y derecho de uso	1.039	66	15	12	-	1.132	1.434.119

(1) Activos localizados en Argentina.

INFORMACIÓN DE RESULTADOS CONSOLIDADOS DEL EJERCICIO FINALIZADO EL 31.12.2024	EN MILLONES DE DÓLARES						EN MILLONES DE PESOS
	PETRÓLEO Y GAS	GENERACIÓN	PETROQUÍMICA	HOLDING, TRANSPORTE Y OTROS	ELIMINACIONES	CONSOLIDADO	CONSOLIDADO
Ingresos por ventas - mercado local	515	669	326	65	-	1.575	1.457.480
Ingresos por ventas - mercado exterior	108	3	190	-	-	301	275.421
Ventas intersegmentos	107	-	-	-	(107)	-	-
Costo de ventas	(515)	(367)	(487)	(17)	107	(1.279)	(1.181.132)
Resultado bruto	**215**	**305**	**29**	**48**	**-**	**597**	**551.769**
Gastos de comercialización	(58)	(3)	(13)	-	-	(74)	(68.713)
Gastos de administración	(82)	(52)	(7)	(98)	-	(239)	(225.718)
Gastos de exploración	(21)	-	-	-	-	(21)	(20.711)
Otros ingresos operativos	87	35	41	12	-	175	161.789
Otros egresos operativos	(28)	(14)	(7)	(39)	-	(88)	(80.822)
Deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios	(34)	-	-	-	-	(34)	(34.058)
Deterioro de activos financieros	(10)	(46)	-	-	-	(56)	(48.932)
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	-	(21)	-	167	-	146	145.570
Resultado por venta de participación en sociedades	-	-	-	34	-	34	33.128
Resultado operativo	**69**	**204**	**43**	**124**	**-**	**440**	**413.302**
Ingresos financieros	2	8	21	1	-	32	31.780
Gastos financieros	(96)	(53)	(3)	(33)	-	(185)	(168.927)
Otros resultados financieros	(11)	183	7	32	-	211	198.477
Resultados financieros, neto	(105)	138	25	-	-	58	61.330
Resultado antes de impuestos	**(36)**	**342**	**68**	**124**	**-**	**498**	**474.632**
Impuesto a las ganancias	31	119	4	(33)	-	121	90.158
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	**(5)**	**461**	**72**	**91**	**-**	**619**	**564.790**
Depreciaciones y amortizaciones	237	100	5	-	-	342	315.287

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 7: (Continuación)

INFORMACIÓN DE RESULTADOS CONSOLIDADOS DEL EJERCICIO FINALIZADO EL 31.12.2024	EN MILLONES DE DÓLARES						EN MILLONES DE PESOS
	PETRÓLEO Y GAS	GENERACIÓN	PETROQUÍMICA	HOLDING, TRANSPORTE Y OTROS	ELIMINACIONES	CONSOLIDADO	CONSOLIDADO
Ganancia (Pérdida) del período atribuible a:							
Propietarios de la Sociedad	(5)	461	72	91	-	619	564.587
Participación no controladora	-	-	-	-	-	-	203
INFORMACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADA AL 31.12.2024							
Activos	1.918	3.155	173	1.116	(17)	6.345	6.548.872
Pasivos	1.583	857	109	518	(17)	3.050	3.148.578
Valor residual de propiedades, planta y equipo [1]	1.183	1.357	28	39	-	2.607	2.690.533
INFORMACIÓN ADICIONAL CONSOLIDADA AL 31.12.2024							
Altas de propiedades, planta y equipo, activos intangibles y derecho de uso	354	105	6	10	-	475	443.378

(1) Activos localizados en Argentina.

INFORMACIÓN DE RESULTADOS CONSOLIDADOS DEL EJERCICIO FINALIZADO EL 31.12.2023	EN MILLONES DE DÓLARES						EN MILLONES DE PESOS
	PETRÓLEO Y GAS	GENERACIÓN	PETROQUÍMICA	HOLDING, TRANSPORTE Y OTROS	ELIMINACIONES	CONSOLIDADO	CONSOLIDADO
Ingresos por ventas - mercado local	402	648	359	14	-	1.423	429.205
Ingresos por ventas - mercado exterior	161	-	148	-	-	309	84.522
Ventas intersegmentos	103	-	-	-	(103)	-	-
Costo de ventas	(412)	(354)	(444)	-	103	(1.107)	(320.124)
Resultado bruto	**254**	**294**	**63**	**14**	**-**	**625**	**193.603**
Gastos de comercialización	(49)	(2)	(15)	-	-	(66)	(19.338)
Gastos de administración	(74)	(50)	(6)	(55)	-	(185)	(62.721)
Gastos de exploración	(7)	-	-	-	-	(7)	(1.859)
Otros ingresos operativos	86	75	13	3	-	177	57.141
Otros egresos operativos	(32)	(27)	(7)	(22)	-	(88)	(29.374)
(Deterioro) Recupero de deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios	(38)	-	(3)	2	-	(39)	(30.784)
Recupero de deterioro de activos financieros	-	-	-	-	-	-	283
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	-	(18)	-	16	-	(2)	4.541
Resultado por venta de participación en sociedades	-	-	-	9	-	9	6.262
Resultado operativo	**140**	**272**	**45**	**(33)**	**-**	**424**	**117.754**
Ingresos financieros	2	2	-	7	(6)	5	1.764
Gastos financieros	(203)	(119)	(3)	(45)	6	(364)	(105.359)
Otros resultados financieros	(15)	280	15	278	-	558	155.089
Resultados financieros, neto	(216)	163	12	240	-	199	51.494
Resultado antes de impuestos	**(76)**	**435**	**57**	**207**	**-**	**623**	**169.248**
Impuesto a las ganancias	29	(225)	(27)	(95)	-	(318)	(132.557)
Ganancia (Pérdida) del ejercicio	**(47)**	**210**	**30**	**112**	**-**	**305**	**36.691**
Depreciaciones y amortizaciones	166	96	5	-	-	267	79.508

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 7: (Continuación)

INFORMACIÓN DE RESULTADOS CONSOLIDADOS DEL EJERCICIO FINALIZADO EL 31.12.2023	EN MILLONES DE DÓLARES						EN MILLONES DE PESOS
	PETRÓLEO Y GAS	GENERACIÓN	PETROQUÍMICA	HOLDING, TRANSPORTE Y OTROS	ELIMINACIONES	CONSOLIDADO	CONSOLIDADO
Ganancia (Pérdida) del período atribuible a:							
Propietarios de la Sociedad	(47)	207	30	112	-	302	34.488
Participación no controladora	-	3	-	-	-	3	2.203
INFORMACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADA AL 31.12.2023							
Activos	1.396	2.684	157	631	(146)	4.722	3.817.196
Pasivos	1.213	729	137	376	(146)	2.309	1.866.500
Valor residual de propiedades, planta y equipo [1]	1.138	1.345	27	34	-	2.544	2.056.974
INFORMACIÓN ADICIONAL CONSOLIDADA AL 31.12.2023							
Altas de propiedades, planta y equipo y derecho de uso	556	259	7	5	-	827	269.922

(1) Activos localizados en Argentina.

NOTA 8: INGRESOS POR VENTAS

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Ventas de gas	586.184	445.587	127.005
Ventas de petróleo	355.060	117.229	34.898
Otras ventas	13.176	11.708	3.480
Subtotal Petróleo y gas	**954.420**	**574.524**	**165.383**
Ventas de energía mercado spot	358.084	191.143	59.504
Ventas de energía por contratos	480.170	330.247	110.823
Reconocimiento de combustible	147.740	92.671	23.614
Otras ventas	12.316	7.678	916
Subtotal Generación	**998.310**	**621.739**	**194.857**
Venta de productos derivados de la Reforma	319.041	254.494	62.892
Ventas de estireno	73.334	65.571	23.752
Ventas de caucho sintético	85.659	76.277	23.659
Ventas de poliestireno	77.981	75.599	38.244
Otras ventas	1.360	1.913	740
Subtotal Petroquímica	**557.375**	**473.854**	**149.287**
Ventas de servicios de asistencia técnica y administrativo	30.815	23.822	4.010
Otras ventas	535	38.962	190
Subtotal Holding, Transporte y otros	**31.350**	**62.784**	**4.200**
Total ingresos por ventas[1] [2]	**2.541.455**	**1.732.901**	**513.727**

(1) Los ingresos procedentes de CAMMESA representan 34%, 31% y 33% del total ingresos por ventas para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente y corresponden principalmente a los segmentos Petróleo y gas y Generación.

(2) Incluye retenciones a las exportaciones por $ 19.273 millones, $ 8.539 millones y $ 3.362 millones en el segmento Petróleo y gas y $ 10.978 millones, $ 9.174 millones y $ 2.397 millones en el segmento Petroquímica para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 9: COSTO DE VENTAS

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Inventarios al inicio del ejercicio	**230.095**	**166.023**	**30.724**
Más: Cargos del ejercicio			
Compras de inventarios, energía y gas	541.732	405.661	126.680
Remuneraciones y cargas sociales	108.660	83.548	26.136
Beneficios al personal	16.543	18.518	5.110
Planes de beneficios definidos	4.043	7.745	2.130
Contrataciones de obras, honorarios y retribuciones por servicios	189.195	118.041	33.697
Depreciaciones de propiedades, planta y equipo	482.290	302.521	75.698
Amortizaciones de activos intangibles	4.969	3.486	1.398
Amortizaciones de activos por derecho de uso	23.874	2.004	233
Transporte de energía	17.807	11.078	2.819
Transportes y cargas	56.035	38.799	9.568
Consumo de materiales	32.369	22.028	7.478
Sanciones y penalidades	1.895	1.185	687
Mantenimiento	77.367	56.016	14.982
Regalías y cánones	143.276	89.811	28.316
Control ambiental	6.663	5.426	1.309
Alquileres y seguros	29.438	24.400	7.781
Vigilancia y seguridad	10.278	5.745	1.610
Impuestos, tasas y contribuciones	6.306	5.234	1.798
Diversos	3.581	2.801	878
Total cargos del ejercicio	**1.756.321**	**1.204.047**	**348.308**
Diferencias de conversión	106.889	41.157	107.115
Menos: Inventarios al cierre del ejercicio	**(335.514)**	**(230.095)**	**(166.023)**
Total costo de ventas	**1.757.791**	**1.181.132**	**320.124**

NOTA 10: OTRAS PARTIDAS DEL ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL

10.1 Gastos de comercialización

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Remuneraciones y cargas sociales	6.403	4.901	1.606
Beneficios al personal	302	508	185
Honorarios y retribuciones por servicios	3.046	2.598	1.160
Depreciaciones de propiedades, planta y equipo	11	21	9
Impuestos, tasas y contribuciones	27.621	14.108	4.177
Transportes y cargas	86.287	45.779	11.940
Diversos	1.637	798	261
Total gastos de comercialización	**125.307**	**68.713**	**19.338**

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 10: (Continuación)

10.2 Gastos de administración

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Remuneraciones y cargas sociales	80.906	59.541	17.518
Beneficios al personal	9.587	10.560	3.099
Planes de beneficios definidos	9.494	17.892	5.020
Honorarios y retribuciones por servicios	69.504	35.477	9.330
Acuerdos de compensación	20.813	60.514	17.475
Retribuciones de los directores y síndicos	7.835	5.621	1.937
Depreciaciones de propiedades, planta y equipo	11.225	7.176	2.170
Amortizaciones de activos por derecho de uso	-	74	-
Consumo de materiales	846	326	79
Mantenimiento	3.779	2.822	738
Viáticos y movilidad	2.399	2.314	731
Alquileres y seguros	712	3.054	156
Vigilancia y seguridad	1.608	1.650	311
Impuestos, tasas y contribuciones	18.310	13.613	3.039
Comunicaciones	1.032	905	293
Diversos	6.251	4.179	825
Total gastos de administración	**244.301**	**225.718**	**62.721**

10.3 Gastos de exploración

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Gastos geológicos y geofísicos	501	381	157
Baja de pozos improductivos	-	20.330	1.702
Total gastos de exploración	**501**	**20.711**	**1.859**

10.4 Otros ingresos y egresos operativos

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Otros ingresos operativos			
Recupero de seguros	25.515	5.994	418
Resultado por venta y baja de propiedades, planta y equipo	327	10.793	108
Resultado por venta de activos intangibles	4.973	-	-
Resultado por venta y baja de otros activos	1.537	-	-
Ingresos por servicios brindados a terceros	44	37	186
Recupero provisión para contingencias	18.701	30.786	114
Recupero de cargas fiscales	31	30	51
Recupero de gastos	-	9	2.884
Dividendos ganandos	4	-	75
Intereses comerciales	19.085	45.208	21.974
Indemnidad contractual	-	-	1.361
Plan GasAr	44.613	40.497	17.496
Programa incremento exportador	2.023	15.229	8.394
Valor razonable participación anterior en consorcios	-	-	2.485
Diversos	8.790	13.206	1.595
Total otros ingresos operativos	**125.643**	**161.789**	**57.141**

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 10: (Continuación)

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Otros egresos operativos			
Provisión para contingencias	(14.712)	(32.233)	(4.240)
Provisión para remediación ambiental	(9.666)	(2.937)	(1.820)
Resultado por venta y baja de propiedades, planta y equipo	(142)	(98)	(1.300)
Resultado por venta y baja de otros activos	(688)	-	-
Impuesto a los débitos y créditos	(29.542)	(17.862)	(5.131)
Impuesto PAIS importaciones	(374)	(2.469)	(2.801)
Donaciones y contribuciones	(3.447)	(2.823)	(721)
Promociones institucionales	(2.263)	(1.730)	(1.399)
Costos por finalización de contratos de concesión	(1.554)	(5.287)	(695)
Penalidad contractual	-	-	(1.361)
Regalías del Plan GasAr	(5.895)	(5.671)	(2.405)
Costos por siniestro	(6.333)	-	-
Acuerdo transaccional Ecuador	-	-	(1.503)
Deterioro de otros créditos	(90)	-	(1.613)
Otros gastos contractuales	-	-	(1.510)
Diversos	(11.899)	(9.712)	(2.875)
Total otros egresos operativos	**(86.605)**	**(80.822)**	**(29.374)**

10.5 Resultados financieros

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Ingresos financieros			
Intereses financieros	21.115	9.050	673
Otros intereses	30.006	22.730	1.076
Otros ingresos financieros	-	-	15
Total ingresos financieros	**51.121**	**31.780**	**1.764**
Gastos financieros			
Intereses financieros[1]	(171.670)	(133.038)	(88.294)
Intereses comerciales	(222)	(852)	(216)
Intereses fiscales	(64.046)	(26.104)	(13.253)
Otros intereses	(79)	(5.543)	(1.176)
Gastos bancarios y otros gastos financieros	(8.436)	(3.390)	(2.420)
Total gastos financieros	**(244.453)**	**(168.927)**	**(105.359)**
Otros resultados financieros			
Diferencia de cambio, neta	34.336	(7.601)	43.550
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	267.546	221.114	115.061
Resultado por medición a valor presente	(4.006)	(5.916)	(3.594)
Resultado por recompra y canje de ON	1.902	(9.009)	72
Otros resultados financieros	(635)	(111)	-
Total otros resultados financieros	**299.143**	**198.477**	**155.089**
Total resultados financieros, neto	**105.811**	**61.330**	**51.494**

(1) Se encuentran netos de $ 7.341 millones, $ 6.519 millones y $ 6.677 millones capitalizados en propiedades, planta y equipo correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 10: (Continuación)

10.6 Impuesto a las ganancias

El detalle del cargo por impuesto a las ganancias se expone a continuación:

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Impuesto corriente	115.263	265.624	14.587
Impuesto diferido	135.491	(358.576)	117.515
Diferencia entre la provisión de impuesto a las ganancias del ejercicio anterior y la declaración jurada	3.128	2.794	455
Total cargo por impuesto a las ganancias - Pérdida (Ganancia)	**253.882**	**(90.158)**	**132.557**

A continuación, se presenta una conciliación entre el impuesto a las ganancias imputado en resultados y el que resultaría de aplicar la tasa del impuesto vigente sobre el resultado contable antes de impuestos:

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Resultado del ejercicio antes del impuesto a las ganancias	751.074	474.632	169.248
Tasa del impuesto vigente	35%	35%	35%
Resultado del ejercicio a la tasa del impuesto	262.876	166.121	59.237
Resultado por participación en sociedades	(69.599)	(50.950)	(1.590)
Resultados no imponibles	(6.423)	(6.787)	(5.117)
Efectos de las diferencias de cambio y otros resultados asociados a la valuación de la moneda, netos	342.931	128.958	290.275
Efecto de la valuación de propiedades, planta y equipo, activos intangibles y activos financieros	(418.548)	(651.325)	(383.269)
Diferencia entre la provisión de impuesto a las ganancias e impuesto diferido y la declaración jurada	4.233	15.957	1.019
Efecto del ajuste por inflación impositivo	134.691	307.338	169.492
Gastos no deducibles	6.576	1.821	1.978
(Recupero de provisión) Provision para deterioro de activo	(493)	(1.085)	732
Diversas	(2.362)	(206)	(200)
Total cargo por impuesto a las ganancias - Pérdida (Ganancia)	**253.882**	**(90.158)**	**132.557**

NOTA 11:
ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

11.1 Propiedades, planta y equipo

	VALORES DE INCORPORACIÓN								DEPRECIACIONES						VALORES RESIDUALES	
TIPO DE BIEN	AL INICIO	ALTAS[1]	ALTAS POR INCORPORACIÓN	TRANSFERENCIAS	BAJAS	RECUPERO DE DETERIORO (DETERIORO)	DIFERENCIAS DE CONVERSIÓN	AL CIERRE	AL INICIO	BAJAS	DEL EJERCICIO[1]	(RECUPERO DE DETERIORO) DETERIORO	DIFERENCIAS DE CONVERSIÓN	AL CIERRE	AL 31.12.2025[2]	AL 31.12.2024
Terrenos	13.585	-	-	-	(1)	(3.839)	5.568	15.313	-	-	-	-	-	-	15.313	13.585
Edificios	210.542	-	-	2.273	(18)	(40.839)	86.573	258.531	(97.979)	18	(9.330)	35.461	(41.732)	(113.562)	144.969	112.563
Rodados	10.085	1.117	-	-	(1.988)	(969)	4.243	12.488	(6.676)	1.417	(1.887)	887	(2.955)	(9.214)	3.274	3.409
Muebles y útiles, herramientas y equipos informáticos y de comunicación	45.845	5.155	-	11.761	(3.618)	(1.615)	22.387	79.915	(38.183)	3.465	(7.893)	1.218	(16.362)	(57.755)	22.160	7.662
Plantas de generación termoeléctrica	1.126.149	573	-	154.412	-	116.191	477.387	1.874.712	(561.921)	-	(81.854)	(35.247)	(245.333)	(924.355)	950.357	564.228
Plantas de generación energías renovables	707.740	1.696	-	28.126	-	-	295.049	1.032.611	(80.357)	-	(43.813)	-	(38.486)	(162.656)	869.955	627.383
Plantas petroquímicas	43.032	6.429	-	5.213	-	(75.465)	20.791	-	(24.564)	-	(6.526)	42.163	(11.073)	-	-	18.468
Propiedad minera, pozos y equipos de explotación	2.024.516	19.731	-	781.887	(19.518)	(2.143)	910.783	3.715.256	(1.024.543)	7.225	(342.213)	941	(470.975)	(1.829.565)	1.885.691	999.973
Perforaciones y obras en curso	343.240	1.343.596	-	(983.672)	(3.778)	(12.536)	226.998	913.848	-	-	-	-	-	-	913.848	343.240
Otros bienes	535	-	-	-	-	-	221	756	(513)	-	(10)	-	(213)	(736)	20	22
Totales al 31.12.2025	**4.525.269**	**1.378.297**	**-**	**-**	**(28.921)**	**(21.215)**	**2.050.000**	**7.903.430**	**(1.834.736)**	**12.125**	**(493.526)**	**45.423**	**(827.129)**	**(3.097.843)**	**4.805.587**	
Totales al 31.12.2024	**3.367.175**	**440.039**	**2.512**	**-**	**(95.706)**	**(155.368)**	**966.617**	**4.525.269**	**(1.310.201)**	**54.703**	**(309.718)**	**121.351**	**(390.871)**	**(1.834.736)**		**2.690.533**

(1) Incluye costos financieros capitalizados por $ 7.341 millones y $ 6.519 millones correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente.

(1) Al 31 de diciembre de 2025, la composición por segmentos es: Petróleo y gas $ 348.639 millones, Generación $ 137.170 millones, Petroquímica $ 7.539 millones y Holding, Transporte y otros $ 178 millones.
(2) Al 31 de diciembre de 2025, la composición por segmentos es: Petróleo y gas $ 2.758.138 millones, Generación $ 1.993.266 millones y Holding, Transporte y otros $ 54.183 millones.

NOTA 11: (Continuación)

11.1.1 Deterioro de propiedades, planta y equipo

La Sociedad monitorea regularmente la existencia de sucesos o cambios en las circunstancias que pudieran indicar que el importe en libros de propiedades, planta y equipo podría no ser recuperable, o bien, la posible reversión de pérdidas por deterioro conforme la política descripta en Notas 4.8 y 6.1.1.

Durante el ejercicio 2025, se establecieron medidas tendientes a desarrollar un mercado eléctrico de competencia a través de la contratación directa de la demanda y fomentar la descentralización de la provisión de combustibles. En ese sentido la Resolución SE N° 400/25 estableció nuevas reglas que impactaron principalmente en el segmento Generación (ver Nota 2.2).

Por otro lado, se identificaron condiciones de mercado adversas por la caída sostenida en los precios de venta de los productos petroquímicos en un contexto macroeconómico más competitivo que afectó el segmento Petroquímica.

Como consecuencia de los indicios de deterioro / reverso de deterioro, mencionados anteriormente, la Sociedad determinó el valor recuperable de las UGEs que conforman los segmentos Generación y Petroquímica al 31 de diciembre de 2025.

La metodología utilizada en la estimación del valor recuperable consistió en el cálculo del valor en uso de cada UGE sobre la base del valor presente de los flujos netos de efectivo futuros que se espera obtener de la UGE, descontados con una tasa que refleja el costo medio ponderado del capital empleado.

Segmento Petróleo y gas

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad no identificó indicios que pudieran impactar en las premisas consideradas en la evaluación de recuperabilidad del segmento.

No obstante, la Sociedad reconoció durante 2025, una pérdida por deterioro de $ 2.865 millones (US$ 2,3 millones) en el marco de la cesión de participación en áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga (ver Nota 5.2).

Es importante destacar que al 31 de diciembre de 2025, el valor de los activos del segmento Petróleo y gas, incluyendo la llave de negocio asignada al segmento no supera su valor recuperable.

Segmento Generación

Al 31 de diciembre de 2025, la evaluación de recuperabilidad de las UGEs del segmento, dio como resultado la reversión de pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores de $ 80.943 millones (US$ 55,6 millones) en la central térmica CPB.

Los flujos de efectivo fueron elaborados en base a estimaciones respecto del comportamiento futuro de supuestos clave para la determinación del valor en uso, entre las que se destacan: (i) la evolución de precios para la remuneración spot bajo Resolución SE N° 400/25; (ii) proyecciones de despacho de energía; (iii) evolución de los costos, considerando el autoabastecimiento de combustible; (iv) variables macroeconómicas como ser tasas de inflación y tipo de cambio, entre otras; y (v) una tasa WACC después de impuestos del 11,04%.

Los valores reales obtenidos pueden variar significativamente respecto de los proyectados. La Sociedad estima que cualquier análisis de sensibilidad que considere cambios en cualquiera de las estimaciones consideradas individualmente podría conducir a conclusiones distorsivas generando un impacto adverso sobre los resultados de la Sociedad.

Segmento Petroquímica

Al 31 de diciembre de 2025, la evaluación de recuperabilidad del segmento, dio como resultado el reconocimiento de pérdidas por deterioro de $ 53.870 millones (US$ 37 millones). Los flujos de efectivo fueron elaborados en base a estimaciones respecto del comportamiento futuro de supuestos clave para la determinación del valor en uso, entre las que se destacan: (i) la evolución de precios de referencia para los productos; (ii) evolución de los costos; (iii) variables macroeconómicas como ser tasas de inflación y tipo de cambio, entre otras; y (iv) una tasa WACC después de impuestos del 11,40%.

Los valores reales obtenidos pueden variar significativamente respecto de los proyectados. La Sociedad estima que cualquier análisis de sensibilidad que considere cambios en cualquiera de las estimaciones consideradas individualmente podría conducir a conclusiones distorsivas generando un impacto adverso sobre los resultados de la Sociedad.

NOTA 11: (Continuación)

11.2 Activos intangibles

	VALORES DE INCORPORACIÓN					
TIPO DE BIEN	AL INICIO	ALTAS	BAJAS	DETERIORO	DIFERENCIAS DE CONVERSIÓN	AL CIERRE
Acuerdos de concesión	2.587	-	-	-	105	2.692
Llaves de negocio[1]	35.715	-	-	-	14.639	50.354
Contratos identificados en adquisiciones de sociedades	71.786	-	-	(306)	29.315	100.795
Activos digitales	3.424	3.641	(5.457)	(418)	433	1.623
Totales al 31.12.2025	**113.512**	**3.641**	**(5.457)**	**(724)**	**44.492**	**155.464**
Totales al 31.12.2024	**86.054**	**3.287**	**-**	**(19)**	**24.190**	**113.512**

	AMORTIZACIONES			
TIPO DE BIEN	AL INICIO	DEL EJERCICIO	DIFERENCIAS DE CONVERSIÓN	AL CIERRE
Acuerdos de concesión	(2.587)	-	(105)	(2.692)
Contratos identificados en adquisiciones de sociedades	(11.755)	(4.969)	(5.672)	(22.396)
Totales al 31.12.2025	**(14.342)**	**(4.969)**	**(5.777)**	**(25.088)**
Totales al 31.12.2024	**(8.156)**	**(3.486)**	**(2.700)**	**(14.342)**

	VALORES RESIDUALES	
TIPO DE BIEN	AL 31.12.2025	AL 31.12.2024
Llaves de negocio[1]	50.354	35.715
Contratos identificados en adquisiciones de sociedades	78.399	60.031
Activos digitales	1.623	3.424
Totales al 31.12.2025	**130.376**	
Totales al 31.12.2024		**99.170**

(1) Asignada al segmento Petróleo y gas.

11.3 Activos y pasivos por impuesto diferido

La composición de los activos y pasivos por impuesto diferido es la siguiente:

	31.12.2024	CARGO A RESULTADOS GANANCIA (PÉRDIDA)	DIFERENCIAS DE CONVERSIÓN Y OTROS RESULTADOS INTEGRALES	31.12.2025
Quebrantos impositivos	9.002	(8.461)	1.417	1.958
Propiedades, planta y equipo	216.922	(146.577)	68.032	138.377
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	63	(1.503)	1.440	-
Créditos por ventas y otros créditos	488	(557)	365	296
Provisiones y otros pasivos no deducibles	64.747	(12.923)	28.982	80.806
Otros activos	1.355	3.948	191	5.494
Activo por impuesto diferido	**292.577**	**(166.073)**	**100.427**	**226.931**
Propiedades, planta y equipo, derecho de uso, activos intangible e inventarios	(101.083)	(23.493)	(43.197)	(167.773)
Participaciones en sociedades	(9.253)	(1.067)	(4.512)	(14.832)
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(4.140)	(19.095)	(29.303)	(52.538)
Créditos por ventas y otros créditos	(6.142)	7.710	(4.287)	(2.719)
Provisiones y otros pasivos no deducibles	(820)	(3.337)	(3.963)	(8.120)
Ajuste por inflación impositivo	(59.668)	69.864	(10.196)	-
Pasivo por impuesto diferido	**(181.106)**	**30.582**	**(95.458)**	**(245.982)**

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 11: (Continuación)

	31.12.2023	CARGO A RESULTADOS GANANCIA (PÉRDIDA)	DIFERENCIAS DE CONVERSIÓN	31.12.2024
Quebrantos impositivos	116.514	(112.622)	5.110	9.002
Propiedades, planta y equipo y activos intangibles	106	(188.881)	27.935	216.922
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	127	(898)	834	63
Créditos por ventas y otros créditos	366	(311)	433	488
Provisiones y otros pasivos no deducibles	46.683	1.182	16.882	64.747
Otros activos	-	1.196	159	1.355
Activo por impuesto diferido	**163.796**	**77.428**	**51.353**	**292.577**
Propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios	(243.070)	164.432	(22.445)	(101.083)
Participaciones en sociedades	(5.343)	(1.851)	(2.059)	(9.253)
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(14.568)	11.355	(927)	(4.140)
Créditos por ventas y otros créditos	(8.182)	4.848	(2.808)	(6.142)
Provisiones y otros pasivos no deducibles	(1.307)	6.608	(6.121)	(820)
Ajuste por inflación impositivo	(132.010)	95.756	(23.414)	(59.668)
Pasivo por impuesto diferido	**(404.480)**	**281.148**	**(57.774)**	**(181.106)**

Los activos y pasivos diferidos se compensan cuando: a) existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos impositivos con los pasivos impositivos; y b) cuando los cargos por impuestos diferidos se relacionan con la misma autoridad fiscal. A continuación, se detallan los montos presentados en el Estado de Situación Financiera Consolidado, que fueron determinados después de ser compensados adecuadamente:

	31.12.2025	31.12.2024
Activo por impuesto diferido	62.442	161.694
Pasivo por impuesto diferido	(81.493)	(50.223)
Activo (Pasivo) neto por impuesto diferido	**(19.051)**	**111.471**

11.4 Inventarios

	31.12.2025	31.12.2024
Corriente		
Materiales y repuestos	229.357	165.059
Anticipo a proveedores	13.326	6.558
Productos en proceso y terminados	92.831	58.478
Total[1]	**335.514**	**230.095**

(1) Incluye deterioro por evaluación de recuperabilidad de $ 367 millones (US$ 0,36 millones) y $ 22 millones (US$ 0,04 millones) por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente conforme política descripta en Nota 4.11.

NOTA 11: (Continuación)

11.5 Provisiones

	31.12.2025	31.12.2024
No corriente		
Contingencias	77.937	98.546
Abandono de pozos y desmantelamiento de aerogeneradores	41.624	25.459
Remediación ambiental	25.990	17.431
Total no corriente	**145.551**	**141.436**
Corriente		
Abandono de pozos y desmantelamiento de aerogeneradores	6.877	4.891
Remediación ambiental	5.319	1.034
Otras provisiones	6.356	4.800
Total corriente	**18.552**	**10.725**

A continuación, se expone la evolución de las principales provisiones:

	31.12.2025		
	CONTINGENCIAS	ABANDONO DE POZOS Y DESMANTELAMIENTO DE AEROGENERADORES	REMEDIACIÓN AMBIENTAL
Saldo al inicio del ejercicio	98.546	30.350	18.465
Aumento	13.313	26.067	6.818
Utilización	(2.199)	(1.126)	(97)
Baja por venta de participación en áreas	-	(15.826)	-
Diferencias de conversión	17.480	11.291	8.165
Disminución	(49.203)	(2.255)	(2.042)
Saldo al cierre del ejercicio	**77.937**	**48.501**	**31.309**

	31.12.2024		
	CONTINGENCIAS	ABANDONO DE POZOS Y DESMANTELAMIENTO DE AEROGENERADORES	REMEDIACIÓN AMBIENTAL
Saldo al inicio del ejercicio	88.042	22.238	13.275
Aumento	36.589	8.370	2.928
Utilización	(405)	-	(222)
Diferencias de conversión	26.270	5.974	3.638
Baja por venta de participación en áreas	-	(1.259)	-
Disminución	(51.950)	(4.973)	(1.154)
Saldo al cierre del ejercicio	**98.546**	**30.350**	**18.465**

	31.12.2023		
	CONTINGENCIAS	ABANDONO DE POZOS Y DESMANTELAMIENTO DE AEROGENERADORES	REMEDIACIÓN AMBIENTAL
Saldo al inicio del ejercicio	19.047	4.853	2.935
Aumento	6.194	3.685	1.437
Utilización	(1.243)	-	(307)
Diferencias de conversión	64.151	15.059	10.062
Baja por venta de subsidiarias	-	(280)	-
Disminución	(107)	(1.079)	(852)
Saldo al cierre del ejercicio	**88.042**	**22.238**	**13.275**

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 11: (Continuación)

11.5.1 Provisión para gastos de remediación ambiental

Las actividades de la Sociedad están sujetas a numerosas normas ambientales en Argentina. A juicio de la Dirección de la Sociedad, sus operaciones en curso cumplen en todos los aspectos relevantes con los requisitos ambientales pertinentes, según se interpretan y aplican a la fecha, incluyendo los compromisos regulatorios de saneamiento asumidos. La Sociedad realiza evaluaciones de impacto ambiental respecto de sus nuevos proyectos e inversiones y, a la fecha, los requisitos y restricciones ambientales aplicables a esos nuevos proyectos no han producido un efecto adverso significativo en los negocios.

En particular, la provincia de La Pampa ha reclamado a la Sociedad el abandono de ciertos pozos y la ejecución de ciertas tareas relacionadas con la reversión de las áreas Jagüel de los Machos y Medanito, ocurridas en 2015 y 2016, respectivamente. La Sociedad ha impugnado los diferentes actos administrativos dictados por las autoridades provinciales (incluyendo un decreto del gobernador) y se encuentra discutiendo en sede judicial, los reclamos correspondientes al área Jagüel de los Machos. Durante el mes de marzo de 2021, la provincia contestó la demanda y la Sociedad ha iniciado negociaciones formales para resolver el diferendo acordando la suspensión de plazos procesales. Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad mantiene registradas provisiones, en relación con los reclamos mencionados, correspondientes a la estimación del costo de los trabajos de remediación a incurrir en relación con estas áreas.

La Sociedad ha efectuado un análisis de sensibilidad respecto de variaciones del 1% en la tasa de descuento, sin tener dichos cambios un efecto significativo en los cargos a resultados del ejercicio.

11.5.2 Provisión por abandono de pozos y desmantelamiento de aerogeneradores

De acuerdo con las regulaciones vigentes en Argentina donde desarrolla sus operaciones de exploración y producción de petróleo y gas, la Sociedad tiene la obligación de incurrir en costos relacionados con el abandono y taponamiento de pozos. Asimismo, conforme los contratos de usufructo relacionados, la Sociedad tiene la obligación de desmantelar aerogeneradores en los parques eólicos.

La Sociedad ha efectuado un análisis de sensibilidad respecto de variaciones del 1% en la tasa de descuento, sin tener dichos cambios un efecto significativo en los cargos a resultados del ejercicio.

11.5.3 Provisión para juicios y contingencias

La Sociedad (directa o indirectamente a través de subsidiarias) es parte en diversos procesos judiciales civiles, comerciales, contenciosos administrativos, tributarios, aduaneros y laborales originados en el curso normal de sus actividades. A efectos de determinar un adecuado nivel de provisión, la Sociedad ha considerado su mejor estimación principalmente con la asistencia de los asesores legales e impositivos.

Durante el ejercicio 2025, la Sociedad registró un recupero de $ 47.351 millones (US$ 44 millones) que incluyen intereses, en relación con el siguiente proceso:

- El organismo fiscal ha cuestionado la clasificación arancelaria asignada y consiguiente alícuota aplicada a ciertas exportaciones de naftas realizadas por Petrobras Argentina S.A. durante los años 2008-2014. Durante 2024 y 2025, el Tribunal Fiscal de la Nación ("TFN") dictó 17 sentencias a favor de la Sociedad, 15 de las cuales fueron consentidos por el Fisco y, en consecuencia, quedaron firmes. Para los casos restantes, se encuentra en curso el plazo para que el Fisco eventualmente apele. Sin embargo, en atención a los avances detallados precedentemente, la Sociedad entiende que existen fundamentos para considerar que la provisión relacionada no es probable.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad ha registrado provisiones por $ 77.937 millones (US$ 53,5 millones) correspondientes a demandas en los fueros civil, comercial, ambiental, contencioso administrativo, laboral, tributario y aduanero iniciadas contra la Sociedad, incluyendo cargos por costas y gastos judiciales y que corresponden a reclamos atomizados por montos individuales que no son materiales, con excepción del proceso que se describe a continuación:

- Petrobras Operaciones S.A. ("POSA") inició un arbitraje internacional contra la Sociedad ante la Corte de la CCI, por supuestos incumplimientos en lo previsto en el Contrato de Cesión celebrado en 2016 entre Petrobras Argentina S.A. (actualmente Pampa) y POSA, a los efectos de transferir el 33,6% de la participación en la Concesión "Río Neuquén". Los supuestos incumplimientos que POSA alegó en su demanda arbitral se basaron en la falta de transferencia de ciertos activos asociados a la participación cedida y en diferencias en el cálculo del ajuste de precio de la cesión. El arbitraje se realizó conforme al Reglamento de Arbitraje de la CCI, la ley aplicable es la de la República Argentina y la sede es la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina. Con fecha 3 de abril de 2024, la Corte de la CCI notificó a las partes el Laudo Final dictado con fecha 2 de abril de 2024, en el cual resolvió: (i) rechazar todas las pretensiones de POSA excepto una, ordenando a la Sociedad a pagar el correspondiente 33,60% de (a) los ingresos percibidos en virtud del Contrato de Leasing hasta la fecha del Laudo Final por US$ 18,8 millones, con más intereses

del 6% anual y (b) los pagos que la Sociedad reciba en el futuro bajo el mencionado contrato; y (ii) hacer lugar a la demanda reconvencional de la Sociedad por US$ 2 millones con más intereses del 6% anual. El 10 de abril de 2024 la Sociedad interpuso un recurso de nulidad parcial contra el Laudo Final. Durante el 2025, POSA contestó el traslado conferido y el 15 de julio de 2025 y el 27 de agosto de 2025, se celebraron audiencias ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial.

11.6 Pasivo por impuesto a las ganancias e impuesto a la ganancia mínima presunta

	31.12.2025	31.12.2024
No corriente		
Impuesto a las ganancias	32.508	71.462
Impuesto a la ganancia mínima presunta	6.026	5.822
Total no corriente	**38.534**	**77.284**
Corriente		
Impuesto a las ganancias, neto de retenciones y anticipos	120.939	265.008
Total corriente	**120.939**	**265.008**

11.6.1 Pasivo por impuesto a las ganancias

La mecánica del ajuste por inflación fiscal, previsto en el Título VI y en diversos artículos complementarios de la Ley del Impuesto a las Ganancias, resulta incongruente en aquellos aspectos que generen un gravamen confiscatorio, como ser entre otros, la falta de actualización de los quebrantos y del costo de las adquisiciones o inversiones realizadas antes del 1 de enero de 2018 y que presenta similitudes con los parámetros de las causas "Candy S.A." y "Telefónica", donde la CSJN ordenó la aplicación del mecanismo de ajuste por inflación.

Al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad y sus subsidiarias, mantienen provisionado el pasivo por impuesto a las ganancias adicional que hubiese correspondido determinarse por los motivos previamente mencionados. El monto provisionado, para los períodos no prescriptos y/o aquellos sin sentencia firme favorable a la Sociedad, incluyendo intereses resarcitorios, asciende a $ 32.508 millones.

En noviembre de 2025, la Sociedad accedió al plan de facilidades de pago previsto en la Resolución General ARCA N° 5.684/25, con el fin de cancelar parcialmente el monto oportunamente provisionado, el pasivo relacionado se expone en el rubro cargas fiscales (ver Nota 11.7).

11.6.2 Pasivo por impuesto a la ganancia mínima presunta

La Sociedad y sus subsidiarias han interpuesto acción meramente declarativa en los términos del Art. 322 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación, a fin de obtener certeza respecto de la aplicación del Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta correspondiente a los períodos fiscales 2011 a 2018, en relación con lo resuelto por la CSJN en autos "Hermitage", de fecha 15 de junio de 2010. En dicho precedente, la CSJN declaró la inconstitucionalidad del impuesto en cuestión por resultar irrazonable y violar el principio de capacidad contributiva, cuando la ausencia de una ganancia fiscal en el período evidencia que no ha existido la renta presumida por el legislador.

Sin embargo, con fecha 26 de agosto de 2021, la CSJN ha rechazado una demanda de repetición interpuesta por la Sociedad correspondiente a los períodos 2008 y 2009, aduciendo que, sin perjuicio de observarse un quebranto fiscal en el período, la existencia de una ganancia contable es una manifestación de capacidad contributiva y por tal motivo no se reúnen los preceptos del antecedente Hermitage.

En consideración de la postura actual de la CSJN, la Sociedad y sus subsidiarias han registrado respecto de aquellos períodos no prescriptos que manifiesten un quebranto fiscal y una ganancia contable, un pasivo correspondiente a los intereses por el Impuesto a la Ganancia Mínima Presunta más el impuesto determinado para aquellos casos en los que no se estime que resulte computable como pago a cuenta del Impuesto a las Ganancias. Al 31 de diciembre de 2025, dicho pasivo asciende a $ 6.026 millones.

NOTA 11: (Continuación)

11.7 Cargas fiscales

	31.12.2025	31.12.2024
No corriente		
Plan de facilidades de pago	309.156	-
Total no corriente	**309.156**	**-**
Corriente		
IVA a pagar	3.460	2.648
Provisión impuesto sobre los bienes personales	15.770	10.179
Retenciones impositivas a depositar	16.002	8.757
Plan de facilidades de pago	19.907	-
Regalías	17.186	6.698
Diversas	9.148	2.707
Total corriente	**81.473**	**30.989**

11.8 Planes de beneficios definidos

A continuación, se presenta un detalle de las principales características correspondientes a los planes de beneficios definidos otorgados a los empleados de la Sociedad:

(i) Beneficios por jubilación y retiro: plan de beneficios por el cual los empleados de la Sociedad, en algunos casos encuadrados bajo ciertos convenios colectivos de trabajo, que cumplan con determinadas condiciones son elegibles para recibir al momento de su egreso por jubilación, y en algunos casos incapacidad o fallecimiento, una cantidad de sueldos determinada de conformidad con las disposiciones del plan, o convenio, en caso de corresponder.

(ii) Fondo Compensador: plan de beneficios por el cual ciertos empleados de la Sociedad que cumplan con determinadas condiciones son elegibles para recibir a partir del momento de su egreso por jubilación un monto determinado de conformidad con las disposiciones del plan (en base al último salario computable y a la cantidad de años de servicio) luego de deducir los beneficios del sistema de jubilaciones. El plan requirió, hasta el año 2003, la realización de un aporte a un fondo por parte de la Sociedad, sin que resulte necesario aporte alguno por parte de los empleados. Dichos aportes fueron derivados a un fideicomiso, y fueron invertidos en instrumentos de mercado de dinero denominados en dólares estadounidenses con el objetivo de preservar el capital acumulado y lograr un rendimiento acorde a un perfil de riesgo moderado. Los fondos fueron invertidos principalmente en bonos del Gobierno de los Estados Unidos, papeles comerciales con calificación A1 o P1, fondos mutuos con calificación AAAm- y certificados de depósito en bancos de Estados Unidos con calificación A+ o superior, de conformidad con el Contrato de Fideicomiso firmado con el Bank of New York Mellon, de fecha 27 de marzo de 2002, debidamente enmendada por la Carta de Inversiones Autorizadas, de fecha el 14 de setiembre de 2006. El Bank of New York Mellon es el agente fiduciario, siendo Willis Towers Watson el agente administrador. En caso de producirse un excedente, debidamente certificado por un actuario independiente, de los fondos fideicomitidos destinados a cancelar los beneficios definidos otorgados por el plan, la Sociedad podrá optar por disponer del mismo, para lo cual deberá efectuar la comunicación correspondiente al agente fiduciario.

Al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, la información actuarial más relevante correspondiente a los planes de beneficios definidos descriptos es la siguiente:

	31.12.2025		
	VALOR PRESENTE DE LA OBLIGACIÓN	VALOR PRESENTE DE LOS ACTIVOS	PASIVO NETO AL CIERRE
Saldo al inicio	43.433	(5.063)	38.370
Componentes reconocidos en resultados			
Costo por servicios corrientes	1.246	-	1.246
Costo por intereses	14.096	(1.805)	12.291
Componentes reconocidos en Otros resultados integrales			
(Ganancias) Pérdidas actuariales	297	(575)	(278)
Pagos de beneficios	(3.933)	-	(3.933)
Saldo al cierre	**55.139**	**(7.443)**	**47.696**

NOTA 11: (Continuación)

	31.12.2024		
	VALOR PRESENTE DE LA OBLIGACIÓN	VALOR RAZONABLE DE LOS ACTIVOS	PASIVO NETO AL CIERRE
Saldo al inicio	19.237	(3.370)	15.867
Componentes reconocidos en resultados			
Costo por servicios corrientes	1.034	-	1.034
Costo por intereses	30.290	(5.687)	24.603
Reducciones	(185)	-	(185)
Componentes reconocidos en Otros resultados integrales			
(Ganancias) Pérdidas actuariales	(4.139)	3.994	(145)
Pagos de beneficios	(2.804)	-	(2.804)
Saldo al cierre	**43.433**	**(5.063)**	**38.370**

	31.12.2023		
	VALOR PRESENTE DE LA OBLIGACIÓN	VALOR RAZONABLE DE LOS ACTIVOS	PASIVO NETO AL CIERRE
Saldo al inicio	6.725	(796)	5.929
Componentes reconocidos en resultados			
Costo por servicios corrientes	288	-	288
Costo por servicios pasados	128	-	128
Costo por intereses	7.757	(1.023)	6.734
Baja por costos por finalización de contratos	(173)	-	(173)
Componentes reconocidos en Otros resultados integrales			
Pérdidas (Ganancias) actuariales	5.351	(1.551)	3.800
Pagos de beneficios	(839)	-	(839)
Saldo al cierre	**19.237**	**(3.370)**	**15.867**

Al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, la composición del pasivo neto por tipo de plan es la siguiente: a) $ 25.515 millones, $ 20.630 millones y $ 7.841 millones corresponden al Plan Beneficios por jubilación y retiro y b) $ 22.181 millones $ 17.740 millones y $ 8.026 millones corresponden al Fondo Compensador, respectivamente.

A continuación, se expone la estimación de pagos de beneficios esperados para los próximos diez años. Los montos de la tabla representan los flujos sin descontar y en consecuencia no coinciden con las obligaciones registradas al cierre del ejercicio.

	31.12.2025
Menos de 1 año	9.279
Entre 1 y 2 años	4.120
Entre 2 y 3 años	4.059
Entre 3 y 4 años	5.248
Entre 4 y 5 años	4.524
Entre 6 y 10 años	19.685

Los supuestos actuariales significativos fueron los siguientes:

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Tasa real de descuento	5%	5%	5%
Tasa de incremento real salarial	1%	1%	1%
Tasa de inflación	16%	29%	156%

NOTA 11: (Continuación)

La continuación se detalla el efecto que generaría en el valor presente de la obligación una variación en la tasa de descuento y de incremento de salarios:

	31.12.2025
Tasa de descuento: 4%	
Obligación	59.682
Variación	4.543
	8%
Tasa de descuento: 6%	
Obligación	51.233
Variación	(3.906)
	(7%)
Tasa de incremento real salarial: 0%	
Obligación	53.314
Variación	(1.825)
	(3%)
Tasa de incremento real salarial: 2%	
Obligación	57.218
Variación	2.079
	4%

El análisis de sensibilidad fue determinado en base a posibles cambios en uno de los supuestos, mientras los demás se mantienen constantes. En la práctica, esto es improbable que ocurra dado que los supuestos son correlativos. Por lo tanto, estos datos podrían no ser representativos de un cambio real en los mismos. Los métodos y supuestos utilizados en la preparación del análisis de sensibilidad no se modificaron en comparación con el período anterior.

11.9 Remuneraciones y cargas sociales a pagar

	31.12.2025	31.12.2024
Corriente		
Sueldos y cargas sociales a pagar	8.014	6.520
Provisión para vacaciones	12.320	9.506
Provisión para gratificaciones y bonificación anual por eficiencia	31.993	24.009
Total corriente	**52.327**	**40.035**

NOTA 12: ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS

12.1 Inversiones a costo amortizado

	31.12.2025	31.12.2024
Corriente		
Depósito a plazo	-	82.628
Total corriente	-	**82.628**

Debido a la naturaleza a corto plazo de las inversiones a costo amortizado, se considera que su valor en libros no difiere de su valor razonable.

NOTA 12: (Continuación)

12.2 Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

	31.12.2025	31.12.2024
No corriente		
Acciones	48.275	28.127
Total no corriente	**48.275**	**28.127**
Corriente		
Títulos de deuda pública	448.832	714.315
Obligaciones negociables	68.219	113.947
Acciones	4.042	37.671
Fondos comunes de inversión	12.023	11.690
Total corriente	**533.116**	**877.623**

12.3 Créditos por ventas y otros créditos

	NOTA	31.12.2025	31.12.2024
No corriente			
Deudores comunes		-	70
Créditos por ventas		**-**	**70**
No corriente			
Saldos con partes relacionadas	**16**	-	3.889
Anticipos a proveedores		60.604	44.265
Créditos fiscales		50	8.647
Gastos pagados por adelantado		1.723	4.873
Créditos por venta de asociadas		-	662
Crédito por venta de activos		-	9.288
Crédito por indemnidad contractual		592	2.099
Gastos a recuperar		-	2.980
Depositos en garantía		4	-
Diversos		58	25
Otros créditos		**63.031**	**76.728**
Total no corriente		**63.031**	**76.798**

	NOTA	31.12.2025	31.12.2024
Corriente			
Deudores comunes		361.965	177.557
CAMMESA		171.648	110.062
Saldos con partes relacionadas	**16**	11.577	10.855
Provisión por deterioro de activos financieros		(29.085)	(833)
Créditos por ventas, neto		**516.105**	**297.641**
Corriente			
Saldos con partes relacionadas	**16**	6.659	11.216
Créditos fiscales		84.377	8.141
Créditos por actividades complementarias		-	8.934
Anticipos a proveedores		44	108
Gastos pagados por adelantado		26.730	3.087
Depósitos en garantía[1]		207.186	134.111
Gastos a recuperar		4.681	8.544
Seguros a recuperar		173	1.279
Créditos por venta de asociadas		-	794
Créditos por venta de activos		13.095	5.160
Plan GasAr		22.904	6.778
Anticipos al personal		656	176
Crédito por indemnidad contractual		2.783	1.679
Crédito por contrato de mantenimiento		878	1.386
Provisión por deterioro de otros créditos		(1.008)	(14)
Diversos		8.463	14.509
Otros créditos, neto		**377.621**	**205.888**
Total corriente		**893.726**	**503.529**

(1) Incluye depósitos en garantía sobre instrumentos financieros derivados por $ 205.627 millones y $ 46.252 millones al 31 de diciembre de 2025 y 2024, respectivamente.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 12: (Continuación)

Debido a la naturaleza a corto plazo de los créditos por ventas y otros créditos, se considera que su valor en libros no difiere de su valor razonable. Para los créditos por ventas no corrientes y otros créditos, los valores razonables tampoco difieren significativamente de sus valores en libros.

Los movimientos de la provisión por deterioro de activos financieros fueron los siguientes:

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Saldo al inicio del ejercicio	833	1.203	1.039
Aumento	28.695	48.071	365
Baja por utilización	-	(48.504)	-
Disminución	(457)	-	(711)
Diferencias de conversión	14	63	510
Saldo al cierre del ejercicio	**29.085**	**833**	**1.203**

Los movimientos de la provisión por deterioro de otros créditos fueron los siguientes:

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Saldo al inicio del ejercicio	14	12	38
Aumento	1.004	4	8
Disminución	(11)	(2)	(47)
Diferencias de conversión	1	-	13
Saldo al cierre del ejercicio	**1.008**	**14**	**12**

12.4 Efectivo y equivalentes de efectivo

	31.12.2025	31.12.2024
Caja	291	1.269
Bancos	487.206	75.361
Depósito a plazo	16	47.051
Fondos comunes de inversión	566.946	637.550
Total	**1.054.459**	**761.231**

12.5 Préstamos

	31.12.2025	31.12.2024
No corriente		
Préstamos financieros	65.475	32.680
Obligaciones negociables	2.618.272	1.384.237
Total no corriente	**2.683.747**	**1.416.917**
Corriente		
Préstamos financieros	47.738	125.648
Obligaciones negociables	22.204	602.448
Total corriente	**69.942**	**728.096**
Total préstamos	**2.753.689**	**2.145.013**

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 12: (Continuación)

El valor razonable de las ON de la Sociedad al 31 de diciembre de 2025 y 2024 asciende aproximadamente a $ 2.666.318 millones y $ 1.973.130 millones, respectivamente. Dicho valor fue calculado en base al precio de mercado estimado de las ON de la Sociedad al cierre de cada ejercicio (Categoría de valor razonable Nivel 1).

El importe en libros de los préstamos financieros de corto plazo y los adelantos en cuenta corriente se aproximan a su valor razonable debido a su vencimiento en el corto plazo.

Los préstamos financieros a largo plazo fueron medidos a costo amortizado, el cual no difiere significativamente de su valor razonable.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, la Sociedad se encuentra en cumplimiento de los covenants establecidos en sus contratos de endeudamiento.

12.5.1 Evolución de los préstamos

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Préstamos al inicio del ejercicio	2.145.013	1.170.539	285.766
Préstamos recibidos	1.273.514	1.123.558	104.018
Préstamos pagados	(413.939)	(222.972)	(67.911)
Intereses devengados	171.670	133.010	88.286
Intereses pagados	(197.748)	(131.076)	(87.078)
Recompra y rescate de ON	(967.000)	(296.858)	(1.335)
Resultado por recompra y canje de ON	(1.902)	9.009	(72)
Diferencia de cambio	(1.973)	(11.082)	(145.461)
Costos financieros capitalizados en propiedades, planta y equipo	7.341	6.519	6.677
Baja por venta de subsidiarias	-	-	(27.901)
Diferencias de conversión	738.713	364.366	1.015.550
Préstamos al cierre del ejercicio	**2.753.689**	**2.145.013**	**1.170.539**

12.5.2 Detalle de los préstamos

TIPO DE INSTRUMENTO	SOCIEDAD	MONEDA	VALOR RESIDUAL	INTERÉS	TASA	VENCIMIENTO FINAL	VALOR CONTABLE AL 31.12.2025
Obligaciones negociables[1]							
ON Clase 13	PAMPA	US$	82	Fijo	0,00%	Dic-27	117.009
ON Clase 25	PAMPA	US$	105	Fijo	7,25%	Ago-28	155.931
ON Clase 22	PAMPA	US$	84	Fijo	5,75%	Oct-28	123.406
ON Clase 21	PAMPA	US$	410	Fijo	7,95%	Sep-31	598.767
ON Clase 23	PAMPA	US$	700	Fijo	7,88%	Dic-34	1.009.529
ON Clase 26	PAMPA	US$	450	Fijo	7,75%	Nov-37	635.834
							2.640.476
Préstamos bancarios[2]							
	PAMPA	US$	15	Fijo	5,40%	Mar-26	21.841
	PAMPA	US$	17	Fijo	3,00%	May-26	24.358
	PAMPA	US$	45	Fijo	5,50%	Ene-28	67.014
							113.213
							2.753.689

(1) Con fechas 28 de febrero de 2025, 4 de noviembre de 2025 y 8 de diciembre de 2025, la Sociedad canceló al vencimiento las ON Clase 19 por $ 17.131 millones, las ON Clase 16 por US$ 56 millones y la segunda cuota de capital de las ON Clase 9 por US$ 59 millones, respectivamente. Adicionalmente, con fechas 24 de enero de 2025, 8 de mayo de 2025, 23 de junio de 2025, 8 de diciembre de 2025 y 11 de diciembre de 2025, la Sociedad rescató anticipadamente, neto de recompras, de corresponder: las ON Clase 1 por US$ 353 millones, las ON Clase 18 por US$ 63 millones, las ON Clase 3 por U$S 293 millones, la última cuota de capital de las ON Clase 9 por US$ 61 millones y las ON Clase 20 por US$ 36 millones.

(2) Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 la Sociedad (i) canceló deuda bancaria neta por US$ 53 millones (cancelaciones por un total de US$ 104 millones neta de tomas por US$ 51 millones); ii) canceló financiación de importaciones por US$ 2,9 millones y (iii) tomó prefinanciaciones de exportaciones por US$ 70 millones, las cuales fueron canceladas en su totalidad. Con posterioridad al cierre, la Sociedad canceló deuda bancaria por US$ 8 millones.

NOTA 12: (Continuación)

TIPO DE INSTRUMENTO	SOCIEDAD	MONEDA	VALOR RESIDUAL	INTERÉS	TASA	VENCIMIENTO FINAL	VALOR CONTABLE AL 31.12.2024
Obligaciones negociables[1][2]							
ON Clase 19	PAMPA	$	17.131	Variable	Badlar - 1%	Feb-25	17.594
ON Clase 18	PAMPA	US$	68	Fijo	5,00%	Sep-25	71.575
ON Clase 16	PAMPA	US$	56	Fijo	4,99%	Nov-25	57.872
ON Clase 20	PAMPA	US$	54	Fijo	6,00%	Mar-26	56.086
ON Clase 9	PAMPA	US$	120	Fijo	9,50%	Dic-26	126.523
ON Clase 1	PAMPA	US$	353	Fijo	7,50%	Ene-27	374.621
ON Clase 13	PAMPA	US$	98	Fijo	0,00%	Dic-27	99.383
ON Clase 22	PAMPA	US$	84	Fijo	5,75%	Oct-28	87.407
ON Clase 3	PAMPA	US$	293	Fijo	9,13%	Abr-29	303.089
ON Clase 21	PAMPA	US$	410	Fijo	7,95%	Sep-31	423.148
ON Clase 23	PAMPA	US$	360	Fijo	7,88%	Dic-34	369.387
							1.986.685
Préstamos bancarios[3]							
	PAMPA	US$	35	Fijo	3,00%	Mar-25	36.998
	PAMPA	US$	40	Fijo	4,25%	Abr-25	41.709
	PAMPA	US$	15	Fijo	5,40%	Mar-26	15.489
	PAMPA	US$	25	Fijo	3,00%	May-26	25.904
							120.100
Otros préstamos financieros[4]							
	PAMPA	US$	283	Variable	SOFR + 0%	Ago-25	20.458
	PAMPA	US$	3	Fijo	Entre 9,50% y 10,25%	Entre Feb y Sep-25	3.033
	GASA	US$	14.937	Fijo	3,25%	May-25	14.737
							38.228
							2.145.013

(1) Netas de recompras por un valor nominal de US$ 76,2 millones de ON Clase 9 y US$ 7,5 millones de ON Clase 3.

(2) Con fechas 5 de febrero de 2024 y 27 de junio de 2024, la Sociedad rescató la totalidad de las ON Clase 17 y Clase 15 por un monto total de $ 5.980 millones y $ 18.264 millones, respectivamente. Adicionalmente, pagó al vencimiento la primera amortización de las ON Clase 9 por un monto neto de recompras de US$ 59 millones.

(3) Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, la Sociedad canceló: (i) deuda bancaria neta de corto plazo con entidades financieras locales, por $ 25.968 millones; (ii) las últimas dos cuotas de capital de la facilidad de Crédito FINNVERA por US$ 8 millones; y (iii) financiaciones a las importaciones netas por el equivalente a US$ 16 millones. Adicionalmente, tomó préstamos netos con entidades bancarias locales por US$ 130 millones.

(4) Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, la Sociedad recibió desembolsos por US$ 223 millones bajo la línea de crédito con el BNP Paribas S.A. obtenida durante 2020.

12.5.3 Programa Global de ON y prospecto de emisor frecuente

Con fecha 7 de abril de 2025, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de la Sociedad resolvió aprobar el aumento del monto del Programa de emisión de ON, creado en 2021, de US$ 2.000 millones a la suma de US$ 2.100 millones o su equivalente en otras monedas o unidades de valor. El mismo fue aprobado por la CNV con fecha 27 de mayo de 2025.

La Sociedad se encuentra registrada como emisor frecuente, condición que fue ratificada mediante Disposición de la Gerencia de Emisoras de la CNV N° I-2025-32-APN-GE#CNV de fecha 11 de marzo de 2025. En dicha Disposición, la CNV también aprobó (i) el aumento del monto del prospecto de emisor frecuente de US$ 600 millones a la suma de US$ 1.300 o su equivalente en otras monedas o unidades de valor; y (ii) la modificación de los términos y condiciones del prospecto a los fines de incluir la posibilidad de emitir valores negociables temáticos (sociales, verdes y sustentables), todo lo cual fue a su vez aprobado por el Directorio de la Sociedad en su reunión de fecha 5 de marzo de 2025.

12.5.4 Reapertura de ON Clase 23 internacional y Emisión de ON Clase 25 y 26 internacional

Con fecha 28 de mayo de 2025, la Sociedad realizó la reapertura de las ON Clase 23 internacional, por un valor nominal de US$ 340 millones, a una tasa de interés fija anual del 7,875% y un rendimiento del 8%, con vencimiento en diciembre de 2034. De esta forma, el valor nominal en circulación total asciende a US$ 700 millones. Los fondos netos recibidos fueron utilizados para rescatar anticipadamente la totalidad de las ON Clase 3.

Posteriormente, con fecha 6 de agosto de 2025, la Sociedad emitió las ON Clase 25 por un valor nominal de US$ 104,6 millones, a una tasa de interés fija anual del 7,25% y con vencimiento el 6 de agosto de 2028.

Finalmente, con fecha 14 de noviembre de 2025, la Sociedad emitió las ON Clase 26 internacional, por un valor nominal de US$ 450 millones, a una tasa de interés fija anual del 7,75% y un rendimiento del 8,125%, con vencimiento en noviembre de 2037.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 12: (Continuación)

12.5.5 Aplicación Parcial de Fondos – ON Clase 26

En cumplimiento de lo previsto en la Resolución General CNV N° 1.095/25, se informa, con carácter de declaración jurada, que, al 31 de diciembre de 2025, la Sociedad ha aplicado parcialmente un total de US$ 181,2 millones del monto emitido de las ON Clase 26, quedando pendiente de aplicación la suma de US$ 268,8 millones.

Asimismo, y en cumplimiento con el destino de fondos informado en los documentos de emisión de las ON Clase 26, se informa que dichos fondos han sido aplicados conforme el siguiente detalle: (i) gastos de comisiones de colocadores y otros gastos de emisión; (ii) integración de capital de trabajo en Argentina; (iii) inversiones en activos fijos en Argentina; y (iv) refinanciación y rescate de pasivos existentes de la Sociedad.

12.6 Deudas comerciales y otras deudas

	NOTA	31.12.2025	31.12.2024
No corriente			
Garantías de clientes		35	25
Deudas comerciales		**35**	**25**
Acuerdos de compensación		102.166	73.702
Deuda por arrendamientos		21.442	11.653
Deuda por penalidad contractual		592	2.099
Diversas		696	513
Otras deudas		**124.896**	**87.967**
Total no corriente		**124.931**	**87.992**
Corriente			
Proveedores		455.296	212.610
Anticipos de clientes		19.512	14.346
Saldos con partes relacionadas	16	42.241	13.599
Deudas comerciales		**517.049**	**240.555**
Acuerdos de compensación		19.851	12.390
Deuda por arrendamientos		31.264	3.754
Deuda por penalidad contractual		2.367	1.679
Acreedores varios		6.280	3.123
Otras deudas		**59.762**	**20.946**
Total corriente		**576.811**	**261.501**

Debido a la naturaleza a corto plazo de las deudas comerciales y otras deudas, se considera que su valor en libros no difiere de su valor razonable. Para la mayoría de las otras deudas no corrientes, los valores razonables tampoco son significativamente diferentes a sus valores en libros.

12.7 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros de la Sociedad según su categoría.

31 DE DICIEMBRE DE 2025	ACTIVOS/PASIVOS FINANCIEROS A COSTO AMORTIZADO	ACTIVOS/PASIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN RESULTADOS	SUBTOTAL ACTIVOS/ PASIVOS FINANCIEROS	ACTIVOS/ PASIVOS NO FINANCIEROS	TOTAL
Activos					
Créditos por ventas y otros créditos	578.417	205.161	783.578	173.179	956.757
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados					
Títulos de deuda pública	-	448.832	448.832	-	448.832
Obligaciones negociables	-	68.219	68.219	-	68.219
Acciones	-	52.317	52.317	-	52.317
Fondos comunes de inversión	-	12.023	12.023	-	12.023
Instrumentos financieros derivados	-	75.562	75.562	-	75.562
Efectivo y equivalentes de efectivo	487.513	566.946	1.054.459	-	1.054.459
Total	**1.065.930**	**1.429.060**	**2.494.990**	**173.179**	**2.668.169**
Pasivos					
Deudas comerciales y otras deudas	682.230	-	682.230	19.512	701.742
Préstamos	2.753.689	-	2.753.689	-	2.753.689
Total	**3.435.919**	**-**	**3.435.919**	**19.512**	**3.455.431**

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 12: (Continuación)

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024	ACTIVOS/PASIVOS FINANCIEROS A COSTO AMORTIZADO	ACTIVOS/PASIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN RESULTADOS	SUBTOTAL ACTIVOS/ PASIVOS FINANCIEROS	ACTIVOS/ PASIVOS NO FINANCIEROS	TOTAL
Activos					
Créditos por ventas y otros créditos	510.954	196	511.150	69.177	580.327
Inversiones a costo amortizado					
Depósitos a plazo	82.628	-	82.628	-	82.628
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados					
Títulos de deuda pública	-	714.315	714.315	-	714.315
Obligaciones negociables	-	113.947	113.947	-	113.947
Acciones	-	65.798	65.798	-	65.798
Fondos comunes de inversión	-	11.690	11.690	-	11.690
Instrumentos financieros derivados	-	979	979	-	979
Efectivo y equivalentes de efectivo	123.681	637.550	761.231	-	761.231
Total	**717.263**	**1.544.475**	**2.261.738**	**69.177**	**2.330.915**
Pasivos					
Deudas comerciales y otras deudas	335.147	-	335.147	14.346	349.493
Préstamos	2.145.013	-	2.145.013	-	2.145.013
Instrumentos financieros derivados	-	2	2	-	2
Total	**2.480.160**	**2**	**2.480.162**	**14.346**	**2.494.508**

Las categorías de instrumentos financieros fueron determinadas en base a la NIIF 9.

A continuación, se presentan los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas que surgen de cada una de las categorías de instrumentos financieros:

31 DE DICIEMBRE DE 2025	ACTIVOS/PASIVOS FINANCIEROS A COSTO AMORTIZADO	ACTIVOS/PASIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN RESULTADOS	SUBTOTAL ACTIVOS/ PASIVOS FINANCIEROS	ACTIVOS/ PASIVOS NO FINANCIEROS	TOTAL
Intereses ganados	70.206	-	70.206	-	70.206
Intereses perdidos	(171.971)	-	(171.971)	(64.046)	(236.017)
Diferencia de cambio, neta	(97.359)	(52.902)	(150.261)	184.597	34.336
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	-	267.546	267.546	-	267.546
Resultado por medición a valor presente	(4.499)	-	(4.499)	493	(4.006)
Otros resultados financieros	(7.292)	-	(7.292)	123	(7.169)
Total	**(210.915)**	**214.644**	**3.729**	**121.167**	**124.896**

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024	ACTIVOS/PASIVOS FINANCIEROS A COSTO AMORTIZADO	ACTIVOS/PASIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN RESULTADOS	SUBTOTAL ACTIVOS/ PASIVOS FINANCIEROS	ACTIVOS/ PASIVOS NO FINANCIEROS	TOTAL
Intereses ganados	76.988	-	76.988	-	76.988
Intereses perdidos	(134.653)	-	(134.653)	(30.884)	(165.537)
Diferencia de cambio, neta	(19.422)	(28.433)	(47.855)	40.254	(7.601)
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	-	221.114	221.114	-	221.114
Resultado por medición a valor presente	(1.913)	-	(1.913)	(4.003)	(5.916)
Otros resultados financieros	(12.398)	-	(12.398)	(112)	(12.510)
Total	**(91.398)**	**192.681**	**101.283**	**5.255**	**106.538**

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2023	ACTIVOS/PASIVOS FINANCIEROS A COSTO AMORTIZADO	ACTIVOS/PASIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE CON CAMBIOS EN RESULTADOS	SUBTOTAL ACTIVOS/ PASIVOS FINANCIEROS	ACTIVOS/ PASIVOS NO FINANCIEROS	TOTAL
Intereses ganados	23.723	-	23.723	-	23.723
Intereses perdidos	(88.750)	(598)	(89.348)	(13.591)	(102.939)
Diferencia de cambio, neta	80.790	(113.225)	(32.435)	75.985	43.550
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros	-	115.061	115.061	-	115.061
Resultado por medición a valor presente	(630)	-	(630)	(2.964)	(3.594)
Otros resultados financieros	(49)	-	(49)	(2.284)	(2.333)
Total	**15.084**	**1.238**	**16.322**	**57.146**	**73.468**

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 12: (Continuación)

12.8 Valor razonable de instrumentos financieros

La Sociedad clasifica las mediciones a valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, la cual refleja la relevancia de las variables utilizadas para llevar a cabo dichas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

• Nivel 1: precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.

• Nivel 2: datos distintos a precios de cotización incluidos en el nivel 1 que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, que se deriven de precios).

• Nivel 3: datos sobre el activo o el pasivo que no están basados en datos observables en el mercado (es decir, información no observable).

El siguiente cuadro presenta los activos y pasivos financieros de la Sociedad medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
Activos				
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados				
Títulos de deuda pública	448.832	-	-	448.832
Obligaciones negociables	68.219	-	-	68.219
Fondos comunes de inversión	12.023	-	-	12.023
Acciones	7.066	-	45.251	52.317
Efectivo y equivalentes de efectivo				
Fondos comunes de inversión	566.946	-	-	566.946
Instrumentos financieros derivados	-	75.562	-	75.562
Otros créditos				
Depósitos en garantía	205.161	-	-	205.161
Total activos	**1.308.247**	**75.562**	**45.251**	**1.429.060**

AL 31 DE DICIEMBRE DE 2024	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
Activos				
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados				
Títulos de deuda pública	714.315	-	-	714.315
Obligaciones negociables	113.947	-	-	113.947
Fondos comunes de inversión	11.690	-	-	11.690
Acciones	37.671	-	28.127	65.798
Efectivo y equivalentes de efectivo				
Fondos comunes de inversión	637.550	-	-	637.550
Instrumentos financieros derivados	-	979	-	979
Otros créditos				
Depósitos en garantía	196	-	-	196
Total activos	**1.515.369**	**979**	**28.127**	**1.544.475**
Pasivos				
Instrumentos financieros derivados	-	2	-	2
Total pasivos	**-**	**2**	**-**	**2**

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios de cotización de los mercados a la fecha de los presentes Estados Financieros Consolidados. Un mercado se entiende como activo si los precios de cotización están regularmente disponibles a través de una bolsa, intermediario financiero, institución sectorial, u organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones actuales y regulares de mercado entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado usado para los activos financieros mantenidos por la Sociedad es el precio de oferta actual. Estos instrumentos se incluyen en el nivel 1.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 12: (Continuación)

El valor razonable de instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina usando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable de mercado en los casos en que esté disponible y confía lo menos posible en estimaciones específicas de la Sociedad. Si todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero son observables, el instrumento se incluye en el nivel 2.

Si una o más variables utilizadas para establecer el valor razonable no son observables en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el nivel 3.

A continuación, se detallan las técnicas utilizadas para determinar la medición de los activos y pasivos a valor razonable, clasificados como Nivel 2 y 3:

- Instrumentos financieros derivados: surgen de la variación entre los precios de mercado al cierre del período y el momento de la concertación.

- Acciones: se determinó principalmente mediante el enfoque de "Ingresos" a través del "Flujo de Fondos Indirecto", es decir el valor actual neto de los flujos de fondos que estima obtener principalmente a través del cobro de dividendos considerando la participación accionaria en las centrales térmicas TJSM y TMB y Oldelval y tasas de descuento del 16,5% y 15,1% para las termoeléctricas y Oldelval, respectivamente. Las proyecciones utilizadas fueron elaboradas en base a estimaciones respecto del comportamiento futuro de ciertas variables que resultan sensibles, entre las que se destacan: (i) política de distribución de dividendos; (ii) precios para la energía comercializada en el mercado spot; (iii) precios para el transporte de hidrocarburos; (iv) proyecciones de disponibilidad y despacho de las centrales; (v) evolución de los costos y gastos de estructura y; (vi) variables macroeconómicas como ser tasas de inflación, tipo de cambio, entre otras. La Sociedad reconoció resultados como consecuencia de cambios en el valor razonable de instrumentos financieros clasificados como Nivel 3, en la línea "Otros resultados financieros" del Estado de Resultado Integral. Los valores reales obtenidos pueden variar significativamente respecto de los proyectados principalmente por: i) la oportunidad y magnitud de distribución de dividendos; ii) la oportunidad y magnitud de los incrementos de precios de la energía y del transporte de hidrocarburos; y/o iii) evolución de costos. La Sociedad estima que cualquier análisis de sensibilidad que considere cambios en cualquiera de las estimaciones consideradas individualmente podría conducir a conclusiones distorsivas generando un impacto adverso sobre los resultados de la Sociedad.

12.9 Contabilidad de cobertura

La Sociedad, durante 2025, concertó contratos de venta a término de petróleo crudo sin entrega física y ha designado una porción de dichos instrumentos financieros derivados como cobertura de flujos de efectivo.

La Sociedad aplica contabilidad de coberturas de flujo de efectivo a ciertas transacciones para gestionar el riesgo de precio internacional de referencia asociado con un determinado volumen de ventas previstas de crudo para el periodo mayo 2025 a noviembre 2026, asegurando un flujo estable.

Al 31 de diciembre de 2025, el valor razonable de los contratos de venta a término de crudo designados como cobertura representa un activo de $ 59.304 millones (US$ 46 millones) que se mantiene en otro resultado integral por resultar una cobertura efectiva, y se espera que se reclasifiquen en su totalidad a resultados durante el periodo enero 2026 a noviembre 2026, a medida que las ventas de crudo cubiertas se reconozcan en resultados.

El importe reclasificado de otro resultado integral a ingresos por ventas, proveniente de coberturas designadas generó una ganancia de $ 20.623 millones (US$ 15 millones) durante el período mayo - diciembre 2025.

Los contratos se celebran en mercados o con entidades financieras de alta calificación crediticia por lo cual la Sociedad considera que no existen riesgos significativos de crédito para sus operaciones como resultado de sus actividades con derivados.

NOTA 13: PARTIDAS DEL PATRIMONIO

13.1 Capital Social

Al 31 de diciembre de 2025, el capital social asciende a la suma de $ 1.364 millones, incluyendo $ 4 millones de acciones que la Sociedad posee en cartera.

A efectos de dar cumplimiento a las disposiciones establecidas por CNV, se detalla, a continuación, la apertura de las diferencias de conversión originadas en las cuentas de capital social y ajuste del capital:

	31.12.2025	
	CAPITAL SOCIAL	AJUSTE DEL CAPITAL
Saldo al inicio del ejercicio	35.932	187.995
Variación del ejercicio	15.284	79.970
Saldo al cierre del ejercicio	**51.216**	**267.965**

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 13: (Continuación)

	31.12.2024	
	CAPITAL SOCIAL	AJUSTE DEL CAPITAL
Saldo al inicio del ejercicio	27.854	145.729
Variación del ejercicio	8.078	42.266
Saldo al cierre del ejercicio	**35.932**	**187.995**

13.1.1 Plan de recompra de acciones propias

Teniendo en cuenta la volatilidad del mercado y la divergencia entre la cotización de las acciones de la Sociedad y la realidad económica de sus activos en la actualidad o su potencial futuro, resultando ello en detrimento de los intereses de los accionistas de la Sociedad, y considerando el historial de fuerte posición de caja y la disponibilidad de fondos que posee la Sociedad, el Directorio ha implementado diversos planes de recompra de acciones propias, procurando en cada uno de ellos que las acciones en cartera no superen el límite legal del 10% del capital social emitido.

El 8 de septiembre de 2025, el Directorio de la Sociedad aprobó un plan de adquisición de acciones propias por un monto máximo de US$ 100 millones, un plazo inicial de 120 días corridos y un precio máximo de US$ 60 por ADR y $ 3.480 por acción ordinaria.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, la Sociedad, directa e indirectamente, adquirió 35 mil acciones por un valor de $ 122 millones y 795 mil ADRs por un valor de US$ 46,8 millones, respectivamente.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados el plan de recompra no se encuentra vigente y no se han adquirido acciones propias en el marco del mismo con posterioridad al 31 de diciembre de 2025.

13.1.2 Plan de compensación en acciones

Al 31 de diciembre de 2025, las acciones en cartera para entregar a los empleados bajo dicho plan ascienden a 4 millones (Ver Nota 4.15).

13.2 Resultado por acción

El resultado por acción básico se calcula dividiendo el resultado atribuible a los tenedores de instrumentos ordinarios de patrimonio de la Sociedad entre el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el ejercicio. El resultado por acción diluido se calcula ajustando el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación para refl5ejar la conversión de todas las acciones ordinarias potenciales dilusivas.

Las acciones ordinarias potenciales se tratarán como dilusivas, cuando y sólo cuando, su conversión a acciones ordinarias podría reducir las ganancias por acción o incrementar las pérdidas por acción de las actividades que continúan. Las acciones ordinarias potenciales serán antidilusivas cuando su conversión en acciones ordinarias podría dar lugar a un incremento en las ganancias por acción o una disminución de las pérdidas por acción de las actividades que continúan.

El cálculo del resultado por acción diluido no supone la conversión, el ejercicio u otra emisión de acciones que pudieran tener un efecto antidilusivo en la pérdida por acción, y cuando el precio de ejercicio de la opción es mayor que el precio promedio de las acciones ordinarias durante el ejercicio, no se registra un efecto dilusivo, siendo el resultado por acción diluido igual al básico. Al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, la Sociedad no posee acciones potenciales dilusivas significativas, por lo tanto no existen diferencias con el resultado por acción básico.

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Ganancia atribuible a los propietarios de la Sociedad	495.789	564.587	34.488
Promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	1.360	1.360	1.366
Ganancia por acción básica y diluida	**364,55**	**415,14**	**25,25**

13.3 Distribución de utilidades

Los dividendos distribuidos a personas físicas, sucesiones indivisas o beneficiarios del exterior, derivados de utilidades generadas durante los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1 de enero de 2018, están sujetos a una retención impositiva del 7% (ver Nota 2.6.1.2). La distribución de dividendos se establece en función a los Estados Financieros Individuales de la Sociedad.

La Sociedad podrá pagar y distribuir a sus accionistas dividendos y cualquier otro tipo de utilidades, excepto que: (i) exista un supuesto de incumplimiento; o (ii) la Sociedad no estuviera en condiciones de incurrir en deuda, conforme a lo establecido en los prospectos de emisión de las ON Clase 21, Clase 23, Clase 23 Adicionales y Clase 26. A la fecha de los presentes Estados Financieros Consolidados, la Sociedad ha cumplido con todos los compromisos establecidos en los prospectos de emisión de las ON mencionadas.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.
(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 14:
INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

14.1 Ajustes para arribar a los flujos netos de efectivo de las actividades operativas

	NOTA	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Impuesto a las ganancias	**10.6**	253.882	(90.158)	132.557
Intereses devengados		175.935	96.503	79.814
Depreciaciones y amortizaciones	**9, 10.1 y 10.2**	522.369	315.282	79.508
Resultado por participaciones en asociadas y negocios conjuntos	**5.1.2**	(198.856)	(145.570)	(4.541)
Resultado por venta/compra de participación en sociedades		-	(33.128)	(6.262)
Resultado por venta y baja de propiedades, planta y equipo	**10.4**	(185)	(10.695)	1.192
Resultado por venta y baja de otros activos	**10.4**	(849)	-	-
Resultado por venta de activos intangibles	**10.4**	(4.973)	-	-
(Recupero de deterioro) Deterioro de propiedades, planta y equipo, activos intangibles e inventarios		(23.117)	34.058	30.784
Deterioro (Recupero de deterioro) de activos financieros		29.303	48.932	(283)
Resultado por medición a valor presente	**10.5**	4.006	5.916	3.594
Cambios en el valor razonable de instrumentos financieros		(241.621)	(202.813)	(94.399)
Diferencia de cambio, neta		(57.073)	(1.713)	(48.173)
Resultado por recompra y canje de ON	**10.5**	(1.902)	9.009	(72)
Costos por finalización de contratos de concesión	**10.4**	1.554	5.287	695
Indemnidad contractual	**10.4**	-	-	(1.361)
Penalidad contractual	**10.4**	-	-	1.361
(Recupero) Provisión para contingencias, neto	**10.4**	(3.989)	1.447	4.116
Provisión para remediación ambiental	**10.4**	9.666	2.937	1.820
Devengamiento de planes de beneficios definidos	**9 y 10.2**	13.537	25.637	7.150
Valor razonable participación anterior en consorcios	**10.4**	-	-	(2.485)
Deterioro de otros créditos	**10.4**	90	-	1.613
Acuerdo transaccional Ecuador	**10.4**	-	-	1.503
Recupero de gastos	**10.4**	-	(9)	(2.884)
Acuerdos de compensación	**10.2**	20.813	60.514	17.475
Baja de pozos improductivos	**10.3**	-	20.330	1.702
Dividendos ganados	**10.4**	(4)	-	(75)
Diversos		168	(166)	(472)
Ajustes para arribar a los flujos netos de efectivo de las actividades operativas		**498.754**	**141.600**	**203.877**

14.2 Cambios en activos y pasivos operativos

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Aumento de créditos por ventas y otros créditos	(67.282)	(357.478)	(5.949)
Aumento de inventarios	(6.350)	(23.501)	(28.926)
Aumento (Disminución) de deudas comerciales y otras deudas	68.360	44.501	(39.842)
Aumento de remuneraciones y cargas sociales	12.187	24.319	9.823
Pagos de planes de beneficios definidos	(3.933)	(2.804)	(839)
Aumento de cargas fiscales	10.980	10.049	6.183
Disminución de provisiones	(12.610)	(19.657)	(2.304)
Pagos de impuesto a las ganancias	(11.431)	(174)	(30)
Cobros (Pagos) por instrumentos financieros derivados, neto	19.732	312	(1.585)
Cambios en activos y pasivos operativos	**9.653**	**(324.433)**	**(63.469)**

14.3 Operaciones significativas que no afectan fondos

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo a través de un aumento de deudas comerciales	(244.358)	(100.135)	(61.399)
Costos financieros capitalizados en propiedades, planta y equipo	(7.341)	(6.519)	(6.677)
Aumento de otros créditos a través una disminución de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	(194.693)	-	-
Cobro de dividendos de negocios conjuntos a través de activos financieros	53.026	-	-
Cancelación de préstamos con entrega de inversiones a costo amortizado	(10.330)	-	-
Aumento de activos intangibles mediante la disminución de otro créditos	(3.641)	(603)	-
Aumento de derechos de uso a través de un aumento de otras deudas	(51.091)	-	(7.300)
Disminución de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados a través de una disminución de pasivo por impuesto a las ganancias	(4.030)	-	-
Compensación de créditos por ventas a través de un alta de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	(47.000)	-
Aumento (Disminución) de la provisión por abandono de pozos y desmantelamiento de aerogeneradores, neto a través de propiedades, planta y equipo	21.422	(4.401)	1.232
Crédito por ventas de participación de áreas	-	13.783	-
Alta de propiedades, planta y equipo por intercambio de activos	-	-	(8.684)

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 15: PASIVOS Y ACTIVOS CONTINGENTES

A continuación, detallamos la naturaleza de los procesos judiciales significativos, con relación a los cuales la Sociedad, al 31 de diciembre de 2025, entiende que existen fundamentos para considerar que no son probables en base a la opinión de sus asesores legales internos y externos.

15.1 Reclamo Laboral - Fondo Compensador

La Sociedad enfrenta diversos juicios relacionados con el Plan de Beneficios definidos "Fondo Compensador" (ver Nota 11.8). A continuación, describimos la naturaleza de los reclamos que se tramitan actualmente en el Fuero del Trabajo:

• Reclamos por considerar que el índice (IPC) con el que se actualizan las prestaciones del plan, no cumple la función de mantener un "valor constante" de las mismas. Tres de las causas cuentan con sentencia favorable para la Sociedad, dos de las cuales se encuentran firmes, mientras que la restante ha sido apelada por la parte actora.

• Reclamos por una supuesta desfinanciación del plan al haberse eliminado las contribuciones de la Sociedad en función de sus utilidades. La Sociedad obtuvo una sentencia en primera instancia favorable. La Cámara Comercial hizo lugar al planteo de apelación de la actora. Contra dicho pronunciamiento, la Sociedad interpuso un recurso extraordinario federal ante la CSJN, el cual fue declarado inadmisible por la Cámara. En consecuencia, la Sociedad interpuso un recurso de queja ante la CSJN y un recurso de inconstitucionalidad ante el Tribunal Superior de Justicia de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, dicho Tribunal requirió a la Cámara la remisión del expediente y luego le ordenó la sustanciación del recurso de inconstitucionalidad que había sido desestimado por la referida Cámara. Atento al rechazo de la Cámara, el expediente fue remitido a la CSJN, para dirimir la contienda de competencia suscitada.

15.2 Reclamos tributarios

• La ARCA le reclama a la Sociedad $ 54 millones por la supuesta omisión de Impuestos sobre los Combustibles Líquidos y el Gas Natural por los períodos fiscales enero 2006 a agosto 2011, más intereses resarcitorios y una multa de $ 38 millones. El organismo fiscal sustenta su reclamo en base a considerar que existió una apropiación indebida del beneficio fiscal previsto para las ventas a zonas que la ley del tributo declara exentas. El expediente se encuentra en trámite ante el TFN, con el período probatorio clausurado.

15.3 Reclamos ambientales

• La Asociación de Superficiarios de la Patagonia (ASSUPA) dedujo una demanda de monto indeterminado contra la Sociedad y otras empresas, en la que reclama el restablecimiento del ambiente al estado anterior a las labores de exploración, explotación, producción, almacenamiento y transporte de hidrocarburos realizadas por las demandadas y la prevención de presuntas afectaciones ambientales futuras en ciertas zonas de la Cuenca Austral. Se encuentran citados como terceros el Estado Nacional y las Provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego. El expediente se encuentra en etapa de contestación de demanda.

• ASSUPA inició una demanda ante la CSJN contra 10 empresas, entre las cuales se encuentra la Sociedad. Como terceros se encuentran citados el Estado Nacional, y las Provincias de Buenos Aires, La Pampa, Mendoza, Neuquén y Río Negro. La pretensión principal es que se condene a las demandadas a recomponer la presunta afectación del ambiente, causada por la actividad hidrocarburífera que desarrollan en la Cuenca Neuquina y que se ordene a las demandadas a constituir el Fondo de Restauración Ambiental del artículo 22 de la Ley General del Ambiente. Como pretensión subsidiaria, para el caso que no fuese posible la remediación, solicita la reparación de los supuestos daños y perjuicios colectivos originados por un valor estimado de US$ 547 millones. La causa se encuentra en etapa de contestación de demanda.

• La Fundación SurfRider Argentina solicitó la realización de diligencias preliminares por presuntos indicios de afectación del ambiente en la Ciudad de Mar del Plata. La actora reclama la recomposición de la supuesta afectación del ambiente de incidencia colectiva o la indemnización de los presuntos daños y perjuicios provocados por todas las empresas propietarias de estaciones de servicio en la zona de la costa de la Ciudad de Mar del Plata, por la presunta filtración de combustibles desde los tanques subterráneos de las estaciones de servicio al agua, el suelo y el sistema marino. Estima el monto de los supuestos daños y perjuicios en $ 200 millones. Las partes convinieron la suspensión de los plazos procesales a los efectos de evaluar la posibilidad de llegar a un acuerdo con algunas codemandadas. Posteriormente, se homologó el acuerdo parcial celebrado entre la parte actora y algunas codemandadas. Por su parte, la Sociedad, solicitó la desvinculación del proceso por no ser titular de ninguna estación de servicios en la actualidad. No obstante, debe señalarse que algunos titulares de

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 15: (Continuación)

estaciones de servicios (por las cuales la Sociedad fue demandada), presentaron en el expediente acuerdos celebrados con la parte actora para su homologación. Algunos ya fueron homologados —y se tuvo parcialmente por desistida a la parte actora de la acción y derecho contra los titulares de dichas estaciones de servicios y también contra la Sociedad respecto a los mismos— y otros se encuentran en etapa de homologación.

15.4 Reclamos civiles y comerciales

• La Asociación "Consumidores Financieros Asociación Civil Para Su Defensa" reclamaba a Petroleo Brasileiro S.A. la suma nominal de US$ 3.650 millones en concepto de resarcimiento por la pérdida del valor de cotización de la acción como consecuencia de la "operación lava jato" y del denominado "Petrolao" y se intentaba responsabilizar solidariamente a Pampa, y a ciertos directores en ejercicio durante 2016, por el importe del precio abonado por Pampa por la adquisición del control de Petrobras Argentina S.A., invocando que tal adquisición podría haber frustrado la ejecución en Argentina de una sentencia eventualmente favorable a la actora. El Tribunal Arbitral tuvo por desistida la acción principal, con motivo del incumplimiento del pago del arancel de arbitraje, la parte actora interpuso un recurso extraordinario ante la Cámara de Apelaciones en lo Comercial, que finalmente fue rechazado. Contra ese pronunciamiento, interpuso un recurso de queja, y durante 2025, la CSJN dictó sentencia rechazando el mismo, por lo que este expediente quedó finalizado con resultado favorable a la Sociedad.

A continuación, detallamos la naturaleza de los procesos judiciales significativos interpuestos por la Sociedad al 31 de diciembre de 2025, con relación a los cuales se considera probable la entrada de beneficios económicos a la Sociedad.

15.5 Reclamos administrativos

• CTLL (actualmente Pampa) promovió dos demandas contenciosas administrativas contra el Estado Nacional por incumplimiento contractual, la primera de ellas durante el período enero 2016 a marzo 2016, y la segunda por el período abril 2016 a octubre 2018. Se reclama que se revierta la decisión de CAMMESA, en cuanto a la renovación y reconocimiento de costos asociados a los contratos de abastecimiento de gas natural, y, en subsidio, se reparen los daños producidos. El 13 de junio de 2025 se dictó sentencia a favor de la Sociedad, reconociéndole $ 62,8 millones y $ 862,9 millones, por los períodos enero 2016 a marzo 2016 y abril 2016 a octubre 2018, respectivamente, más intereses. La sentencia fue apelada por el Estado Nacional, quien expresó sus agravios, los cuales fueron contestados por la Sociedad. El 23 de diciembre de 2025 la Cámara de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal hizo lugar a la apelación del Estado Nacional y revocó la sentencia de primera instancia. Contra dicho pronunciamiento, el 11 de febrero de 2026, la Sociedad interpuso un recurso extraordinario ante la CSJN.

• La Sociedad inició una acción declarativa de certeza con competencia originaria ante la CSJN, en los términos del artículo 322 del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación consecuencia de que se decretara que había expirado la concesión de la Provincia del Neuquén para el área Veta Escondida. Actualmente, luego del dictamen emitido por la Procuración General de la Nación, el expediente se encuentra a sentencia de la CSJN.

• El 31 de marzo del 2021 la Sociedad interpuso un Reclamo Administrativo Previo (RAP) ante el Ministerio de Economía de la Nación (MECON), a fin de reclamar el monto adeudado, más intereses respectivos, que fuera asumido por el Estado Nacional durante la vigencia del Decreto PEN N° 1.053/18 por la diferencia de cambio entre el precio del gas comprado por las distribuidoras de gas y el precio del gas reconocido en las tarifas finales de las distribuidoras de gas, contemplando el período abril de 2018 a marzo de 2019. Producido el vencimiento del plazo para que el MECON se expida con respecto al RAP, la Sociedad promovió una demanda contra el Estado Nacional, que fue contestada oportunamente. Actualmente, la causa se encuentra abierta a prueba.

15.6 Reclamos civiles y comerciales

• EcuadorTLC S.A. (actualmente PB18), en su carácter de cesionaria de la sociedad ecuatoriana Petromanabí S.A., inició un arbitraje internacional contra la República de Ecuador a fin de perseguir el pago equivalente al 12% del Valor de Liquidación, de acuerdo con los términos del Contrato de Participación para la Exploración de Hidrocarburos y Explotación de Petróleo Crudo en el Bloque 18 de fecha 19 de diciembre de 1995 y/o el Convenio Operacional de Explotación Unificada del Yacimiento Común Hollín en el Campo Palo Azul de fecha 7 de agosto de 2002 y modificatorias. El arbitraje se realiza conforme al Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional, la ley aplicable es la ecuatoriana y la sede es la Ciudad de Santiago de Chile. Durante el año 2021, se dio comienzo a las primeras instancias del proceso de arbitraje internacional. A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, el proceso arbitral continúa en curso.

• Durante 2025, la Sociedad promovió una demanda contra ENARSA por incumplimiento de los contratos celebrados en el marco del Plan GasAr, en la cual se reclama el pago de determinadas facturas por suministro de gas vencidas a febrero 2025, por la suma de $ 22.534 millones, más intereses. La causa se encuentra en etapa de inicio.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025,
presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 16:
SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS

16.1 Saldos con partes relacionadas

SALDOS AL 31.12.2025	CRÉDITOS POR VENTAS	OTROS CRÉDITOS	DEUDAS COMERCIALES
	CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE
Asociadas y negocios conjuntos			
CTB	235	15	-
TGS	11.207	6.326	23.305
Transener	43	157	439
Otras partes relacionadas			
SACDE	92	161	18.497
	11.577	**6.659**	**42.241**

SALDOS AL 31.12.2024	CRÉDITOS POR VENTAS	OTROS CRÉDITOS		DEUDAS COMERCIALES
	CORRIENTE	NO CORRIENTE	CORRIENTE	CORRIENTE
Asociadas y negocios conjuntos				
CTB	168	-	-	-
TGS	10.539	3.889	7.651	11.205
Transener	63	-	148	62
Otras partes relacionadas				
SACDE	85	-	3.417	2.332
	10.855	**3.889**	**11.216**	**13.599**

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 16: (Continuación)

16.2 Operaciones con partes relacionadas

OPERACIONES POR EL EJERCICIO	VENTAS DE BIENES Y SERVICIOS[1]			COMPRAS DE BIENES Y SERVICIOS[2]			HONORARIOS Y RETRIBUCIONES POR SERVICIOS[3]			OTROS (EGRESOS) INGRESOS, NETO[4]		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Asociadas y negocios conjuntos												
CTB	2.003	1.474	645	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TGS	68.989	47.200	12.429	(124.355)	(70.956)	(17.035)	-	-	-	-	-	-
Transener	-	-	-	(6.857)	(134)	(42)	-	-	-	470	423	126
Otras partes relacionadas												
Fundación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.919)	(1.805)	(566)
SACDE	-	-	-	(284.843)	(95.356)	(25.108)	(4.533)	(125)	-	557	270	87
Salaverri, Dellatorre, Burgio & Wetzler	-	-	-	-	-	-	(477)	(731)	(303)	-	-	-
Diversos	-	-	-	(39)	(110)	(35)	-	-	-	-	-	-
	70.992	**48.674**	**13.074**	**(416.094)**	**(166.556)**	**(42.220)**	**(5.010)**	**(856)**	**(303)**	**(1.892)**	**(1.112)**	**(353)**

(1) Corresponden principalmente a servicios de asesoramiento prestados en materia de asistencia técnica y ventas de gas.

(2) Corresponden a servicios de transporte de gas natural y otros servicios imputados en costo de ventas por $ 125.294 millones, $ 71.200 millones y $ 17.112 millones y a obras de infraestructura contratadas a SACDE y Transener imputados en propiedades, planta y equipo por $ 290.800 millones, $ 95.356 millones y $ 25.108 millones, de las cuales $ 71.571 millones, $ 19.146 millones y $ 5.566 millones, corresponden a honorarios y gastos generales calculados sobre los costos incurridos por SACDE y/o Pampa para llevar a cabo dichas obras por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, respectivamente.

(3) Imputados principalmente en gastos de administración.

(4) Corresponden principalmente a egresos por donaciones e ingresos por arrendamientos operativos.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 16: (Continuación)

OPERACIONES POR EL EJERCICIO	PRÉSTAMOS OTORGADOS, NETOS			INGRESOS FINANCIEROS[1]			GASTOS FINANCIEROS[2]			DIVIDENDOS COBRADOS			DIVIDENDOS DISTRIBUIDOS		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Asociadas y negocios conjuntos															
CIESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53.026	-	-	-	-	-
Citelec	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35.261	-	-	-	-	-
CTB	(13)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
OCP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.955	-	-	-	-
TGS	-	-	-	776	1.065	493	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transener	-	-	-	-	8	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras partes relacionadas															
EMESA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.884)	-	(476)
Oldelval	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73	-	-	-
SACDE	17	-	-	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TJSM	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-
Diversos	-	-	-	-	-	15	-	(4)	(13)	4	-	-	-	(37)	-
	4	**-**	**-**	**786**	**1.073**	**509**	**-**	**(4)**	**(13)**	**88.291**	**6.955**	**75**	**(1.884)**	**(37)**	**(476)**

(1) Corresponden principalmente a arrendamientos financieros e intereses devengados por préstamos otorgados.

(2) Corresponden a intereses y comisiones devengados por préstamos recibidos.

16.3 Remuneraciones del personal clave de la gerencia

La remuneración total devengada a favor de Directores y Ejecutivos durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, asciende a $ 28.648 millones ($ 7.835 millones en concepto de honorarios a directores y síndicos y $ 20.813 millones en concepto de Planes de Compensación en Acciones y Acuerdos de Compensación), $ 66.135 millones ($ 5.621 millones en concepto de honorarios a directores y síndicos y $ 60.514 millones en concepto de Planes de Compensación en Acciones y Acuerdos de Compensación) y $ 19.412 millones ($ 1.937 millones en concepto de honorarios a directores y síndicos y $ 17.475 millones en concepto de Planes de Compensación en Acciones y Acuerdos de Compensación), respectivamente.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 17:
ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDAS DISTINTAS DEL PESO[1]

ACTIVO	TIPO	MONTO EN MONEDA EXTRANJERA	TIPO DE CAMBIO VIGENTE [2]	TOTAL 31.12.2025	TOTAL 31.12.2024
ACTIVO NO CORRIENTE					
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	US$	-	-	-	2.145
Otros créditos	US$	42,07	1.455,00	61.210	63.193
Total del activo no corriente				**61.210**	**65.338**
ACTIVO CORRIENTE					
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	US$	361,05	1.455,00	525.329	781.575
Inversiones a costo amortizado	US$	-	-	-	82.628
Instrumentos financieros derivados	US$	51,93	1.455,00	75.555	968
Créditos por ventas y otros créditos	US$	323,56	1.455,00	470.777	217.113
	CLP	6.903,82	1,60	11.073	2.572
	U$	1,14	37,27	43	5
Efectivo y equivalentes de efectivo	US$	674,25	1.455,00	981.029	704.730
	CLP	19,26	1,60	31	4
	EUR	0,01	1.713,12	12	1
Total del activo corriente				**2.063.849**	**1.789.596**
Total del activo				**2.125.059**	**1.854.934**

PASIVO	TIPO	MONTO EN MONEDA EXTRANJERA	TIPO DE CAMBIO VIGENTE [2]	TOTAL 31.12.2025	TOTAL 31.12.2024
PASIVO NO CORRIENTE					
Provisiones	US$	76,72	1.455,00	111.634	118.979
Préstamos	US$	1.844,50	1.455,00	2.683.747	1.416.917
Deudas comerciales y otras deudas	US$	85,39	1.455,00	124.234	87.479
Total del pasivo no corriente				**2.919.615**	**1.623.375**
PASIVO CORRIENTE					
Provisiones	US$	8,34	1.455,00	12.140	5.926
Cargas fiscales	US$	0,17	1.455,00	249	2
	CLP	237,54	1,60	381	-
	U$	39,50	37,27	1.472	-
Remuneraciones y cargas sociales	US$	-	-	-	199
	CLP	2,29	1,60	4	1
Préstamos	US$	48,07	1.455,00	69.942	710.502
Deudas comerciales y otras deudas	US$	293,45	1.455,00	426.963	174.544
	EUR	3,77	1.713,12	6.454	2.263
	CPL	7,23	1,60	12	639
	SEK	-	-	-	423
	BOB	0,02	211,28	5	-
	U$	0,20	37,27	7	4
Total del pasivo corriente				**517.629**	**894.503**
Total del pasivo				**3.437.244**	**2.517.878**
Posición Pasiva neta				**(1.312.185)**	**(662.944)**

(1) (1) Información presentada a efectos de dar cumplimiento a las disposiciones establecidas por CNV.

(2) Los tipos de cambio utilizados corresponden a los vigentes al 31 de diciembre de 2025 según el BNA para dólares estadounidenses (US$), euros (EUR), pesos chilenos (CLP), coronas suecas (SEK), pesos bolivianos (BOB) y pesos uruguayos (U$).

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 18: COMPROMISOS DE INVERSIÓN

18.1 Proyectos de desarrollo y evacuación en Vaca Muerta

Desarrollo de Rincón de Aranda

La Sociedad focaliza sus inversiones en el desarrollo y la explotación de sus reservas de gas y petróleo no convencional en el área Rincón de Aranda de la formación Vaca Muerta. En agosto de 2024 se inició el plan de desarrollo, con una activa campaña de perforación de pozos y la construcción de instalaciones y plantas de tratamiento. Se estima que las inversiones relacionadas superen los US$ 1.500 millones, con el objetivo de alcanzar una producción de 45 mil bbl/día para fines de 2027.

El 1 de julio de 2025, Pampa Energía, a través de la Sucursal Dedicada "Pampa Energía_ S.A. - Sucursal Dedicada Midstream RDA", constituida el 12 de mayo de 2025 por el Directorio de la Sociedad, presentó su solicitud de adhesión al RIGI con el objetivo de desarrollar una planta de tratamiento de petróleo y gas en su yacimiento Rincón de Aranda. El proyecto contempla una inversión estimada de US$ 376 millones y su entrada en operación está prevista para el 2026.

Contratos de transporte

En virtud de la participación accionaria en VMOS (ver Nota 5.1), la Sociedad suscribió un contrato de transporte en firme de 50.000 bpd, además de capacidad de almacenaje y despacho a través de las instalaciones del proyecto (tramo Allen – Punta Colorada), lo que permitirá evacuar la producción incremental del área Rincón de Aranda.

La capacidad de evacuación mencionada se complementa con el contrato de transporte en firme, suscripto con Oldelval en 2022, por una capacidad de despacho de 6.302 bpd para el tramo del oleoducto Allen - Puerto Rosales y vigencia hasta la finalización del plazo de la concesión de transporte de Oldelval en el año 2037. Adicionalmente, la Sociedad suscribió con Oiltanking Ebytem un contrato a fin de incrementar la capacidad de despacho por 6.302 bpd y la capacidad de almacenaje por 37.789 barriles con destino exclusivamente a la exportación de petróleo.

Por último, la Sociedad, suscribió en 2024, un contrato de transporte en firme con YPF para el tramo del oleoducto Loma Campana – Allen por una capacidad de transporte de 6.302 bpd en su Fase 1 y de 56.608 bpd en su Fase 2.

18.2 Compromiso de inversión de exploración y explotación de hidrocarburos

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, la Sociedad mantiene compromisos para efectuar inversiones hasta el año 2027 por un total estimado en US$ 43 millones asociados a las participaciones detalladas en Nota 5.2.

NOTA 19: SINIESTRO EN HINISA

El 11 de enero de 2025, se registró un fuerte temporal en San Rafael, Provincia de Mendoza, con precipitaciones en exceso de registros históricos que ocasionó una crecida extraordinaria del Río Atuel ocasionando graves daños a lo largo del Cañón del Atuel. Entre las instalaciones afectadas se incluyen las Centrales Nihuil II y III que sufrieron graves daños y forzaron su salida de servicio.

El 2 de octubre de 2025, HINISA finalizó la limpieza y remediación de las centrales y actualmente continúa avanzando con la reparación de cierres perimetrales y cierres edilicios y con el acondicionamiento del sistema de transmisión en alta tensión y de alimentación de energía para servicios auxiliares dentro de las centrales.

Adicionalmente, HINISA, finalizó el proceso de clasificación de materiales y herramientas rescatados del siniestro cuya disposición se completó en diciembre de 2025.

Por otro lado, HINISA y las compañías aseguradoras contrataron a Hidronor Ingeniería y Servicios S.A. y Restore Mitigation Services, respectivamente, para ejecutar el proceso de identificación y evaluación de daños en los equipamientos afectados. Los informes resultantes, fueron recibidos por HINISA e informados a la Autoridad Concedente.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, HINISA ha registrado pérdidas por $ 6.333 millones, correspondiente a gastos relacionados con el siniestro.

Por otro lado, HINISA continuó la gestión con los liquidadores designados por las compañías aseguradoras y al 31 de diciembre de 2025 ha recibido anticipos por $ 9.271 millones, que se exponen en la línea recupero de seguros, para efectuar las tareas de limpieza y remediación necesarias para determinar los daños y costos definitivos. Adicionalmente, HINISA se encuentra gestionando un anticipo de US$ 2,4 millones aplicable a la cobertura de pérdida de beneficio.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados el costo final del siniestro y el monto de los ingresos por seguros no han sido determinados por HINISA.

Notas a los Estados Financieros Consolidados
Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, presentados en forma comparativa. Expresados en millones de pesos.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.
(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 Fº 17

NOTA 20: ARRENDAMIENTOS

20.1 Arrendatario

La Sociedad arrienda una pieza clave para el funcionamiento de las centrales generadoras térmicas por un plazo de 20 años y ha suscripto ciertos contratos de servicios petroleros (entre los cuales se destaca el servicio de compresión de gas) que dadas sus características contienen el arrendamiento de los bienes muebles con los cuales se presta el servicio, los cuales se realizan por períodos fijos entre 2 y 6 años.

Los términos de los contratos de arrendamiento se negocian de manera individual y contienen una amplia gama de términos y condiciones diferentes.

A continuación, se expone la evolución de los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento reconocidos al 31 de diciembre de 2025 y 2024:

20.1.1 Derechos de uso

	VALORES DE INCORPORACIÓN						
TIPO DE BIEN	AL INICIO	ALTAS	ALTAS POR INCORPORACIÓN	BAJAS	TRANSFERENCIAS	DIFERENCIAS DE CONVERSIÓN	AL CIERRE
Maquinarias e instalaciones	26.021	52.181	-	(8.340)	-	23.324	93.186
Totales al 31.12.2025	**26.021**	**52.181**	**-**	**(8.340)**	**-**	**23.324**	**93.186**
Totales al 31.12.2024	**26.999**	**52**	**965**	**(1.044)**	**(7.932)**	**6.981**	**26.021**

	AMORTIZACIONES				
TIPO DE BIEN	AL INICIO	DEL EJERCICIO	BAJAS	DIFERENCIAS DE CONVERSIÓN	AL CIERRE
Maquinarias e instalaciones	(14.691)	(23.874)	4.340	(6.969)	(41.194)
Totales al 31.12.2025	**(14.691)**	**(23.874)**	**4.340**	**(6.969)**	**(41.194)**
Totales al 31.12.2024	**(9.740)**	**(2.078)**	**74**	**(2.947)**	**(14.691)**

	VALORES RESIDUALES	
TIPO DE BIEN	AL 31.12.2025	AL 31.12.2024
Maquinarias e instalaciones	51.992	11.330
Totales al 31.12.2025	**51.992**	
Totales al 31.12.2024		**11.330**

NOTA 20: (Continuación)

20.1.2 Pasivos por arrendamiento

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023
Saldo al inicio del ejercicio	**15.407**	**14.609**	**2.108**
Aumento	52.181	52	5.203
Resultado por medición a valor presente[1]	4.414	1.701	600
Baja por venta de participación en áreas	(2.586)	-	-
Transferencias	-	(1.268)	-
Disminución	(1.090)	(53)	(103)
Pagos	(30.029)	(3.394)	(584)
Diferencia de conversión	14.409	3.760	7.385
Saldo al cierre del ejercicio	**52.706**	**15.407**	**14.609**

(1) Incluidos en Otros resultados financieros.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, dichos pasivos se incluyen en el rubro otras deudas corrientes por $ 31.264 millones y $ 3.754 millones y no corrientes por $ 21.442 millones y $ 11.653 millones, respectivamente.

En la tabla que se muestra a continuación se incluye un análisis de los pasivos por arrendamiento de la Sociedad agrupados según fechas de vencimiento. Las cantidades que se muestran en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar.

	31.12.2025
Menos de tres meses	8.088
Entre tres meses y un año	23.176
Entre 1 y 2 años	9.879
Entre 2 y 3 años	2.725
Entre 3 y 4 años	2.725
Entre 4 y 5 años	2.725
Más de 5 años	14.157
Total	**63.475**

20.1.3 Arrendamientos de corto plazo

Al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, la Sociedad ha reconocido costos y gastos de administración por $ 6.841 millones, $ 3.369 millones y $ 1.787 millones por los pagos por arrendamientos asociados con arrendamientos a corto lazo, respectivamente.

20.2 Arrendador

20.2.1 Arrendamientos financieros

Corresponde a la financiación otorgada a TGS por la venta de ciertas propiedades, planta y equipo pertenecientes al segmento de Petróleo y Gas. Dicho acuerdo fue celebrado el 11 de agosto de 2016 y consiste en el pago de 119 cuotas mensuales consecutivas de US$ 623 mil, sin considerar impuestos, y una opción de compra por igual monto pagadera al finalizar el mes 120 de vigencia del contrato.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, dicho crédito se incluye en el rubro otros créditos corrientes por $ 6.326 millones y $ 7.651 millones y al 31 de diciembre de 2024, se incluye en el rubro otros créditos no corrientes por $ 3.889 millones.

En la tabla que se muestra a continuación se incluye un análisis del crédito según las fechas de vencimiento. Las cantidades que se muestran en la tabla son los flujos de efectivo contractuales sin descontar.

	31.12.2025
Menos de tres meses	2.614
Entre tres meses y un año	3.712
Total	**6.326**

20.2.2 Arrendamientos operativos

La Sociedad ha suscripto contratos de locación para la instalación de oficinas comerciales y administrativas en el edificio de la Sociedad, ubicado en Maipú 1 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, con plazos entre 3 y 5 años.

Al 31 de diciembre de 2025, los cobros mínimos futuros en relación con los arrendamientos operativos son los detallados a continuación:

	31.12.2025
Menos de tres meses	305
Entre tres meses y un año	916
Entre 1 y 2 años	67
Total	**1.288**

Al 31 de diciembre de 2025, 2024 y 2023, la Sociedad ha reconocido ingresos por $ 1.261 millones, $ 698 millones y $ 312 millones en relación con los arrendamientos operativos, respectivamente.

NOTA 21: FINALIZACIÓN DE LAS CONCESIONES HIDROELÉCTRICAS

El 1 de junio de 2024 operó el vencimiento del contrato de concesión de HINISA. A través de los Decretos N° 1.021/24 y 1.085/24 y de las Resoluciones N° 98/24 y 383/24, la Provincia de Mendoza y la SE, fijaron para la concesión de HINISA, un período de transición de 12 meses.

El 19 de octubre de 2024 se produjo el vencimiento de las concesiones de HIDISA, una sobre los bienes y la utilización del recurso hídrico otorgada por la Provincia de Mendoza, y otra para la generación de energía eléctrica otorgada por el Estado Nacional. A través del Decreto N° 2.096/24, la Provincia de Mendoza fijó un período de transición de 12 meses. Por su parte, a nivel nacional, a través de la Resolución SCEyM N° 1/24, la Secretaría de Coordinación de Energía y Minería fijó un período de transición hasta el 1 de junio de 2025.

El 8 de marzo de 2025, el Estado Nacional y la provincia de Mendoza firmaron un acuerdo para llevar adelante en conjunto el proceso de licitación pública nacional e internacional para la concesión de los Complejos Hidroeléctricos Diamante y Nihuiles como una sola unidad de negocio. Se delegó en la Agencia de Transformación de Empresas Públicas la coordinación y ejecución de dicho proceso de licitación, el cual se llevaría a cabo dentro del plazo máximo de 60 días hábiles con el objeto de realizar la cesión del 51% del paquete accionario de la sociedad que resulte concesionaria y titular de los activos.

El 26 de mayo de 2025 se publicó la Ley Provincial N° 9.630 que declara la emergencia del Sistema Hidroeléctrico Los Nihuiles por un plazo de 14 meses desde su promulgación, y dispone la continuidad del período de transición hasta que se verifique el cumplimiento de las obligaciones emergentes del contrato de concesión con HINISA, sin perjuicio de las autorizaciones que deba otorgar el Estado Nacional.

Cabe destacar que HINISA ha dado cabal y oportuno cumplimiento a sus obligaciones a lo largo de la vigencia del contrato de concesión y del período de transición; y que, a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, el Estado Nacional no se ha pronunciado ni ha otorgado las autorizaciones requeridas.

En tales circunstancias, al término del período de transición contractual que operó el 1 de junio de 2025, HINISA notificó tanto al Ministerio de Energía y Ambiente de la Provincia de Mendoza como a la SE que la extensión del período de transición por un plazo mayor al contractualmente previsto requiere de un acuerdo con la concesionaria. Sin embargo, a fin de resguardar los bienes concesionados, no afectar la provisión de energía eléctrica en el MEM y velar por la seguridad sobre los bienes y las personas, HINISA informó que continuaría con la operación del Complejo Hidroeléctrico Los Nihuiles sin que ello implique consentir cualquier extensión del período de transición en forma unilateral o la asunción de obligaciones o responsabilidades adicionales o la renuncia a sus derechos.

Finalmente, se destaca que HINISA se encuentra a disposición para llevar adelante la entrega de los activos en cuanto las autoridades competentes así lo dispongan y/o suscribir los acuerdos necesarios ante esta situación extraordinaria.

Por otro lado, el 5 de junio de 2025, mediante Resolución SE N° 240/25 se resolvió prorrogar hasta el 19 de octubre de 2025 el período de transición de la concesión de HIDISA. El 20 de octubre de 2025, mediante Resolución SE N° 398/25, se propuso a HIDISA adherir a la extensión de la concesión hasta el 30 de junio de 2026 sujeto a las condiciones del contrato original y a nuevas disposiciones, entre ellas, la actualización de garantías, la renuncia a reclamos contra el Estado por cambios en el esquema remuneratorio y el pago de regalías a la Provincia de Mendoza. Con fecha 19 de noviembre de 2025, HIDISA confirmó su adhesión proponiendo ciertas modificaciones que, a la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros Consolidados, no han sido objetadas por la SE.

NOTA 22: GUARDA DE DOCUMENTACIÓN

En cumplimiento de la Resolución General CNV N° 629/14, se informa que la Sociedad ha enviado para su guarda papeles de trabajo e información no sensible por los períodos no prescriptos, al depósito de la firma AdeA - Administración de Archivos S.A., sito en Ruta 36, km 34,5, Florencio Varela, Provincia de Buenos Aires.

Asimismo, se encuentra a disposición en la sede social, el detalle de la documentación dada en guarda, como así también la documentación referida en el artículo 5º inciso a.3) Sección I del Capítulo V del Título II de las NORMAS (N.T. 2013 y mod.).

NOTA 23:
RESERVAS DE ÁREAS PETROLERAS Y GASÍFERAS
(Información no cubierta por el informe de los auditores)

El siguiente cuadro refleja, segregado por área geográfica, las reservas probadas estimadas de petróleo (incluye petróleo crudo, condensado y líquidos de gas natural) y gas natural al 31 de diciembre de 2025:

	RESERVAS PROBADAS					
	PROBADAS DESARROLLADAS		PROBADAS NO DESARROLLADAS		TOTAL RESERVAS PROBADAS	
	Petróleo crudo, condensado y LGN[1]	Gas Natural[2]	Petróleo crudo, condensado y LGN[1]	Gas Natural[2]	Petróleo crudo, condensado y LGN[1]	Gas Natural[2]
Argentina	23.993	23.055	32.972	17.525	56.965	40.580
Total al 31 de diciembre de 2025	**23.993**	**23.055**	**32.972**	**17.525**	**56.965**	**40.580**

(1) En miles de barriles.

(2) En millones de metros cúbicos.

NOTA 24:
HECHOS POSTERIORES

Modificación del RIGI

Mediante el Decreto PEN N° 105/26, de fecha 19 de febrero de 2026, se prorrogó el plazo de adhesión al RIGI hasta el 8 de julio de 2027 y se incorporó dentro de los proyectos elegibles, entre otros, a: (i) la construcción de infraestructura para la captación, tratamiento, procesamiento, fraccionamiento y licuefacción de gas natural y el transporte de gas natural destinado a la exportación de gas natural licuado; (ii) la explotación y producción de nuevos desarrollos de hidrocarburos líquidos y gaseosos costa adentro en áreas que al momento de la solicitud de adhesión no cuenten con inversiones en actividad de explotación o producción; y (iii) la explotación y producción de nuevos desarrollos de hidrocarburos líquidos y gaseosos costa afuera. Asimismo, se fijó un monto mínimo de inversión de US$ 600 millones para desarrollos costa adentro y US$ 200 millones para desarrollos costa afuera.

En los casos en que coexistieran en una misma área hidrocarburífera actividades no sometidas al RIGI, se deberá asegurar la segregación y trazabilidad mediante sistemas de medición separados, y el VPU deberá ser titular exclusivamente de los activos, derechos y operaciones afectados al proyecto elegible.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Carlos Martín Barbafina
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

03 RESEÑA INFORMATIVA

Reseña Informativa

Reseña Informativa al 31 de diciembre de 2025.

1. BREVE COMENTARIO SOBRE ACTIVIDADES DE LA SOCIEDAD EN EL PERÍODO, INCLUYENDO REFERENCIAS A SITUACIONES RELEVANTES POSTERIORES AL CIERRE DEL EJERCICIO

1.1 Remuneración por ventas al mercado spot

La Resolución SE N° 400/25 modificó, a partir del 1 de noviembre de 2025, el esquema de remuneración de la generación en el mercado spot distinguiéndose por la fuente de la energía.

La energía generada se remunera en función del costo variable de producción ("CVP") declarado por la unidad y la renta marginal adaptada ("RMA") que contempla el costo marginal horario ("CMgh") ajustado, de corresponder, por el factor de pérdida ("FP") del nodo correspondiente y un factor de renta adaptado ("FRA"). Es decir, RMA = (CMgh x FP – CVP) x FRA. Asimismo, establece un esquema de renta mínima para la generación existente.

Por otro lado, se remunera la potencia térmica e hidroeléctrica puesta a disposición, que considera 90 horas semanales con un valor de 12 US$/MWhrp ajustado por un factor de corrección estacional ("FCE") y por el despacho, en caso de corresponder.

Adicionalmente, se reconocen 1.000 US$/MW-mes en concepto de reserva de confiabilidad base, independientemente del combustible utilizado o su gestión.

Hasta el 31 de octubre de 2025, la generación spot se remuneró con tarifas en pesos actualizadas a través de la emisión de distintas resoluciones. Durante 2025, las Resoluciones SE N° 603/24, N° 27/25, N° 113/25, N° 143/25, N° 177/25, N° 227/25, N° 280/25, N° 331/25, N° 356/25 y N° 381/25 actualizaron los valores de remuneración de la generación spot disponiendo incrementos del 4%, 4%, 1,5%, 1,5%, 2%, 1,5%, 1%, 0,4%, 0,5% y 0,5% aplicable a las transacciones económicas de enero a octubre 2025, respectivamente.

La generación asignada que incluye a la generación con contratos de abastecimiento MEM vigentes, la generación del Estado Nacional, la generación térmica gestionada por ENARSA y la generación hidráulica bajo concesión del Estado Nacional, se mantiene con un esquema remunerativo regulado, a cuyo efecto las Resoluciones SE N° 483/25 y N° 602/25, actualizaron los valores de la Resolución SE N° 381/25, aplicables a las transacciones económicas a partir de noviembre y diciembre de 2025, respectivamente.

1.2 Nuevo régimen MAT

La Resolución SE N° 400/25, modificó el MAT, a partir del 1 de noviembre de 2025, promoviendo la libre contratación entre los agentes.

La generación térmica e hidroeléctrica instalada con anterioridad al 1 de enero de 2025, puede comercializar bajo contratos el 100% de su energía generada con distribuidores para cubrir la demanda estacionalizada no cubierta; o hasta el 20% de su energía con grandes usuarios MEM o distribuidores para los GUDI, y a partir de 2030 pueden contratar libremente con cualquier demanda.

La generación térmica instalada con posterioridad al 1 de enero de 2025 con gestión de combustible o con transporte de gas firme adicional puede contratar con cualquier demanda sin límites. La generación de fuente renovable mantiene las condiciones del MATER.

1.3 Retiro de volúmenes del Plan GasAr

En diciembre de 2025, la Sociedad, en el marco de lo dispuesto en la Resolución SE N° 501/25, solicitó a CAMMESA la cesión a su favor por hasta un volumen de 4,9 millones de m^3/día de los acuerdos pertenecientes al Plan GasAr.

1.4 Cesión de participación en áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga

Con fecha 1 de octubre de 2025, la Sociedad cedió a Crown Point Energía S.A., en relación con las áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga y de manera conjunta el 35,6706% de participación en las concesiones de explotación y transporte de hidrocarburos, y los Contratos de UTE para la exploración, explotación y desarrollo de hidrocarburos, por la suma de US$ 2 millones.

1.5 Tarifas de transporte de gas natural

TGS recibió incrementos tarifarios mensuales del 2,5%, 1,5% y 1,7% para el periodo enero a marzo de 2025.

Mediante Resolución ENARGAS N° 256/25, se establecieron las condiciones de la RQT para el período 2025-2030 y, entre otras cuestiones, incluye un incremento tarifario promedio ponderado del 3,67% a efectivizarse en 31 cuotas mensuales iguales y consecutivas a partir de mayo de 2025, el plan de inversiones y los gastos de operaciones para el quinquenio 2025-2030.

Posteriormente, el ENARGAS aprobó cuadros tarifarios con actualizaciones mensuales del 2,81%, 0,62%, 1,63%, 2,38%, 2,49%, 2,89%, 1,71%, 2.03% y 2.63%, para el periodo junio 2025 a febrero 2026, en adición a la aplicación de los incrementos de la RQT.

Reseña Informativa
al 31 de diciembre de 2025

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

1.6 Tarifas de transmisión

El ENRE determinó los valores horarios de remuneración, estableciendo incrementos del 4%, 4%, 2% y 4% en el periodo enero a abril 2025 respecto a los valores vigentes para Transener y Transba.

Posteriormente, el ENRE estableció un incremento del 42,89% y 10,30% para Transener y Transba, respectivamente a ser aplicados: 20% a partir de mayo 2025 y 80% en forma mensual entre junio y diciembre 2025. Adicionalmente, se estableció un mecanismo de actualizacion mensual basado en indices IPC e IPIM.

Finalmente, el ENRE estableció los incrementos tarifarios con actualizaciones mensuales a partir de junio 2025.

1.7 Prórroga de Licencia de TGS

El 24 de julio de 2025, el Decreto N° 495/25, dispuso la prórroga de la licencia otorgada a TGS, por un período adicional de 20 años a partir del 28 de diciembre de 2027.

1.8 Valor de activos no financieros

Durante el ejercicio, la Sociedad reconoció (i) una pérdida por deterioro de $ 2.865 millones (US$ 2,3 millones) en el marco de la cesión de participación en áreas El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga; (ii) reversión de pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores de $ 80.943 millones (US$ 55,6 millones) en la central térmica CPB y (iii) pérdidas por deterioro de $ 53.870 millones (US$ 37 millones) en el segmento petroquimica.

Reseña Informativa
al 31 de diciembre de 2025

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

2. ESTRUCTURA PATRIMONIAL CONSOLIDADA RESUMIDA COMPARATIVA CON LOS EJERCICIOS 2024, 2023, 2022 Y 2021

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021
Activo no corriente	6.703.558	4.092.787	2.738.024	601.881	281.011
Activo corriente	2.892.377	2.456.085	1.079.172	238.183	115.642
Total	**9.595.935**	**6.548.872**	**3.817.196**	**840.064**	**396.653**
Pasivo no corriente	3.421.829	1.805.145	1.444.818	323.746	177.506
Pasivo corriente	929.323	1.343.433	421.682	111.698	35.107
Total	**4.351.152**	**3.148.578**	**1.866.500**	**435.444**	**212.613**
Participación no controladora	12.336	9.167	6.960	1.157	609
Patrimonio atribuible a los propietarios	5.232.447	3.391.127	1.943.736	403.463	183.431
Total	**9.595.935**	**6.548.872**	**3.817.196**	**840.064**	**396.653**

Reseña Informativa
al 31 de diciembre de 2025

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

3. ESTRUCTURA DE RESULTADOS CONSOLIDADOS RESUMIDA COMPARATIVA CON LOS EJERCICIOS 2024, 2023, 2022 Y 2021

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021
Resultado operativo antes de resultados por participaciones y venta de sociedades	446.407	234.604	106.951	72.362	44.859
Resultado por participaciones y ventas de sociedades	198.856	178.698	10.803	16.089	11.567
Resultados financieros, neto	105.811	61.330	51.494	(4.162)	(18.210)
Resultado antes de impuestos	**751.074**	**474.632**	**169.248**	**84.289**	**38.216**
Impuesto a las ganancias	(253.882)	90.158	(132.557)	(19.389)	(7.301)
Resultado por operaciones contínuas	497.192	564.790	36.691	64.900	30.915
Pérdida por operaciones discontinuadas	-	-	-	-	(7.129)
Ganancia del ejercicio	**497.192**	**564.790**	**36.691**	**64.900**	**23.786**

GANANCIA DEL EJERCICIO ATRIBUIBLE A	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021
Propietarios de la Sociedad	495.789	564.587	34.488	64.859	27.097
Participación no controladora	1.403	203	2.203	41	(3.311)
Otro resultado integral	1.415.736	883.144	1.508.654	157.854	35.201
Otro resultado integral por operaciones discontinuadas	-	-	-	-	11.375
Ganancia integral del ejercicio	**1.912.928**	**1.447.934**	**1.545.345**	**222.754**	**70.362**

GANANCIA INTEGRAL DEL EJERCICIO ATRIBUIBLE A					
Propietarios de la Sociedad	1.907.875	1.445.627	1.539.114	222.181	66.456
Participación no controladora	5.053	2.307	6.231	573	3.906

Reseña Informativa
al 31 de diciembre de 2025

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

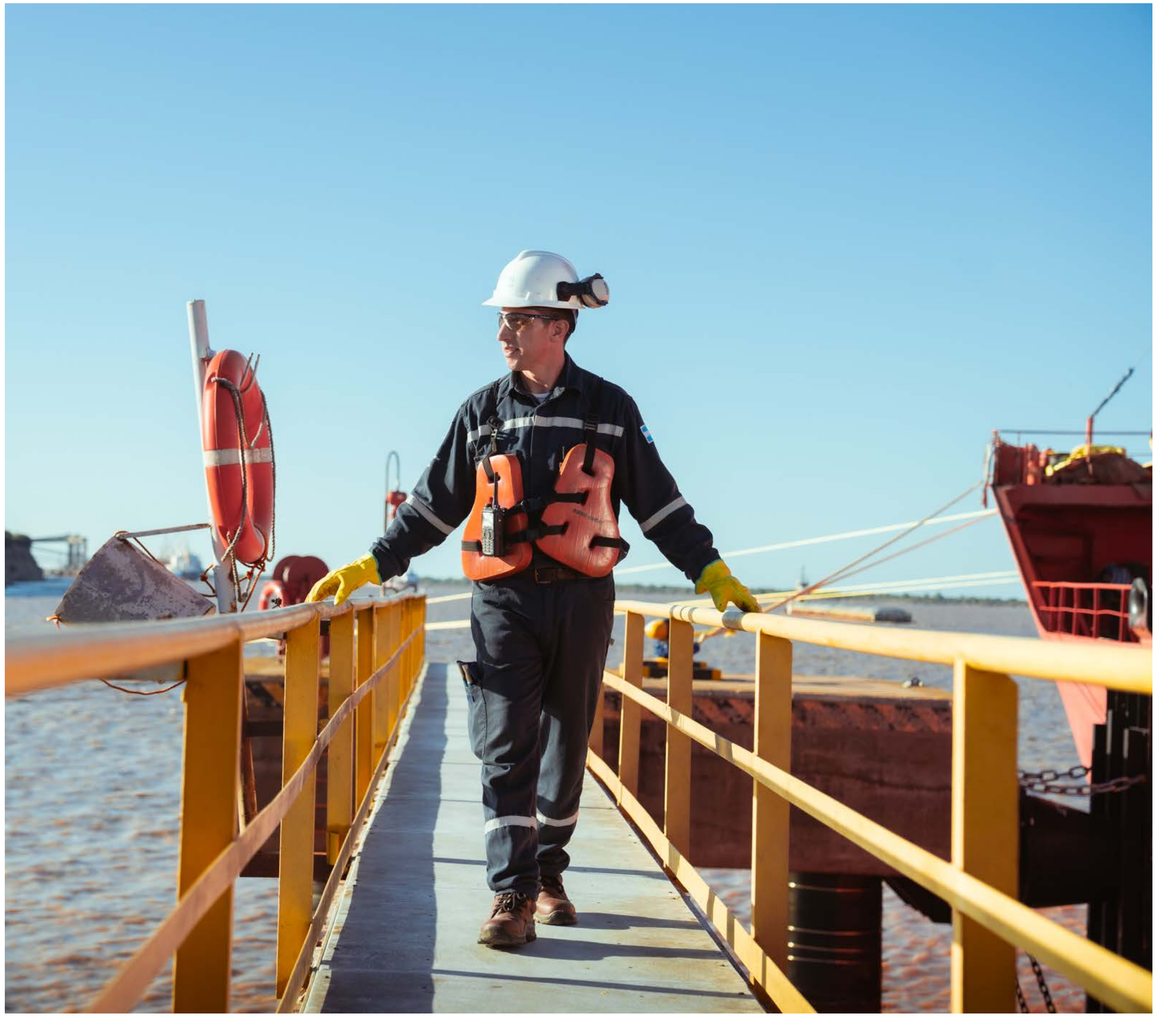
Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

4. ESTRUCTURA DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADA RESUMIDA COMPARATIVA CON LOS EJERCICIOS 2024, 2023, 2022 Y 2021

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021
Flujos netos de efectivo generados por las actividades operativas	1.005.599	381.957	177.099	81.197	72.029
Flujos netos de efectivo aplicados a las actividades de inversión	(466.498)	(304.662)	(75.354)	(75.055)	(45.793)
Flujos netos de efectivo (aplicados a) generado por las actividades de financiación	(394.333)	469.149	(53.093)	(5.064)	(31.804)
Aumento (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	**144.768**	**546.444**	**48.652**	**1.078**	**(5.568)**



Reseña Informativa
al 31 de diciembre de 2025

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

5. ÍNDICES CONSOLIDADOS COMPARATIVOS CON LOS EJERCICIOS 2024, 2023, 2022 Y 2021

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021
LIQUIDEZ					
Activo corriente	2.892.377	2.456.085	1.079.172	238.183	115.642
Pasivo corriente	929.323	1.343.433	421.682	111.698	35.107
Índice	**3,11**	**1,83**	**2,56**	**2,13**	**3,29**
SOLVENCIA					
Patrimonio	5.244.783	3.400.294	1.950.696	404.620	184.040
Total del pasivo	4.351.152	3.148.578	1.866.500	435.444	212.613
Índice	**1,21**	**1,08**	**1,05**	**0,93**	**0,87**

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021
INMOVILIZACIÓN DEL CAPITAL					
Activo no corriente	6.703.558	4.092.787	2.738.024	601.881	281.011
Total del activo	9.595.935	6.548.872	3.817.196	840.064	396.653
Índice	**0,70**	**0,62**	**0,72**	**0,72**	**0,71**
RENTABILIDAD					
Resultado del ejercicio	497.192	564.790	36.691	64.900	23.786
Patrimonio promedio	4.322.539	2.675.495	1.177.658	294.330	166.459
Índice	**0,115**	**0,211**	**0,031**	**0,221**	**0,143**

Reseña Informativa
al 31 de diciembre de 2025

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

6. DATOS FÍSICOS

	31.12.2025	31.12.2024	31.12.2023	31.12.2022	31.12.2021
PETRÓLEO Y GAS (en miles de boe/día)					
Petróleo	12	5	5	5	5
Gas	73	73	61	58	47
GENERACIÓN (en GWh)					
Generación de energía	21.024	21.743	20.979	18.311	17.433
Compras de energía	601	814	1.050	1.157	1.025
Energía vendida	21.625	22.557	22.029	19.468	18.458
PETROQUÍMICA (en miles de Toneladas)					
Estireno y Poliestireno	84	88	112	114	114
Caucho Sintético	41	45	43	46	49
Otros	335	336	250	262	254

7. BREVE COMENTARIO SOBRE PERSPECTIVAS PARA EL PRÓXIMO EJERCICIO

Al respecto ver Punto 1.

Reseña Informativa
al 31 de diciembre de 2025

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

Gustavo Mariani
VICEPRESIDENTE

Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Carlos Martín Barbafina
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

04 INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Pampa energía

Informe de auditoría emitido por los auditores independientes

A los Señores Accionistas, Presidente y Directores de
Pampa Energía S.A.
Domicilio legal: Maipú 1
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CUIT 30-52655265-9

INFORME SOBRE LA AUDITORÍA DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de Pampa Energía S.A. y sus subsidiarias (en adelante "el Grupo") que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2025, los estados consolidados del resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo correspondientes al ejercicio finalizado en esa fecha, y las notas a los estados financieros consolidados, las cuales incluyen información material sobre las políticas contables y otra información explicativa.

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera consolidada del Grupo al 31 de diciembre de 2025, así como su resultado integral consolidado y los flujos de efectivo consolidados correspondientes al ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas de contabilidad NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por su sigla en inglés).

Fundamento de la opinión

Hemos llevado a cabo nuestro examen de conformidad con Normas Internacionales de Auditoría (NIAs). Dichas normas fueron adoptadas como normas de auditoría en Argentina mediante la Resolución Técnica N° 32 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE), tal y como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento (IAASB por su sigla en inglés). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección "Responsabilidades de los auditores en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados" del presente informe.

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para fundamentar nuestra opinión de auditoría.

Independencia

Somos independientes del Grupo de conformidad con el Código Internacional de Ética para Profesionales de la Contabilidad (incluidas las Normas Internacionales de Independencia) emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código del IESBA) aplicable a las auditorías de estados financieros de entidades de interés público, junto con los requerimientos de ética que son aplicables a las auditorías de estados financieros en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (Código Local). Hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con el Código Local y con el Código del IESBA.

Cuestiones clave de la auditoría

Las cuestiones clave de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de la mayor significatividad en nuestra auditoría de los estados financieros consolidados correspondientes al presente ejercicio. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros consolidados en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre los mismos, y no expresamos una opinión por separado sobre estas cuestiones.

Impacto de las estimaciones de reservas de petróleo y gas en Propiedades, planta y equipo y en la Llave de negocio del segmento petróleo y gas

CUESTIONES CLAVE DE LA AUDITORIA

Los estados financieros consolidados presentan al 31 de diciembre de 2025 las siguientes cuentas vinculadas al segmento petróleo y gas:

- Propiedades, planta y equipo del segmento (Nota 11.1): $ 2.758.138 millones,
- Llave de negocio (Nota 11.2): $ 50.354 millones,
- Gasto por depreciación del segmento (Nota 11.1): $ 348.639 millones.

Como se describe en la Nota 6.1.7 a los estados financieros consolidados, la Gerencia de la Sociedad estima las reservas de petróleo y gas que se utilizan en la determinación de la depreciación de las propiedades, planta y equipo utilizado en las áreas de producción de petróleo y gas, así como en la evaluación de la recuperabilidad de dichos activos considerando, de corresponder, la llave de negocio asignada al segmento de petróleo y gas. Existen numerosos factores que generan incertidumbre con respecto a la estimación de reservas probadas y no probadas, a la estimación de perfiles de producción futura, costos de desarrollo y precios, incluyendo varios factores que escapan al control del productor. El procedimiento de cálculo de las reservas es un proceso subjetivo de estimación de petróleo crudo y gas natural a ser recuperado del subsuelo, que involucra cierto grado de incertidumbre. La estimación de reservas se realiza en función a la calidad de la información de geología e ingeniería disponible a la fecha de cálculo y de su interpretación.

Las estimaciones de las reservas de petróleo y gas han sido desarrolladas por especialistas internos de la Sociedad, específicamente ingenieros de reservorio, y auditadas por especialistas independientes contratados por la Sociedad. Esta cuestión resulta clave debido a que desarrollar las estimaciones de reservas de petróleo y gas involucra un juicio crítico por parte de la Gerencia, incluyendo el uso de especialistas, lo que a su vez llevó a un alto grado de juicio por parte del auditor y esfuerzo en la realización de procedimientos para evaluar los supuestos importantes utilizados en el desarrollo de esas estimaciones, relacionados con los perfiles de producción futuros, costos de desarrollo y precios.

RESPUESTA DE AUDITORÍA

Los procedimientos de auditoría realizados en relación con esta cuestión clave incluyeron entre otros:

- Obtener un entendimiento, evaluar y probar la efectividad de los controles relacionados con el proceso de estimación de la Gerencia de las reservas de petróleo y gas.
- Evaluar los métodos y supuestos importantes utilizados por la Gerencia para desarrollar estas estimaciones, relacionados con los perfiles de producción futuros, los costos de desarrollo y los precios.
- Evaluar la razonabilidad de las estimaciones de reservas probadas de petróleo y gas a través de la utilización

del trabajo del especialista contratado por la Gerencia para auditar las reservas. Como base para utilizar este trabajo, se evaluó la competencia, capacidad y objetividad de los especialistas, así como sus métodos y supuestos.

- Probar los datos utilizados por los especialistas contratados por la Gerencia y efectuar una evaluación de sus hallazgos.
- Obtener evidencia para respaldar la razonabilidad de los supuestos significativos, incluyendo si los supuestos utilizados eran razonables considerando el desempeño pasado de la Sociedad, y si eran consistentes con la evidencia obtenida en otras áreas de la auditoría.
- Probar que las estimaciones de reservas de petróleo y gas se incluyeron adecuadamente en la determinación de gastos de depreciación de la Sociedad, así como en la evaluación de deterioro de activos no financieros no corrientes relacionados con el segmento de petróleo y gas.

Deterioro del valor de los activos no financieros no corrientes del segmento generación

CUESTIONES CLAVE DE LA AUDITORIA

Los estados financieros consolidados incluyen al 31 de diciembre de 2025 los siguientes activos no financieros no corrientes:

- Propiedades, planta y equipo del segmento generación (Nota 11.1): $ 1.993.266 millones.
- Recupero de deterioro de propiedades, planta y equipo del segmento generación (Nota 11.1): $ 80.943 millones.

Tal como se describe en Notas 4.8 y 6.1.1, la Gerencia analiza la recuperabilidad de sus activos no financieros no corrientes cuando algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros podría no ser recuperable. El valor recuperable se mide como el mayor entre el valor razonable menos los costos para la venta y el valor en uso. La Gerencia utilizó el valor en uso para determinar el monto recuperable. A efectos de evaluar la recuperabilidad, los activos se agrupan en unidades generadoras de efectivo ("UGEs"). El valor en uso de cada UGE se determina sobre la base del valor presente de los flujos netos de efectivo que se esperan obtener de la UGE, utilizando tasas de descuento que considera el segmento de negocio y el país donde se desarrollan las operaciones para cada UGE.

Tal como se describe en la Nota 11.1.1, los flujos de efectivo fueron elaborados en base a estimaciones respecto del comportamiento futuro de supuestos clave en la determinación del valor en uso relacionados con la evolución de precios para la remuneración spot bajo la Resolución SE N° 400/25, proyecciones de despacho de energía, evolución de los costos, considerando el autoabastecimiento de combustible y la tasa de descuento.

Como consecuencia del análisis realizado, la Gerencia ha identificado indicios de deterioro / reverso de deterioro para los activos del segmento Generación al 31 de diciembre de 2025 y ha evaluado su recuperabilidad, determinando una reversión de pérdidas por deterioro registradas en ejercicios anteriores de $ 80.943 millones en la UGE Central Térmica Piedra Buena, según se describe en nota 11.1.1.

Esta cuestión resulta clave debido a que, tanto la determinación de la existencia de indicadores de deterioro / reverso de deterioro, como la estimación de los valores recuperables involucra la aplicación de juicio crítico y estimaciones significativas por parte de la Gerencia, que están sujetas a incertidumbre y a eventos futuros. A su vez, llevó a un alto grado de juicio, subjetividad y esfuerzo por parte del auditor en la realización de procedimientos para evaluar las proyecciones de flujo de efectivo realizadas por la Gerencia y los supuestos importantes relacionados con la evolución de precios para la remuneración spot bajo la Resolución SE N° 400/25, proyecciones de despacho de energía, evolución de los costos, considerando el autoabastecimiento de combustible y la tasa de descuento.

RESPUESTA DE AUDITORÍA

Los procedimientos de auditoría realizados en relación con esta cuestión clave incluyeron entre otros:

- Obtener un entendimiento, evaluar y probar la efectividad de los controles relacionados con el proceso de la Gerencia de evaluación del valor recuperable de los activos no financieros no corrientes.
- Probar la adecuada definición de las UGEs identificadas, así como la razonable asignación de los valores de libros a cada una de ellas.
- Evaluar la razonabilidad de la evaluación de la Gerencia sobre la existencia de indicios de deterioro / reverso de deterioro.
- Probar el proceso de la Gerencia en el desarrollo de la estimación del valor en uso.
- Evaluar el adecuado uso del modelo de flujo de efectivo descontado, así como la precisión matemática de los cálculos.
- Probar la integridad, precisión y relevancia de los datos y supuestos subyacentes utilizados por la Gerencia en el modelo relacionados con la evolución de precios para la remuneración spot bajo la Resolución SE N° 400/25, proyecciones de despacho de energía, evolución de los costos considerando el autoabastecimiento de combustible, y la tasa de descuento. Esta valoración implicó evaluar si los supuestos utilizados eran razonables considerando (i) el desempeño actual y pasado de las UGEs, (ii) la consistencia con los datos externos del mercado y la industria, y (iii) si estos supuestos eran consistentes con la evidencia obtenida en otras áreas de la auditoría.
- Evaluar la suficiencia de la información revelada en los estados financieros consolidados respecto a la evaluación de valor recuperable de los activos no financieros no corrientes.
-

Adicionalmente, el esfuerzo de auditoría involucró el uso de profesionales con habilidad y conocimientos especializados para asistirnos en la evaluación del modelo de flujo de efectivo descontado y la tasa de descuento.

Información que acompaña a los estados financieros consolidados ("otra información")

La otra información comprende la Memoria, la Reseña Informativa y la información incluida en Nota 23 a los estados financieros consolidados. El Directorio es responsable de la otra información.

Nuestra opinión sobre los estados financieros consolidados no cubre la otra información y, por lo tanto, no expresamos ninguna conclusión de auditoría.

En relación con nuestra auditoría de los estados financieros consolidados, nuestra responsabilidad es leer la otra información y, al hacerlo, considerar si la misma es materialmente inconsistente con los estados financieros consolidados o nuestros conocimientos obtenidos en la auditoría, o si por algún otro motivo parece que existe una incorrección significativa. Si, basándonos en el trabajo que hemos realizado, consideramos que, en lo que es materia de nuestra competencia, existe una incorrección significativa en la otra información, estamos obligados a informarlo. No tenemos nada que informar al respecto.

Responsabilidades del Directorio y del Comité de Auditoría en relación con los estados financieros consolidados

El Directorio de Pampa Energía S.A. es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas de contabilidad NIIF, y del control interno que el Directorio considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de incorrección significativa, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros consolidados, el Directorio es responsable de evaluar la capacidad del Grupo de continuar como empresa en funcionamiento, revelar, en caso de corresponder, las cuestiones relacionadas con este tema y utilizar el principio contable de empresa en funcionamiento, excepto si el Directorio tiene intención de liquidar el Grupo o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista de continuidad.

El Comité de Auditoría es responsable de la supervisión del proceso de preparación de la información financiera del Grupo.

Responsabilidades de los auditores en relación con la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de incorrección significativa, debida a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contenga nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIAs siempre detecte una incorrección significativa cuando exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y se consideran significativas si, individualmente o de forma agregada, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros consolidados.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIAs, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de incorrección significativa en los estados financieros consolidados, debida a fraude o error, diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtenemos elementos de juicio suficientes y apropiados para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección significativa debida a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección significativa debida a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionalmente erróneas, o la elusión del control interno.
- Obtenemos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno del Grupo.
- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son apropiadas, así como la razonabilidad de las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por el Directorio de la Sociedad.
- Concluimos sobre lo apropiado de la utilización por el Directorio de la Sociedad, del principio contable de empresa en funcionamiento y, basándonos en los elementos de juicio obtenidos, concluimos sobre si existe o no una incertidumbre importante relacionada con hechos o con condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad del Grupo para continuar como empresa en funcionamiento. Si concluimos que existe una incertidumbre importante, debemos enfatizar en nuestro informe de auditoría sobre la correspondiente información revelada en los estados financieros consolidados, o si dichas revelaciones no son apropiadas, se requiere que expresemos una opinión modificada. Nuestras conclusiones se basan en los elementos de juicio obtenidos hasta la fecha de emisión de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, hechos o condiciones futuros pueden ser causa de que el Grupo deje de ser una empresa en funcionamiento.
- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluida la información revelada, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y hechos subyacentes de un modo que logre una presentación razonable.
- Planificamos y realizamos la auditoría de grupo para obtener elementos de juicio suficientes y apropiados en relación con la información financiera de las entidades o unidades de negocio dentro del Grupo, como base para formarnos una opinión sobre los estados financieros consolidados. Somos responsables de la dirección, supervisión y revisión del trabajo de auditoría realizado para los fines de la auditoría de grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Nos comunicamos con el Comité de Auditoría de la Sociedad en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría planificados y los hallazgos significativos de la auditoría, incluyendo cualquier deficiencia significativa en el control interno que identifiquemos en el transcurso de la auditoría.

También proporcionamos al Comité de Auditoría de la Sociedad una declaración de que hemos cumplido los requerimientos de ética aplicables relacionados con la independencia, y comunicamos todas las relaciones y demás cuestiones de las que se puede esperar razonablemente que pueden afectar a nuestra independencia y, en su caso, las acciones tomadas para eliminar amenazas o las salvaguardas aplicadas.

Entre las cuestiones que han sido objeto de comunicación con el Comité de Auditoría de la Sociedad, determinamos las que han sido de la mayor significatividad en la auditoría de los estados financieros consolidados del presente ejercicio y que son, en consecuencia, las cuestiones clave de la auditoría. Describimos esas cuestiones en nuestro informe de auditoría salvo que las disposiciones legales o reglamentarias prohíban revelar públicamente la cuestión o, en circunstancias extremadamente poco frecuentes, determinemos que una cuestión no se debería comunicar en nuestro informe porque puede preverse razonablemente que las consecuencias adversas de hacerlo superarían los beneficios de interés público de la misma.

Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos, que:

a. los estados financieros consolidados de Pampa Energía S.A. se encuentran asentados en el libro "Inventarios y Balances" y cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley General de Sociedades y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores;

b. los estados financieros individuales de Pampa Energía S.A. surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales, que mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base las cuales fueron autorizados por la Comisión Nacional de Valores;

c. al 31 de diciembre de 2025 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Pampa Energía S.A. que surge de sus registros contables y de las liquidaciones de la Sociedad ascendía a $ 4.559 millones, no siendo exigible a dicha fecha;

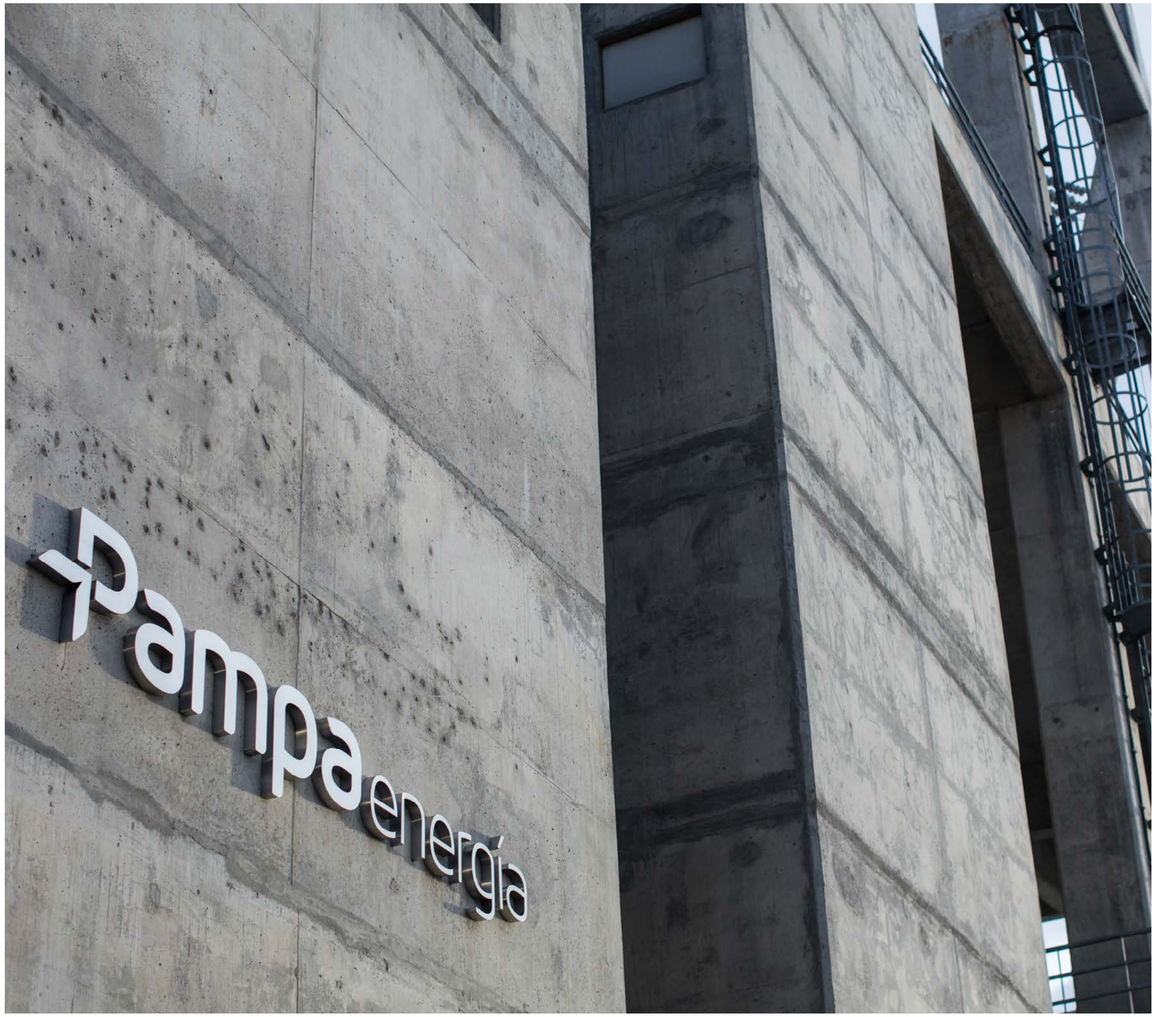
d. de acuerdo con lo requerido por el artículo 21°, inciso b), Capítulo III, Sección VI, Título II de la normativa de la Comisión Nacional de Valores, informamos que el total de honorarios en concepto de servicios de auditoría y relacionados facturados a Pampa Energía S.A. en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 representan:

d.1. el 96,83% sobre el total de honorarios por servicios facturados a Pampa Energía S.A. por todo concepto en dicho ejercicio;

d.2. el 67,83% sobre el total de honorarios por servicios de auditoría y relacionados facturados a Pampa Energía S.A., su sociedad controlante, controladas y vinculadas en dicho ejercicio;

d.3. el 63,13% sobre el total de honorarios por servicios facturados a Pampa Energía S.A., su sociedad controlante, controladas y vinculadas por todo concepto en dicho ejercicio.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2 de marzo de 2026.



Véase nuestro informe de fecha 2 de marzo de 2026
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17
Dr. Carlos Martín Barbafina
Contador Público (UCA)
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 175 F° 65

05 INFORME DE LA COMISIÓN FISCALIZADORA

Pampa energía

Informe de la Comisión Fiscalizadora

Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2025

A los señores Accionistas, Presidente y Directores de
Pampa Energía S.A.
Domicilio legal: Maipú 1
Ciudad Autónoma de Buenos Aires
CUIT 30-52655265-9

En nuestro carácter de miembros de la Comisión Fiscalizadora de Pampa Energía S.A., de acuerdo con lo dispuesto por el inciso 5 del art. 294 de la Ley General de Sociedades, hemos examinado los documentos detallados en el párrafo siguiente.

I. DOCUMENTOS EXAMINADOS

a. Estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2025.

b. Estado de resultado integral consolidado correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2025.

c. Estado de cambios en el patrimonio consolidado correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2025.

d. Estado de flujos de efectivo consolidado correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2025.

e. Notas correspondientes a los estados financieros consolidados por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2025.

f. Reseña Informativa requerida por las normas de la Comisión Nacional de Valores (en adelante "CNV") correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2025.

g. Memoria del Directorio correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2025.

Las cifras y demás información correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2024 son parte integrante de los estados financieros consolidados mencionados precedentemente y se presentan con el propósito de que sean interpretadas exclusivamente en relación con las cifras y con la información del ejercicio económico actual.

II. RESPONSABILIDAD DEL DIRECTORIO Y DEL COMITÉ DE AUDITORÍA EN RELACIÓN CON LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

El Directorio es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de conformidad con las Normas de Contabilidad NIIF, y del control interno que el Directorio considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de incorrecciones significativas, debida a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros, el Directorio es responsable de evaluar la capacidad de la Sociedad de continuar como empresa en funcionamiento, revelar, en caso de corresponder, las cuestiones relacionadas con este tema y utilizar el principio contable de empresa en funcionamiento, excepto si el Directorio tiene intención de liquidar la Sociedad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista de continuidad.

Respecto de la memoria el Directorio es responsable de cumplir con la Ley General de Sociedades y las disposiciones de los organismos de control en cuanto a su contenido.

El Comité de Auditoría es responsable de la supervisión del proceso de preparación de la información financiera de la Sociedad.

III. RESPONSABILIDAD DE LA COMISIÓN FISCALIZADORA

Nuestro examen fue realizado de acuerdo con las normas de sindicatura vigentes. Dichas normas requieren que el examen de los documentos detallados en los ítems a) a g) del apartado I incluya la verificación de la razonabilidad de la información significativa de los documentos examinados y su congruencia con la información sobre las decisiones societarias de las que hemos tomado conocimiento, expuestas en actas de Directorio y de Asamblea, y la adecuación de dichas decisiones a la ley y a los estatutos, en lo relativo a sus aspectos formales y documentales.

Para realizar nuestra tarea profesional sobre los documentos detallados en los ítems a) a e) del capítulo I, hemos efectuado una revisión de la auditoría efectuada por los auditores externos, Price Waterhouse & Co. S.R.L., quienes emitieron su informe con fecha 2 de marzo de 2026. Los profesionales mencionados han llevado a cabo su examen sobre los estados financieros consolidados de conformidad con las normas internacionales de auditoría adoptadas por la Resolución Técnica N° 32 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (en adelante "FACPCE"). Dichas normas exigen que cumplan los requerimientos de ética, así como que planifiquen y ejecuten la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable de que los estados financieros consolidados están libres de incorrecciones significativas.

Una auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener elementos de juicio sobre las cifras y la información presentadas en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio de los auditores, incluida la valoración de los riesgos de incorrecciones significativas en los estados financieros consolidados. Al efectuar dichas valoraciones de riesgo, los auditores tienen en cuenta el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable por parte de la Sociedad de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Sociedad. Una auditoría también incluye la evaluación de la adecuación de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la dirección de la Sociedad, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Dado que no es responsabilidad de la Comisión Fiscalizadora efectuar un control de gestión, el examen no se extendió a los criterios y decisiones empresarias

de las diversas áreas de la Sociedad, cuestiones que son responsabilidad exclusiva del Directorio.

Consideramos que los elementos de juicio que hemos obtenido proporcionan una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

Asimismo, en relación con la memoria del Directorio y la Reseña informativa establecida por las normas de la CNV por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2025, hemos verificado que estos documentos contengan la información requerida por el artículo 66 de la Ley General de Sociedades, el artículo 60 de la ley 26.831 y las normas de la CNV y, en lo que es materia de nuestra competencia, que sus datos numéricos concuerdan con los registros contables de la Sociedad y otra documentación pertinente.

IV. CONCLUSIÓN DE LA COMISIÓN FISCALIZADORA

a. Basados en el examen realizado, con el alcance descripto en el apartado precedente, en nuestra opinión, los estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera consolidada de Pampa Energía S.A. al 31 de diciembre de 2025 y los resultados consolidados de sus operaciones, la evolución del patrimonio consolidado y el flujo de efectivo consolidado por el ejercicio finalizado en esa fecha, de acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF.

b. En relación con la Memoria del Directorio y la Reseña informativa requerida por las normas de la CNV, por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2025, no tenemos observaciones que formular en materia de nuestra competencia, siendo las afirmaciones sobre hechos futuros responsabilidad exclusiva del Directorio.

V. INFORME SOBRE OTROS REQUERIMIENTOS LEGALES Y REGLAMENTARIOS

a. Los estados financieros consolidados mencionados en los ítems a) a g) del capítulo I, se encuentran transcriptos en el libro Inventarios y Balances de Pampa Energía S.A. y, cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley N° 19.550 y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores ("CNV");

b. los estados financieros individuales de Pampa Energía S.A., tomados como base para la elaboración de los estados financieros consolidados, surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales que mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base las cuales fueron autorizados por la CNV;

c. se ha dado cumplimiento a lo dispuesto por las normas de la CNV en relación con la presentación del informe de cumplimiento del Código de Gobierno Societario;

d. en relación con lo determinado por las normas de la CNV, informamos que hemos leído el informe de los auditores externos, del que se desprende lo siguiente;

d.i. las normas de auditoría aplicadas son las vigentes y aprobadas por la FACPCE;

d.ii. los auditores son independientes de la Sociedad de conformidad con el Código Internacional de Ética para Profesionales de la Contabilidad (incluidas las Normas Internacionales de Independencia) emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores; y

d.iii. los estados financieros consolidados han sido preparados teniendo en cuenta las NIIF y las disposiciones de la CNV.

e. en el desempeño de nuestra función consideramos haber cumplido con nuestros deberes como miembros de la Comisión Fiscalizadora conforme lo prescribe la Ley General de Sociedades y el estatuto social;

f. hemos constatado la constitución de las garantías de los Directores en gestión previstas en la legislación vigente; y

g. al 31 de diciembre de 2025 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado Previsional Argentino de Pampa Energía S.A. que surge de los registros contables de la Sociedad ascendía a $ 4.559 millones no siendo exigible a dicha fecha.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 2 de marzo de 2026.

Tomás Arnaude
SÍNDICO TITULAR

06 CONTACTO

Pampa energía

Para mayor información, contactarse con:

Pampa Energía
Maipú 1 (C1084AB)
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Línea telefónica
+54 11 4344 6000

Correo electrónico
investor@pampa.com

Página web
ri.pampa.com

Pampa energía