

Informe Integral

Calificaciones

Emisor Largo Plazo	AAA(arg)
ON Clase 13	AAA(arg)
ON Adicionales Clase 13	AAA(arg)
ON Clase 22	AAA(arg)
ON Clase 25	AAA(arg)
ON Clase 27	AAA(arg)
Perspectiva	Estable
Emisor de Corto Plazo	A1+(arg)

Resumen Financiero

Pampa Energía S.A.		
Consolidado	31/12/2025	31/12/2024
(\$ miles de millones*)	12 Meses	12 Meses
Total Activos	9.596	6.549
Deuda Financiera	2.754	2.145
Ingresos	2.541	1.733
EBITDA	975	654
EBITDA (%)	38,4	37,7
Deuda Total / EBITDA (x)	2,8	3,3
Deuda Neta Total/EBITDA (x)	1,1	0,6
EBITDA / Intereses (x)	5,7	4,9

(*) Pampa adoptó la moneda funcional dólar para la preparación de sus Estados Contables.

Criterios Relacionados

Metodología de Calificación de Empresas, registrado ante la CNV, marzo 2024.

Informes Relacionados

Estadísticas Comparativas: Empresas Argentinas, noviembre 2025.

Perspectivas: Argentina Oil & Gas, junio 2024.

Analistas

Analista Principal
Leticia Inés Wiesztort
Directora Asociada
leticia.wiesztort@fixscr.com
+54 11 5235 8100

Analista Secundario
Martin Suarez
Asociado
martin.suarez@fixscr.com
+54 11 5235 8100

Pampa Energía S.A.

Factores relevantes de la calificación

Asignación ON Clase 27: Pampa emitirá ON Clase 27 por un valor nominal de hasta USD 100 MM ampliables por hasta USD 200 MM denominadas en dólares a ser suscriptas en Argentina (dólar MEP) con amortización íntegra en la fecha de vencimiento a los 36 meses con pago de intereses semestrales a tasa fija a licitar.

Desregulación del mercado eléctrico: La calificación incorpora los efectos positivos derivados de la entrada en vigencia de la Resolución 400/25, que establece el marco normativo para avanzar en la desregulación del mercado eléctrico e iniciar la transición hacia un sistema marginalista. Si bien se espera que el nuevo esquema genere un entorno más competitivo y, en una primera etapa, de menor previsibilidad, FIX estima que Pampa podría obtener entre 10% y 15% de EBITDA incremental en este segmento a partir de 2026. La compañía cuenta, además, con ventajas competitivas en este contexto, dado que integra la cadena de suministro y comenzó a gestionar su propio abastecimiento de combustible durante 2025.

Mayor diversificación por desarrollo de shale oil: Pampa presenta un importante potencial de crecimiento en gas natural y generación eléctrica, actualmente condicionado por las limitaciones de evacuación y transporte. No obstante, el desarrollo de shale oil en Rincón de Aranda podría permitir duplicar el EBITDA de la compañía hacia 2027, alcanzando aproximadamente USD 1.500/1.600 MM (margen por encima del 50%), de los cuales cerca de USD 1.000 MM provendrían del segmento de E&P. En este marco, la compañía proyecta alcanzar una producción de 45 Mbbl/d a partir de 2027, con un claro enfoque exportador. Esta expansión refuerza la posición competitiva de Pampa en el sector energético y diversifica su mix de productos y mercados dentro del segmento de E&P.

Inversiones en perforación y facilities: Para 2026, se estiman inversiones de capital por USD 1.000–1.100 MM, de los cuales aproximadamente el 75% se destinará al desarrollo de Rincón de Aranda, donde el plan total de inversiones asciende a unos USD 1.500 MM para el período 2026–2028. La infraestructura asociada (incluida la CPF con capacidad para 45 Mboe/d) fue presentada al RIGI, y se prevé su entrada en operación durante el primer trimestre de 2027.

Sólida generación de Flujos operativos y bajo apalancamiento: Con un EBITDA promedio de USD 750 MM en los últimos tres años (sin incluir EBITDA de holdings), Pampa demuestra una sólida capacidad de generación de flujo operativo (USD 600 MM en promedio en mismo período), con FFL mayormente positivo salvo en períodos de alta inversión. En gas, cuenta con ingresos previsibles por el Plan GasAr (con vigencia hasta fines de 2028) mientras que en energía eléctrica, actualmente el 68% del EBITDA proviene de contratos PPA y MATER. FIX proyecta que el flujo de fondos libre se mantendría negativo en 2026 derivado del plan de inversiones revirtiendo a positivo a partir del 2027 (de no mediar nuevas inversiones no consideradas en el plan) con una deuda neta que no superará 1x/1,2x EBITDA (en dólares), considerando un escenario de Brent a la baja en los próximos años. Si bien la deuda podría incrementar en términos nominales, la generación de EBITDA también lo hará manteniendo los ratios de apalancamiento en niveles muy saludables.

Integración y diversificación de activos: El volumen, la integración y diversificación de las operaciones de Pampa generan sinergias que favorecen la eficiencia. Luego de 6 años y derivado del proceso de desregulación, la Compañía pudo realizar el autoabastecimiento de gas en CTLL impulsando los márgenes de ambos segmentos. Adicionalmente en midstream, además de su participación en TGS, Pampa posee una capacidad comprometida de 50 Mbbl/d con capacidad de almacenamiento y despacho a través de VMOS y participa con un 20% de capital accionario de Southern Energy S.A. (SESA), a través de la cual podrá abastecer hasta 6 MMm³/d por 20 años, monetizando sus reservas de gas en Vaca Muerta a partir del 2027. Estos 6 MMm³/d generarían unos USD 140 MM incrementales de EBITDA para Pampa.

Concentración de activos: La producción en el segmento E&P de Pampa se encuentra concentrada en pocos activos. En 2025, el 52% de la producción de gas provino de *El Mangrullo* mientras que otro 34% de *Sierra Chata*. Por su parte la producción de crudo se concentró en *Rincón de Aranda* con el 81% del total.

Sensibilidad de la calificación

Factores que podrían, individual o colectivamente, conducir a una acción de calificación negativa/baja: i) Estructuración de la deuda con concentración de vencimientos que derive en stress/riesgo de refinanciación y/o; ii) Generación de FFL negativo de manera persistente sin reversión en 2028 (de no mediar nuevos proyectos con generación de EBITDA asociado) y/o; iii) Persistencia de un nivel de apalancamiento neto contra EBITDA superior a 2,5x (medido en dólares) y/o; iv) Menor éxito en el plan de producción de los nuevos activos que deriven en una menor generación de flujo y/o; v) Cambios regulatorios, en los costos y/o en los precios que afecten la rentabilidad esperada.

Liquidez y Estructura de Capital

Buena estructura de capital y elevada liquidez: Pampa mantiene una prudente administración financiera, caracterizada por un apalancamiento sin picos, un perfil de vencimientos equilibrado y montos poco significativos en relación con su EBITDA y su capacidad de generación de fondos. A diciembre 2025, la deuda de la compañía ascendía a USD 1.887 MM (incluyendo intereses devengados), lo que representa un 34% de su estructura de capital (medido en términos contables). A misma fecha, la caja y equivalentes más las inversiones corrientes ascendían a USD 1.140 MM (USD 1.091 MM sin incluir los Instrumentos financieros derivados) resultado en un apalancamiento neto contra EBITDA de 1,0x, con una cobertura de intereses de 5,7x (ambos medidos en dólares).

La elevada liquidez se ve favorecida por un perfil de vencimientos equilibrados de largo plazo y casi nulos vencimientos corrientes (USD 48 MM incluyendo intereses devengados). El 100% de la deuda se encuentra denominada en dólares y el 96% está compuesta por ON locales e internacionales. FIX estima que la compañía seguirá mostrando elevados niveles de liquidez con un moderado nivel de deuda que esperamos no supere 1x/1,2x EBITDA en términos netos (medido en dólares) con tendencia marcadamente descendente (de no mediar nuevas inversiones).

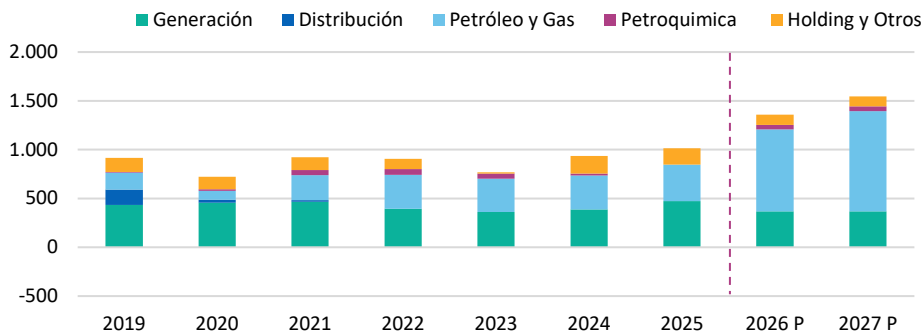
Pampa posee una elevada flexibilidad financiera con acceso al financiamiento tanto en el sistema bancario como en mercado de capitales local e internacional. A la fecha del presente informe, la compañía tiene vigentes 3 ON locales por un total de USD 270,2 MM y 3 ON internacionales por USD 1.560 MM. El resto de la deuda está compuesta por deuda bancaria.

La emisión de las ON con vencimiento en 2031, 2034 y 2037 le permitieron a Pampa mejorar significativamente su perfil de vencimientos, extendiendo la vida media de la deuda financiera a 7,7 años fortaleciendo su posición financiera para afrontar inversiones estratégicas en Vaca Muerta, en particular en el desarrollo del yacimiento de shale oil Rincón de Aranda.

Perfil del Negocio

Pampa Energía S.A, es una empresa integrada de energía, que exhibe liderazgo con fuerte presencia en los principales segmentos donde interviene. La compañía opera de forma directa en los segmentos generación de energía eléctrica, desarrollo, exploración y explotación de gas y petróleo (upstream), y petroquímica. Además, a través de sus compañías vinculadas participa de los segmentos de transporte de gas y energía. El volumen y la integración de sus operaciones le permiten lograr sinergias que contribuyen a una mayor eficiencia, mientras que, la diversificación en varios segmentos actúa como mitigante frente al riesgo normativo inherente a sus negocios regulados. Aproximadamente el 44% de los ingresos de PAMPA es de fuente pública.

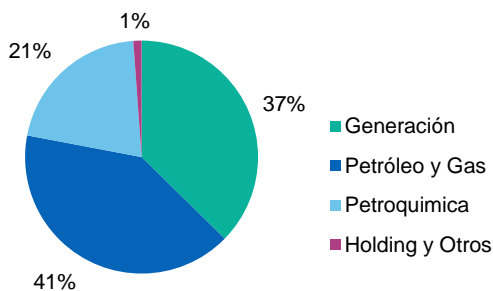
Pampa: EBITDA por segmento (USD/MM)



Fuente: FIX en base a información de PESA. Valores considerando la participación de PESA en cada uno de sus segmentos.

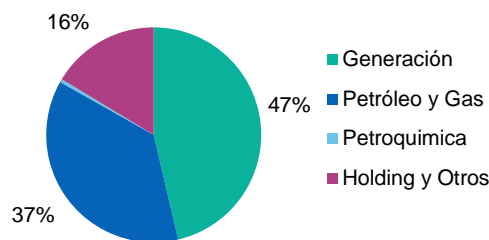
La compañía concentra sus principales activos en la producción de gas y generación de energía eléctrica. Desde el año 2018 viene realizando inversiones para incrementar la producción de gas y aumentar el parque generador a través de proyectos atados a contratos de energía tanto con CAMMESA como con la industria. Adicionalmente desde junio de 2023, está llevando adelante un ambicioso plan de desarrollo de *shale oil* en Rincón de Aranda que le permitirá diversificar su cartera de producto en el segmento de E&P, e incrementar los ingresos y EBITDA con impacto en el nivel de exportaciones de la compañía mejorando su posicionamiento frente a escenarios adversos.

Ventas por segmento 2025



Fuente: Información de la empresa, Fix Scr. Holding incluye resultados en asociadas

EBITDA por segmento 2025



Fuente: Información de la empresa, Fix Scr. Holding incluye resultados en asociadas

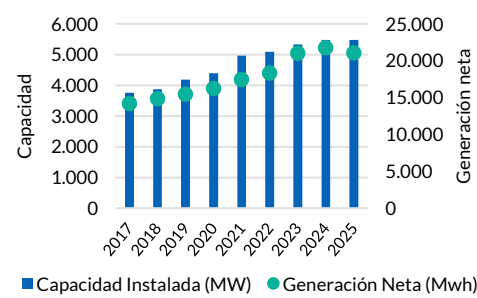
FIX entiende que PAMPA se encuentra preparada para enfrentar un escenario competitivo en los dos principales segmentos en los cuales opera con activos estratégicamente localizados o eficientes y recursos para un fuerte desarrollo en el segmento gasífero en caso de que continúe el desarrollo de la infraestructura necesaria para su evacuación junto al nuevo desarrollo de petróleo que le otorga mayor flexibilidad operativa.

Segmento Generación de Energía (47% EBITDA - 2025)

Pampa posee 17 centrales, con una capacidad instalada de 5.472 MW segmentada en: 9 centrales térmicas (4.107 MW), 3 centrales hidroeléctricas (938 MW) y, 5 parques eólicos (427 MW). La capacidad considera la Central Térmica Ensenada Barragán por 848 MW la cual es co-controlada junto a YPF con 50% cada una. La tecnología de las centrales térmicas sumadas a la eficiencia y locación estratégica de varias de ellas ya sea por cercanía al gas o a las estaciones transformadoras, permiten lograr una elevada disponibilidad y adecuado nivel de despacho promedio.

En 2025, la generación ascendió a 21.024 GWh representando una participación de 14,8%. FIX estima para 2026, que la generación eléctrica se encuentre en niveles similares al 2025 con mejora en la generación de EBITDA derivada de la normalización gradual del marco regulatorio (Res. 400/25), que habilita mejores señales de precios y mayor eficiencia en el despacho, junto

Pampa Energía: Capacidad Instalada (Mw)/ Generación Neta (Mwh)



Fuente: FIX en base a información de PESA

con la creciente integración vertical con su negocio de gas, lo que permite reducir costos de combustible y capturar mayores márgenes.

En este sentido, Pampa avanzó en la integración con su negocio de upstream a través del autoabastecimiento de gas natural para sus centrales térmicas, desplazando parcialmente a CAMMESA como proveedor de combustible. En particular, hacia fines de 2025 se observa un incremento significativo en el uso de gas propio, alcanzando niveles cercanos al 40% del total destinado a generación, con tendencia creciente hacia enero 2026 que representó niveles cercanos al 30%. Esta integración permite reducir costos de abastecimiento y capturar márgenes adicionales dentro de la cadena de valor. Este cambio constituye uno de los principales factores de mejora en la rentabilidad del segmento.

En 2025, el 69% de la capacidad instalada fue remunerada por energía base generando aproximadamente el 32% del EBITDA del segmento. La capacidad remanente (31%) se rigen por contratos PPA con CAMMESA y contratos MATER entre privados. Esta nueva capacidad genera el 68% del EBITDA del segmento y los contratos poseen una vida promedio en el orden de los 7 años a diciembre de 2025.

Segmento Petróleo y Gas (upstream) (37% EBITDA - 2025)

PAMPA participa en 11 áreas productivas (5 como operador) de petróleo y gas en Argentina de las cuales 9 son productivas y 2 de exploración.

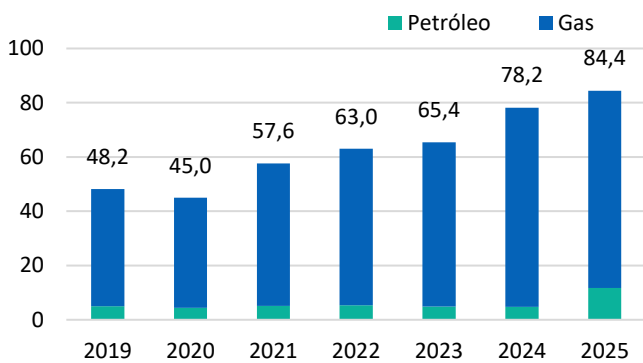
Áreas productivas	Cuenca	Participación	Operador	Vto. Concesión
El mangrullo	Neuquina	100%	Pampa	2053
Rincón de Aranda				2058
Sierra Chata		45,55%		2053
Veta Escondida		55%	2027	
Río Limay Este (ex Senillosa)		85%	2040	
Rincón del Mangrullo		50%	2052	
Río Neuquén - Pcia Río Negro		31,42%	YPF	2027
Río Neuquén - Pcia Neuquén		33,07%		2051
Aguaraqüe	Noroeste	15%	Tecpetrol	2037
Los Blancos	Salta	50%	High Luck Group Limited	2045

En 2025 la producción totalizó 84,4 Mboe/d, lo que representa un incremento interanual cercano al 8%. El gas natural explicó la mayor parte del volumen (alrededor del 86%), con un crecimiento importante en crudo impulsado por el desarrollo de shale oil en Rincón de Aranda. La producción de petróleo alcanzó $\approx 11,7$ Mboe/d mientras que la producción de gas se ubicó en torno a $12,4$ MMm³/d (equivalente a $\approx 72,8$ Mboe/d).

La producción se concentra principalmente en la Cuenca Neuquina, que explicó aproximadamente el 63% del volumen total, destacándose áreas como Rincón de Aranda, Sierra Chata, El Mangrullo y Río Neuquén como los principales activos productivos. En Rincón de Aranda, Pampa desarrolló una intensa actividad de perforación y completación, con aproximadamente 40 pozos perforados y 28 completados, lo que permitió incrementar significativamente los niveles de producción del bloque, alcanzando alrededor de 20 Mboe/d en diciembre 2025 de acuerdo a lo esperado.

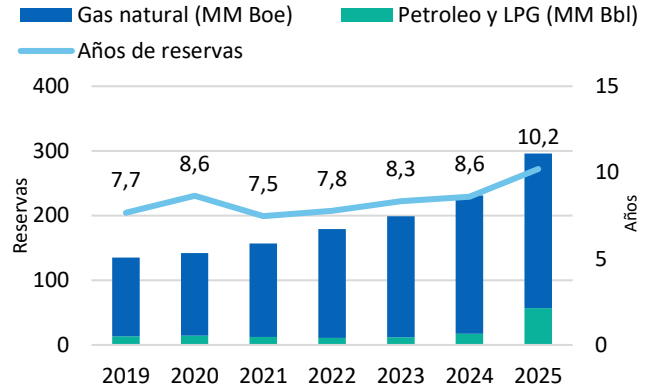
Al 31 de diciembre de 2025, las reservas probadas (P1) totalizaron ≈ 296 MMboe, con un incremento interanual del 28%, explicado principalmente por la mayor cuantificación de reservas no convencionales en Vaca Muerta, impulsada por el incremento en la actividad de perforación y completación en áreas como Rincón de Aranda y Sierra Chata. Del total, 19% corresponden a petróleo y 81% a gas, mientras que las reservas no convencionales alcanzaron 204 MMboe, representando alrededor del 69% del total. Asimismo, un 54% de las reservas corresponden a reservas desarrolladas (159,7 MMboe). El índice de reemplazo de reservas se ubicó en torno a 3,2x con una vida media de aproximadamente 10,2 años.

Pampa: Producción (Mboe/d)



Fuente: Pampa Energía /FIX

Pampa: Reservas probadas (P1)



Fuente: PESA

Fuente: FIX en base a información provista por la compañía.

La planta de producción temporal (TPF), con capacidad de procesamiento de 20 Mbb/d, ya se encuentra operativa, en tanto que continúan las obras de infraestructura complementaria. La compañía cuenta con una capacidad de evacuación efectiva de 20 Mbb/d, combinando 8 Mbb/d propios y 12 Mbb/d temporales cedidos por terceros. Adicionalmente, Pampa participa en el proyecto Vaca Muerta Oil Sur (VMOS), que le asegura una capacidad de evacuación y almacenamiento de hasta ≈50 Mbb/d, en línea con el desarrollo proyectado del área Rincón de Aranda.

En términos de costos, el costo de extracción total de Pampa por boe disminuyó un 8% a USD 8,0 /boe producido en 4T25 en comparación con los USD 8,7/boe en 4T24, explicado por el crecimiento de la producción en Rincón de Aranda y la mayor demanda interanual de gas. Se destaca la reducción significativa en los costos de extracción en *Rincón de Aranda*, que descendieron desde ≈USD 35/bbl en el 1T2025 a niveles cercanos a USD 10/bbl hacia fines del año, en línea con el avance en la curva de aprendizaje y la optimización operativa del desarrollo. Pampa proyecta alcanzar una producción de crudo de 45 Mbb/d a partir del 2027. El desarrollo del bloque se consolida como uno de los principales motores de crecimiento operativo y posiciona a la compañía con mayor exposición a crudo, complementando su tradicional fortaleza en gas con inversiones que en los próximos tres años totalizarían unos 1.500 millones esperando triplicar el EBITDA de este segmento para fin de 2027.

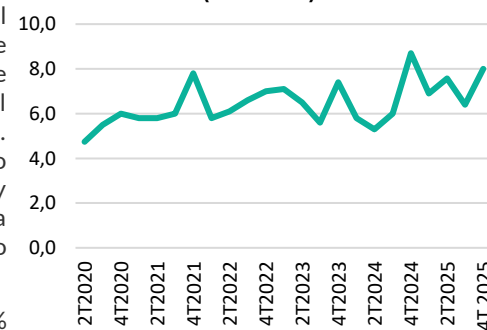
En 2025, las exportaciones en el segmento, generaron ingresos por USD 199 MM, un 84% superiores al mismo período de 2024 las que representaron un 23% de los ingresos del segmento y un 10% de los ingresos totales. FIX estima que las exportaciones de este segmento tengan una tendencia creciente acompañando el crecimiento en la producción de crudo cuyo destino en su totalidad será el mercado externo.

Con relación a la remuneración del gas, Pampa participó en las diversas licitaciones de Plan Gas-Ar con las siguientes adjudicaciones:

Ronda	Tipo de entrega	Volumen	Precio (USD/MMBTU)	Vencimiento
1 y 4.1	Fijo anual	4,9 MM m ³ /d	3,60 ⁽¹⁾	Diciembre 2028
3 y 4.1	Fijo anual	2,0 MM m ³ /d	3,347 ⁽¹⁾	Diciembre 2028
4.2	Fijo anual	4,8 MM m ³ /d	3,485 ⁽¹⁾	Diciembre 2028
5.2	Variable mensual	13,5-70,5 Mm ³ /d	Comienzan en 9,8 y bajan a 6,0 en 2028	Diciembre 2028

⁽¹⁾ Sobre los precios aplica un factor de ajuste de 1,25 durante el invierno y 0,82 durante el resto del año.

PAMPA: Constos de extracción (USD/Boe)



Fuente: FIX en base a información de Pampa

Durante 2025, Pampa llevó adelante un cambio relevante en la comercialización de su producción de gas natural, con una reducción en la participación de los contratos bajo el programa Plan Gas y una creciente redirección de volúmenes hacia el abastecimiento de sus propias centrales de generación. En este marco, la compañía avanzó en la implementación de esquemas de autoabastecimiento, incluyendo la cesión y/o reasignación de contratos de suministro de gas originalmente comprometidos bajo Plan Gas hacia sus activos de generación,

lo que permitió sustituir parcialmente compras de combustible a CAMMESA. Este proceso se materializó hacia fines de 2025, con la incorporación de las centrales CTLL y CTGEBa al esquema de autoabastecimiento, alcanzando niveles cercanos al 40% de la producción destinada a generación propia hacia inicios de 2026. En este contexto, si bien los contratos bajo Plan Gas continúan vigentes, su peso relativo dentro del mix de comercialización tiende a reducirse, en línea con la mayor integración operativa entre los segmentos de gas y generación.

Segmento Petroquímico (EBITDA no significativo)

Pampa posee dos plantas petroquímicas con una capacidad de producción anual de estireno de 160 mil toneladas y caucho sintético de 55 mil de toneladas. Además, es el único productor integrado de poliestireno a nivel nacional, con una capacidad de producción de 65 mil toneladas al año. A pesar de que el EBITDA de este segmento es bajo en términos relativos, genera ingresos por exportaciones que le permiten a Pampa lograr cierta cobertura por descalce de moneda. En 2025, las exportaciones de este segmento aportaron USD 178 MM de ingresos, un 6% inferior al 2024. Las exportaciones representan un 40% de los ingresos del segmento y un 9% de los ingresos totales.

Segmento Holdings y Otros (16% EBITDA- 2025)

Este segmento incluye las participaciones en negocios de transporte de energía y gas, incluyendo Transener, Transba y TGS, así como su participación en activos de infraestructura vinculados al desarrollo de Vaca Muerta, como Oldelval y VMOS. Asimismo, incluye la participación del 20% en SESA, proyecto de licuefacción de gas natural (LNG) con capacidad proyectada de hasta ≈6 MTPA hacia 2029, actualmente en etapa de desarrollo. FIX no considera los resultados en la participación de dichas compañías ya que las mismas no representan generación de fondos directos para PAMPA.

Durante 2025, el desempeño operativo del segmento estuvo impulsado por mayores niveles de actividad en el sistema energético, con incrementos en los volúmenes transportados de gas y líquidos en TGS (en línea con el crecimiento de Vaca Muerta) y una mejora en los ingresos del segmento de transporte eléctrico. En este contexto, Transener y Transba registraron incrementos tarifarios acumulados relevantes durante el año, mientras que TGS evidenció una mayor contribución del negocio de midstream, parcialmente compensada por la volatilidad en los precios internacionales de los líquidos.

En mayo de 2025 entraron en vigencia las nuevas Revisiones Quinquenales Tarifarias (RQT) para TGS, Transener y Transba, con horizonte hasta 2030. En el caso de TGS (Res. ENARGAS N° 256/25), se estableció una tasa de retorno del 7,18% real post impuestos sobre una base de capital al 31 de diciembre de 2024, junto con un incremento tarifario inicial del 3,67%, a ser aplicado en 31 cuotas mensuales, y un mecanismo de actualización mensual basado en una combinación de 50% IPIM y 50% IPC. Por su parte, para Transener y Transba (Res. ENRE N° 305/25 y 312/25), se fijó una tasa de retorno del 6,48%, con incrementos tarifarios iniciales de 42,89% y 10,30%, respectivamente, de los cuales el 20% se aplicó en mayo y el 80% restante se distribuye entre junio y diciembre de 2025, mientras que el esquema de actualización mensual combina un 67% IPIM y 33% IPC.

Factores ambientales, sociales y de Gobierno Corporativo (ESG)

Petróleo y Gas

Los principales factores ESG evaluados incluyen las emisiones efectivas y potenciales de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a lo largo de toda la cadena de valor, el historial de incidentes críticos ante fugas y derrames en las operaciones, junto con los programas de prevención y mitigación y los programas de cuidado de la biodiversidad en zonas aledañas. FIX evaluará los riesgos ambientales asociados a la calidad del aire, la gestión del agua (especialmente en zonas de stress hídrico) y el tratamiento de residuos, efluentes y materiales peligrosos. Respecto a los riesgos de Transición Energética, se tienen en consideración los riesgos de demanda y regulatorios asociados a la descarbonización de la economía y la diversificación de la matriz energética. Se analiza la situación actual y planes a futuro hacia los objetivos de Net Zero y el impacto ante la creación de potenciales impuestos de carbono; como así también los porcentajes

de generación por tipo de energía y tecnología y la estrategia corporativa en relación con la resiliencia, mitigación y adaptación frente al cambio climático.

En términos sociales, es material para el crédito el análisis de políticas que garanticen la seguridad de las tareas e infraestructuras, la continuidad de las operaciones y la integración con la comunidad, lo cual puede derivar en impactos reputacionales significativos y /o afectación de los flujos operativos. Además, se tienen en consideración los riesgos asociados al incumplimiento de normativas fijadas por agentes reguladores o requerimientos de contrapartes

En tanto, a nivel de Gobierno Corporativo se evalúa la estructura del directorio, la política anticorrupción, los mecanismos de control y toma de decisiones, la transparencia en la publicación de reportes asociados a la gestión sustentable de la compañía, los compromisos, los incentivos y su trayectoria. También resulta significativo el reporte frecuente de métricas de gestión ESG y la comunicación transparente con los inversores y partes interesadas.

Energía Eléctrica

Los principales factores ESG evaluados incluyen las emisiones efectivas y potenciales de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a lo largo de toda la cadena de valor, la probabilidad de incidentes críticos y programas de cuidado de la biodiversidad en zonas aledañas. A su vez, las compañías del sector se encuentran expuestas a eventos climáticos extremos negativos (interrupción por incendios o fuertes tormentas) y se consideran las medidas de adaptación adoptadas por la empresa. Los riesgos asociados a la calidad del aire, la utilización de combustible, la gestión del agua y el tratamiento de residuos, efluentes y materiales peligrosos y las medidas de protección de la biodiversidad en las instalaciones, resulta material para la calificación.

En términos sociales, se evalúan las prácticas de salud y seguridad en el lugar de trabajo y el bienestar de los empleados, la seguridad de la red eléctrica, la integridad de la infraestructura y la interacción con la comunidad por sus impactos reputacionales significativos. Además, se tienen en consideración los riesgos de mercado asociados a los cambios de tendencia hacia energías y productos bajos en carbono y los riesgos regulatorios asociados a las condiciones de operación fijadas por los agentes reguladores, a la descarbonización de la economía y la diversificación de la matriz energética o el surgimiento de nuevos mercados o impuestos al carbono.

En tanto, a nivel de Gobierno Corporativo se evalúa la política anticorrupción, la estructura del directorio, incluyendo la independencia, diversidad e idoneidad de sus miembros, los mecanismos de control y toma de decisiones, la transparencia y la trayectoria de la compañía. Se analiza el compromiso de la alta gerencia en la implementación de los factores ESG y el plan estratégico a futuro en términos de acción climática.

Riesgo del Sector

Hidrocarburos

FIX estima que la producción mantendrá una trayectoria creciente durante 2026, impulsada por la ampliación de la capacidad de evacuación y transporte (con proyectos ya en operación y otros próximos a completarse) y por la consolidación de un entorno operativo y macroeconómico más previsible. No obstante, se espera una mayor volatilidad derivada del contexto de precios internacionales. Hacia el mediano plazo, el ritmo de expansión del sector estará condicionado por la evolución de los precios, la continuidad del marco regulatorio, operativo y macroeconómico, la materialización de nuevas inversiones en infraestructura de midstream y logística la cual requerirá acceso al financiamiento necesario para su ejecución, y la disponibilidad de recursos críticos, en particular equipos de perforación y sets de fractura de alta potencia.

El año 2025 finalizó con una producción de crudo de 800 Mbbl/d (promedio anual), en línea con la estimación de FIX, lo que representó un incremento interanual del 13% respecto de 2024. En diciembre, la producción promedió unos 865 Mbbl/d. Este desempeño fue impulsado principalmente por el crecimiento del shale oil en la Cuenca Neuquina, junto con la expansión de la capacidad de evacuación. FIX estima que la producción de crudo en Argentina para el 2026 se encontrará en niveles en torno a los 900-950 Mbbl/d posicionando al país como uno de los países no-OPEP con mayor crecimiento relativo luego de Brasil. La producción incremental



Fuente: Secretaría de energía

tendrá destino la exportación y su evolución estará afectada por la evolución de los precios internacionales. Según datos de la Secretaría de Energía, en 2025 las exportaciones de crudo fueron por 62 MM de barriles, un 49% superiores al 2024 mientras que en términos de ingresos significaron USD 4.070 MM. Los principales destinos de las exportaciones fueron Estados Unidos y Chile con un 47% y 37% de volumen respectivamente.

El 2026 inició en un contexto de elevada volatilidad en los precios internacionales del crudo, impulsada por la incertidumbre en torno a la situación en Venezuela y, posteriormente, por la intensificación de tensiones geopolíticas en Medio Oriente. Si bien los precios del Brent se ubican actualmente en niveles elevados (en torno a USD 100/bbl, no observados desde 2022), el escenario base a nivel global continúa sustentado en fundamentos de oferta y demanda más holgados. En este sentido, se prevé que el crecimiento de la oferta mundial supere al de la demanda en el mediano plazo, lo que tendería a moderar los precios una vez disipados los factores coyunturales.

Desde una perspectiva estructural, niveles de precios del Brent en torno a USD 60/bbl tienden a comprimir los márgenes operativos y la generación de fondos de las compañías, particularmente en aquellas con estructuras de costos menos competitivas. En este marco, la dinámica de precios (más allá de su nivel puntual) condiciona la disciplina de capital, promoviendo una mayor selectividad en la asignación de inversiones y priorizando proyectos con retornos ajustados por riesgo más robustos. Este efecto resulta más acentuado en productores con mayor exposición a activos convencionales, menor escala operativa y/o estructuras de costos más exigentes, dada su mayor sensibilidad a la volatilidad de precios. En contraste, el desarrollo de no convencionales en Vaca Muerta presenta umbrales de rentabilidad más competitivos (en torno a USD 45/bbl según estimaciones del sector) lo que les otorga mayor resiliencia relativa frente a escenarios de precios menos favorables.

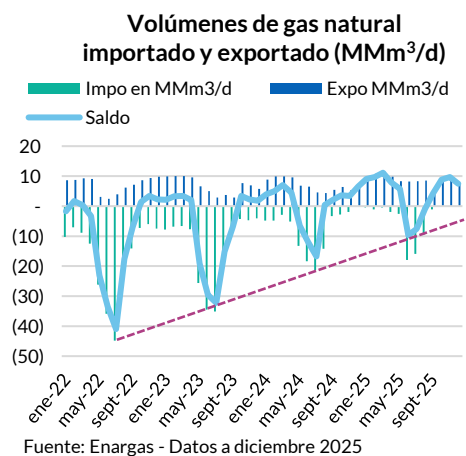
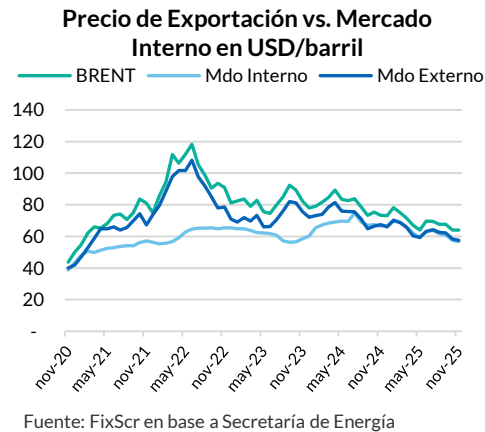
La implementación de políticas orientadas a incentivar la inversión en cuencas maduras podría contribuir a mitigar las presiones estructurales sobre costos y márgenes de los productores convencionales tendiendo a favorecer la planificación de largo plazo, mejorar la eficiencia en la asignación de capital y reducir la sensibilidad de estos operadores a escenarios de precios internacionales menos favorables. En este marco, el Decreto 59/2026, que eleva los precios a partir de los cuales se aplicarán derechos de exportación, contribuyen a mejorar el netback de exportación y, por ende, la generación de fondos del segmento.

Asimismo, la inclusión del upstream dentro del RIGI refuerza los incentivos al desarrollo del no convencional, dada su naturaleza altamente capital intensiva y la necesidad de sostener elevadas tasas de reinversión y acceso continuo al financiamiento para mantener las curvas de producción y consolidar la expansión en el mediano plazo.

A nivel nacional, la capacidad total de transporte por oleoductos se estima en torno a 900 Mbbl/d, de los cuales la Cuenca Neuquina concentra aproximadamente 750 Mbbl/d, canalizados principalmente a través de Oldelval (540 Mbbl/d), OTASA (110 Mbbl/d) y otros oleoductos complementarios (100 Mbbl/d). De cara a la continuidad del crecimiento del sector, los principales proyectos de expansión incluyen el Oleoducto Vaca Muerta Sur (VMOS), que adicionará en la cuenca neuquina una capacidad incremental de 180 Mbbl/d hacia fines de 2026 y 550 Mbbl/d hacia mediados de 2027, con la posibilidad de alcanzar 700 Mbbl/d a partir de 2028 si la demanda lo requiere, y el proyecto Duplicar Norte (Oldelval), que incorporará aproximadamente 200 Mbbl/d a partir de 2027, contribuyendo a descomprimir cuellos de botella aguas arriba de Duplicar Plus.

En relación al gas, en 2025, la producción promedió unos 141 MMm³/d con picos cercanos a los 160 MMm³/d. Para 2026, FIX estima una producción similar en niveles promedio en torno a los 145 MMm³/d. La mayor oferta estaría sostenida por una recuperación de la demanda doméstica y por la reducción de importaciones, en línea con la ampliación de la capacidad de transporte del Gasoducto Perito Moreno (GPM) y la reversión del Gasoducto Norte.

Hacia adelante, el crecimiento de la producción de gas dependerá del avance de las obras de infraestructura para su evacuación. En este sentido, la ampliación del Tramo I del GPM (a cargo de TGS), sumará 14 MMm³/d mediante tres nuevas plantas compresoras y un equipo en Tratayén. De esta forma, el GPM alcanzaría los 35 MMm³/d de capacidad total para 2027. Para la nueva capacidad, TGS lanzará un concurso abierto para asignarla bajo libre acceso, y evalúa obras complementarias para agregar otros 6 MMm³/d (además cuenta con la opción de ejecutar

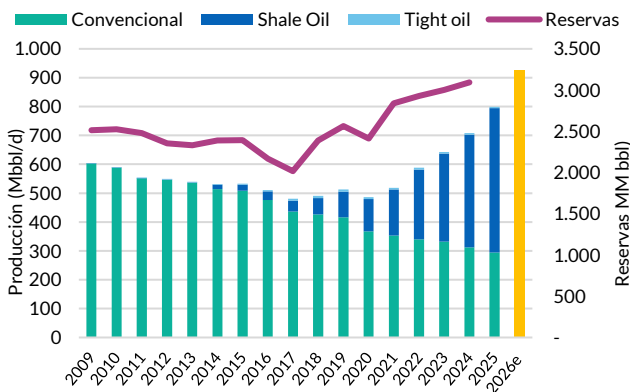


una ampliación mayor de GPM según la demanda). Para asegurar el transporte del volumen incremental hacia los centros de consumo, se instalarán 20 km de cañería paralela en el NEUBA III (inversión >USD 200 MM), lo que permitirá enviar el gas al GBA y transferirlo al sistema de TGN vía el Gasoducto Mercedes-Cardales, sustituyendo importaciones de GNL y combustibles líquidos para generación. Por otro lado está en avance la construcción del gasoducto dedicado para la evacuación de gas necesario para el desarrollo de los proyectos de LNG y NGL.

Con relación a los precios, FIX considera la continuidad de las condiciones establecidas en el Plan Gas hasta 2028 con precios promedios en torno a los USD/MMBTU 3,5 entrando a un régimen de precios de mercado a partir de entonces.

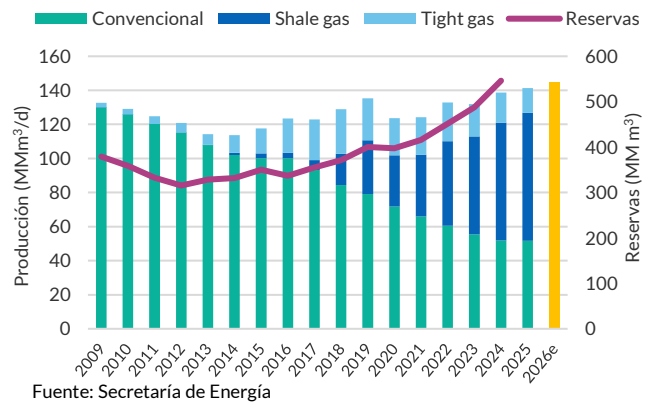
Las reservas probadas de crudo de Argentina al 31 de diciembre de 2024 totalizaron 3.094 MMboe; un 3% superiores a las del 2023, principalmente ubicadas en la Cuenca Neuquina (65,5%) seguida por la cuenca Golfo San Jorge (32,7%). El 60% del total de reservas son de fuentes no convencionales. Para el gas, totalizaron 546.272 MMm³ un 12% más altas que las registradas en 2023, el 77% corresponden a recursos no convencionales, ubicadas casi en su totalidad en la Cuenca Neuquina (80,6%) seguido por la cuenca Austral (12,5%).

Argentina: producción y reservas de petróleo



Fuente: Secretaría de Energía

Argentina: producción y reservas de gas



Fuente: Secretaría de Energía

Eléctrico

FIX considera que las calificaciones en el sector eléctrico argentino han sido vulnerables a cambios normativos y la política energética local. Si bien en el último tiempo, el marco regulatorio ha mostrado avances hacia una mayor previsibilidad, el sector eléctrico argentino continúa enfrentando un entorno desafiante. La recuperación integral dependerá de la continuidad y consistencia de las políticas públicas, la evolución del equilibrio fiscal y la capacidad de atraer inversiones para resolver cuellos de botella estructurales como la capacidad de transporte.

El esquema regulatorio vigente hasta 2024 se caracterizaba por una elevada centralización en CAMMESA, que concentraba tanto la administración comercial del MEM como el abastecimiento de combustible. En este contexto, los generadores presentaban una menor exposición a riesgos en materia de precios y disponibilidad de combustibles con ingresos mayormente determinados por esquemas regulados y contratos de largo plazo, incluyendo PPAs con CAMMESA y contratos en el marco de programas específicos como Energía Plus.

A partir de 2025, el marco regulatorio comienza a evidenciar una transición hacia un esquema más descentralizado y orientado a mercado, en el cual los generadores adquieren un rol más activo en la gestión de su abastecimiento de combustible y en la optimización de su despacho. Este proceso implica un cambio gradual desde un modelo predominantemente regulado hacia uno híbrido, donde conviven contratos legacy (contratos preexistentes) con una creciente participación de mecanismos competitivos y señales de precio más alineadas con los costos marginales del sistema, incrementando tanto las oportunidades de mejora de márgenes para operadores eficientes como la volatilidad potencial de los flujos.

AJUSTES ENERGÍA BASE		
Resolución	Fecha transacción	Valor
Res.SE N° 826/22	sep-22	20,0%
	dic-22	10,0%
	feb-23	25,0%
	ago-23	28,0%
Res.SE N° 750/23	sep-23	23,0%
Res.SE N° 869/23	nov-23	28,0%
Res.SE N° 9/24	feb-24	73,9%
Res.SE N° 99/24	jun-24	25,0%
Res.SE N° 193/24	ago-24	3,0%
Res.SE N° 233/24	sep-24	5,0%
Res.SE N° 285/24	oct-24	3,0%
Res.SCEyM N° 20/24	nov-24	6,0%
Res. SE N° 387/24	dic-24	5,0%
Acumulado 2025		24,7%
Res. SE N° 34/26	Ene-26	2%

En este contexto, si bien CAMMESA continuará como proveedor de última instancia, favorece la captura de eficiencias operativas, especialmente en compañías integradas con producción propia de gas.

En línea con lo anterior, la Resolución SE 21/2025 introdujo un esquema de despacho térmico basado en el Costo Variable de Producción (CVP) declarado y validado, promoviendo una asignación más eficiente de recursos. Complementariamente, la Resolución SE 400/2025 profundiza la transición hacia un modelo más competitivo, donde la remuneración combina ingresos por contratos (incluyendo PPAs vigentes) con una mayor participación del mercado spot, incrementando la relevancia de la eficiencia operativa, el factor de despacho y la estrategia de abastecimiento de combustible en la generación de márgenes.

En este marco, los contratos de largo plazo con CAMMESA continúan vigentes hasta su vencimiento, mientras que esquemas como Energía Plus han sido discontinuados. A su vez, se espera que progresivamente los PPAs vigentes migren hacia esquemas de contratación bilateral con distribuidores y grandes usuarios, en línea con la mayor liberalización del MEM. Adicionalmente, hasta julio del 2026, se mantiene la extensión de la emergencia en los segmentos de generación, transporte y distribución de electricidad y gas natural, conforme al DNU 370/2025, reflejando que el proceso de normalización del sector continúa en desarrollo.

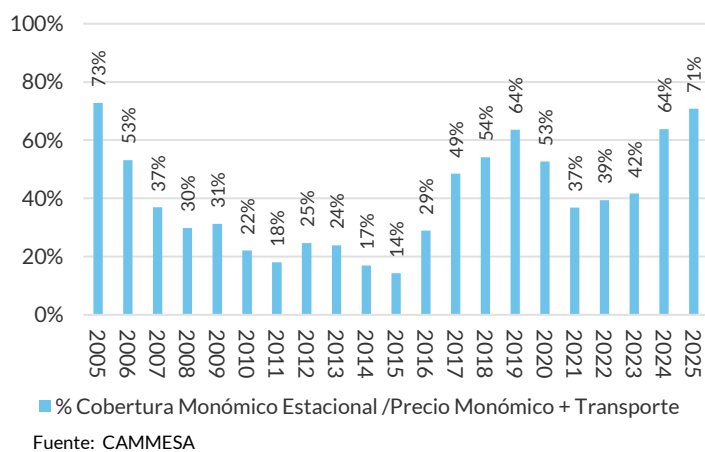
A diciembre 2025, Argentina contaba con una potencia instalada de 44.177 MW, manteniendo un nivel similar al de diciembre 2024 (43.351 MW). De la potencia instalada total, el 61% corresponde a fuentes no renovables, mientras que el 39% a fuentes renovables y otras, de acuerdo con la siguiente distribución:

- Fuentes no renovables: Térmico (57%) y nuclear (4%).
- Fuentes renovables: Hidráulica (23%), solar, eólica y biomasa (16%)

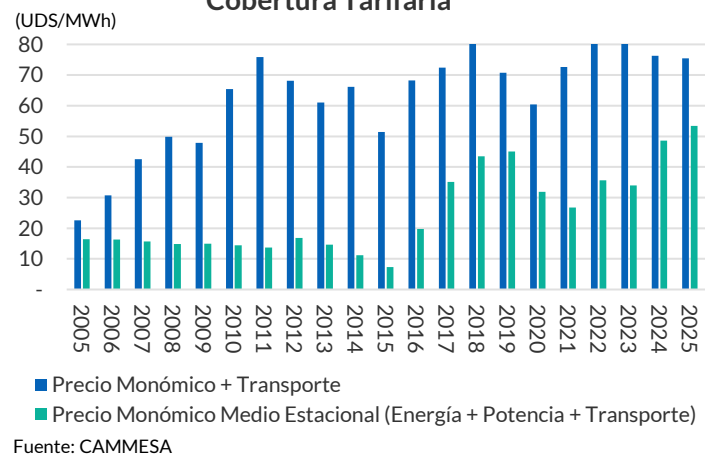
A su vez, la participación sobre la energía generada a diciembre 2025 se distribuyó de la siguiente manera: generación térmica (51%), generación hidráulica (22%), otras fuentes de energía renovable (17%), generación nuclear (7%) e importaciones (3%).

A misma fecha, el 49% de la capacidad instalada corresponde a la demanda asignada, mientras que el 11% está bajo contrato MAT, y el 40% bajo contrato spot. La cobertura de tarifas alcanzó el 71% como consecuencias de los aumentos tarifarios a diciembre 2025.

Cobertura Tarifaria



Cobertura Tarifaria

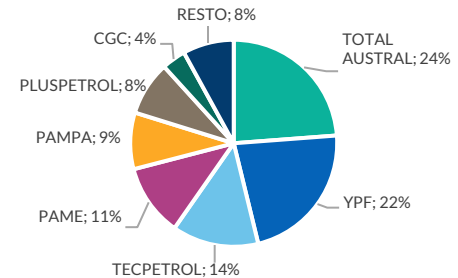


Posición competitiva

La compañía cuenta con una posición de liderazgo en la mayoría de los segmentos donde opera:

- Es líder en la generación de energía eléctrica con una participación del mercado del 15%.
- Considerando la producción en el año móvil a enero 2026, PAMPA se posicionó como el 5° productor de gas del país y 3° dentro de la producción no convencional (Shale más Tight).
- TGS posee 9.248 km de gasoductos siendo la transportadora líder de gas en Argentina seguida por TGN y una planta de LGN en General Cerri con una capacidad de producción de 1 millón de ton/año.
- Transener posee 22.391 km de líneas de alta tensión con una participación de mercado del 86%.

Argentina: Producción gas (LTM. Ene 2026)



Fuente: Secretaría de energía - Datos por operador

Administración y Calidad de Accionistas

El 77,4% de las acciones de Pampa cotizan en el mercado de Nueva York y Buenos Aires. El 22,3% se encuentra en manos del management que controla la compañía compuesta por: Marcos Marcelo Mindlin, Damián Miguel Mindlin, Gustavo Mariani y Ricardo Alejandro Torres. El plan de compensación del personal en acciones posee el remanente 0,3% del paquete accionario.

A partir de 2018, el directorio de la compañía autorizó programas de recompra de acciones propias. Habiendo realizado aproximadamente recompras por USD 600 MM, y posteriores reducciones de capital el Directorio tuvo en cuenta la diferencia entre el valor de los activos de la compañía y el precio de la cotización de las acciones en el mercado, el cual entienden que no refleja ni el valor ni la realidad económica actual ni la potencialidad. Los programas prevén condiciones específicas de plazo, cantidad y precios máximos que protegen a los accionistas minoritarios. En abril de 2023 se aprobó una reducción de capital social mediante la cancelación de 20.124.225 acciones ordinarias que Pampa y sus subsidiarias tenían en cartera, efectivizándose en julio de 2023. Durante 2025, la compañía implementó nuevos programas de recompra de acciones, incluyendo un plan aprobado por hasta USD 100 MM (equivalente a un máximo del 10% del capital social). Al 31 de diciembre del 2025, el capital accionario neto de recompras de Pampa se compone de 1.343.600.101 acciones ordinarias (1 ADR equivale a 25 acciones ordinarias).

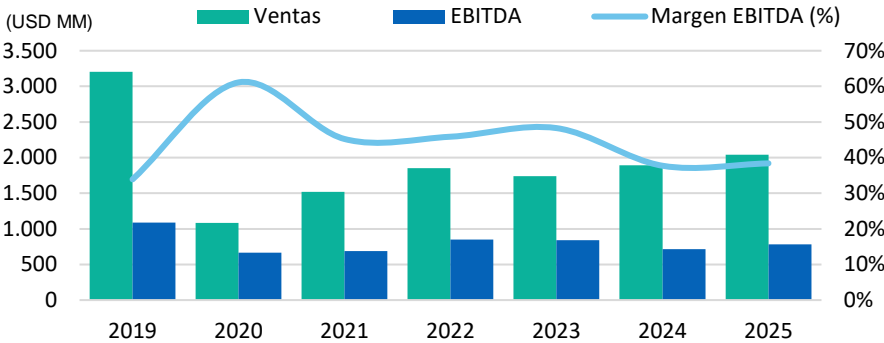
Perfil Financiero

En el año fiscal 2021, las operaciones de EDENOR se exponen como operaciones discontinuadas y no se consideran para el análisis financiero.

Rentabilidad

Pampa tiene una trayectoria de generación de EBITDA muy robusto que históricamente se ha encontrado en un promedio de USD 750 MM (últimos tres años). En el 2025, los ingresos ascendieron a aproximadamente USD 2.000 MM mientras que, el EBITDA calculado según FIX, se encontró en torno a los USD 780 MM con un margen del 38,4%. FIX espera ventas y EBITDA con tendencia creciente principalmente en segmento de petróleo y gas a partir del desarrollo de *shale oil* en Rincón de Aranda. Para 2026, el EBITDA podría superar los USD 1.300/1.400 MM (sujetos a la evolución del precio del crudo).

Evolución Ventas - EBITDA

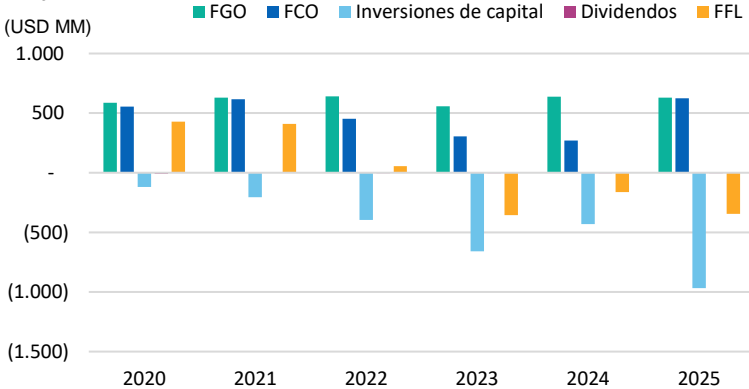


Fuente: FIX en base a información provista por la compañía. El EBITDA no incluye los resultados por participaciones en asociadas y negocios conjuntos.

Flujo de fondos

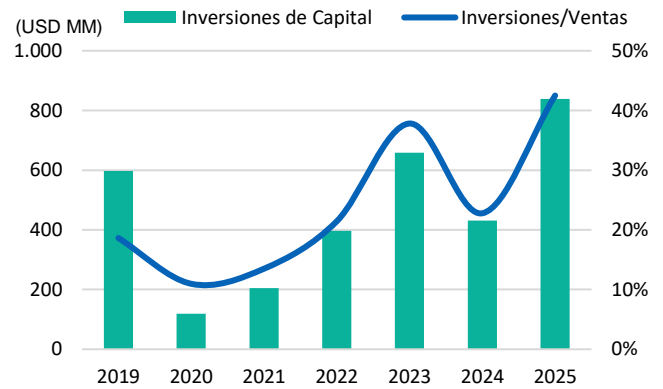
En 2025, el flujo generado por las operaciones (FGO) resultó en USD 630 MM que, deducidas las inversiones de capital (USD 970 MM) y la cobertura de las necesidades de capital de trabajo (USD 4 MM) y dividendos (USD 2 MM) arrojaron un flujo de fondos libre (FFL) negativo por USD 345 MM. FIX estima que el FFL sea mantenga negativo en 2026 para revertir a partir de 2027 (de no mediar nuevas inversiones no contempladas en el plan actual).

Flujo de Fondos



Fuente: Información de la empresa, Fix Scr

Inversiones de Capital



Fuente: Información de la empresa, Fix Scr

Liquidez y estructura de capital

A diciembre 2025, la deuda de la compañía ascendía a USD 1.887 MM (incluyendo intereses devengados), lo que representa un 34% de su estructura de capital (medido en términos contables). A misma fecha, la caja y equivalentes más las inversiones corrientes ascendían a USD 1.140 MM (USD 1.091 MM sin incluir los Instrumentos financieros derivados) resultado en un apalancamiento neto contra EBITDA de 1,0x, con una cobertura de intereses de 5,7x (ambos medidos en dólares).

La elevada liquidez se ve favorecida por un perfil de vencimientos equilibrados de largo plazo y casi nulos vencimientos corrientes (USD 48 MM incluyendo intereses devengados). El 100% de la deuda se encuentra denominada en dólares y el 96% está compuesta por ON locales e internacionales.

FIX estima que la compañía seguirá mostrando elevados niveles de liquidez con un moderado nivel de deuda que esperamos no supere 1x/1,2x EBITDA en términos netos (medido en dólares) con tendencia marcadamente descendente (de no mediar nuevas inversiones).

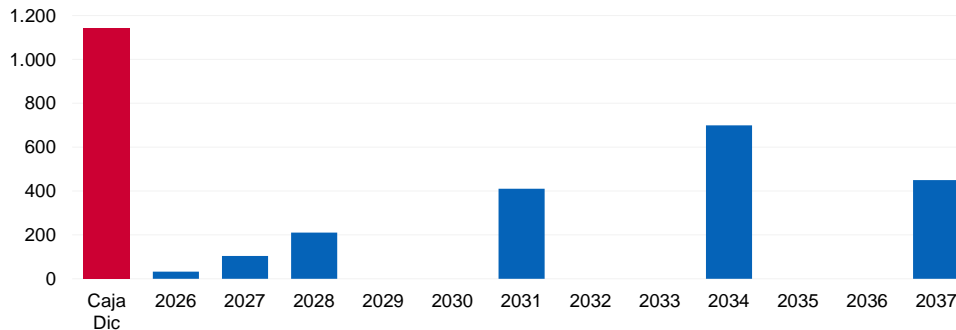
Fondeo y flexibilidad financiera

Pampa posee una elevada flexibilidad financiera con acceso al financiamiento tanto en el sistema bancario como en mercado de capitales local e internacional. La compañía posee un elevado nivel de liquidez y vencimientos de deuda bien estructurados comparativamente con su generación de flujo. A la fecha del presente informe, la compañía tiene vigentes 3 ON locales por un total de USD 270,2 MM y 3 ON internacionales por USD 1.560 MM. El resto de la deuda está compuesta por deuda bancaria.

La emisión de las ON con vencimiento en 2031, 2034 y 2037, le permitieron a Pampa mejorar significativamente su perfil de vencimientos, extendiendo la vida media de la deuda financiera a 7,7 años fortaleciendo su posición financiera para afrontar inversiones estratégicas en Vaca Muerta, en particular en el desarrollo del yacimiento de shale oil Rincón de Aranda.

PAMPA: Vencimiento de deuda financiera

(USD MM)



Fuente: Información de la empresa, Fix Scr. Neto de recompras-

Anexo I. Resumen Financiero

La compañía ha adoptado la moneda funcional dólar para la preparación de sus Estados Contables y por lo tanto los mismos no se ajustan por inflación.

Resumen Financiero - Pampa Energía S.A.

(millones de ARS, año fiscal finalizado en diciembre)

Cifras Consolidadas					
Normas Contables	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF
Periodo	2025	2024	2023	2022	2021
	12meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Rentabilidad					
EBITDA Operativo	975.463	653.592	217.266	106.160	65.084
Margen de EBITDA	38,4	37,7	42,3	43,8	45,0
Retorno del FGO / Capitalización Ajustada (%)	11,9	12,9	8,1	15,6	21,9
Margen del Flujo de Fondos Libre	(16,9)	(8,5)	(20,4)	3,0	27,0
Retorno sobre el Patrimonio Promedio	11,5	21,1	3,1	22,1	14,3
Coberturas					
FGO / Intereses Financieros Brutos	5,6	5,4	2,9	4,6	5,6
EBITDA / Intereses Financieros Brutos	5,7	4,9	2,5	4,5	5,0
EBITDA / Servicio de Deuda	4,0	0,8	0,8	1,5	3,1
FGO / Cargos Fijos	5,6	5,4	2,9	4,6	5,6
FFL / Servicio de Deuda	(1,1)	(0,0)	(0,1)	0,4	2,5
(FFL + Caja e Inversiones Corrientes) / Servicio de Deuda	5,8	2,0	2,4	2,1	5,3
FCO / Inversiones de Capital	0,6	0,6	0,5	1,1	3,0
Estructura de Capital y Endeudamiento					
Deuda Total Ajustada / FGO	2,9	3,0	4,6	2,7	2,0
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	2,8	3,3	5,4	2,7	2,3
Deuda Neta Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	1,1	0,6	2,3	1,5	1,4
Costo de Financiamiento Implícito (%)	7,0	8,0	12,1	10,9	9,1
Deuda Corto Plazo / Deuda Total (%)	2,5	33,9	15,5	17,0	5,5
Balance					
Total Activos	9.595.935	6.548.872	3.817.196	840.064	396.653
Caja e Inversiones Corrientes	1.663.137	1.722.461	674.855	124.131	58.862
Deuda Corto Plazo	69.942	728.096	181.548	48.647	8.183
Deuda Largo Plazo	2.683.747	1.416.917	989.182	237.437	139.630
Deuda Total	2.753.689	2.145.013	1.170.730	286.084	147.813
Deuda asimilable al Patrimonio	0	0	0	0	0
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio	2.753.689	2.145.013	1.170.730	286.084	147.813
Deuda Fuera de Balance	0	0	0	0	0
Deuda Total Ajustada con Deuda Asimilable al Patrimonio	2.753.689	2.145.013	1.170.730	286.084	147.813
Total Patrimonio	5.244.783	3.400.294	1.950.696	404.620	184.040
Total Capital Ajustado	7.998.472	5.545.307	3.121.426	690.704	331.853
Flujo de Caja					
Flujo Generado por las Operaciones (FGO)	783.094	583.885	164.427	83.865	59.821
Variación del Capital de Trabajo	(5.272)	(336.470)	(74.717)	(24.712)	(1.256)
Flujo de Caja Operativo (FCO)	777.822	247.415	89.710	59.153	58.565
Flujo de Caja No Operativo / No Recurrente Total	0	0	0	0	0
Inversiones de Capital	(1.205.311)	(394.783)	(194.270)	(51.919)	(19.509)
Dividendos	(1.884)	(37)	(476)	(30)	0

Flujo de Fondos Libre (FFL)	(429.373)	(147.405)	(105.036)	7.204	39.056
Adquisiciones y Ventas de Activos Fijos, Neto	0	331	1.772	2.452	583
Otras Inversiones, Neto	738.813	89.790	117.144	(25.588)	(26.867)
Variación Neta de Deuda	(97.095)	603.728	34.772	19.261	(14.133)
Variación Neta del Capital	(67.577)	0	0	(2.251)	(3.506)
Otros (Inversión y Financiación)	0	0	0	0	(701)
Variación de Caja	144.768	546.444	48.652	1.078	(5.568)
Estado de Resultados					
Ventas Netas	2.541.455	1.732.901	513.727	242.182	144.641
Variación de Ventas (%)	46,66	237,3	112,1	67,4	88,7
EBIT Operativo	475.710	283.536	106.668	73.504	45.079
Intereses Financieros Brutos	171.670	133.038	88.294	23.565	12.913
Alquileres	0	0	0	0	0
Resultado Neto	497.192	564.790	36.691	64.900	23.786

Resumen Financiero - Pampa Energía S.A.

(millones de USD, año fiscal finalizado en diciembre)

Normas Contables	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF
Tipo de Cambio ARS/USD al Final del Período	1.459,42	1.032,50	808,48	177,13	102,75
Tipo de Cambio ARS/USD promedio	1.244,26	916,25	295,21	130,81	95,16
Período	2025	2024	2023	2022	2021
	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Rentabilidad					
EBITDA Operativo	784	713	736	812	684
Margen de EBITDA	38,4	37,7	42,3	43,8	45,0
Retorno del FGO / Capitalización Ajustada (%)	14,0	14,6	22,2	21,1	23,7
Margen del Flujo de Fondos Libre	(16,9)	(8,5)	(20,4)	3,0	27,0
Retorno sobre el Patrimonio Promedio	11,6	21,6	5,3	24,3	14,0
Coberturas					
FGO / Intereses Financieros Brutos	5,6	5,4	2,9	4,6	5,6
EBITDA / Intereses Financieros Brutos	5,7	4,9	2,5	4,5	5,0
EBITDA / Servicio de Deuda	4,2	0,8	1,4	1,8	3,2
FGO / Cargos Fijos	5,6	5,4	2,9	4,6	5,6
FFL / Servicio de Deuda	(1,1)	(0,0)	(0,1)	0,5	2,5
(FFL + Caja e Inversiones Corrientes) / Servicio de Deuda	5,0	1,9	1,5	2,1	5,2
FCO / Inversiones de Capital	0,6	0,6	0,5	1,1	3,0
Estructura de Capital y Endeudamiento					
Deuda Total Ajustada / FGO	2,5	2,7	1,7	2,0	1,9
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	2,4	2,9	2,0	2,0	2,1
Deuda Neta Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	1,0	0,6	0,8	1,1	1,3
Costo de Financiamiento Implícito (%)	7,0	8,2	19,5	11,8	8,9
Deuda Corto Plazo / Deuda Total (%)	2,5	33,9	15,5	17,0	5,5
Balance					
Total Activos	6.575	6.343	4.721	4.743	3.860
Caja e Inversiones Corrientes	1.140	1.668	835	701	573
Deuda Corto Plazo	48	705	225	275	80
Deuda Largo Plazo	1.839	1.372	1.224	1.340	1.359
Deuda Total	1.887	2.077	1.448	1.615	1.439
Deuda asimilable al Patrimonio	0	0	0	0	0
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio	1.887	2.077	1.448	1.615	1.439
Deuda Fuera de Balance	0	0	0	0	0
Deuda Total Ajustada con Deuda Asimilable al Patrimonio	1.887	2.077	1.448	1.615	1.439
Total Patrimonio	3.594	3.293	2.413	2.284	1.791
Total Capital Ajustado	5.481	5.371	3.861	3.899	3.230
Flujo de Caja					
Flujo Generado por las Operaciones (FGO)	629	637	557	641	629
Variación del Capital de Trabajo	(4)	(367)	(253)	(189)	(13)
Flujo de Caja Operativo (FCO)	625	270	304	452	615
Flujo de Caja No Operativo / No Recurrente Total	0	0	0	0	0
Inversiones de Capital	(969)	(431)	(658)	(397)	(205)
Dividendos	(2)	(0)	(2)	(0)	0
Flujo de Fondos Libre (FFL)	(345)	(161)	(356)	55	410
Adquisiciones y Ventas de Activos Fijos, Neto	0	0	6	19	6

Otras Inversiones, Neto	594	98	397	(196)	(282)
Variación Neta de Deuda	(78)	659	118	147	(149)
Variación Neta del Capital	(54)	0	0	(17)	(37)
Otros (Inversión y Financiación)	0	0	0	0	(7)
Variación de Caja	116	596	165	8	(59)
Estado de Resultados					
Ventas Netas	2.043	1.891	1.740	1.851	1.520
Variación de Ventas (%)	8,0	8,7	(6)	22	40
EBIT Operativo	382	309	361	562	474
Intereses Financieros Brutos	138	145	299	180	136
Alquileres	0	0	0	0	0
Resultado Neto	400	616	124	496	250

Anexo II. Glosario

- a/a: Variación interanual.
- CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
- Cargos Fijos: Intereses Financieros Brutos + Dividendos Preferidos + Alquileres Devengados.
- Costo de Financiamiento Implícito: Intereses Financieros Brutos / Deuda Total.
- Deuda Ajustada: Deuda Total + Deuda Asimilable al Patrimonio + Deuda Fuera de Balance.
- Dolar Linked: Títulos de deuda en pesos que ajustan su valor a la variación del dólar oficial del período.
- EBITDA: Resultado Operativo antes de Amortizaciones y Depreciaciones.
- E&P: Exploración y Producción de hidrocarburos (Upstream)
- GW: Gigavatio, potencia equivalente a mil millones de vatio.
- Hard Dolar: Títulos de deuda que permiten cobrar flujos de fondos futuros en dólares.
- LGN: Líquidos del Gas Natural
- MM: Millones.
- MW: Megavatio, potencia equivalente a un millón de vatios
- SE: Secretaría de Energía.
- Servicio de Deuda: Intereses Financieros Brutos + Dividendos Preferidos + Deuda Corto Plazo.
- Tender Offer: Oferta pública de adquisición.
- Tight Gas: Gas atrapado en rocas permeables, pero de muy baja permeabilidad, por la mala conexión entre los poros.

Anexo III. Características de los Instrumentos

Obligaciones Negociables Clase 13 y Adicionales Clase 13

Monto Autorizado:	Clase 13: Por hasta el equivalente a USD 30 millones ampliable a USD 50 millones. Adicionales: Por hasta el equivalente a USD 50 millones ampliable a USD 100 millones
Monto Emisión:	Clase 13: USD 49.846.109. Adicionales: USD 48.177.297
Moneda de Emisión:	Denominadas en dólares, suscriptas e integradas en pesos
Fecha de Emisión:	Clase 13: 19/12/2022 Adicionales: 06/03/2023
Fecha de Vencimiento:	19/12/2027
Amortización de Capital:	Única cuota al vencimiento.
Intereses:	0% TNA
Pago de Intereses:	Debido a que la tasa resultado 0% TNA no habrá devengamiento ni pago de intereses.
Destino de los fondos:	i) Refinanciación de pasivos existentes de la Emisora; ii) Inversiones en activos físicos situados en el país; iii) Integración de capital de trabajo en el país; iv) Financiamiento del giro comercial de su negocio.
Garantías:	N/A
Opción de Rescate:	Podrá rescatar a su sola opción, en su totalidad y no parcialmente las ON con una anticipación no mayor a 90 días a la Fecha de Vencimiento. En caso de rescate, se hará por un importe equivalente al monto de capital no amortizado, más los intereses devengados e impagos sobre aquellos a la fecha del rescate en cuestión, más cualquier monto adeudado e impago bajo las ON.

Obligaciones Negociables Clase 22

Monto Autorizado:	Por hasta un VN de USD 50 millones ampliable por hasta USD 100 millones.
Monto Emisión:	USD 83.977.835.
Precio de Emisión:	100%.
Moneda de Emisión:	Dólares en Argentina.
Fecha de Emisión:	04/10/2024.
Fecha de Vencimiento:	04/10/2028.
Amortización de Capital:	En una única cuota en la fecha de vencimiento.
Intereses:	Tasa fija 5,75% TNA.
Pago de Intereses:	Semestral.
Destino de los fondos:	i) Inversiones en activos físicos en el país y/o; ii) refinanciación de pasivos y/o; iii) integración de capital de trabajo en el país y/o; iv) Integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Emisora, a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados y/o; otro de conformidad con los requisitos del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y las demás leyes y reglamentaciones aplicables vigentes en Argentina.
Garantías:	N/A.
Opción de Rescate:	Por razones impositivas, la Emisora podrá rescatar las ON en su totalidad pero no en parte por razones impositivas. A opción de la Emisora, a su sola opción, de forma total o parcial desde la fecha en que se cumplan 12 meses previos a la Fecha de Vencimiento al valor nominal con más los intereses devengados y cualquier monto adeudado e impago hasta la fecha del rescate.
Otros	Ley Argentina.

Obligaciones Negociables Clase 25

Monto Autorizado:	Por hasta un VN de USD 100 millones ampliable por hasta USD 150 millones.
Monto Emisión:	USD 104.633.623
Precio de Emisión:	100%.
Moneda de Emisión:	Dólares en el exterior (Dólar cable).
Fecha de Emisión:	6/8/2025.
Fecha de Vencimiento:	6/8/2028.
Amortización de Capital:	En una única cuota en la fecha de vencimiento.
Intereses:	Tasa fija 7,25% TNA.
Pago de Intereses:	Semestral.

Destino de los fondos:	i) Inversiones en activos físicos en el país y/o; ii) refinanciación de pasivos y/o; iii) integración de capital de trabajo en el país y/o; iv) Integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Emisora, a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados y/o; otro de conformidad con los requisitos del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y las demás leyes y reglamentaciones aplicables vigentes en Argentina.
Garantías:	N/A.
Opción de Rescate:	Por razones impositivas: la Emisora podrá rescatar las ON en su totalidad pero no en parte. A opción de la Emisora: a su sola opción, de forma total o parcial desde la fecha en que se cumplan 4 meses previos a la Fecha de Vencimiento al valor nominal con más los intereses devengados y cualquier monto adeudado e impago hasta la fecha del rescate.
Otros	Ley Argentina.

Obligaciones Negociables Clase 27

Monto Autorizado:	Por hasta un VN de USD100 millones ampliable por hasta USD 200 millones.
Monto Emisión:	A determinar
Precio de Emisión:	100%.
Moneda de Emisión:	Dólares en Argentina (Dólar MEP).
Fecha de Emisión:	A determinar
Fecha de Vencimiento:	A los 36 meses desde la fecha de emisión y liquidación.
Amortización de Capital:	En una única cuota en la fecha de vencimiento.
Intereses:	Tasa fija a licitar
Pago de Intereses:	Semestral.
Destino de los fondos:	i) Inversiones en activos físicos en el país y/o; ii) refinanciación de pasivos y/o; iii) integración de capital de trabajo en el país y/o; iv) Integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Emisora, a la adquisición de participaciones sociales y/o financiamiento del giro comercial de su negocio, cuyo producido se aplique exclusivamente a los destinos antes especificados y/o; otro de conformidad con los requisitos del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y las demás leyes y reglamentaciones aplicables vigentes en Argentina.
Garantías:	N/A.
Opción de Rescate:	Por razones impositivas: la Emisora podrá rescatar las ON en su totalidad pero no en parte. A opción de la Emisora: a su sola opción, de forma total o parcial desde la fecha en que se cumplan 4 meses previos a la Fecha de Vencimiento al valor nominal con más los intereses devengados y cualquier monto adeudado e impago hasta la fecha del rescate.
Otros	Ley Argentina.

Anexo IV. Dictamen de Calificación

FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO - Reg. CNV N°9

El Consejo de Calificación de **FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO**, en adelante **FIX**, realizado el **27 de marzo de 2026**, confirmó* en Categoría **AAA(arg)** la calificación de Emisor de Largo Plazo de **Pampa Energía S.A.** y de las siguientes Obligaciones Negociables emitidas por la compañía:

- Obligaciones Negociables Clase 13 por hasta USD 30 millones, ampliables hasta USD 50 millones.
- Obligaciones Negociables Adicionales Clase 13 por hasta el equivalente en pesos a USD 50 millones, ampliable por hasta USD 100 millones.
- Obligaciones Negociables Clase 22 por hasta USD 50 millones ampliables por hasta USD 100 millones.
- Obligaciones Negociables Clase 25 por hasta USD 100 millones ampliables por hasta USD 150 millones.

Asimismo, asignó en Categoría **AAA(arg)** la calificación de las siguientes Obligaciones Negociables a ser emitidas por la compañía:

- Obligaciones Negociables Clase 27 por hasta USD 100 millones ampliables por hasta USD 200 millones.

La **Perspectiva** es **Estable**.

Asimismo, confirmó* en **A1+(arg)** la calificación de Emisor de Corto Plazo de **Pampa Energía S.A.**

Categoría AAA(arg): "AAA" nacional implica la máxima calificación asignada por **FIX** en su escala de calificaciones nacionales del país. Esta calificación se asigna al mejor crédito respecto de otros emisores o emisiones del país.

A1(arg): Indica una muy sólida capacidad de pago en tiempo y forma de los compromisos financieros respecto de otros emisores o emisiones del mismo país. Cuando las características de la emisión o emisor son particularmente sólidas, se agrega un signo "+" a la categoría.

Los signos "+" o "-" podrán ser añadidos a una calificación nacional para mostrar una mayor o menor importancia relativa dentro de la correspondiente categoría, y no alteran la definición de la categoría a la cual se los añade.

Las calificaciones nacionales no son comparables entre distintos países, por lo cual se identifican agregando un sufijo para el país al que se refieren. En el caso de Argentina se agregará "(arg)".

La perspectiva de una calificación indica la posible dirección en que se podría mover una calificación dentro de un período de uno a dos años. La perspectiva puede ser positiva, negativa o estable. Una perspectiva negativa o positiva no implica que un cambio en la calificación sea inevitable. Del mismo modo, una calificación con perspectiva estable puede ser cambiada antes de que la perspectiva se modifique a positiva o negativa si existen elementos que lo justifiquen.

La calificación asignada se desprende del análisis de Factores Cuantitativos y Cualitativos. Dentro de los Factores Cuantitativos se analizaron la Rentabilidad, el Flujo de Fondos, el Endeudamiento y la Estructura de Capital, y el Fondo y la Flexibilidad Financiera de la compañía. El análisis de los Factores Cualitativos contempló el Riesgo del Sector, la Posición Competitiva, y la Administración y Calidad de los Accionistas. La información suministrada para el análisis es adecuada y suficiente.

(*) Siempre que se confirma una calificación, la calificación anterior es igual a la que se publica en el presente dictamen.

Fuentes

La presente calificación se determinó en base a la siguiente información cuantitativa y cualitativa de carácter público (disponible en www.cnv.gov.ar):

- Estados financieros consolidados anuales e intermedios hasta el 31/12/2025 (12 meses).
- Informe de auditor externo de los últimos estados financieros publicados: *Price Waterhouse & Co. S.R.L.*
- Suplemento de Prospecto ON Clase 13 de fecha 15/12/2022, disponible en www.cnv.gov.ar
- Suplemento de Prospecto ON Adicionales Clase 13 de fecha 28/02/2023, disponible en www.cnv.gov.ar
- Suplemento de Prospecto ON Clase 22 de fecha 26/09/2024, disponible en www.cnv.gov.ar
- Suplemento de Prospecto ON Clase 25 de fecha 28/07/2025, disponible en www.cnv.gov.ar
- Suplemento de Prospecto Preliminar ON Clase 27 de fecha 27/03/2026, compartido por la Compañía

Las calificaciones incluidas en este informe fueron solicitadas por el emisor o en su nombre y, por lo tanto FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO –en adelante FIX SCR S.A. o la calificadora-, ha recibido honorarios correspondientes por la prestación de sus servicios de calificación.

TODAS LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS DE FIX SCR S.A. ESTÁN SUJETAS A CIERTAS LIMITACIONES Y ESTIPULACIONES. POR FAVOR LEA ESTAS LIMITACIONES Y ESTIPULACIONES SIGUIENDO ESTE ENLACE: WWW.FIXSCR.COM. ADEMÁS, LAS DEFINICIONES DE CALIFICACIÓN Y LAS CONDICIONES DE USO DE TALES CALIFICACIONES ESTÁN DISPONIBLES EN NUESTRO SITIO WEB WWW.FIXSCR.COM. LAS CALIFICACIONES PÚBLICAS, CRITERIOS Y METODOLOGÍAS ESTÁN DISPONIBLES EN ESTE SITIO EN TODO MOMENTO. EL CÓDIGO DE CONDUCTA DE FIX S.A. Y LAS POLÍTICAS SOBRE CONFIDENCIALIDAD, CONFLICTOS DE INTERÉS, BARRERAS A LA INFORMACIÓN PARA CON SUS AFILIADAS, CUMPLIMIENTO Y DEMÁS POLÍTICAS Y PROCEDIMIENTOS ESTÁN TAMBIÉN DISPONIBLES EN LA SECCIÓN DE CÓDIGO DE CONDUCTA DE ESTE SITIO. FIX S.A. PUEDE HABER PROPORCIONADO OTRO SERVICIO ADMISIBLE A LA ENTIDAD CALIFICADA O A TERCEROS RELACIONADOS. LOS DETALLES DE DICHO SERVICIO DE CALIFICACIONES, PARA LOS CUALES EL ANALISTA LIDER SE BASA EN UNA ENTIDAD REGISTRADA ANTE LA UNIÓN EUROPEA, SE PUEDEN ENCONTRAR EN EL RESUMEN DE LA ENTIDAD EN EL SITIO WEB DE FIX SCR S.A.

Este informe no debe considerarse una publicidad, propaganda, difusión o recomendación de la entidad para adquirir, vender o negociar valores negociables o del instrumento objeto de calificación.

La reproducción o distribución total o parcial de este informe por terceros está prohibida, salvo con permiso. Todos sus derechos reservados. En la asignación y el mantenimiento de sus calificaciones, FIX SCR S.A. se basa en información fáctica que recibe de los emisores y sus agentes y de otras fuentes que FIX SCR S.A. considera creíbles. FIX SCR S.A. lleva a cabo una investigación razonable de la información fáctica sobre la que se basa de acuerdo con sus metodologías de calificación, y obtiene verificación razonable de dicha información de fuentes independientes, en la medida que dichas fuentes se encuentren disponibles para una emisión dada o en una determinada jurisdicción. La forma en que FIX SCR S.A. lleve a cabo la investigación factual y el alcance de la verificación por parte de terceros que se obtenga, variará dependiendo de la naturaleza de la emisión calificada y el emisor, los requisitos y prácticas en la jurisdicción en que se ofrece y coloca la emisión y/o donde el emisor se encuentra, la disponibilidad y la naturaleza de la información pública relevante, el acceso a representantes de la administración del emisor y sus asesores, la disponibilidad de verificaciones preexistentes de terceros tales como los informes de auditoría, cartas de procedimientos acordadas, evaluaciones, informes actuariales, informes técnicos, dictámenes legales y otros informes proporcionados por terceros, la disponibilidad de fuentes de verificación independiente y competentes de terceros con respecto a la emisión en particular o en la jurisdicción del emisor y una variedad de otros factores. Los usuarios de calificaciones de FIX SCR S.A. deben entender que ni una investigación mayor de hechos, ni la verificación por terceros, puede asegurar que toda la información en la que FIX SCR S.A. en el momento de realizar una calificación crediticia será exacta y completa. El emisor y sus asesores son responsables de la exactitud de la información que proporcionan a FIX S.A. y al mercado en los documentos de oferta y otros informes. Al emitir sus calificaciones, FIX SCR S.A. debe confiar en la labor de los expertos, incluyendo los auditores independientes, con respecto a los estados financieros y abogados con respecto a los aspectos legales y fiscales. Además, las calificaciones son intrínsecamente una visión hacia el futuro e incorporan las hipótesis y predicciones sobre acontecimientos que pueden suceder y que por su naturaleza no se pueden comprobar como hechos. Como resultado, a pesar de la comprobación de los hechos actuales, las calificaciones pueden verse afectadas por eventos futuros o condiciones que no se previeron en el momento en que se emitió o confirmó una calificación.

La información contenida en este informe recibida del emisor se proporciona sin ninguna representación o garantía de ningún tipo. Una calificación de FIX SCR S.A. es una opinión en cuanto a la calidad crediticia de una emisión. Esta opinión se basa en criterios establecidos y metodologías que FIX SCR S.A. evalúa y actualiza en forma continua. Por lo tanto, las calificaciones son un producto de trabajo colectivo de FIX SCR S.A. y ningún individuo, o grupo de individuos es únicamente responsable por la calificación. La calificación sólo incorpora los riesgos derivados del crédito. En caso de incorporación de otro tipo de riesgos, como ser riesgos de precio o de mercado, se hará mención específica de los mismos. FIX SCR S.A. no está comprometida en la oferta o venta de ningún título. Todos los informes de FIX SCR S.A. son de autoría compartida. Los individuos identificados en un informe de FIX SCR S.A. estuvieron involucrados en el mismo pero no son individualmente responsables por las opiniones vertidas en él. Los individuos son nombrados solo con el propósito de ser contactados. Un informe con una calificación de FIX SCR S.A. no es un prospecto de emisión ni un sustituto de la información elaborada, verificada y presentada a los inversores por el emisor y sus agentes en relación con la venta de los títulos. Las calificaciones pueden ser modificadas, suspendidas, o retiradas en cualquier momento por cualquier razón a sola discreción de FIX SCR S.A. no proporciona asesoramiento de inversión de ningún tipo.

Las calificaciones representan una opinión y no hacen ningún comentario sobre la adecuación del precio de mercado, la conveniencia de cualquier título para un inversor particular o la naturaleza impositiva o fiscal de los pagos efectuados en relación a los títulos. FIX SCR S.A. recibe honorarios por parte de los emisores, aseguradores, garantes, otros agentes y originadores de títulos, por las calificaciones. Dichos honorarios generalmente varían desde USD 1.000 a USD 200.000 (u otras monedas aplicables) por emisión. En algunos casos, FIX SCR S.A. calificará todas o algunas de las emisiones de un emisor en particular, o emisiones aseguradas o garantizadas por un asegurador o garante en particular, por una cuota anual. La asignación, publicación o disseminación de una calificación de FIX SCR S.A. no constituye el consentimiento de FIX SCR S.A. a usar su nombre en calidad de "experto" en cualquier declaración de registro presentada bajo las leyes de mercado de títulos y valores de cualquier jurisdicción, incluyendo, pero no excluyente, las leyes del mercado de Estados Unidos y la "Financial Services and Markets Act of 2000" del Reino Unido. Debido a la relativa eficiencia de la publicación y su distribución electrónica, los informes de FIX SCR S.A. pueden estar disponibles hasta tres días antes para los suscriptores electrónicos que para otros suscriptores de imprenta.