

Pampa Energía S.A.

Factores relevantes de la calificación

Asignación ON Clase 28: Pampa emitirá ON por un valor nominal de hasta USD 100 MM ampliables por hasta USD 200 MM denominadas y pagaderas en dólares en Argentina (dólar MEP), con vencimiento en una única cuota a los 48 meses desde la fecha de emisión y liquidación, con intereses semestrales a tasa fija a licitar.

Sólida generación de flujos operativos y bajo apalancamiento: Con un EBITDA promedio de USD 750 MM en los últimos tres años (sin considerar el resultado de holdings), Pampa exhibe una sólida capacidad de generación de flujo operativo, que promedió USD 600 MM en igual período, y un FFL mayormente positivo, salvo en etapas de elevada inversión. La previsibilidad de los ingresos se sustenta en el Plan GasAr, vigente hasta fines de 2028, y en el segmento eléctrico, donde el 65% del EBITDA proviene de contratos PPA, MATER y MAT. FIX proyecta un FFL negativo, debido al plan de inversiones, los aportes de capital en SESA, San Matías y VMOS y el pago de capacidad de transporte bajo la iniciativa privada (TGS). Adicionalmente, en línea con la ejecución del plan de inversiones de la compañía, se estima que el FFL retorne a niveles positivos a partir de 2028. Considerando los nuevos proyectos de crecimiento, el ratio deuda neta/EBITDA podría ubicarse en aproximadamente 1,5x-2,0x, los cuales se consideran pico por las inversiones y se reduciría rápidamente por el incremento en el EBITDA. Para 2026, las inversiones se estiman entre USD 1.500/1.600 MM, de los cuales aproximadamente USD 800 MM serán destinados a Rincón de Aranda (RDA).

Mayor diversificación por desarrollo de shale oil: Pampa presenta un significativo potencial de crecimiento en gas natural y generación eléctrica, actualmente condicionados por restricciones de evacuación y transporte. En este contexto, el desarrollo de *shale oil* en Rincón de Aranda (RDA) podría permitir duplicar su EBITDA hacia 2027, hasta niveles de ~USD 1.500-1.600 MM (margen superior al 50%), de los cuales ~USD 1.000 MM provendrían del segmento de E&P. Con una producción proyectada de 45 Mbbl/d a partir de 2027, principalmente destinada al mercado externo, RDA fortalecerá la posición competitiva de Pampa y diversificará su mix de productos y mercados. El proyecto fue recientemente aprobado para su incorporación al RIGI, con una inversión estimada total de USD 4.522 MM hasta 2041. El plan contempla la perforación y completación de 259 pozos, una planta de tratamiento con capacidad para 45 Mbbl/d de crudo y 800 Mm³/d de gas (entrada en operación prevista para el 1T de 2027) y la infraestructura necesaria para la evacuación de la producción y la disposición del agua de fractura.

Mejora del entorno operativo y menor riesgo regulatorio: FIX considera que, desde 2025, el entorno operativo del sector eléctrico argentino mejoró significativamente, respaldado por una mayor estabilidad macroeconómica, la consolidación monetaria y fiscal y la focalización de los subsidios. Asimismo, la normalización gradual del marco regulatorio avanza hacia una mayor alineación entre los costos de prestación, las tarifas y la capacidad de pago de los usuarios, lo que favorece la sostenibilidad del sector. Estos avances reducen la probabilidad de intervenciones gubernamentales y cambios abruptos en la política energética, permiten anticipar con mayor claridad la evolución de tarifas y costos y otorgan mayor visibilidad a los ingresos y a la generación operativa de fondos. En este contexto, FIX espera una mayor diferenciación entre generadores, determinada principalmente por la eficiencia de sus activos, el acceso competitivo al combustible, la proporción de ingresos contratados, la disponibilidad operativa y la fortaleza financiera de cada compañía. En este sentido, Pampa cuenta con ventajas competitivas dado que integra la cadena de suministro abasteciendo con gas propio a CTLL y CTGEB A e impulsando los márgenes de ambos segmentos. El nuevo marco reconoce, además, el margen pleno de despacho (FRA=1) a la energía generada con gas transportado a través de nueva infraestructura, lo que incrementa el atractivo económico de la capacidad de transporte incremental adjudicada a través de TGS.

Informe Integral

Calificaciones

Emisor de 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)
ON Clase 28	AAA(arg)

Perspectiva Estable

Emisor de Corto Plazo A1+(arg)

Resumen Financiero

Pampa Energía S.A.

Consolidado	30/06/2026	31/12/2025
(\$ miles de millones*)	Año móvil	12 Meses
Total Activos	11.485	9.596
Deuda Financiera	3.854	2.754
Ingresos	3.406	2.541
EBITDA	1.340	975
Margen de EBITDA (%)	39,3	38,4
Deuda Total / EBITDA (x)	2,9	2,8
Deuda Neta Total / EBITDA (x)	1,5	1,1
EBITDA / Intereses (x)	6,4	5,7

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

Criterios Relacionados

[Metodología de Calificación de Empresas, registrada ante la CNV, marzo 2024.](#)

Informes Relacionados

[Estadísticas Comparativas Empresas Argentinas, junio 2026](#)

[Empresas Argentinas: Perspectivas sectoriales tras el principio de acuerdo en Medio Oriente \(julio 2026\)](#)

Analistas

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

Analista Secundario
Martín Suárez
Asociado
martin.suarez@fixscr.com
+54 11 5235 8100

Integración vertical y capacidad comprometida en midstream: El volumen, la integración y la diversificación de las operaciones de Pampa generan sinergias que favorecen la eficiencia. Además de su participación en TGS, Pampa cuenta con una capacidad comprometida de 50 Mbbl/d de transporte, almacenamiento y despacho de crudo a través de VMOS, y participa con un 20% del capital accionario en SESA, a través de la cual podrá abastecer hasta 6 MMm³/d por 20 años a partir de 2027, monetizando sus reservas de gas y generando ~USD 140 MM incrementales de EBITDA. El abastecimiento de dicho proyecto se canalizará a través de San Matías Pipeline S.A. en la que Pampa también posee un 20% del capital accionario. Adicionalmente, en abril Pampa resultó adjudicataria de 3,2 MMm³/d en la primera etapa de la licitación de TGS para ampliar la capacidad de transporte del GPM (etapa correspondiente al 40% de los 12 MMm³/d incrementales). La capacidad se contrató bajo la modalidad *ship-or-pay* por 35 años, con COD previsto para el invierno de 2027 y un prepago de los primeros 15 años de tarifa por ~USD 330 MM, pagadero en cuatro cuotas (vencimiento final en abril de 2027). FIX considera que esta capacidad incremental asegura la evacuación de gas propio hacia sus centrales y, bajo el esquema de FRA=1 ya descripto, potencia la rentabilidad de los ciclos combinados. La Compañía estima que esta capacidad aportaría ~USD 100 MM anuales de EBITDA en el segmento de generación y entre ~USD 50/60 MM adicionales en E&P por el mayor despacho de gas propio, si bien la magnitud dependerá del costo marginal del sistema en cada invierno.

Diversificación hacia fertilizantes - Proyecto Fértil Pampa: El 17 de julio de 2026, Pampa aprobó la decisión final de inversión para desarrollar, a través de su subsidiaria Fértil Pampa S.A.U., un complejo de fertilizantes en Bahía Blanca. El proyecto contempla una inversión de ~USD 2.700 MM y una capacidad de producción de 2,1 MM de toneladas anuales de urea granulada y amoníaco. La construcción se ejecutará mediante un contrato EPC "llave en mano" adjudicado a Tecnimont S.p.A. y SACDE S.A., con un plazo previsto de 41 meses y entrada en operación estimada para fines de 2029. Pampa otorgó garantías en respaldo de las obligaciones de pago asumidas por Fértil Pampa bajo dicho contrato. El proyecto ya obtuvo la aprobación para el ingreso al RIGI (pendiente de publicación en el Boletín Oficial). FIX considera que la inversión profundizará la monetización de las reservas de gas de Pampa mediante su transformación en productos de mayor valor agregado, dado que el gas natural y la energía eléctrica (abastecidos principalmente por la propia compañía) representarían cerca del 70% de los costos, al tiempo que fortalecerá su perfil exportador.

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 estrés/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 junio 2026, la deuda de la compañía era por USD 2.600 MM (incluyendo intereses devengados), lo que representa un 39% de su estructura de capital (medido en términos contables). A la misma fecha, la caja y equivalentes más las inversiones corrientes alcanzaron USD 1.281 MM resultando en un apalancamiento neto contra EBITDA (año móvil) de 1,4x, con una cobertura de intereses de 6,5x (ambos medidos en dólares).

La elevada liquidez se ve favorecida por un perfil de vencimientos equilibrado en el largo plazo y casi nulos vencimientos corrientes (USD 25 MM incluyendo intereses devengados). El 100% de la deuda se encuentra denominada en dólares y el 97% está compuesta por ON locales e internacionales. FIX estima que la compañía seguirá mostrando elevados niveles de liquidez con un nivel de deuda que, como consecuencia de las nuevas inversiones, podría alcanzar 1,5x/2,0x

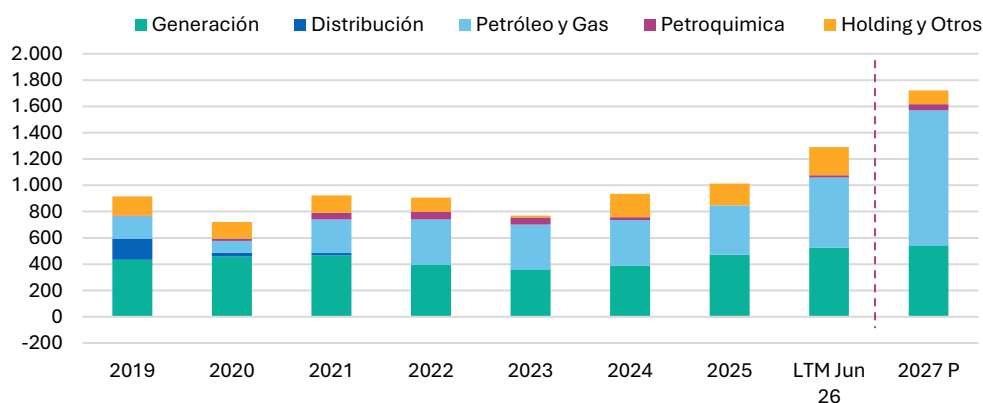
EBITDA en términos netos (medido en dólares) con tendencia descendente a medida que se incrementa la generación de EBITDA.

Pampa posee una elevada flexibilidad financiera con acceso al financiamiento tanto en el sistema bancario como en mercado de capitales local e internacional. En mayo de 2026, realizó la reapertura de la ON Clase 26 (internacional) colocando USD 500 MM con vencimiento en noviembre de 2037, cupón del 7,75% (Rendimiento 7,6%). A la fecha del presente informe, la compañía tiene vigentes ON locales por un capital de USD 470,2 MM y ON internacionales por USD 2.060 MM (total ON vigentes USD 2.530,2 MM).

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 de 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.

Pampa: EBITDA por segmento (USD/MM)

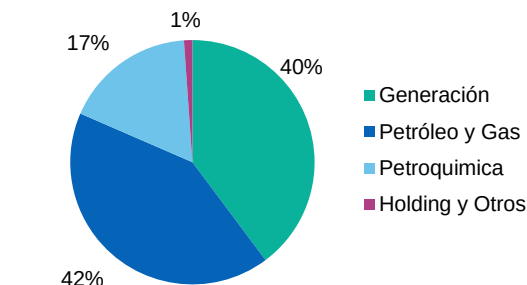


Fuente: FIX en base a información de PESA. Valores considerando la participación de PESA en cada uno de sus segmentos.

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 productos 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.

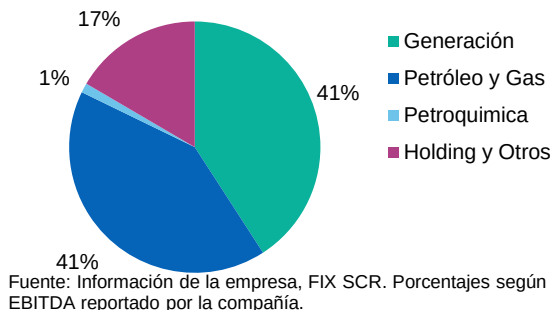
Adicionalmente, a través de su subsidiaria 100% controlada Fértil Pampa, Pampa desarrollará en Bahía Blanca una planta de urea granulada con una inversión estimada de USD 2.700 MM, orientada a monetizar sus reservas de shale gas de Vaca Muerta mediante un producto de mayor valor agregado y profundizar la integración vertical de sus negocios. El complejo tendrá una capacidad de 2,1 MM de toneladas anuales, convirtiéndose en la planta de urea de mayor escala de Latinoamérica, y será abastecido principalmente con gas natural y energía eléctrica provistos por Pampa, insumos que representan aproximadamente el 70% de los costos de producción. El proyecto contempla un plazo de construcción de aproximadamente 41 meses, con entrada en operación prevista hacia fines de 2029, e incluye infraestructura de almacenamiento y logística portuaria para abastecer tanto al mercado local como de exportación. El proyecto ya obtuvo la aprobación para su ingreso al RIGI (pendiente de publicación en el Boletín Oficial).

Ventas por segmento (Jun 2026-LTM)



Fuente: Información de la empresa, FIX SCR

EBITDA por segmento (Jun.2026 - LTM)



Fuente: Información de la empresa, FIX SCR. Porcentajes según EBITDA reportado por la compañía.

FIX entiende que Pampa se encuentra preparada para enfrentar un escenario competitivo en los 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 (41% EBITDA - LTM Jun.2026)

Al 30 de junio de 2026, Pampa poseía 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. El 31 de julio de 2026 finalizó la concesión de HINISA y se concretó la reversión de los activos del Complejo Hidroeléctrico Los Nihuales (265 MW) a la Provincia de Mendoza, dejando Pampa de operar dichas centrales.

En 2025, la generación ascendió a 21.024 GWh, representando una participación de mercado del 14,8%. Durante el primer semestre de 2026, la generación alcanzó 11.101 GWh, un 4% superior interanual. FIX estima para 2026 niveles de generación similares a los de 2025, con una mejora en la generación de EBITDA derivada de la normalización gradual del marco regulatorio (Res. 400/25), que permite capturar mayores márgenes en el mercado spot y ampliar las ventas al MAT, junto con la creciente integración vertical con el negocio de gas, que optimiza el abastecimiento de las centrales y permite capturar mayores márgenes a nivel consolidado.

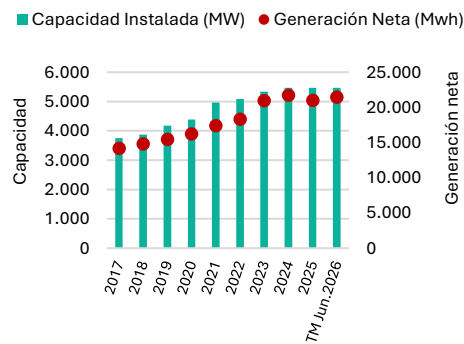
Pampa avanzó en la integración con su negocio de upstream a través del autoabastecimiento de gas natural para sus centrales térmicas, desplazando parcialmente a CAMMESA como proveedor de combustible. Durante el 2T26, el consumo intersegmento alcanzó el 31% de las ventas de gas, frente al 3% del año anterior, y la compañía estima destinar aproximadamente el 40% de su producción de gas de 2026 al abastecimiento de sus propios activos de generación. Esta integración permite optimizar la monetización del gas propio y capturar mayores márgenes dentro de la cadena de valor, constituyendo uno de los principales factores de mejora en la rentabilidad de los segmentos de generación y upstream.

A junio de 2026, aproximadamente el 35% de la capacidad instalada de Pampa se encontraba contratada, principalmente mediante PPAs con CAMMESA y contratos con clientes privados en el MAT/MATER, frente al 32% registrado un año atrás. El incremento refleja el avance de los B2B PPAs bajo el nuevo marco regulatorio, que complementan la exposición de la capacidad remanente al mercado spot y aportan mayor previsibilidad al flujo de fondos del segmento.

Segmento Petróleo y Gas (upstream) (41% EBITDA - LTM Jun.2026)

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

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



Fuente: FIX en base a información de PESA

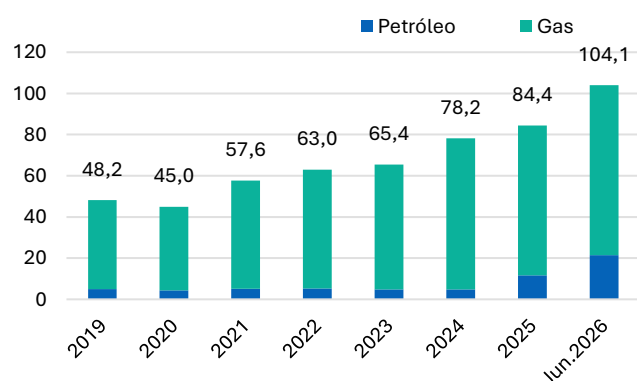
Áreas productivas	Cuenca	Participación	Operador	Vto. Concesión
El Mangrullo	Neuquina	100%	Pampa	2053
Rincón de Aranda				2058
Sierra Chata		45,55%		2053
Veta Escondida		55%		2027
Río Limay Este (ex Senillosa)		85%	YPF	2040
Rincón del Mangrullo		50%		2052
Río Neuquén - Pcia Río Negro		31,42%		2027
Río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

En 2025, la producción promedió 84,4 Mboe/d, un incremento interanual del 8%, con el gas natural representando aproximadamente el 86% del volumen total. Durante el primer semestre de 2026, la producción aumentó 33% interanual hasta 104,1 Mboe/d, impulsada principalmente por el desarrollo de shale oil en Rincón de Aranda y la mayor producción de gas. La producción de petróleo alcanzó 21,5 Mbbl/d, mientras que la de gas promedió 14,0 MMm³/d (82,6 Mboe/d). En el 2T26, la producción total alcanzó un récord de 107,5 Mboe/d.

La producción se concentra principalmente en la Cuenca Neuquina y, durante 2025, aproximadamente el 63% del volumen total provino de Vaca Muerta, destacándose Rincón de Aranda, Sierra Chata, El Mangrullo y Río Neuquén entre los principales activos productivos. Rincón de Aranda continúa mostrando un fuerte ramp-up: durante el 2T26 promedió una producción de 22,2 Mbbl/d, con 43 pozos en producción y un pico de 27 Mbbl/d en mayo. Adicionalmente, en julio se completaron 10 nuevos pozos, cuya conexión está prevista durante agosto, mientras que la compañía proyecta alcanzar una producción cercana a 28 Mbbl/d hacia fines de 2026.

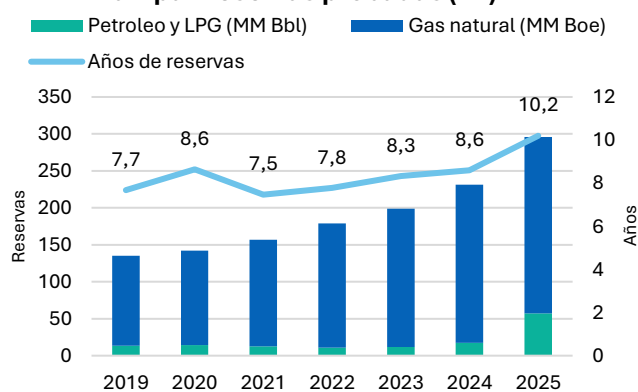
Al 31 de diciembre de 2025, las reservas probadas (P1) totalizaron ≈296 MMboe, con un incremento interanual del 28%, explicado principalmente por la mayor cuantificación de reservas no convencionales en Vaca Muerta, impulsada por el incremento en la actividad de perforación y completación en áreas como 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 Energía: Producción (Mboe/d)



Fuente: Pampa Energía /FIX

Pampa: Reservas probadas (P1)



Fuente: PESA

Durante el 2T26 entró en operación la segunda planta de tratamiento temporal (TPF), elevando la capacidad de procesamiento de Rincón de Aranda de 20 Mbbl/d a 28 Mbbl/d. En paralelo, continúa el desarrollo de la infraestructura definitiva, que contempla una planta de tratamiento con capacidad para 45 Mbbl/d y la infraestructura necesaria para evacuar la producción. Adicionalmente, Pampa cuenta con una capacidad comprometida de 50 Mbbl/d de transporte, almacenamiento y despacho de crudo a través de VMOS, en línea con el *plateau* de producción proyectado para Rincón de Aranda.

En términos de costos, el costo de extracción promedio de Pampa se ubicó en USD 7,7/boe en el 2T26, mientras que el costo de extracción de petróleo alcanzó aproximadamente USD 15/bbl, un 28% inferior interanual. Rincón de Aranda continúa consolidándose como uno de los principales motores de crecimiento de la compañía, representando cerca de un tercio del EBITDA del segmento de E&P durante el trimestre. Pampa proyecta alcanzar un *plateau* de producción de 45 Mbbl/d a partir de 2027, una vez operativos la planta de tratamiento definitiva y VMOS. Para 2026, la compañía prevé invertir aproximadamente USD 700 MM adicionales en el desarrollo del bloque, mientras que el proyecto aprobado bajo el RIGI contempla inversiones totales por alrededor de USD 4.500 MM hasta 2041.

En 2025, las exportaciones del segmento generaron ingresos por USD 199 MM, un 84% superiores interanualmente, representando aproximadamente el 23% de los ingresos del segmento y el 10% de los ingresos consolidados. Durante el 1S26, las ventas al mercado externo aumentaron 218% interanual hasta USD 210 MM, superando el nivel registrado en todo 2025. FIX estima que esta tendencia continuará acompañando el crecimiento de la producción de crudo en Rincón de Aranda, cuya producción futura se prevé destinar principalmente al mercado externo; en el marco del proyecto aprobado bajo el RIGI, Pampa estima exportar la totalidad de la producción de RDA.

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 ^(*)	Diciembre 2028
3 y 4.1	Fijo anual	2,0 MM m ³ /d	3,347 ^(*)	Diciembre 2028
4.2	Fijo anual	4,8 MM m ³ /d	3,485 ^(*)	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

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

Pampa continúa profundizando la integración entre sus negocios de gas y generación mediante una creciente reasignación de volúmenes hacia el abastecimiento de sus propias centrales térmicas. Durante el 2T26, el 56% de las ventas de gas se canalizó bajo contratos del Plan Gas, frente al 80% en el 2T25, principalmente por la cesión de contratos de suministro (GSAs) al segmento de generación. En consecuencia, el consumo intersegmento aumentó al 31% de las ventas de gas, desde 3% un año atrás, impulsado principalmente por la gestión propia del combustible en CTLL y CTGEBa y, en menor medida, CTIW. Para 2026, Pampa estima destinar aproximadamente el 40% de su producción de gas al abastecimiento de sus propios activos de generación, reforzando la integración operativa y la captura de márgenes dentro de la cadena de valor.

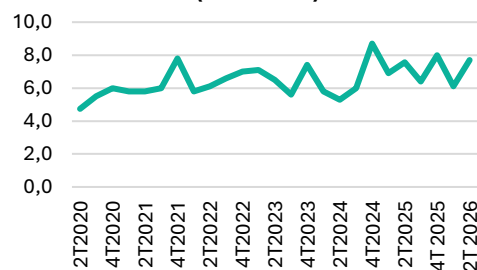
Segmento Petroquímico (EBITDA no significativo)

Pampa opera dos complejos petroquímicos, con una capacidad anual de producción de 160 mil toneladas de estireno en Puerto General San Martín y 65 mil toneladas de poliestireno en Zárate, siendo el único productor integrado de estos productos a nivel nacional. En julio de 2026, la compañía anunció el inicio del proceso de cierre de la producción de caucho sintético en PGSM, que contaba con una capacidad de 55 mil toneladas anuales. Si bien el EBITDA del segmento continúa siendo poco significativo en términos consolidados, las exportaciones aportan cobertura frente al descalce de moneda. Durante el 1S26, las ventas al mercado externo alcanzaron USD 103 MM, un 24% superiores interanualmente y representaron aproximadamente el 46% de los ingresos del segmento.

Segmento Holdings y Otros (17% EBITDA - LTM Jun.2026)

Este segmento incluye principalmente las participaciones de Pampa en TGS y Transener, esta última a través de Citelec y con participación en Transba, así como su inversión en VMOS. Pampa posee indirectamente el 26,9% de TGS y el 26,3% de Transener, mientras que a junio de 2026 su participación en VMOS ascendía al 9,1%. FIX no considera los resultados por

PAMPA: Costos de extracción (USD/Boe)



Fuente: FIX en base a información de PESA

participación en asociadas y negocios conjuntos para el cálculo de sus principales métricas crediticias, dado que no representan generación directa de fondos para Pampa.

Las RQT de TGS, Transener y Transba, vigentes desde mayo de 2025 y con horizonte hasta 2030, establecieron nuevos esquemas tarifarios y mecanismos de actualización periódica. 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.

Durante el 2T26, las tarifas de TGS acumularon un incremento cercano al 11%, mientras que las de Transener y Transba aumentaron aproximadamente 8%, en ambos casos por encima de la inflación y la devaluación del período. Las actualizaciones continuaron en julio y agosto de 2026.

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 de hidrocarburos 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 un entorno operativo y macroeconómico más previsible. No obstante, se espera que el sector continúe expuesto a una elevada volatilidad derivada de la evolución de los precios internacionales y de las tensiones geopolíticas. Hacia el mediano plazo, el ritmo de expansión 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 y el acceso al financiamiento necesario para su ejecución, así como por la disponibilidad de recursos críticos, principalmente equipos (en menor proporción a los años anteriores) y personal especializado.

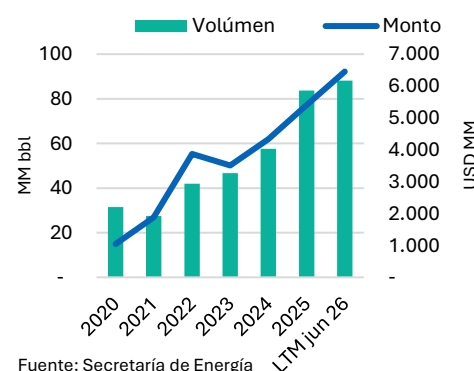
El año 2025 finalizó con una producción de crudo promedio cercana a 800 Mbb/d, en línea con la estimación de FIX y aproximadamente un 13% superior a 2024, mientras que en diciembre se alcanzaron niveles cercanos a 865 Mbb/d. Durante 2026 la producción continuó aumentando, impulsada principalmente por el shale oil de la Cuenca Neuquina, alcanzando en junio un récord de aproximadamente 915 Mbb/d. En este contexto, FIX estima que la producción promedio de crudo de Argentina se ubicará en torno a 900-950 Mbb/d en 2026. La producción incremental tendrá como principal destino la exportación, favorecida por la expansión de la infraestructura de evacuación.

El 2026 se ha caracterizado por una elevada volatilidad de los precios internacionales del crudo, principalmente como consecuencia de las tensiones geopolíticas en Medio Oriente y las restricciones al tránsito por el Estrecho de Ormuz. Luego de superar los USD 100/bbl en distintos períodos del año, el Brent se ubica actualmente en torno a USD 85-90/bbl. FIX considera que la persistencia de los riesgos geopolíticos y las restricciones logísticas mantendrán elevada la volatilidad durante el segundo semestre. No obstante, los precios actuales continúan por encima de los breakevens operativos del sector, estimados en aproximadamente USD 45/bbl para los principales desarrollos de Vaca Muerta.

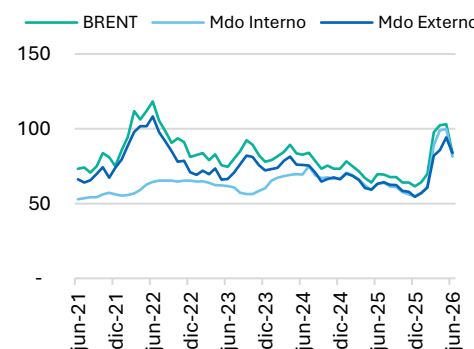
En este contexto, el diferencial entre precios realizados y costos de extracción favorece la generación de caja operativa y brinda a las compañías mayor flexibilidad para ejecutar sus planes de inversión, reducir apalancamiento y mejorar sus condiciones de financiamiento. El impacto es particularmente favorable para los productores no convencionales, dada su mayor competitividad relativa y escalabilidad, aunque también genera márgenes de maniobra para los productores convencionales. Asimismo, el RIGI está facilitando la estructuración de proyectos de inversión de gran escala en upstream e infraestructura asociada, con distintos proyectos vinculados al desarrollo de Vaca Muerta presentados o aprobados bajo el régimen durante 2026.

A nivel nacional, la capacidad de transporte de crudo continúa expandiéndose para acompañar el crecimiento esperado de la Cuenca Neuquina. Entre los principales proyectos se destaca el Oleoducto Vaca Muerta Sur (VMOS), que prevé incorporar una primera capacidad de aproximadamente 180 Mbb/d hacia fines de 2026 y alcanzar alrededor de 550 Mbb/d durante 2027, con potencial de ampliación por encima de 700 Mbb/d. Adicionalmente, Oldelval inició la construcción del proyecto Duplicar Norte, que comprende un nuevo ducto de 207 km entre Auca Mahuida y Allen y permitirá incrementar progresivamente la capacidad operativa del sistema hacia aproximadamente 74.000 m³/d de crudo transportado a Allen. Su puesta en marcha definitiva está prevista para marzo de 2027. Estas inversiones deberían reducir progresivamente los cuellos de botella de evacuación y acompañar el crecimiento esperado de las exportaciones.

Argentina: Exportaciones de petróleo



Precio de Exportación vs. Mercado Interno en USD/barril



En relación con el gas natural, durante 2025 la producción promedio anual fue de aproximadamente 141 MMm³/d, con picos cercanos a 160 MMm³/d. Para 2026, FIX estima un promedio en torno a 145 MMm³/d, aunque con niveles superiores durante los meses de mayor demanda; en mayo, la producción nacional alcanzó aproximadamente 156 MMm³/d. La mayor oferta continúa siendo impulsada por el desarrollo no convencional de la Cuenca Neuquina y por la ampliación de la infraestructura de transporte, permitiendo reducir progresivamente la dependencia de importaciones y ampliar las posibilidades de exportación regional.

Hacia adelante, el crecimiento de la producción de gas dependerá principalmente del avance de las obras necesarias para ampliar su capacidad de evacuación. La expansión del Tramo I del Gasoducto Perito Moreno (GPM), actualmente en ejecución a cargo de TGS, incorporará 12 MMm³/d mediante nuevas plantas compresoras y equipamiento adicional, llevando la capacidad total del ducto a aproximadamente 35 MMm³/d para el invierno de 2027. En febrero de 2026, TGS lanzó los concursos abiertos para adjudicar la nueva capacidad de transporte firme, tanto en el GPM como en su sistema regulado aguas abajo, con el objetivo de posibilitar el traslado del gas incremental hacia los principales centros de consumo.

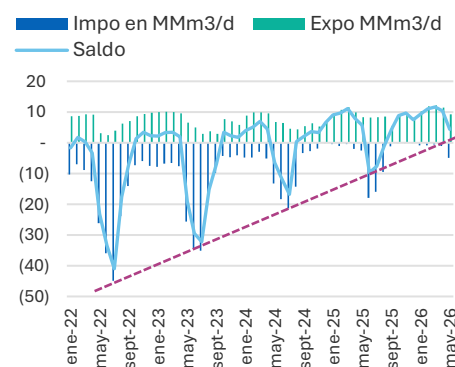
En paralelo, avanzan proyectos de infraestructura orientados a ampliar la capacidad exportadora de gas y monetizar los recursos de Vaca Muerta. En junio de 2026 fue aprobado bajo el RIGI el Gasoducto San Matías, que contempla una inversión aproximada de USD 1.300 MM y la construcción de cerca de 480 km de ducto entre Tratayén y la costa de Río Negro, con capacidad para transportar aproximadamente 27 MMm³/d destinados a abastecer los proyectos de LNG de Southern Energy. Adicionalmente, TGS confirmó la decisión final de inversión de su proyecto de procesamiento de líquidos de gas natural (NGL), por aproximadamente USD 3.000 MM, que incluye nuevas plantas de procesamiento en Tratayén, un gasoducto de segregación, un poliducto hacia Bahía Blanca y nuevas instalaciones de fraccionamiento y almacenamiento, con entrada en operación prevista para 2030.

Asimismo, continúan avanzando proyectos de LNG de mayor escala. En agosto de 2026, YPF, junto con Eni y XRG, presentó al RIGI el proyecto integrado Argentina LNG, que contempla inversiones totales estimadas en aproximadamente USD 51.000 MM para el desarrollo de producción upstream, infraestructura de transporte y capacidad de licuefacción orientada a la exportación. La materialización de estos proyectos podría modificar significativamente el perfil de la producción de gas argentina hacia el final de la década, aunque FIX considera que su ejecución continuará condicionada al cierre de los respectivos esquemas comerciales y financieros y al cumplimiento de los cronogramas de inversión.

Con relación a los precios del gas, FIX considera la continuidad de los contratos y condiciones vigentes bajo el Plan Gas.Ar hasta 2028, con precios promedio cercanos a USD 3,5/MMBTU para los volúmenes base. A partir de entonces, FIX asume una transición gradual hacia condiciones de mercado, en línea con una mayor liberalización y contractualización privada del sector.

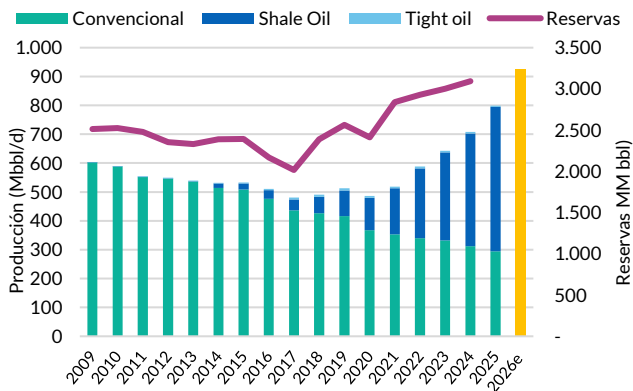
Las reservas probadas de crudo de Argentina al 31 de diciembre de 2024 totalizaron aproximadamente 3.094 MMbbl, un 3% superiores a las de 2023, concentradas principalmente en la Cuenca Neuquina y, en menor medida, en la Cuenca del Golfo San Jorge. Aproximadamente el 60% corresponde a recursos no convencionales. En gas natural, las reservas probadas alcanzaron aproximadamente 546.272 MMm³, un 12% superiores a 2023, con una participación creciente de los recursos no convencionales y una fuerte concentración en la Cuenca Neuquina. Adicionalmente, en agosto de 2026 se publicó una nueva estimación de recursos técnicamente recuperables de petróleo de Vaca Muerta, elaborada por el IAPG a pedido de la Secretaría de Energía, que los ubica en aproximadamente 30.170 MMbbl, un 89% por encima de la estimación de la EIA de 2013. Si bien estos recursos no constituyen reservas probadas, reflejan el significativo potencial de crecimiento de largo plazo de la formación.

Volúmenes de gas natural importado y exportado (MMm³/d)



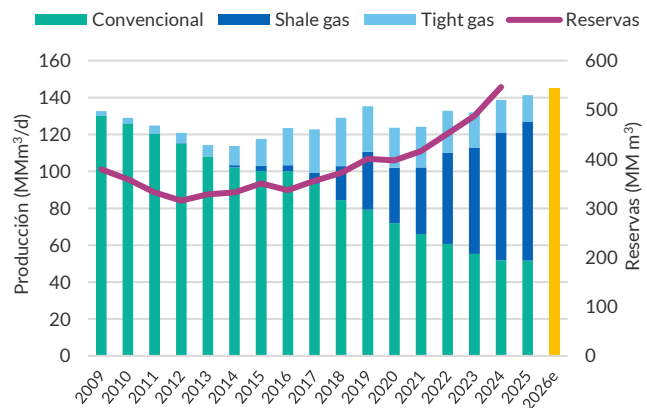
Fuente: Enargas

Argentina: producción y reservas de petróleo



Fuente: Secretaría de Energía

Argentina: producción y reservas de gas



Fuente: Secretaría de Energía

Eléctrico

FIX considera que la exposición del sector eléctrico argentino a cambios normativos y de política energética se redujo desde 2025, a partir de los avances hacia un marco más previsible. La consolidación fiscal y la focalización de los subsidios disminuyen la probabilidad de intervenciones motivadas por desequilibrios fiscales. No obstante, la prórroga de la emergencia eléctrica hasta diciembre de 2027 (DNU 585/2026) muestra que todavía existen desafíos estructurales, principalmente por las limitaciones en la capacidad de transporte y la necesidad de modernizar la infraestructura. En esa línea, la Res. SE N.º 155/2026 formalizó la adjudicación de proyectos del programa de ampliación de la red de transmisión AlmaSADI, cuya licitación contempló 700 MW y recibió ofertas por más de 8.300 MW, reflejando el interés del sector privado por resolver los cuellos de botella del sistema.

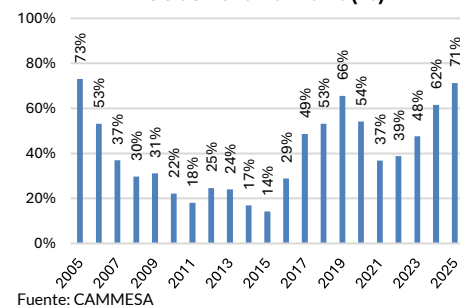
Hasta 2024, el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) presentaba una elevada centralización en CAMMESA, que administraba las transacciones, suministraba gran parte de los combustibles y concentraba buena parte del riesgo comercial del sistema. Desde 2025, la Resolución SE N.º 21/25 inició una apertura gradual al permitir que los generadores administren su combustible y que la nueva generación convencional celebre contratos bilaterales. Posteriormente, la Resolución SE N.º 400/25 profundizó este proceso, con el objetivo de recuperar los principios de competencia y formación económica de precios previstos en la Ley N.º 24.065.

El nuevo esquema avanza gradualmente hacia un mercado en el que los generadores gestionan su combustible, asumen el riesgo de abastecimiento y pueden obtener mejores márgenes si operan de manera eficiente. A su vez, CAMMESA concentrará progresivamente sus funciones en el despacho, la liquidación de las transacciones y el suministro de combustible de última instancia. Durante la transición convivirán los contratos existentes, las remuneraciones reguladas, los acuerdos bilaterales y una participación creciente de los precios marginales. Esto otorgará mayor autonomía comercial a los agentes y favorecerá principalmente a los operadores más eficientes e integrados.

La gestión integral del combustible será obligatoria desde enero de 2029. Hasta entonces, continuará vigente el GN Acuerdo, mediante el cual CAMMESA suministra gas a los generadores que lo soliciten. Aunque este mecanismo se considera gestión propia a efectos de la remuneración, los generadores que lo utilicen no podrán captar la totalidad de la renta marginal. Además, para quienes no gestionen su combustible, la remuneración de la potencia disponible cuando la unidad no sea despachada se reducirá al 80% hasta fines de 2026, al 40% durante 2027 y desaparecerá desde 2028. A partir de ese momento, solo recibirán el pago correspondiente cuando sean convocados y el Servicio de Reserva de Confiabilidad Base de USD 1.000 por MW-mes. De esta manera, la regulación incentiva la adopción progresiva de la gestión propia.

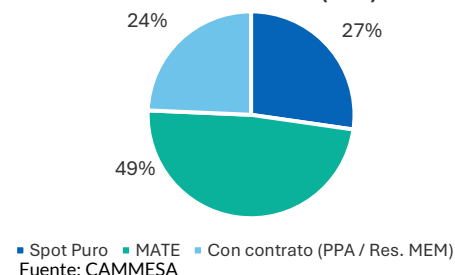
Desde enero de 2030, la generación térmica e hidráulica existente podrá contratar sin límites con cualquier tipo de demanda del mercado spot. Sin embargo, la demanda residencial

Cobertura Tarifaria(%)



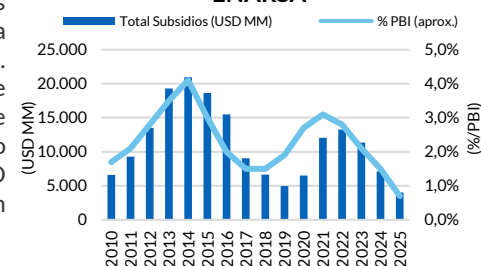
Fuente: CAMMESA

Capacidad instalada por cobertura contractual (MW)



Fuente: CAMMESA

Evolución subsidios CAMMESA y ENARSA



Fuente: Instituto Argentino de la Energía (IAE) General Mosconi

continuará abastecida prioritariamente mediante la Generación Asignada, es decir, la energía destinada específicamente por el sistema para cubrir a esos usuarios.

En el mercado spot, las centrales térmicas recibirán el costo variable de producción declarado y una renta adicional vinculada con la diferencia entre el precio marginal del sistema y el costo propio de cada unidad. Durante la transición, esa renta no se reconocerá en su totalidad: se aplicará un coeficiente denominado FRA, que determina qué porcentaje puede captar cada generador. La generación nueva, o aquella respaldada por nueva capacidad firme de transporte de gas, podrá acceder a un FRA igual a uno y, por lo tanto, captar la renta completa.

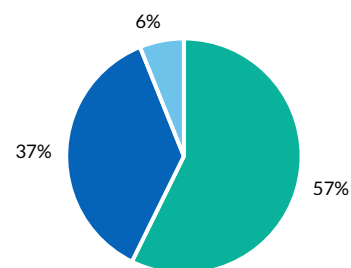
Este esquema favorece a las unidades más eficientes, que tienen menores costos, ingresan antes en el orden de despacho y operan durante más horas. En consecuencia, cuentan con mayores posibilidades de capturar renta marginal. Las unidades menos eficientes son despachadas con menor frecuencia y, cuando sus propios costos determinan el precio marginal del sistema, el margen adicional que reciben tiende a ser menor. Este mecanismo no se aplica a la demanda residencial ni a la energía contratada bilateralmente en el Mercado a Término.

Desde una perspectiva crediticia, FIX espera una mayor diferenciación entre generadores. La gestión propia obliga a comprar y financiar el combustible antes de cobrar la energía producida, lo que incrementa las necesidades de capital de trabajo y la importancia de contar con liquidez y acceso al crédito. Las unidades que operan como generación de base dependerán principalmente de su eficiencia, sus horas de despacho y su capacidad de capturar renta marginal. En cambio, las centrales de punta o respaldo dependerán en mayor medida de los pagos por capacidad y de su disponibilidad para ser convocadas.

En este contexto, los principales factores de calidad crediticia serán la eficiencia de las unidades, la capacidad de asegurar combustible a precios competitivos, la proporción de ingresos bajo contratos, la disponibilidad operativa de los activos y la fortaleza financiera de cada generador.

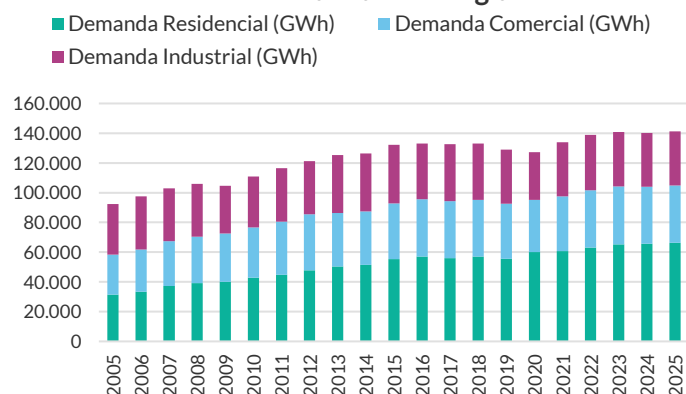
Al 30 de junio de 2026, Argentina contaba con una potencia instalada de 44.771 MW (+2,5% i.a.); de los cuales un 56,2% corresponde a generación térmica, 21,5% hidráulica, 18,3% a energías renovables no convencionales y 3,9% nuclear. Durante el segundo trimestre de 2026 se incorporaron 352 MW de nueva capacidad renovable al SADI, incluyendo la última etapa de El Quemado por 105 MW. En el mismo período la generación nacional alcanzó 34.955 GWh (+2,4% i.a.) y la demanda 35.358 GWh (+5,7% i.a.), traccionada por los segmentos industrial y residencial.

Mix de Generación (%)
Jun.2026 (6 meses)



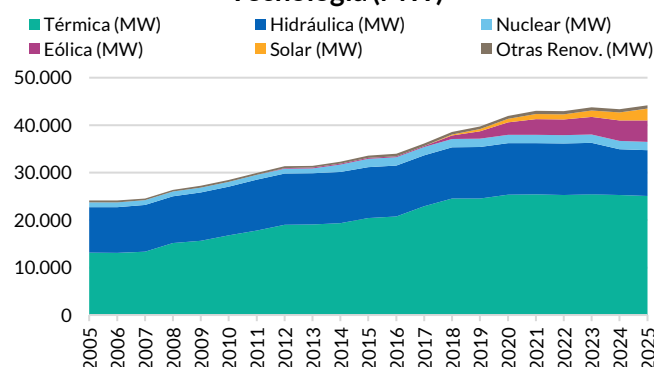
■ Térmica % ■ Renovable % ■ Nuclear %
Fuente: CAMMESA.

Demanda de Energía



Fuente: CAMMESA

Evolución de Capacidad Instalada por Tecnología (MW)



Fuente: CAMMESA

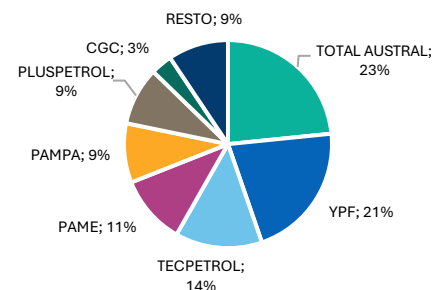
Posición competitiva

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 junio 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. Jun.2026)



Fuente: Secretaría de energía - Datos por operador

Administración y Calidad de los Accionistas

El 77,4% de las acciones de Pampa cotiza en ByMA y NYSE, donde cada ADS representa 25 acciones ordinarias. 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.

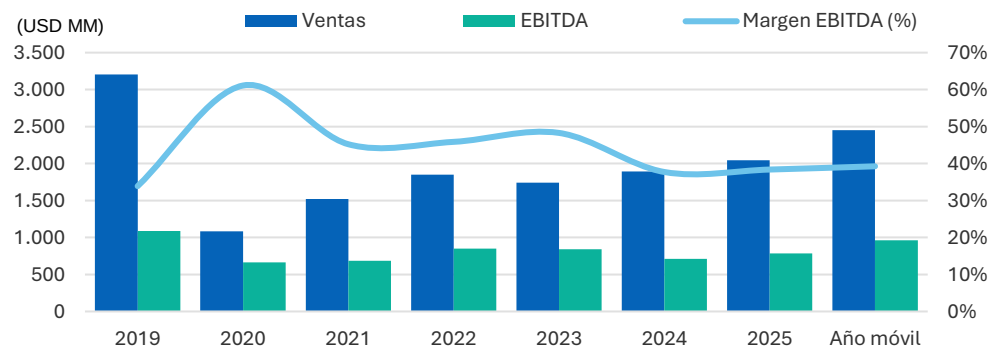
A partir de 2018, el directorio de la compañía autorizó programas de recompra de acciones propias. Habiendo realizado recompras por aproximadamente USD 600 MM y posteriores reducciones de capital, el Directorio tuvo en cuenta la diferencia entre el valor de los activos de la compañía y el precio de la cotización de las acciones en el mercado, el cual entiende 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 30 de junio de 2026, Pampa contaba con 1.340.094.269 acciones ordinarias en circulación y 3.505.832 acciones propias en cartera.

Perfil 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). A junio 2026 (año móvil), los ingresos ascendieron a aproximadamente USD 2.450 MM mientras que el EBITDA calculado según FIX (sin incluir EBITDA de holdings) se encontró en torno a los USD 963 MM con un margen del 39,3%. 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 1.400/1.500 MM (sujetos a la evolución del precio del crudo).

Evolución Ventas - EBITDA

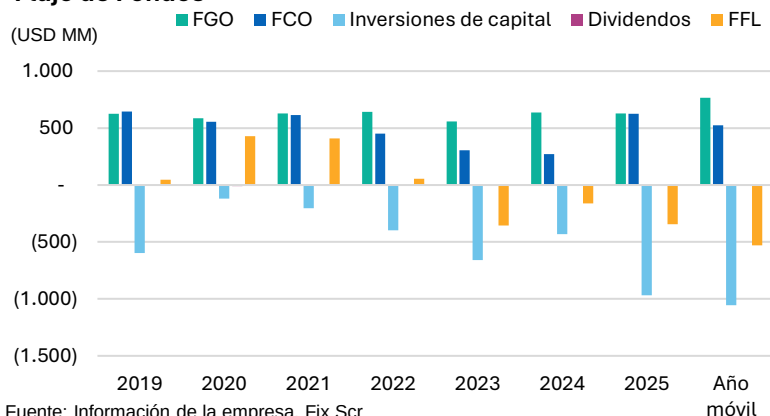


Fuente: FIX en base a información provista por la compañía.

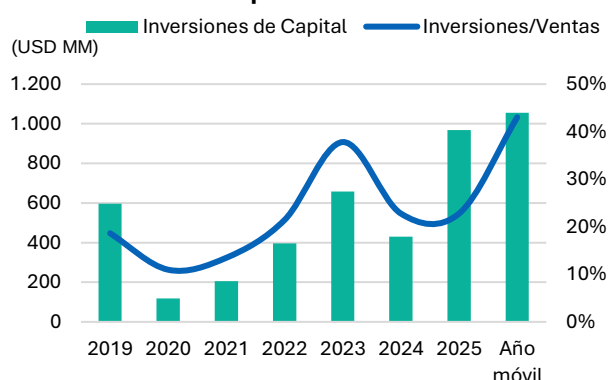
Flujo de fondos

A junio 2026 (año móvil), el flujo generado por las operaciones (FGO) resultó en USD 765 MM que, deducidas las inversiones de capital (USD 1.055 MM) y la cobertura de las necesidades de capital de trabajo (USD 239 MM) y dividendos (USD 2 MM) arrojaron un flujo de fondos libre (FFL) negativo por USD 531 MM. FIX estima que el FFL se mantenga negativo en 2026 para revertir a partir de 2028 (de no mediar nuevas inversiones no contempladas en el plan actual).

Flujo de Fondos



Inversiones de Capital



Liquidez y estructura de capital

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 junio 2026, la deuda de la compañía era por USD 2.600 MM (incluyendo intereses devengados), lo que representa un 39% de su estructura de capital (medido en términos contables). A la misma fecha, la caja y equivalentes más las inversiones corrientes alcanzaron USD 1.281 MM resultando en un apalancamiento neto contra EBITDA (año móvil) de 1,4x, con una cobertura de intereses de 6,5x (ambos medidos en dólares).

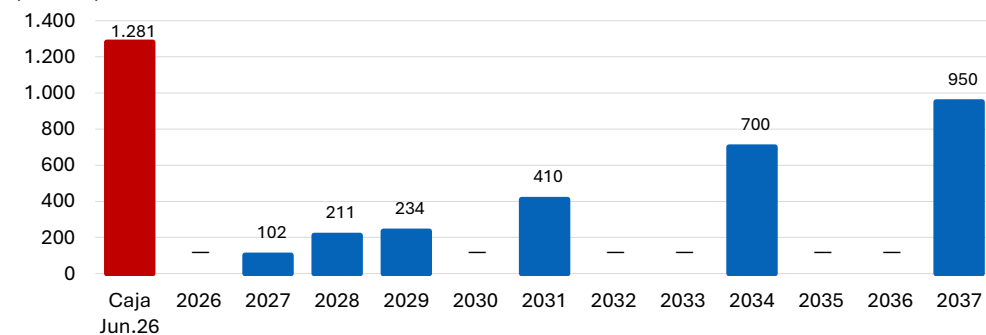
La elevada liquidez se ve favorecida por un perfil de vencimientos equilibrado en el largo plazo y casi nulos vencimientos corrientes (USD 25 MM incluyendo intereses devengados). El 100% de la deuda se encuentra denominada en dólares y el 97% está compuesta por ON locales e internacionales. FIX estima que la compañía seguirá mostrando elevados niveles de liquidez con un nivel de deuda que, como consecuencia de las nuevas inversiones, podría alcanzar 1,5x/2,0x EBITDA en términos netos (medido en dólares) con tendencia descendente a medida que se incremente la generación de EBITDA.

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. En mayo de 2026, realizó la reapertura de la ON Clase 26 (internacional) colocando USD 500 MM con vencimiento en noviembre de 2037, cupón del 7,75% (Rendimiento 7,6%). A la fecha del presente informe, la compañía tiene vigentes ON locales por un capital de USD 470,2 MM y ON internacionales por USD 2.060 MM (total ON vigentes USD 2.530,2 MM).

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.

Pampa Energía S.A.

(millones de ARS, año fiscal finalizado en diciembre)

Cifras Consolidadas

Normas Contables	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF
Período	jun-2026	jun-2026	2025	2024	2023	2022
	Año móvil	6 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Rentabilidad						
EBITDA Operativo	1.339.795	769.755	975.463	653.592	217.266	106.160
Margen de EBITDA (%)	39,3	41,1	38,4	37,7	42,3	43,8
Retorno del FGO / Capitalización Ajustada (%)	12,8	13,5	11,9	12,9	8,1	15,6
Margen del Flujo de Fondos Libre (%)	(24,2)	(46,0)	(16,9)	(8,5)	(20,4)	3,0
Retorno sobre el Patrimonio Promedio (%)	16,2	21,6	11,5	21,1	3,1	22,1
Coberturas						
FGO / Intereses Financieros Brutos	6,0	5,4	5,6	5,4	2,9	4,6
EBITDA / Intereses Financieros Brutos	6,4	6,3	5,7	4,9	2,5	4,5
EBITDA / Servicio de Deuda	5,4	5,4	4,0	0,8	0,8	1,5
FGO / Cargos Fijos	6,0	5,4	5,6	5,4	2,9	4,6
FFL / Servicio de Deuda	(2,5)	(5,2)	(1,1)	(0,0)	(0,1)	0,4
(FFL + Caja e Inversiones Corrientes) / Servicio de Deuda	5,2	1,5	5,8	2,0	2,4	2,1
FCO / Inversiones de Capital	0,4	(0,2)	0,6	0,6	0,5	1,1
Estructura de Capital y Endeudamiento						
Deuda Total Ajustada / FGO	3,1	2,9	2,9	3,0	4,6	2,7
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	2,9	2,5	2,8	3,3	5,4	2,7
Deuda Neta Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	1,5	1,3	1,1	0,6	2,3	1,5
Costo de Financiamiento Implícito (%)	7,2	8,5	7,0	8,0	12,1	10,9
Deuda Corto Plazo / Deuda Total (%)	1,0	1,0	2,5	33,9	15,5	17,0
Balance						
Total Activos	11.484.831	11.484.831	9.595.935	6.548.872	3.817.196	840.064
Caja e Inversiones Corrientes	1.899.246	1.899.246	1.663.137	1.722.461	674.855	124.131
Deuda Corto Plazo	37.087	37.087	69.942	728.096	181.548	48.647
Deuda Largo Plazo	3.816.908	3.816.908	2.683.747	1.416.917	989.182	237.437
Deuda Total	3.853.995	3.853.995	2.753.689	2.145.013	1.170.730	286.084
Deuda asimilable al Patrimonio	0	0	0	0	0	0
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio	3.853.995	3.853.995	2.753.689	2.145.013	1.170.730	286.084
Deuda Fuera de Balance	0	0	0	0	0	0
Deuda Total Ajustada con Deuda Asimilable al Patrimonio	3.853.995	3.853.995	2.753.689	2.145.013	1.170.730	286.084
Total Patrimonio	5.987.065	5.987.065	5.244.783	3.400.294	1.950.696	404.620
Total Capital Ajustado	9.841.060	9.841.060	7.998.472	5.545.307	3.121.426	690.704
Flujo de Caja						
Flujo Generado por las Operaciones (FGO)	1.052.735	543.441	783.094	583.885	164.427	83.865
Variación del Capital de Trabajo	(413.585)	(675.284)	(5.272)	(336.470)	(74.717)	(24.712)
Flujo de Caja Operativo (FCO)	639.150	(131.843)	777.822	247.415	89.710	59.153
Flujo de Caja No Operativo / No Recurrente Total	0	0	0	0	0	0
Inversiones de Capital	(1.461.424)	(730.061)	(1.205.311)	(394.783)	(194.270)	(51.919)
Dividendos	(1.884)	0	(1.884)	(37)	(476)	(30)

Flujo de Fondos Libre (FFL)	(824.158)	(861.904)	(429.373)	(147.405)	(105.036)	7.204
Adquisiciones y Ventas de Activos Fijos, Neto	0	0	0	331	1.772	2.452
Otras Inversiones, Neto	687.654	256.337	738.813	89.790	117.144	(25.588)
Variación Neta de Deuda	1.360.272	971.851	(97.095)	603.728	34.772	19.261
Variación Neta del Capital	(67.577)	0	(67.577)	0	0	(2.251)
Otros (Inversión y Financiación)	0	0	0	0	0	0
Variación de Caja	1.156.191	366.284	144.768	546.444	48.652	1.078

Estado de Resultados						
Ventas Netas	3.406.482	1.873.911	2.541.455	1.732.901	513.727	242.182
Variación de Ventas (%)	N/A	85,7	46,6	237,3	112,1	67,4
EBIT Operativo	708.383	413.725	475.710	283.536	106.668	73.504
Intereses Financieros Brutos	208.984	122.870	171.670	133.038	88.294	23.565
Alquileres	0	0	0	0	0	0
Resultado Neto	827.417	550.386	497.192	564.790	36.691	64.900

Resumen Financiero - Pampa Energía S.A.

(millones de USD, año fiscal finalizado en diciembre)

Normas Contables	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF
Tipo de Cambio ARS/USD al Final del Período	1.483,02	1.483,02	1.459,42	1.032,50	808,48	177,13
Tipo de Cambio ARS/USD promedio	1.397,99	1.414,86	1.244,26	916,25	295,21	130,81
Período	jun-2026	jun-2026	2025	2024	2023	2022
	Año móvil	6 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Rentabilidad						
EBITDA Operativo	963	544	784	713	736	812
Margen de EBITDA (%)	39,3	41,1	38,4	37,7	42,3	43,8
Retorno del FGO / Capitalización Ajustada (%)	13,7	14,2	14,0	14,6	22,2	21,1
Margen del Flujo de Fondos Libre (%)	(21,6)	(46,0)	(16,9)	(8,5)	(20,4)	3,0
Retorno sobre el Patrimonio Promedio (%)	15,6	20,6	11,6	21,6	5,3	24,3
Coberturas						
FGO / Intereses Financieros Brutos	6,2	5,4	5,6	5,4	2,9	4,6
EBITDA / Intereses Financieros Brutos	6,5	6,3	5,7	4,9	2,5	4,5
EBITDA / Servicio de Deuda	5,6	5,5	4,2	0,8	1,4	1,8
FGO / Cargos Fijos	6,2	5,4	5,6	5,4	2,9	4,6
FFL / Servicio de Deuda	(2,2)	(5,3)	(1,1)	(0,0)	(0,1)	0,5
(FFL + Caja e Inversiones Corrientes) / Servicio de Deuda	5,2	1,2	5,0	1,9	1,5	2,1
FCO / Inversiones de Capital	0,5	(0,2)	0,6	0,6	0,5	1,1
Estructura de Capital y Endeudamiento						
Deuda Total Ajustada / FGO	2,8	2,8	2,5	2,7	1,7	2,0
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	2,7	2,4	2,4	2,9	2,0	2,0
Deuda Neta Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	1,4	1,2	1,0	0,6	0,8	1,1
Costo de Financiamiento Implícito (%)	7,0	8,3	7,0	8,2	19,5	11,8
Deuda Corto Plazo / Deuda Total (%)	1,0	1,0	2,5	33,9	15,5	17,0
Balance						
Total Activos	7.744	7.744	6.575	6.343	4.721	4.743
Caja e Inversiones Corrientes	1.281	1.281	1.140	1.668	835	701
Deuda Corto Plazo	25	25	48	705	225	275
Deuda Largo Plazo	2.574	2.574	1.839	1.372	1.224	1.340
Deuda Total	2.599	2.599	1.887	2.077	1.448	1.615
Deuda asimilable al Patrimonio	0	0	0	0	0	0
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio	2.599	2.599	1.887	2.077	1.448	1.615
Deuda Fuera de Balance	0	0	0	0	0	0
Deuda Total Ajustada con Deuda Asimilable al Patrimonio	2.599	2.599	1.887	2.077	1.448	1.615
Total Patrimonio	4.037	4.037	3.594	3.293	2.413	2.284
Total Capital Ajustado	6.636	6.636	5.481	5.371	3.861	3.899
Flujo de Caja						
Flujo Generado por las Operaciones (FGO)	765	384	629	637	557	641
Variación del Capital de Trabajo	(239)	(477)	(4)	(367)	(253)	(189)
Flujo de Caja Operativo (FCO)	526	(93)	625	270	304	452
Flujo de Caja No Operativo / No Recurrente Total	0	0	0	0	0	0
Inversiones de Capital	(1.055)	(516)	(969)	(431)	(658)	(397)
Dividendos	(2)	0	(2)	(0)	(2)	(0)
Flujo de Fondos Libre (FFL)	(531)	(609)	(345)	(161)	(356)	55
Adquisiciones y Ventas de Activos Fijos, Neto	0	0	0	0	6	19
Otras Inversiones, Neto	496	181	594	98	397	(196)
Variación Neta de Deuda	1.049	687	(78)	659	118	147

Variación Neta del Capital	(54)	0	(54)	0	0	(17)
Otros (Inversión y Financiación)	0	0	0	0	0	0
Variación de Caja	960	259	116	596	165	8

Estado de Resultados						
Ventas Netas	2.452	1.324	2.043	1.891	1.740	1.851
Variación de Ventas (%)	N/A	44,7	8,0	8,7	(6,0)	22,0
EBIT Operativo	510	292	382	309	361	562
Intereses Financieros Brutos	147	87	138	145	299	180
Alquileres	0	0	0	0	0	0
Resultado Neto	589	389	400	616	124	496

Anexo II. Glosario

- ADS: American Depositary Share o acción de depósito estadounidense.
- CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
- Cargos Fijos: Intereses Financieros Brutos + Dividendos Preferidos + Alquileres Devengados.
- COD: Commercial Operation Date o fecha de entrada en operación comercial.
- Costo de Financiamiento Implícito: Intereses Financieros Brutos / Deuda Total.
- CTGEBA: Central Térmica Genelba.
- CTIW: Central Térmica Ingeniero White.
- CTLL: Central Térmica Loma de la Lata.
- Deuda Ajustada: Deuda Total + Deuda Asimilable al Patrimonio + Deuda Fuera de Balance.
- E&P: Exploración y Producción de hidrocarburos (Upstream).
- EBIT: Resultado operativo antes de intereses e impuestos.
- EBITDA: Resultado operativo antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones.
- Enargas: Ente Nacional Regulador del Gas.
- ENRE: Ente Nacional Regulador de la Electricidad.
- EPC: Engineering, Procurement and Construction: contrato de ingeniería, procura y construcción.
- FCO: Flujo de Caja Operativo.
- FFL: Flujo de Fondos Libre.
- FGO: Flujo Generado por las Operaciones.
- GPM: Gasoducto Francisco Pascasio "Perito" Moreno, ex Presidente Néstor Kirchner.
- GSA: Gas Sale Agreement o contrato de compraventa de gas natural.
- IPC: Índice de Precios al Consumidor.
- IPIM: Índice de Precios Internos al por Mayor.
- LNG: Liquefied Natural Gas o gas natural licuado.
- LTM: Last Twelve Months o últimos doce meses (año móvil).
- MAT: Mercado a Término.
- MATER: Mercado a Término de Energías Renovables.
- Mbbl/d: Miles de barriles por día.
- Mboe/d: Miles de barriles equivalentes de petróleo por día.
- MEP: Mercado Electrónico de Pagos.
- MM: Millones.
- MMboe: Millones de barriles equivalentes de petróleo.
- MMBTU: Millones de unidades térmicas británicas (British Thermal Units).
- MMm³/d: Millones de metros cúbicos por día.
- NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera.

- ON: Obligaciones Negociables.
- PPA: Power Purchase Agreement o contrato de abastecimiento mayorista de electricidad.
- RDA: Rincón de Aranda.
- RIGI: Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones.
- RQT: Revisión Quinquenal Tarifaria.
- SADI: Sistema Argentino de Interconexión.
- SE: Secretaría de Energía.
- Servicio de Deuda: Intereses Financieros Brutos + Dividendos Preferidos + Deuda Corto Plazo.
- SESA: Southern Energy S.A.
- TGS: Transportadora de Gas del Sur S.A.
- Tight Gas: Gas atrapado en rocas permeables, pero de muy baja permeabilidad, por la mala conexión entre los poros.
- TNA: Tasa Nominal Anual.
- VMOS: Vaca Muerta Oil Sur S.A.
- VN: Valor Nominal.

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 resultó 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. 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:	06/08/2025.
Fecha de Vencimiento:	06/08/2028.
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:	<u>Por razones impositivas:</u> la Emisora podrá rescatar las ON en su totalidad pero no en parte. <u>A opción de la Emisora:</u> 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 USD 100 millones ampliable por hasta USD 200 millones.
Monto Emisión:	USD 200.000.000.
Precio de Emisión:	100%.
Moneda de Emisión:	Dólares en Argentina (Dólar MEP).
Fecha de Emisión:	01/04/2026.
Fecha de Vencimiento:	01/04/2029.
Amortización de Capital:	En una única cuota en la fecha de vencimiento.
Intereses:	Tasa fija 5,49% 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:	<u>Por razones impositivas:</u> la Emisora podrá rescatar las ON en su totalidad pero no en parte. <u>A opción de la Emisora:</u> 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 28

Monto Autorizado:	Por hasta un VN de USD 100 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 48 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:	<u>Por razones impositivas:</u> la Emisora podrá rescatar las ON en su totalidad pero no

	en parte. <u>A opción de la Emisora:</u> a su sola opción, de forma total o parcial desde la fecha en que se cumplan 6 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 **18 de agosto 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.
- Obligaciones Negociables Clase 27 por hasta USD 100 millones ampliables por hasta USD 200 millones.

Asimismo, el Consejo asignó en categoría **AAA(arg)** la calificación a los siguientes instrumentos a ser emitidos por la compañía:

- Obligaciones Negociables Clase 28 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 Fondeo 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.gob.ar):

- Estados financieros consolidados anuales e intermedios hasta el 30/06/2026 (6 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.gob.ar
- Suplemento de Prospecto ON Adicionales Clase 13 de fecha 28/02/2023, disponible en www.cnv.gob.ar
- Suplemento de Prospecto ON Clase 22 de fecha 26/09/2024, disponible en www.cnv.gob.ar
- Suplemento de Prospecto ON Clase 25 de fecha 28/07/2025, disponible en www.cnv.gob.ar
- Suplemento de Prospecto ON Clase 27 de fecha 27/03/2026, disponible en www.cnv.gob.ar
- Suplemento de Prospecto ON Clase 28 de fecha 18/08/2026, disponible en www.cnv.gob.ar

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 diseminación 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.