Capex S.A.

Informe Integral

Calificaciones

Emisor de Largo Plazo	AA(arg)
ON Clase IV	AA(arg)
ON Clase V	AA(arg)
ON Clase VII	AA(arg)
ON Clase X	AA(arg)
ON Clase XI	AA(arg)
ON Clase XII	AA(arg)
ON Clase XIII	AA(arg)
Perspectiva	**Estable**

Resumen Financiero

Capex S.A.

$ miles de millones	31/07/2026	30/04/2026
Consolidado	Año móvil	12 meses
Total Activos	1.803	1.784
Deuda Financiera	746	747
Ingresos	731	639
EBITDA	230	223
Margen de EBITDA (%)	31,4	34,9
Deuda Total / EBITDA** (x)	3,2	3,3
Deuda Neta Total / EBITDA** (x)	2,6	2,7
EBITDA / Intereses (x)	3,6	3,6

Cifras expresadas en moneda constante al 31/07/2026.

** Según metodología FIX.

Criterios Relacionados

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

Informes Relacionados

Estadísticas Comparativas Empresas Argentinas, octubre 2026

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

Analistas

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

Analista Secundario
Matías Finck
Analista
matias.finck@fixscr.com
+54 11 5235 8100

Factores relevantes de la calificación

Asignación ON Clase XIII: CAPEX emitirá ON por un valor nominal de hasta USD 50 MM ampliables por hasta el monto máximo disponible en el Programa, 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 como parte del proceso de refinanciación de los vencimientos de deuda para 2027 por un total de USD 160 MM.

Foco en hidrocarburos con perfil exportador: En los últimos tres ejercicios, alrededor del 73% de los ingresos y el 65% del EBITDA provinieron del segmento de petróleo y gas, aunque su participación se redujo en el ejercicio a abril de 2026 (63% de los ingresos y 57% del EBITDA) por el mayor peso del segmento de energía tras la Resolución SE 400/2025. Las ventas de crudo se destinan principalmente al mercado externo, que en el ejercicio a abril de 2026 representó el 65% de las ventas de petróleo y el 37% de los ingresos consolidados.

Concentración de vencimientos en 2027: CAPEX enfrenta vencimientos de capital de ON por USD 159,7 MM en 2027 (USD 176,7 MM incluyendo intereses), cuya atención contempla refinanciación como parte de la estrategia de administración del perfil de vencimientos, considerando el flujo disponible luego de inversiones. La emisión de la ON Clase XIII se destinará a refinanciar parte importante de estos pasivos y extender el perfil de vencimientos. La flexibilidad para ajustar el CAPEX se encuentra condicionada por las inversiones destinadas al sostenimiento de la producción y al compromiso exploratorio en Cinco Saltos Norte.

Flujo de fondos presionado por inversiones y costos financieros: FIX estima que la compañía debe realizar no menos de USD 400 millones al año entre 2027 y 29 para mantener la producción, destinadas principalmente al desarrollo no convencional en Agua del Cajón, al sostenimiento de Pampa del Castillo, el pozo exploratorio horizontal en Cinco Saltos Norte y a la construcción del parque solar ADC. Asimismo, prevé una mayor carga de intereses por la refinanciación de ON por USD 112,5 MM dólar-linked a tasa 0%, con vencimiento en 2027. En este contexto, estima un FFL neutro en 2027 y transitoriamente negativo en 2028 - 2029, en línea con el ciclo de inversiones previsto, cuyos déficits se cubrirían con deuda adicional, llevando la deuda total cerca de los USD 520MM.

Mejora del apalancamiento con presiones de mediano plazo: A julio de 2026, el apalancamiento, medido en dólares, se redujo a 3,0x deuda/EBITDA (2,4x neto de caja), desde 3,4x a abril de 2025, favorecido por la mejora en el margen del segmento de generación eléctrica y la recuperación del precio del crudo. FIX proyecta un apalancamiento de aproximadamente 2,9x deuda/EBITDA al cierre de abril de 2027, con un incremento gradual en 2028–2029 por la normalización del precio del crudo (Brent de USD 60/bbl desde 2028) y al financiamiento del programa de inversiones. La magnitud de este impacto dependerá de la evolución de los precios del crudo y del ritmo de ejecución de las inversiones.

Integración vertical: CAPEX se beneficia del abastecimiento de gas propio a la central térmica Agua del Cajón (CT ADC) y a su planta de GLP, lo que aporta eficiencia operativa. Desde noviembre de 2025, la remuneración de la CT ADC se rige por la Resolución SE 400/2025, a la que adhirió la compañía y que incorpora el costo variable del combustible en la tarifa. CAPEX complementa su abastecimiento con gas de terceros y comercializa parte de su producción en el mercado local.

Diversificación en renovables: La compañía opera dos parques eólicos y el parque solar La Salvación (4SOLAR), de 20 MW, ubicado en San Luis y habilitado en julio de 2025, con el 100% de su capacidad contratada bajo el MATER. Asimismo, cuenta con prioridad de despacho por 130 MW para el parque solar Agua del Cajón. Con esta prioridad se prevé el desarrollo

completo de los 130 MW con desembolsos desde 2027 e inicio de operación comercial en el segundo semestre de 2028. Con un EBITDA estimado en USD 17 MM anuales.

Mayor impulso a la explotación no convencional: Mediante sus acuerdos con Trafigura (30%) y Schlumberger (19%), CAPEX (51%) avanzó en el desarrollo de Agua del Cajón, con nueve pozos horizontales perforados y un nuevo PAD de tres pozos iniciado en junio de 2026. La producción promedio alcanzó 15,5 Mboe/d en el ejercicio a abril de 2026 (54% petróleo y 46% gas) y disminuyó a 14,3 Mboe/d en el trimestre a julio reflejando la evolución natural del perfil de producción previo a la incorporación del nuevo PAD el cual, en el escenario base de FIX permitiría recuperar la producción a participación de CAPEX a 15,7 Mboe/d en el ejercicio 2027 y a 16,4 Mboe/d en 2028. Adicionalmente se perforará un pozo horizontal exploratorio comprometido para el área Cinco Saltos Norte (Rio Negro - No Convencional).

Amplia base de reservas con concentración operativa: A abril de 2026, CAPEX contaba con reservas comprobadas por 109,0 MMboe, equivalentes a 19 años de producción y cerca del 50% desarrolladas. Agua del Cajón y Pampa del Castillo concentran el 80% de las reservas y el 70% de la producción, determinando una mayor dependencia relativa del desempeño de estos activos. Las adquisiciones de participaciones de IFC y EDHIPSA en Río Negro incrementarían las reservas a 112,0 MMboe (+13,2% respecto de diciembre de 2024), sin considerar la compra acordada del 35% de YPF en Loma Negra y La Yesera, pendiente de aprobación provincial. El desarrollo de las reservas remanentes se encuentra asociado a la continuidad del programa de inversiones.

Sensibilidad de la calificación

Una baja en la calificación se derivaría de los siguientes eventos: i) Deterioro de las métricas operativas con una caída sostenida de la producción por debajo de 14 Mboe/d y/o; ii) Cambios regulatorios adversos, en particular en la remuneración de la CT ADC bajo la Resolución SE 400/2025, y/o; iii) Apalancamiento (deuda / EBITDA) por encima de 4,5x y/o cobertura de intereses (EBITDA / intereses) por debajo de 2,5x de manera sostenida y/o; iv) FFL negativo significativamente mayor o más persistente que el previsto en el escenario base, que contempla déficits acotados en los ejercicios 2028 y 2029, financiado con deuda y/o; v) Limitaciones en el acceso a fuentes de refinanciación en condiciones compatibles con el perfil crediticio de la compañía.

Una suba en la calificación se derivaría a partir de los siguientes eventos (de manera individual o conjunta): i) Mejora en las métricas operativas con un incremento sostenido de la producción por encima de 17 Mboe/d y de las reservas y/o; ii) Generación de FFL positivos constantes en el tiempo y/o; iii) Mayor cobertura del FGO/inversiones de capital y/o; iv) Apalancamiento por debajo de 2,0x a lo largo del ciclo (medido en dólares).

Liquidez y Estructura de Capital

Adecuado nivel de liquidez: A julio de 2026, CAPEX mantenía caja e inversiones corrientes por USD 102 MM y deuda de corto plazo por USD 164 MM, con una cobertura de FCO más disponibilidades de 1,3x. La liquidez se complementa con líneas de crédito disponibles por aproximadamente USD 400 MM. La deuda total ascendía a USD 501 MM, compuesta principalmente por ON (72%) y préstamos bancarios (25%), y el apalancamiento neto era de 2,4x el EBITDA. Con posterioridad al cierre, canceló la ON Clase VI por USD 22,9 MM, neto de recompras, y una cuota de capital de la ON Clase V por USD 23,6 MM. Para 2027, los vencimientos de capital e intereses de ON ascienden a USD 176,7 MM.

Extensión del perfil de vencimientos: Durante el ejercicio a abril de 2026, CAPEX obtuvo financiamiento de BBVA por USD 28,5 MM y de Banco Galicia por USD 50 MM, con vencimientos finales en 2029 y 2030 e inicio de amortización en 2028 y 2029, respectivamente. Asimismo, canceló deuda por aproximadamente USD 46 MM y, entre junio y julio de 2026, recompró ON Clase VI por USD 7,8 MM de valor nominal. Durante 2026, amplió su Programa Global de Emisión de ON a USD 1.000 MM.

Perfil del Negocio

CAPEX opera en el sector energético argentino. Desde su constitución en 1988 y junto con sus subsidiarias Servicios Buproneu S.A. (SEB), Hychico S.A. (Hychico), EG WIND S.A. (EG WIND), 4SOLAR S.A. (4SOLAR) y Prexium S.A.U. (Prexium) se encuentra presente en los segmentos: i) Exploración, producción y comercialización de petróleo y gas; ii) Generación de energía térmica; iii) Procesamiento y separación de gases líquidos y derivados de gas y, iv) Energías renovables (energía eléctrica eólica, energía eléctrica generada con hidrógeno, producción y venta de oxígeno y generación eléctrica solar).

La Sociedad inició sus operaciones en el segmento de exploración y producción de hidrocarburos en el yacimiento Agua del Cajón (Neuquén) para luego expandir sus operaciones hacia otras áreas hidrocarburíferas y hacia el segmento de generación de energía eléctrica con la Central Térmica "Agua del Cajón" (CT ADC) de Ciclo Combinado de 672 MW de potencia instalada y una Planta de GLP (propiedad de SEB), ambas ubicadas en el yacimiento Agua del Cajón que le permitió integrar verticalmente sus operaciones (el gas producido es procesado en la Planta de GLP y utilizado como combustible en CT ADC).

Posteriormente, a través de sus subsidiarias Hychico y EG WIND, la compañía comenzó a desarrollar proyectos de energías renovables incluyendo generación eléctrica eólica e hidrógeno y la producción y venta de oxígeno. En noviembre de 2023, la Sociedad adquirió el 95% de la tenencia accionaria de 4SOLAR S.A. mientras que Hychico (sociedad controlada por CAPEX) adquirió el 5% restante para el desarrollo de parques solares.

Segmento petróleo y gas (63% de ingresos y 57% del EBITDA a abril 2026)

CAPEX es la operadora de las 6 áreas en las cuales produce petróleo (de los cuales se exporta el petróleo pesado) y gas según el siguiente detalle:

	Provincia	Participación	Operador	Fin Concesión
Agua del Cajón	Neuquén	100%(1)	CAPEX S.A.	2052
Loma Negra	Río Negro	52,5%	CAPEX S.A.	2034
La Yesera	Río Negro	52,5% - 87,5%(2)	CAPEX S.A.	2037
Pampa del Castillo	Chubut	95%	CAPEX S.A.	2046
Bella Vista Oeste	Chubut	100%	CAPEX S.A.	2045
Puesto Zúñiga	Río Negro	100%(3)	CAPEX S.A.	2047

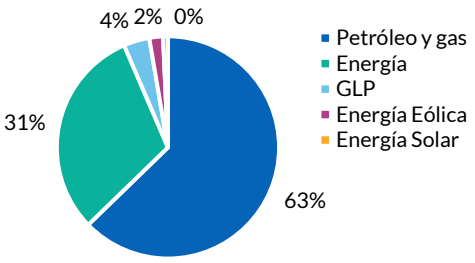
(1) Con la excepción del PAD ADC-1050 donde Trafigura posee un 30% de las reservas de gas y petróleo hasta el 2036 inclusive y el PAD-1060 donde Trafigura Argentina S.A. y Schlumberger Argentina S.A. poseen un 30% y 19% respectivamente de las reservas de gas y petróleo por el plazo de 12 años desde la fecha de ingreso en producción. (2) Capex posee el 52,5% de participación desde septiembre de 2026, tras perfeccionar la adquisición del 15% que mantenía la Corporación Financiera Internacional (IFC). En los pozos LY-1002 y LY-1003, de los cuales YPF decidió no participar, la participación de CAPEX asciende al 87,5%. El 3 de noviembre de 2026, CAPEX acordó adquirir el 35% de YPF en Loma Negra y La Yesera, sujeto a aprobación provincial. (3) En agosto de 2026, la Provincia de Río Negro aprobó mediante el Decreto N.° 752/2026 la adquisición del 10% de EDHIPSA en Puesto Zúñiga acordada en abril de 2026; la participación de CAPEX asciende al 100% con la formalización de la escritura de cesión.

En julio de 2023, CAPEX celebró un Farm-Out Agreement con Trafigura Argentina S.A. para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales en la formación Vaca Muerta del área Agua del Cajón. De esta forma, Trafigura asumió el compromiso de participar en el desarrollo de 4 pozos, y tendrá el derecho, durante 30 meses, a participar en 12 pozos adicionales, para lo cual aportará el 30% de la inversión de los pozos en los que participe y a su vez tendrá el derecho al 30% de la producción resultante de los mismos durante 12 años.

Adicionalmente, y en el mismo sentido el 21 de noviembre de 2024, se firmó un "Asset Technical Collaboration Agreement" entre Capex y Schlumberger Argentina S.A. (Schlumberger), a través del cual, Schlumberger asumió el compromiso de participar en el desarrollo de 4 pozos junto con CAPEX y Trafigura y tendrá el derecho, durante 30 meses, a participar en hasta 8 pozos adicionales, para lo cual participará con el 19% de los gastos de capital.

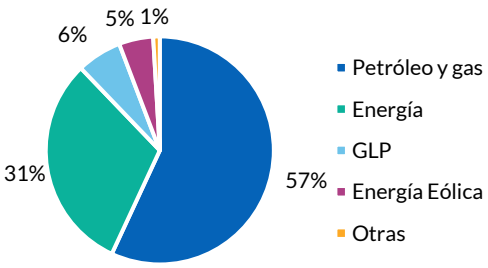
En consecuencia, Schlumberger tiene derecho al 19% de la producción resultante de los mismos durante 12 años. La UTE quedó conformada un 51% por CAPEX, un 30% Trafigura y un 19% Schlumberger. A la fecha, se perforaron nueve pozos horizontales en la formación Vaca Muerta y en junio de 2026 se inició la perforación de un nuevo PAD de tres pozos, quedando pendientes cinco pozos bajo el acuerdo marco vigente.

Ingresos por segmento (Abril 2026 - 12 meses)



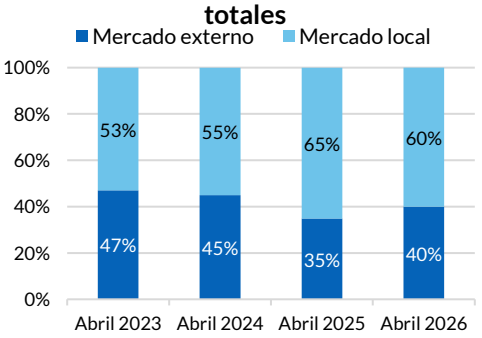
Fuente: FIX SCR en base a datos de CAPEX S.A.

EBITDA por segmento (Abril 2026 - 12 meses)

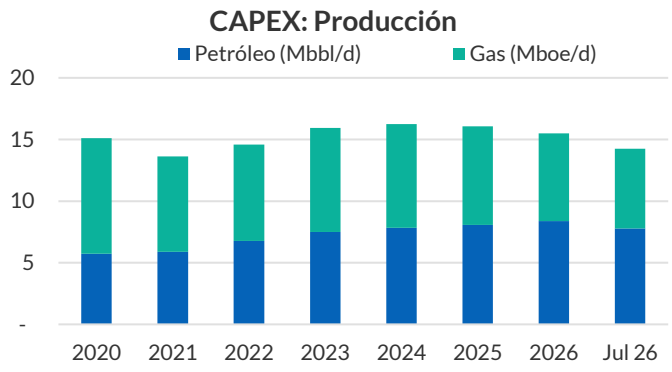


Fuente: FIX SCR en base a datos de CAPEX S.A.

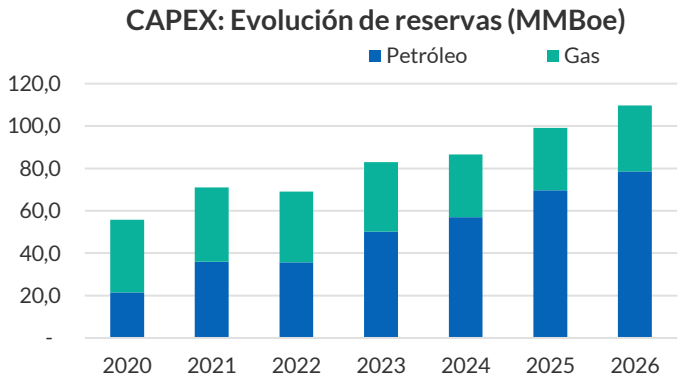
Exportaciones sobre ingresos totales



Fuente: FIX SCR en base a datos de CAPEX S.A.

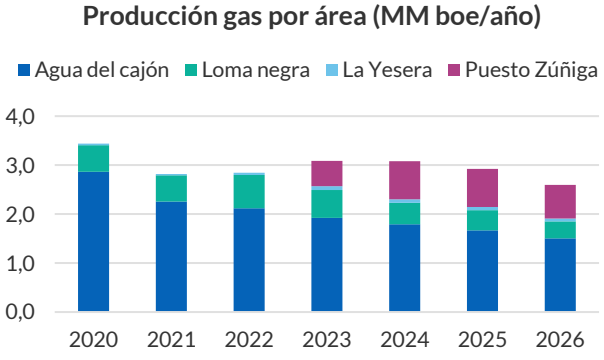


Fuente: FIX SCR en base a datos de CAPEX S.A.

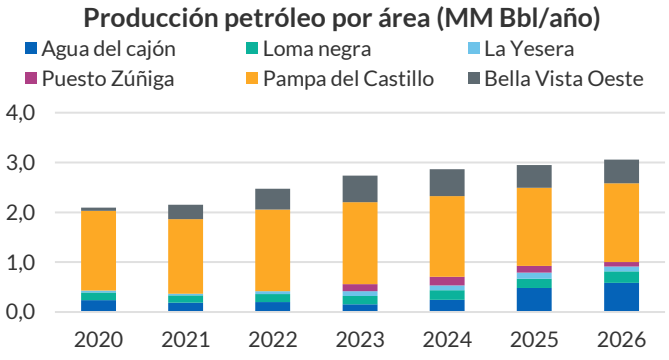


Fuente: FIX SCR en base a información de CAPEX.

A abril de 2026, CAPEX contaba con reservas comprobadas por 109,0 MMboe, equivalentes a aproximadamente 19 años de producción, con cerca del 50% desarrolladas. Esta base respalda la continuidad operativa, aunque el desarrollo de las reservas remanentes requiere inversiones adicionales. Agua del Cajón y Pampa del Castillo concentran aproximadamente el 80% de las reservas y el 70% de la producción, lo que incrementa la exposición a contingencias operativas en estos activos. Durante 2026, CAPEX amplió su participación en áreas de Río Negro: en septiembre adquirió el 15% de IFC en Loma Negra y La Yesera por USD 3,5 MM, alcanzando el 52,5%, y en noviembre acordó adquirir un 35% adicional a YPF por USD 6 MM, sujeto a ajustes y aprobación provincial. Asimismo, en agosto se aprobó la adquisición del 10% de EDHIPSA en Puesto Zúñiga, elevando su participación al 100%. Considerando las adquisiciones de IFC y EDHIPSA (sin incluir la participación de YPF, pendiente de aprobación), las reservas comprobadas ascenderían a 112,0 MMboe, un 13,2% superiores a las certificadas al 31 de diciembre de 2024 (98,9 MMboe); sin estas adquisiciones, el aumento es del 10,3%. El 70% de las reservas corresponden a crudo y el 30% a gas; cerca del 50% de las reservas se encuentran desarrolladas.



Fuente: FIX SCR en base a datos de CAPEX S.A. y 2025 de SEN.

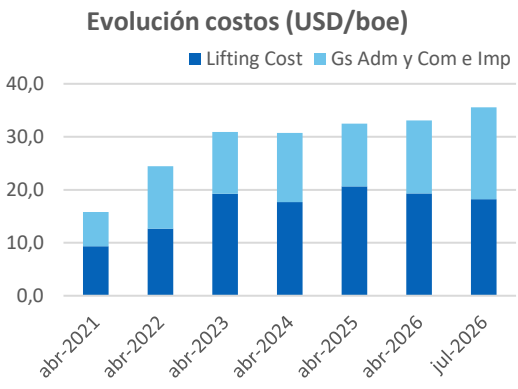


Fuente: FIX SCR en base a datos de CAPEX S.A. y 2025 de SEN.

Según datos de la compañía para el ejercicio cerrado el 30 de abril de 2026, el 52% de la producción de crudo provino de Pampa del Castillo seguido con un 19% de Agua del Cajón. En cuanto al gas, un 58% en Agua del Cajón mientras que Puesto Zúñiga aportó un 26%.

A la misma fecha, el lifting cost del segmento de petróleo y gas se encontraba en el orden de los USD/boe 19,3 (USD/boe 20,7 en el ejercicio anterior) mientras que, al incorporar los gastos de administración, comercialización y las regalías, el gasto total por barril se encuentra en torno a los USD 33,1. En el trimestre a julio de 2026, el lifting cost fue de USD/boe 18,3 y el gasto total de USD/boe 35,6, este último afectado por mayores regalías asociadas a mejores precios. Se espera que a través de eficiencias y, a medida que aumente la producción, el lifting cost tenga una tendencia a la baja.

CAPEX posee una capacidad de evacuación por 651 m^3/d por Oldelval (4.095 bbl/d) y una capacidad de 651 m^3/d de despacho (4.095 bbl/d) y, 3.906 m^3 de almacenaje (25 Mbbl) en Oiltanking Ebytem. Adicionalmente, la compañía mantiene la capacidad previa a la ampliación de Oldelval de 300 m^3/d de Open Access.



Fuente: FIX SCR, en base a datos de CAPEX.

El petróleo se comercializa a través de clientes seleccionados por licitaciones, traders y refinadores globales, para el ejercicio finalizado en abril de 2026, la producción para el mercado externo se comercializó a Trafigura PTE Ltd y Shell Western Supply and Trading limited mientras que los clientes en el mercado local fueron Raizen Argentina y Trafigura Argentina.

Desde enero de 2025, tras la finalización del Plan Gas 2020-2024 y su decisión de no adherir al Plan Gas 2025-2028, la compañía comercializa parte de su producción de gas a terceros mediante contratos de venta (237 MMm^3 en el ejercicio a abril de 2026, 56% de su producción de gas). Hasta octubre de 2025, CAMMESA reconocía el gas propio consumido en la CT ADC en concepto de reconocimiento de combustibles propios; a partir de noviembre de 2025, bajo la Resolución SE 400/2025, el costo del gas consumido en la generación se remunera como costo variable de producción dentro de la tarifa de energía.

Segmento Energía (31% de ingresos y 31% del EBITDA a abril 2026)

CAPEX posee una capacidad de generación eléctrica por 726,9 MW más 87 MW a construirse en el Parque solar "Agua del Cajón".

Empresa	Provincia	Participación	Capacidad	Operador	Actividad
CT ADC	Neuquén	100%	672 MW	CAPEX S.A.	Generación de energía ciclo combinado
Parque Eólico Diadema I (PED I)	Chubut	85,2046%	6,3 MW	Hychico	Generación energía Eólica
Parque Eólico Diadema II (PED II)	Chubut	99,26%	27,2 MW	EG WIND	Generación energía Eólica
H&O	Chubut	85,2046%	1,4 MW	Hychico	Energía renovable (Hidrógeno y oxígeno)
Parque Solar "La Salvación"	San Luis	99,26%	20 MW	4SOLAR	Energía solar

Generación de energía térmica: La CT ADC se encuentra ubicada sobre los yacimientos Agua del Cajón y El Salitral que proveen el gas natural para su uso como combustible en la generación de energía eléctrica. La central está compuesta por un ciclo abierto (371 MW) y un ciclo combinado (301 MW). La energía generada en los últimos 6 años se resume a continuación:

Ejercicio	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
Energía generada (GWh)	3.387	4.842	4.660	4.306	4.446	4.207
CT ADC - FC	57,5%	82,3%	79,2%	73,1%	75,5%	71,4%

(*) Considerando una energía anual a potencia nominal de 5.887 GWh

Desde noviembre de 2025, la compañía adhirió al esquema de la Resolución SE 400/2025, que incorpora en la remuneración el costo variable de producción del combustible (propio o de terceros) y prevé una migración progresiva hacia un esquema basado en costos marginales, con gestión propia del combustible obligatoria a partir de enero de 2029.

Generación de energía eólica: Hychico S.A. (subsidiaria de CAPEX) opera el Parque Eólico Diadema I (PED I) en la provincia de Chubut con una capacidad instalada de 6,3 MW (7 aerogeneradores de 0,9 MW). La operación comenzó en 2011 bajo un PPA por 15 años (o 361.755 MWh) a un precio de USD 115,896/MWh, que finalizó en noviembre de 2025 al completarse la energía comprometida. Desde diciembre de 2025, Hychico comercializa la totalidad de su generación mediante contratos con grandes usuarios a un precio promedio de USD 60,1/MWh.

EG Wind S.A., otra de sus subsidiarias, opera desde el 2019 el Parque Eólico Diadema II (PED II) con una capacidad instalada de 27,2 MW (9 aerogeneradores de 3,02 MW) y un PPA por 20 años a USD 40,27/MWh más incentivos y factores de ajuste. El PED II opera con restricciones de potencia hasta tanto se realicen las obras de ampliación a cargo del Estado Nacional. Como mecanismo de compensación, el contrato posee cláusula de "Obligación de tomar o pagar" la cual entró en vigor en junio del 2020 (al cumplirse los 30 meses desde la adjudicación). La inversión para su construcción ascendió a USD 35,7 MM.

Los factores de carga promedio de ambos parques son los siguientes:

Ejercicio		2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26
PED I	FC	43,1%	47,9%	49,1%	46,2%	42,4%	46,5%
PED II	FC	42,5%	37,2%	40,1%	38,2%	34,4%	36,8%

FC = (energía real producida / energía producida si hubiera funcionado todo el tiempo a potencia nominal)

Generación de energía a través de hidrógeno y oxígeno: En 2008 se inauguró una planta de producción de hidrógeno y oxígeno a partir de electrolisis de agua. La planta tiene dos electrolizadores, el hidrógeno de alta pureza (99,998%) se mezcla con gas natural para alimentar a un generador de 1,4 MW equipado con un motor de combustión interna especialmente adaptado para funcionar con gas rico y/o pobre mezclado con hidrógeno. El oxígeno producido, también de alta pureza (99,998%), es comercializado a alta presión en el mercado de gases industriales.

Generación de energía solar: A través de la subsidiaria 4SOLAR, la compañía desarrolló su primer parque solar "La Salvación" en Quines, Provincia de San Luis con una potencia de 20 MW compuesto por 40.338 paneles solares, habilitado comercialmente en su totalidad en julio de 2025. La energía generada es evacuada por el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y su comercialización se realiza mediante contratos de abastecimiento en el Mercado a Término (MATER), que cubren el 87% de su capacidad con una duración promedio de entre cinco y siete años. Por otra parte, la compañía cuenta con prioridad de despacho para la construcción del parque solar "Agua del Cajón" por 87 MW (30 MW adjudicados en marzo de 2025 y 57 MW adicionales), que se encuentra en etapa de estudios de ingeniería. La inversión requerida para los primeros 30 MW asciende a USD 25 MM con desembolsos a partir de 2027, estimando el comienzo de su operación comercial para 2028.

El Grupo posee los derechos de superficie para expandir el proyecto solar en San Luis a una potencia total de 120 MW. Asimismo, cuenta con contratos para desarrollos eólicos en las provincias de Buenos Aires (Partido de Benito Juárez), del Neuquén (yacimiento Agua del Cajón) y en Chubut (yacimiento Pampa del Castillo). Este último contempla, a su vez, el desarrollo de un proyecto para la producción de hidrógeno verde.

Procesamiento y separación de gases (4% de ingresos y 6% del EBITDA a abril 2026)

CAPEX opera una planta de procesamiento de gases ubicada en el Yacimiento Agua del Cajón.

Empresa	Provincia	Participación	Operador	Actividad
GLP	Neuquén	95,0%	CAPEX S.A.	Procesamiento y separación de gases líquidos derivados del gas

CAPEX procesa el gas rico en componentes licuables en la planta de GLP (Servicios Buproneu S.A.), la cual tiene una capacidad de procesamiento de 2,4 MMm^3/d con altos niveles de eficiencia (superior al 99%). A través de este proceso se obtienen propano, butano y gasolina estabilizada. El propano y el butano son vendidos en forma separada y la gasolina estabilizada es comercializada junto con el petróleo mientras que, el gas seco remanente es utilizado como combustible para la generación eléctrica en CT ADC.

El GLP es exportado a Chile a Lipigas y Gasco GLP y localmente es vendido a fraccionadores como Italgas, IPSA, Cañuelas Gas, Alpes Energy, Naturgy Gas.

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.



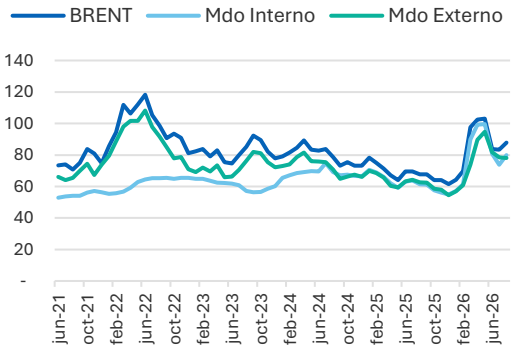
Fuente: Secretaría de Energía

El año 2025 finalizó con una producción de crudo promedio cercana a 800 Mbbl/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 Mbbl/d. Durante 2026, la producción continuó

aumentando, impulsada principalmente por el shale oil de la Cuenca Neuquina, alcanzando en julio un récord nacional de 916 Mbbl/d (producción de crudo: +17,2% interanual), de los cuales 643 Mbbl/d correspondieron a Vaca Muerta, y manteniéndose por encima de los 900 Mbbl/d en agosto. El promedio de los últimos doce meses fue de 882 Mbbl/d. En este contexto, FIX estima que la producción promedio de crudo de Argentina se ubicará en torno a 925 Mbbl/d a finales de 2026. La producción incremental tendrá como principal destino la exportación, acompañada por la expansión de la infraestructura de evacuación (VMOS y Duplicar Norte).

El 2026 se ha caracterizado por una elevada volatilidad de los precios internacionales del crudo, principalmente como consecuencia del conflicto en Medio Oriente y las restricciones al tránsito por el Estrecho de Ormuz (cerca del 20% del comercio mundial de petróleo). Tras superar los USD 100/bbl en abril-mayo, el Brent corrigió a un rango de USD 83-88/bbl entre junio y agosto y actualmente se ubica en torno a USD 105-107/bbl. FIX considera que la persistencia de los riesgos geopolíticos y las restricciones logísticas mantendrán elevada la volatilidad en los próximos meses. En el mercado local, el precio interno acompañó el ciclo, en línea con el precio de exportación. Las exportaciones de crudo del año móvil a agosto alcanzaron 94 MMbbl por aproximadamente USD 7.100 MM, un 12% más en volumen y 31% más en ingresos que en 2025, a un precio promedio realizado de USD 76/bbl, con Estados Unidos y Chile como principales destinos. 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.

Precio de Exportación vs. Mercado Interno en USD/barril



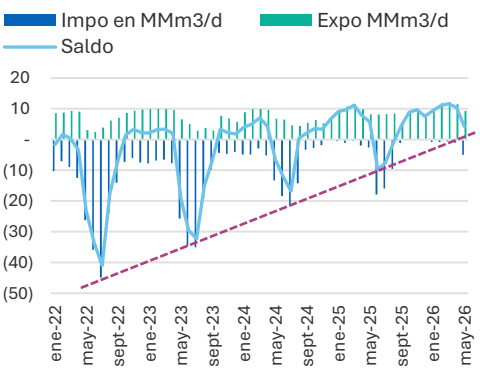
Fuente: FIX SCR en base a Secretaría de Energía

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 por oleoductos se ubica en torno a 850-900 Mbbl/d, de los cuales la Cuenca Neuquina concentra unos 750 Mbbl/d a través de Oldelval (capacidad: 540 Mbbl/d), OTASA (capacidad: 110 Mbbl/d) y ductos complementarios (capacidad: 100 Mbbl/d), y 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 Mbbl/d hacia fines de 2026 y alcanzar alrededor de 550 Mbbl/d durante 2027, con potencial de ampliación por encima de 700 Mbbl/d. Adicionalmente, Oldelval avanza con el proyecto Duplicar Norte (cerca de 50% de avance), un nuevo ducto de 207 km entre Auca Mahuida y Allen que habilitará 220 Mbbl/d entre fines de 2026 y el primer trimestre de 2027 y sumará otros 280 Mbbl/d con su segunda etapa en 2027, hasta 500 Mbbl/d, alimentando la troncal de Oldelval y VMOS. Con estas obras, la capacidad de evacuación troncal superaría los 1.000 Mbbl/d en 2026 y los 1.400 Mbbl/d en 2027. Estas inversiones deberían reducir progresivamente los cuellos de botella de evacuación y acompañar el crecimiento esperado de las exportaciones.

En relación con el gas natural, durante 2025 la producción promedio anual fue de aproximadamente 141 MMm^3/d, con picos cercanos a 160 MMm^3/d. Para 2026, FIX estima un promedio en torno a 145-150 MMm^3/d, aunque con niveles superiores durante los meses de mayor demanda; en julio, la producción nacional alcanzó 158,8 MMm^3/d, de los cuales Vaca Muerta aportó 96,5 MMm^3/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.

Volúmenes de gas natural importado y exportado (MMm^3/d)



Fuente: Enargas

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 14 MMm^3/d mediante tres nuevas plantas compresoras en La Pampa y equipamiento adicional en Tratayén, llevando la capacidad del ducto de 21 a aproximadamente 35 MMm^3/d para el invierno de 2027. En paralelo, TGS ejecuta obras en su sistema regulado para transportar el

gas incremental desde Salliqueló hacia los principales centros de consumo, sustituyendo importaciones de LNG y combustibles líquidos para generación.

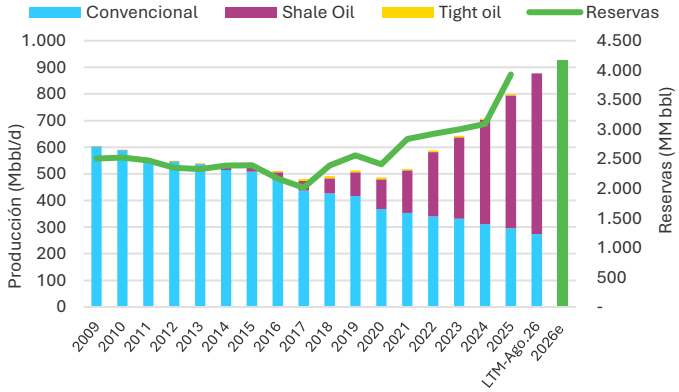
En paralelo, avanzan proyectos de infraestructura orientados a ampliar la capacidad exportadora de gas y monetizar los recursos de Vaca Muerta. En junio de 2026 fue aprobado bajo el RIGI el Gasoducto San Matías, que contempla una inversión aproximada de USD 1.300 MM y la construcción de cerca de 480 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, con fin de obra previsto para mediados de 2028. TGN proyecta además el Gasoducto Manuel Belgrano (Tratayén–La Carlota; capacidad inicial: 13 MMm³/d; inversión: USD 1.500 MM) para 2029. 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, con una primera etapa de dos unidades flotantes de licuefacción de hasta 12 MM tn/año y un gasoducto dedicado de unos 49 MMm³/d hacia 2030 (decisión final de inversión prevista para fines de 2026). 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.

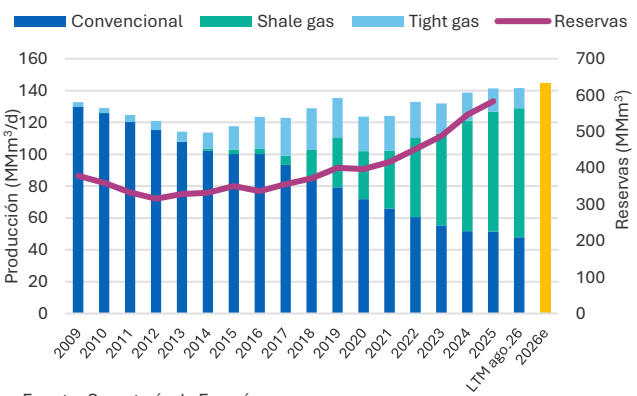
Las reservas probadas de crudo de Argentina al 31 de diciembre de 2025 totalizaron 3.929 MMbbl, un 27% superiores a las de 2024, concentradas en la Cuenca Neuquina (reservas probadas de crudo: 71%) y, en menor medida, en la Cuenca del Golfo San Jorge (reservas probadas de crudo: 27%). El 66% corresponde a recursos no convencionales. En gas natural, las reservas probadas alcanzaron aproximadamente 583.219 MMm³, un 6,8% superiores a 2024; el 79% corresponde a recursos no convencionales y el 83% se concentra 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.

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, aunque en 2026 el encarecimiento del gas y los combustibles elevó el costo de abastecimiento por encima de USD 90/MWh, y la cobertura tarifaria cayó a 65% en mayo. 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. Para atenderlas, el Decreto 921/2025 reinstaló la concesión de obra pública para un plan de 16 obras de transmisión (extensión: 5.610 km de 500 kV; inversión: más de USD 6.600 MM), cuya primera licitación, AMBA I (Res. SE 202/2026; inversión: USD 800 MM; capacidad de abastecimiento al AMBA: +2.000 MW), prevé adjudicarse en el primer semestre de 2027. En esa línea, la Res. SE N.° 155/2026 formalizó la adjudicación de 700 MW de almacenamiento en baterías para el interior del país (AlmaSADI), licitación que recibió ofertas por más de 8.300 MW, luego de que AlmaGBA adjudicara 713 MW en el AMBA (12 proyectos; inversión: USD 540 MM; plazo de los contratos: 15 años), 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.° 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.° 400/25 profundizó este proceso, con el objetivo de recuperar los principios de competencia y formación económica de precios previstos en la Ley N.° 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.

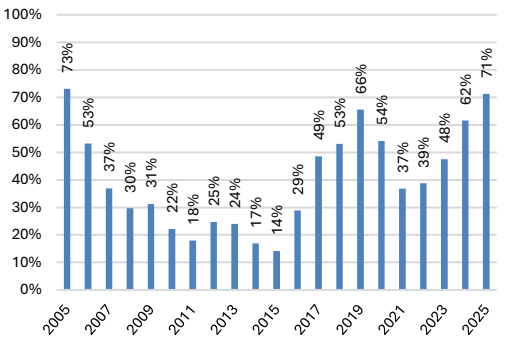
La gestión integral del combustible será obligatoria desde enero de 2029. Hasta entonces, continuará vigente el GN Acuerdo, mediante el cual CAMMESA suministra gas a los generadores que lo soliciten. Aunque este mecanismo se considera gestión propia a efectos de la remuneración, los generadores que lo 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 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.

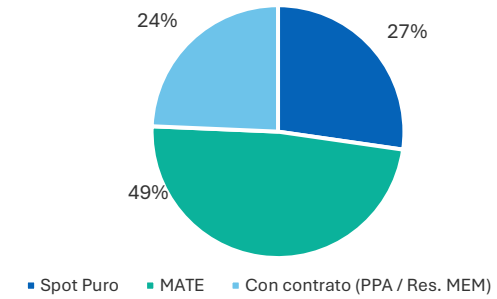
Este esquema favorece a las unidades más eficientes, que tienen menores costos, ingresan antes en el orden de despacho y operan durante más horas. En consecuencia, cuentan con mayores posibilidades de capturar renta marginal. Las unidades menos eficientes son despachadas con menor frecuencia y, cuando sus propios costos determinan el precio marginal

Cobertura Tarifaria(%)



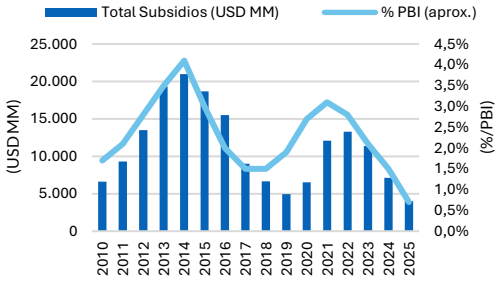
Fuente: CAMMESA

Capacidad instalada por cobertura contractual (MW)



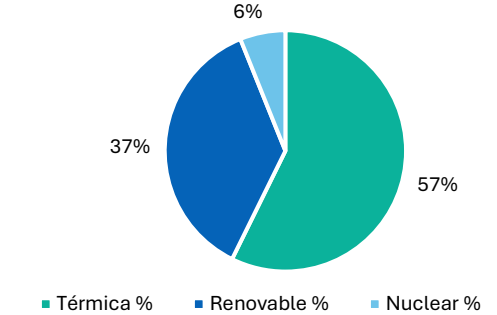
Fuente: CAMMESA

Evolución subsidios CAMMESA y ENARSA



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

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



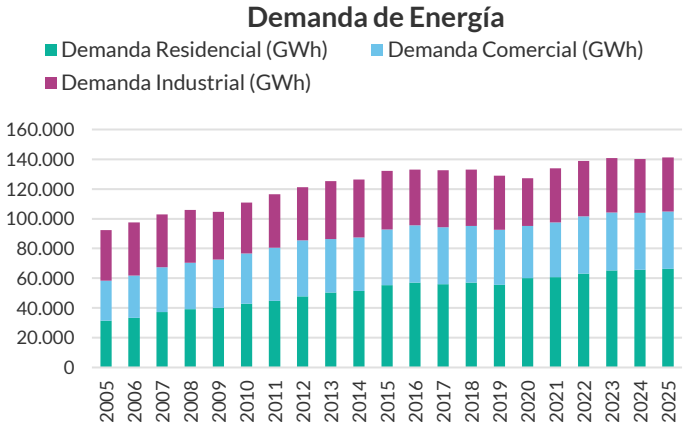
Fuente: CAMMESA.

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.

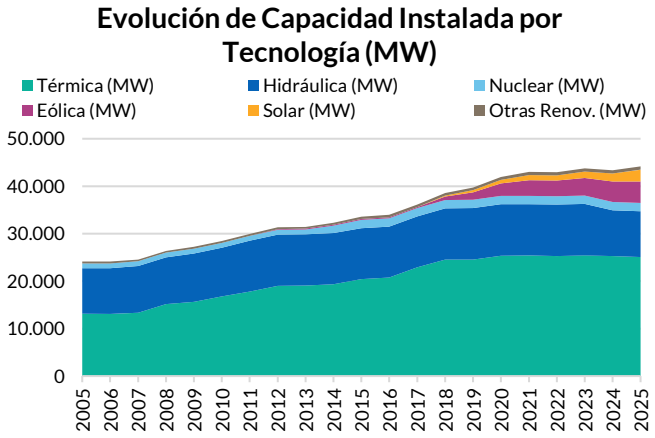
Desde una perspectiva crediticia, FIX espera una mayor diferenciación entre generadores. La gestión propia obliga a comprar y financiar el combustible antes de cobrar la energía producida, lo que incrementa las necesidades de capital de trabajo y la importancia de contar con liquidez y acceso al crédito. 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 (potencia instalada: +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 (generación: +2,4% i.a.) y la demanda 35.358 GWh (demanda: +5,7% i.a.), traccionada por los segmentos industrial y residencial.



Fuente: CAMMESA



Fuente: CAMMESA

Factores de riesgo de la compañía

- **Necesidades de refinanciación:** Los vencimientos de capital e intereses de ON en 2027 ascienden a USD 176,7 MM, concentrados principalmente en el tercer trimestre (USD 122,7 MM). La atención de estos vencimientos contempla la refinanciación, considerando el flujo disponible luego de inversiones. Esta estrategia se encuentra respaldada por el acceso de CAPEX al mercado de capitales y al crédito bancario, así como por la prevista aplicación de los fondos de la ON Clase XIII a refinanciar parte de estos pasivos. El reemplazo de USD 112,5 MM de emisiones dólar-linked a tasa 0% implicará una mayor carga de intereses.
- **Exposición al precio del crudo:** El segmento de petróleo y gas generó el 57% del EBITDA del ejercicio a abril de 2026, mientras que cerca del 65% de las ventas de crudo se destinaron a exportaciones. El escenario base contempla un Brent de USD 60/bbl desde 2028, cuyo impacto sobre la generación de fondos y el apalancamiento dependerá de la evolución efectiva de los precios. Esta exposición se modera por la diversificación de ingresos y la integración con el negocio de generación eléctrica, que ha mostrado una mejora en sus márgenes.
- **Programa de inversiones y concentración operativa:** Agua del Cajón y Pampa del Castillo concentran cerca del 80% de las reservas y el 70% de la producción, cuyo sostenimiento requiere inversiones para compensar la declinación natural. Como mitigantes, CAPEX cuenta con una base de reservas comprobadas equivalente a

aproximadamente 19 años de producción y un programa de desarrollo no convencional orientado a sostener los volúmenes con su correspondiente inversión asociada.

- **Ejecución del plan de inversiones:** El desarrollo no convencional en Agua del Cajón está sujeto al desempeño de los nuevos pozos y a la ejecución de los acuerdos con sus socios, cuya participación permite compartir las necesidades de inversión y los riesgos del desarrollo. Por su parte. el parque solar ADC presenta riesgos de construcción y financiamiento moderados, dada la experiencia de CAPEX en generación y la cercanía con sus operaciones.

Factores ambientales, sociales y de Gobierno Corporativo (ESG)

Petróleo y gas

Los principales factores Ambientales, Sociales y de Gobierno Corporativo (ESG) evaluados para el sector de Oil & Gas 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.

Eléctrico

Los principales factores Ambientales, Sociales y de Gobierno Corporativo (ESG) evaluados para el sector de Generación de Energía Eléctrica 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.

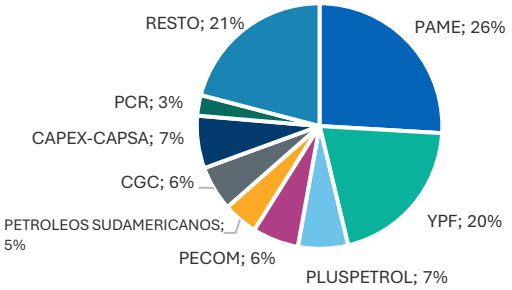
En tanto, a nivel de Gobierno Corporativo se evalúa la política anticorrupción, la estructura del directorio, incluyendo la independencia, diversidad e idoneidad de sus miembros, los

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.

Posición Competitiva

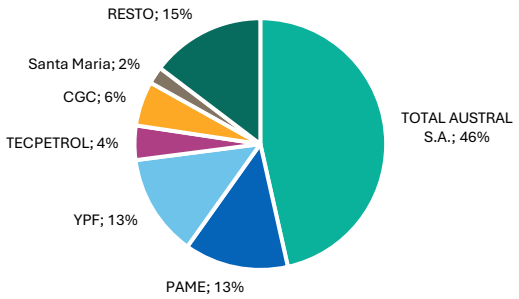
CAPEX se beneficia de la integración vertical de su negocio de generación de energía eléctrica, que le confiere cierto grado de eficiencia a las operaciones de su central térmica de ciclo combinado. La empresa cuenta con reservas de gas propias que utiliza para abastecer la planta, además de un posicionamiento favorable entre los productores locales de menor escala. Según datos de la Secretaría de Energía, considerando la producción de los últimos doce meses a julio de 2026, aproximadamente un 54% de la producción de petróleo convencional está concentrada en tres operadores (Pan American Energy SL Sucursal Argentina, YPF S.A. y Pluspetrol), el resto se divide entre operadores de distinto tamaño. Con relación al gas convencional, cerca del 73% de la producción operada se concentra en Total Austral, Pan American Energy SL Sucursal Argentina e YPF S.A. CAPEX-CAPSA provee el 7% del crudo convencional y el 2% del gas convencional a la misma fecha.

Argentina: Producción petróleo convencional (LTM ago 2026)



Fuente: Secretaria de Energía-Datos por operador

Argentina: Producción gas convencional (LTM Jun. 2026)



Fuente: Secretaría de Energía - Datos por operador

Administración y Calidad de los Accionistas

Los miembros de la familia Götz ejercen control sobre CAPEX a través de su participación en Compañías Asociadas Petroleras S.A. (CAPSA), que posee el 74,8% del capital social de la empresa. Asimismo, Wild S.A. es la última sociedad controlante del grupo con una participación de 98%, directa e indirecta, sobre las acciones de CAPSA (empresa de capitales argentinos enfocada en el negocio energético con operaciones hidrocarburíferas en la Provincia de Chubut).

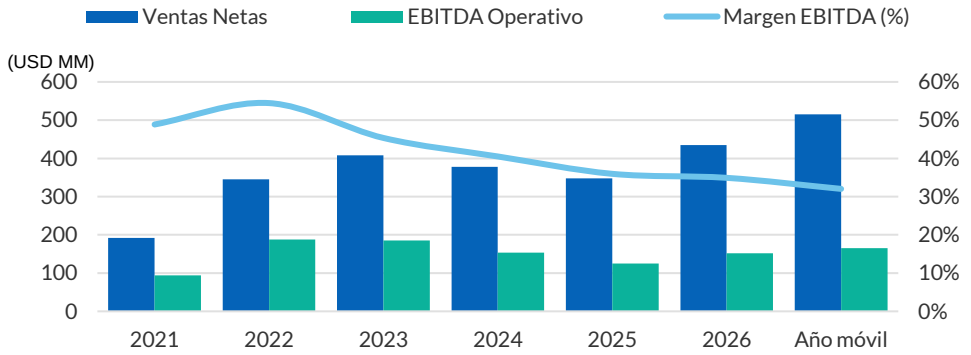
Perfil Financiero

Rentabilidad

En el año móvil a julio de 2026, CAPEX generó ventas y EBITDA por USD 515 MM y USD 165 MM respectivamente (margen del 32,0%). En el ejercicio cerrado en abril de 2026, el EBITDA ascendió a USD 152 MM (margen del 34,9%) y fue generado en un 57% por el segmento de petróleo y gas seguido por el segmento de energía térmica con un 31%, mientras que GLP y renovables aportaron el 12% restante.

Desde abril de 2022, la compañía viene mostrando una reducción del margen de EBITDA desde 54,5% a los niveles actuales. En el último ejercicio, la incorporación del costo del gas en los ingresos y costos del segmento energía (Res. SE 400/2025) incrementó las ventas sin un impacto proporcional en el EBITDA. En el escenario base, FIX estima un EBITDA de USD 170 MM para el cierre fiscal de abril 2027 mientras que para 2028 y 2029 en niveles del orden de USD 140 MM, en un escenario que incorpora un supuesto de Brent más conservador de USD 60/bbl frente a USD 70/bbl en 2027, así como menores niveles de producción de petróleo y gas.

Evolución Ventas - EBITDA

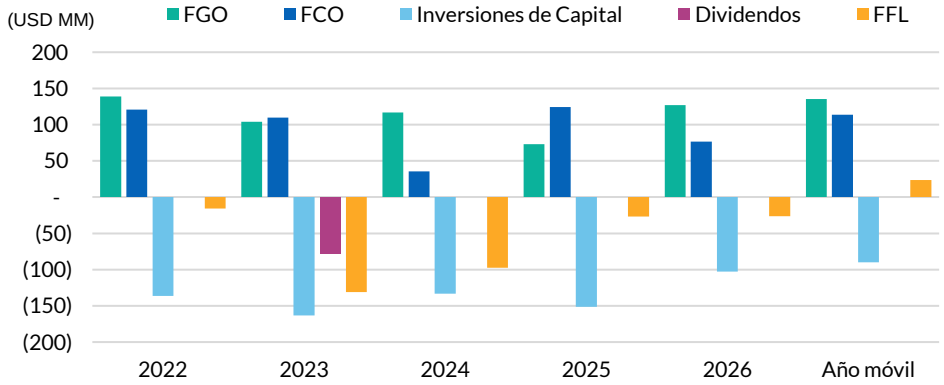


Fuente: FIX SCR en base a datos de CAPEX S.A.

Flujo de Fondos

Al año móvil a julio de 2026, CAPEX obtuvo un flujo generado por las operaciones (FGO) de USD 135 MM y un flujo de caja operativo (FCO) de USD 114 MM que, luego de inversiones de capital por USD 90 MM, derivó en un flujo de fondos libres (FFL) positivo en USD 24 MM. FIX espera un FFL neutro en el ejercicio 2027 y negativo en 2028 y 2029 (USD 65 MM y USD 20 MM, respectivamente), por el mayor plan de inversiones y menores precios de crudo.

Flujo de Fondos



Fuente: FIX SCR en base a datos de CAPEX S.A.

Liquidez y Estructura de Capital

La compañía opera con un adecuado nivel de liquidez y una moderada estructura de capital. Al cierre de julio de 2026, la deuda ascendía a USD 501 MM, de los cuales un 72% (USD 363 MM) corresponden a ON y, dentro de estas, USD 118 MM corresponden a las ON Clase V (internacional). A la misma fecha, la caja y equivalentes era por USD 102 MM. Para el año móvil a julio 2026, el ratio FCO (año móvil) + caja e inversiones corrientes / deuda de corto plazo asciende a 1,3x (deuda de corto plazo de USD 164 MM).

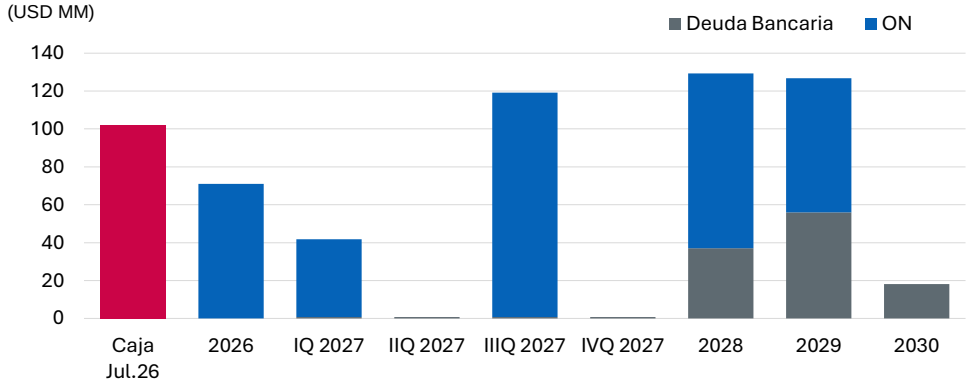
Fondeo y Flexibilidad Financiera

FIX considera que CAPEX posee cierta flexibilidad financiera aunque su principal fuente de financiamiento es el mercado de capitales. Su perfil exportador le permite mitigar riesgos ante escenarios adversos. La Compañía posee varias líneas de crédito disponibles por aproximadamente USD 400 MM. El ratio deuda neta / EBITDA (año móvil a jul'26) se ubicó en 2,4x (medido en dólares).

A la fecha del presente informe, la compañía no registra vencimientos significativos de capital remanentes para 2026. Los vencimientos por capital e intereses de ON en 2027 presentan una concentración relevante, alcanzando USD 176,7 MM (USD 46,4 MM en el 1° trimestre, USD 3,8 MM en el 2° trimestre, USD 122,7 MM en el 3° trimestre y USD 3,8 MM en el 4° trimestre). Dado el nivel de flujo generado por la compañía (FGO promedio últimos 4 ejercicios USD 105 MM) y las inversiones requeridas, es necesario que la Compañía continúe proactivamente con

su gestión de deuda. Para el 2028, los vencimientos por capital e intereses de ON ascienden a USD 103 MM.

Perfil de vencimientos de capital - Jul 2026



Fuente: FIX SCR en base a datos de CAPEX S.A.

Anexo I. Resumen Financiero

Resumen Financiero - Capex S.A.

(millones de ARS, año fiscal finalizado en abril)

Cifras Consolidadas	Moneda Constante(*)	Moneda Constante(*)	Moneda Constante(*)	Moneda Constante(*)	Moneda Constante(*)	Moneda Constante(*)
Normas Contables	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF
Año	jul-26	jul-26	abr-26	abr-25	abr-24	abr-23
Período	Año móvil	3 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Rentabilidad						
EBITDA Operativo	229.866	77.035	222.921	205.932	278.214	332.180
Margen de EBITDA	31,4	31,8	34,9	36,0	40,5	45,3
Retorno del FGO / Capitalización Ajustada (%)	16,5	29,4	20,9	10,1	22,2	34,1
Margen del Flujo de Fondos Libre	6,6	6,1	(6,0)	(7,8)	(25,7)	(32,1)
Retorno sobre el Patrimonio Promedio	12,5	10,4	6,5	5,0	(9,9)	24,9
Coberturas						
FGO / Intereses Financieros Brutos	4,0	4,9	4,0	3,0	2,8	3,7
EBITDA / Intereses Financieros Brutos	3,6	5,1	3,6	3,4	2,4	4,7
EBITDA / Servicio de Deuda	0,7	1,0	0,9	0,8	1,0	3,4
FGO / Cargos Fijos	4,0	4,9	4,0	3,0	2,8	3,7
FFL / Servicio de Deuda	0,4	0,4	0,1	0,1	(0,2)	(1,7)
(FFL + Caja e Inversiones Corrientes) / Servicio de Deuda	0,9	0,9	0,7	0,2	(0,1)	(1,5)
FCO / Inversiones de Capital	1,4	1,6	0,7	0,8	0,3	0,7
Estructura de Capital y Endeudamiento						
Deuda Total Ajustada / FGO	3,0	2,5	3,0	3,9	2,2	2,1
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA**	3,2	2,4	3,3	3,4	2,6	1,6
Deuda Neta Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA**	2,6	1,9	2,7	3,3	2,5	1,5
Costo de Financiamiento Implícito (%)	7,8	7,3	8,6	8,5	18,3	13,8
Deuda Corto Plazo / Deuda Total (%)	32,7	32,7	24,2	27,1	21,7	5,1
Balance						
Total Activos	1.803.146	1.803.146	1.784.256	1.752.009	1.868.106	1.772.841
Caja e Inversiones Corrientes	152.013	152.013	137.777	29.657	33.765	22.657
Deuda Corto Plazo	244.146	244.146	180.486	189.623	159.057	27.050
Deuda Largo Plazo	502.113	502.113	566.144	510.999	574.697	499.910
Deuda Total	746.259	746.259	746.630	700.622	733.755	526.960
Deuda asimilable al Patrimonio	0	0	0	0	0	0
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio	746.259	746.259	746.630	700.622	733.755	526.960
Deuda Fuera de Balance	0	0	0	0	0	0
Deuda Total Ajustada con Deuda Asimilable al Patrimonio	746.259	746.259	746.630	700.622	733.755	526.960
Total Patrimonio	781.715	781.715	760.555	731.041	721.805	785.698
Total Capital Ajustado	1.527.975	1.527.975	1.507.185	1.431.663	1.455.560	1.312.658
Flujo de Caja						
Flujo Generado por las Operaciones (FGO)	188.586	58.561	186.519	120.859	212.412	186.586
Variación del Capital de Trabajo	(17.432)	(20.763)	(74.277)	83.958	(147.496)	10.723
Flujo de Caja Operativo (FCO)	171.154	37.798	112.242	204.817	64.916	197.309
Flujo de Caja No Operativo / No Recurrente Total	0	0	0	0	0	0
Inversiones de Capital	(122.559)	(22.993)	(150.720)	(249.242)	(241.723)	(292.748)
Dividendos	0	0	0	0	0	(139.960)
Flujo de Fondos Libre (FFL)	48.596	14.805	(38.478)	(44.425)	(176.807)	(235.398)

Adquisiciones y Ventas de Activos Fijos, Neto	0	0	0	0	(5.148)	141.375
Otras Inversiones, Neto	(45.003)	(50.167)	5.182	(10.115)	(5.341)	0
Variación Neta de Deuda	9.126	(11.466)	122.928	34.024	211.960	79.901
Variación Neta del Capital	0	0	0	0	0	0
Otros (Inversión y Financiación)	0	0	0	0	0	0
Variación de Caja	12.719	(46.827)	89.632	(20.516)	24.665	(14.122)

Estado de Resultados						
Ventas Netas	731.018	242.108	638.614	572.695	686.873	732.622
Variación de Ventas (%)	N/A	61,7	11,5	(16,6)	(6,2)	9,3
EBIT Operativo	86.522	38.808	66.168	(36.260)	(4.888)	191.089
Intereses Financieros Brutos	63.623	15.052	62.410	60.645	115.158	70.238
Alquileres	0	0	0	0	0	0
Resultado Neto	96.416	19.601	48.749	36.108	(74.336)	186.346

(*) Moneda constante a julio 2026.
(**) Cálculo según metodología FIX.

Resumen Financiero - Capex S.A.

(millones de USD, año fiscal finalizado en abril)						
Cifras Consolidadas						
Normas Contables	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF	NIIF
Tipo de Cambio USD al Final del Período	1.488,45	1.488,45	1.381,10	1.172,00	876,75	222,58
Año	jul-26	jul-26	abr-26	abr-25	abr-24	abr-23
Período	Año móvil	3 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Rentabilidad						
EBITDA Operativo	165	52	152	125	153	185
Margen de EBITDA	32,0	31,8	34,9	36,0	40,5	45,3
Retorno del FGO / Capitalización Ajustada (%)	17,6	19,3	16,5	12,7	22,5	19,6
Margen del Flujo de Fondos Libre	4,6	6,1	(6,0)	(7,8)	(25,7)	(32,1)
Retorno sobre el Patrimonio Promedio	13,4	11,4	6,9	5,2	(9,8)	25,8
Coberturas						
FGO / Intereses Financieros Brutos	4,0	4,9	4,0	3,0	2,8	3,7
EBITDA / Intereses Financieros Brutos	3,7	5,1	3,6	3,4	2,4	4,7
EBITDA / Servicio de Deuda	0,8	1,0	0,9	0,8	1,0	3,4
FGO / Cargos Fijos	4,0	4,9	4,0	3,0	2,8	3,7
FFL / Servicio de Deuda	0,3	0,4	0,1	0,1	(0,2)	(1,7)
(FFL + Caja e Inversiones Corrientes) / Servicio de Deuda	0,8	0,9	0,7	0,2	(0,1)	(1,5)
FCO / Inversiones de Capital	1,3	1,6	0,7	0,8	0,3	0,7
Estructura de Capital y Endeudamiento						
Deuda Total Ajustada / FGO	2,8	2,5	3,0	3,9	2,2	2,1
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA**	3,0	2,4	3,3	3,4	2,6	1,6
Deuda Neta Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA**	2,4	1,9	2,7	3,3	2,5	1,5
Costo de Financiamiento Implícito (%)	9,0	8,1	9,1	8,9	18,2	14,4
Deuda Corto Plazo / Deuda Total (%)	32,7	32,7	24,2	27,1	21,7	5,1
Balance						
Total Activos	1.211	1.211	1.216	1.063	1.029	987
Caja e Inversiones Corrientes	102	102	94	18	19	13
Deuda Corto Plazo	164	164	123	115	88	15
Deuda Largo Plazo	337	337	386	310	316	278
Deuda Total	501	501	509	425	404	294
Deuda asimilable al Patrimonio	0	0	0	0	0	0
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio	501	501	509	425	404	294
Deuda Fuera de Balance	0	0	0	0	0	0
Deuda Total Ajustada con Deuda Asimilable al Patrimonio	501	501	509	425	404	294
Total Patrimonio	525	525	518	443	397	438
Total Capital Ajustado	1.027	1.027	1.027	868	801	731
Flujo de Caja						
Flujo Generado por las Operaciones (FGO)	135	39	127	73	117	104
Variación del Capital de Trabajo	(22)	(14)	(51)	51	(81)	6
Flujo de Caja Operativo (FCO)	114	25	76	124	36	110
Flujo de Caja No Operativo / No Recurrente Total	0	0	0	0	0	0
Inversiones de Capital	(90)	(15)	(103)	(151)	(133)	(163)
Dividendos	0	0	0	0	0	(78)
Flujo de Fondos Libre (FFL)	24	10	(26)	(27)	(97)	(131)
Adquisiciones y Ventas de Activos Fijos, Neto	0	0	0	0	(3)	79
Otras Inversiones, Neto	(30)	(34)	4	(6)	(3)	0
Variación Neta de Deuda	19	(8)	84	21	117	45

Variación Neta del Capital	0	0	0	0	0	0
Otros (Inversión y Financiación)	0	0	0	0	0	0
Variación de Caja	13	(31)	61	(12)	14	(8)
Estado de Resultados						
Ventas Netas	515	163	435	347	378	408
Variación de Ventas (%)	N/A	96,6	25,2	(8,1)	(7,3)	18,2
EBIT Operativo	61	26	45	(22)	(3)	106
Intereses Financieros Brutos	45	10	43	37	63	39
Alquileres	0	0	0	0	0	0
Resultado Neto	62	13	33	22	(41)	104

(**) Cálculo según metodología FIX.

Anexo II. Glosario

- BOE: Sigla en inglés para barril de petróleo crudo equivalente, que equivalen a 158,98731 m3 de gas natural, establecidos utilizando el ratio de 5.614,6 pies cúbicos de gas natural por barril de petróleo crudo.
- Breakeven: Precio de equilibrio a partir del cual un desarrollo cubre sus costos.
- CAMMESA: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.
- Costo de Financiamiento Implícito: Intereses Financieros Brutos / Deuda Total.
- CT ADC: Central Térmica Agua del Cajón.
- EBIT: Resultado Operativo antes de Intereses e Impuestos.
- EBITDA: Resultado Operativo antes de Amortizaciones y Depreciaciones.
- Farm-out: Acuerdo celebrado por el propietario de uno o más arrendamientos minerales, llamados "farmor", y otra empresa que desea obtener un porcentaje de propiedad de ese arrendamiento o arrendamientos a cambio de prestación de servicios, denominado "farmee".
- FC: Factor de carga. Energía real producida/energía producida si hubiera funcionado todo el tiempo a potencia nominal.
- FCO: Flujo de Caja Operativo.
- FFL: Flujo de Fondos Libre.
- FGO: Flujo Generado por las Operaciones.
- GLP: Gas Licuado de Petróleo.
- GWh: unidad de energía equivalente a mil millones de vatios-hora.
- i.a.: variación interanual.
- Lifting cost: Costo de extracción por barril equivalente.
- M: Miles.
- MM: Millones.
- MW: unidad de potencia equivalente a un millón de vatios.
- NIIF: Normas Internacionales de Información Financiera.
- ON: Obligaciones Negociables.
- PAD: delimitación geográfica en donde se realiza la perforación de uno o varios pozos.
- RIGI: Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones.
- Servicio de Deuda: Intereses Financieros Brutos + Dividendos Preferidos + Deuda Corto Plazo.

Anexo III. Características de los Instrumentos

Obligaciones Negociables Clase IV

Monto Autorizado:	VN de hasta USD 30 MM, ampliable por hasta USD 40 MM, en forma conjunta con las ON Clase III.
Monto a emitir:	USD 17.566.441.
Moneda de Emisión:	Denominadas en dólares, suscriptas y pagaderas en pesos.
Fecha de Emisión:	27/02/2023.
Fecha de Vencimiento:	27/02/2027.
Amortización de Capital:	En una única cuota en la Fecha de Vencimiento.
Intereses:	Tasa fija 0,0% TNA.
Cronograma de Pago de Intereses:	Siendo la Tasa de Interés del 0,0%, las ON no tendrán pagos de intereses.
Destino de los fondos:	(i) Inversiones en activos físicos situados en el país; y/o (ii) refinanciación de pasivos existentes de la Emisora; y/o (iii) financiamiento del giro comercial del negocio.
Garantías:	N/A.
Opción de Rescate:	A opción del Emisor, en su totalidad y no parcialmente, con una anticipación no mayor a 90 días a la Fecha de Vencimiento por un importe equivalente al monto de capital no amortizado más los intereses devengados e impagos a la fecha del rescate.
Condiciones de Hacer y no Hacer:	N/A.
Ley Aplicable:	Argentina.

Obligaciones Negociables Clase V

Monto Autorizado:	Por un valor nominal de hasta USD 248 MM.
Monto a emitir:	USD 188.801.600.
Moneda de Emisión:	Denominadas en dólares a ser integradas únicamente en especie, mediante la entrega de ON Clase II.
Fecha de Emisión:	25/08/2023.
Fecha de Vencimiento:	25/08/2028.
Amortización de Capital:	8 cuotas semestrales iguales y consecutivas equivalentes al 12,5% del capital.
Intereses:	Tasa fija 9,25% TNA.
Cronograma de Pago de Intereses:	Semestrales.
Destino de los fondos:	Refinanciación de pasivos (ON Clase II).
Garantías:	N/A.
Opción de Rescate:	Podrán ser rescatadas a opción de la Sociedad a partir de febrero 2025 y hasta febrero 2026 a un valor del 104,625% y de la última fecha en adelante, al 100% de su valor.
Ley Aplicable:	Estado de Nueva York, Estados Unidos.

Obligaciones Negociables Clase VII

Monto Autorizado:	VN de hasta USD 40 MM, ampliable por hasta USD 70 MM, en forma conjunta con las ON Clase VI.
Monto a emitir:	USD 39.323.500.
Precio de emisión:	116,30%.
Moneda de Emisión:	Denominadas en dólares, suscriptas en pesos al tipo de cambio inicial y pagaderas en pesos al tipo de cambio aplicable.
Fecha de Emisión:	07/09/2023.
Fecha de Vencimiento:	07/09/2027.
Amortización de Capital:	En una única cuota en la fecha de vencimiento.
Intereses:	Tasa fija 0% TNA.
Cronograma de Pago de Intereses:	Siendo la Tasa de Interés del 0,0%, las ON no tendrán pagos de intereses.
Destino de los fondos:	(i) inversiones en activos físicos situados en el país; y/o (ii) refinanciación de pasivos existentes de la Emisora; y/o (iii) financiamiento del giro comercial de su negocio.
Garantías:	N/A.
Opción de Rescate:	A opción de la Emisora: 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 el mismo será por un importe equivalente al monto de capital no amortizado más los intereses devengados e impagos.

Condiciones de Hacer y no Hacer:	N/A.
Ley Aplicable:	Argentina.

Obligaciones Negociables Clase X

Monto Autorizado:	VN de hasta USD 30 MM, ampliable por hasta USD 70 MM, en forma conjunta con las ON Clase IX.
Monto a emitir:	USD 55.599.334.
Precio de la emisión:	100%.
Moneda de Emisión:	Denominadas en dólares, suscriptas y pagaderas en pesos.
Fecha de Emisión:	05/07/2024.
Fecha de Vencimiento:	05/07/2027.
Amortización de Capital:	En una única cuota en la Fecha de Vencimiento.
Intereses:	0%
Cronograma de Pago de Intereses:	Siendo la Tasa de Interés del 0,0%, las ON no tendrán pagos de intereses.
Destino de los fondos:	(i) Inversiones en activos físicos situados en el país; y/o (ii) refinanciación de pasivos existentes de la Emisora; y/o (iii) financiamiento del giro comercial del negocio.
Garantías:	N/A.
Opción de Rescate:	Se podrá rescatar a opción del Emisor, en su totalidad y no parcialmente, con una anticipación no mayor a 90 días a la Fecha de Vencimiento por un importe equivalente al monto de capital no amortizado más los intereses devengados e impagos a la fecha del rescate.
Condiciones de Hacer y no Hacer:	N/A.
Ley Aplicable:	Argentina.

Obligaciones Negociables Clase XI

Monto Autorizado:	VN de hasta USD 40 MM, ampliable por hasta USD 80 MM.
Monto a emitir:	USD 45.097.020.
Precio de la emisión:	100%.
Moneda de Emisión:	Denominadas en dólares en Argentina (dólar MEP).
Fecha de Emisión:	17/06/2025.
Fecha de Vencimiento:	17/06/2028.
Amortización de Capital:	En una única cuota en la Fecha de Vencimiento.
Intereses:	Tasa fija 7,75%.
Cronograma de Pago de Intereses:	Trimestrales.
Destino de los fondos:	(i) Inversiones en activos físicos situados en el país; y/o (ii) refinanciación de pasivos existentes de la Emisora; y/o (iii) financiamiento del giro comercial del negocio.
Garantías:	N/A.
Opción de Rescate:	Se podrá rescatar a opción del Emisor, en su totalidad y no parcialmente, con una anticipación no mayor a 90 días a la Fecha de Vencimiento por un importe equivalente al monto de capital no amortizado más los intereses devengados e impagos a la fecha del rescate.
Condiciones de Hacer y no Hacer:	N/A.
Ley Aplicable:	Argentina.

Obligaciones Negociables Clase XII

Monto Autorizado:	VN de hasta USD 50 MM, ampliable por hasta USD 80 MM.
Monto a emitir:	USD 70.905.879.
Precio de la emisión:	100%.
Moneda de Emisión:	Denominadas en dólares en Argentina (dólar MEP).
Fecha de Emisión:	04/12/2025.
Fecha de Vencimiento:	04/06/2029.
Amortización de Capital:	En una única cuota en la Fecha de Vencimiento.
Intereses:	Tasa fija 8,25% TNA.
Cronograma de Pago de Intereses:	Semestrales.
Destino de los fondos:	(i) Inversiones en activos físicos situados en el país; y/o (ii) refinanciación de pasivos existentes de la Emisora; y/o (iii) financiamiento del giro comercial del negocio.
Garantías:	N/A.

Opción de Rescate:	Se podrá rescatar a opción del Emisor, en su totalidad y no parcialmente, con una anticipación no mayor a 90 días a la Fecha de Vencimiento por un importe equivalente al monto de capital no amortizado más los intereses devengados e impagos a la fecha del rescate.
Condiciones de Hacer y no Hacer:	N/A.
Ley Aplicable:	Argentina.

Obligaciones Negociables Clase XIII

Monto Autorizado:	VN de hasta USD 50 MM, ampliable por hasta el monto máximo permitido bajo el Programa.
Monto a emitir:	A determinar.
Precio de la emisión:	100%.
Moneda de Emisión:	Denominadas en dólares en Argentina (dólar MEP).
Fecha de Emisión:	A determinar
Fecha de Vencimiento:	A determinar
Amortización de Capital:	En una única cuota en la Fecha de Vencimiento.
Intereses:	Tasa fija a licitar.
Cronograma de Pago de Intereses:	Semestrales.
Destino de los fondos:	(i) refinanciación de pasivos existentes de la Emisora; y/o (ii) financiamiento del giro comercial del negocio; y/o (iii) la realización de aportes de capital y/o el otorgamiento de préstamos y/u otras formas de financiamiento a las subsidiarias de la Emisora, por hasta un 100% del monto de emisión.
Garantías:	N/A.
Opción de Rescate:	Se podrá rescatar a opción del Emisor, en su totalidad y no parcialmente, a partir de los 12 meses desde la fecha de emisión y liquidación, a un precio del VN del capital pendiente de pago equivalente al: (i) 102%, si el rescate se realiza desde el día siguiente a cumplidos los 12 meses y hasta el día en que se cumplan 18 meses, inclusive; (ii) 101%, si el rescate se realiza desde el día siguiente a cumplidos los 18 meses y hasta el día en que se cumplan 36 meses, inclusive; y (iii) 100%, si el rescate se realiza desde el día siguiente a cumplidos los 36 meses y hasta el día anterior a la Fecha de Vencimiento; en todos los casos, más los intereses devengados e impagos.
Condiciones de Hacer y no Hacer:	N/A.
Ley Aplicable:	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, realizado **el 12 de noviembre de 2026**, confirmó* en Categoría **AA(arg)** a la calificación de Emisor de Largo Plazo de **CAPEX S.A.** y de los siguientes instrumentos vigentes de la compañía:

- Obligaciones Negociables Clase IV por hasta USD 30 millones, ampliable por hasta USD 40 millones, en forma conjunta con las Obligaciones Negociables Clase III.
- Obligaciones Negociables Clase V por hasta USD 248 millones.
- Obligaciones Negociables Clase VII por hasta USD 40 millones, ampliable por hasta USD 70 millones, en forma conjunta con las Obligaciones Negociables Clase VI.
- Obligaciones Negociables Clase X por hasta USD 30 millones, ampliable por hasta USD 70 millones.
- Obligaciones Negociables Clase XI por hasta USD 40 millones, ampliable por hasta USD 80 millones.
- Obligaciones Negociables Clase XII por hasta USD 50 millones, ampliable por hasta USD 80 millones.

Asimismo, el mismo consejo asignó en Categoría **AA(arg)** a la calificación de los siguientes instrumentos a ser emitidos por la compañía:

- Obligaciones Negociables Clase XIII por hasta USD 50 millones, ampliable por hasta el monto máximo disponible bajo el Programa.

Las calificaciones tienen **Perspectiva Estable**.

Categoría AA(arg): "AA" nacional implica una muy sólida calidad crediticia respecto de otros emisores o emisiones del país. El riesgo crediticio inherente a estas obligaciones financieras difiere levemente de los emisores o emisiones mejor calificadas dentro del país.

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 Estructura de Capital, y el Fondeo y 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 intermedios y anuales hasta el 31/07/2026 (3 meses).

- Informe de auditor externo de los últimos estados financieros publicados: Price Waterhouse & Co. S.R.L.
- Información de gestión de la compañía.
- Prospecto del Programa Global de Emisión de Obligaciones Negociables por un Valor Nominal de hasta USD 1.000 millones de 2026 disponible en www.cnv.gob.ar.
- Suplemento de prospecto de las Obligaciones Negociables Clase III y Clase IV del 16/02/2023 disponible en www.cnv.gob.ar.
- Suplemento de prospecto de las Obligaciones Negociables Clase V del 24/07/2023 disponible en www.cnv.gob.ar.
- Suplemento de prospecto de las Obligaciones Negociables Clase VI y Clase VII del 01/09/2023 disponible en www.cnv.gob.ar.
- Suplemento de prospecto de las Obligaciones Negociables Clase X del 01/07/2024 disponible en www.cnv.gob.ar.
- Suplemento de prospecto de las Obligaciones Negociables Clase XI del 09/06/2025 disponible en www.cnv.gob.ar.
- Suplemento de prospecto de las Obligaciones Negociables Clase XII del 28/11/2025 disponible en www.cnv.gob.ar.
- Suplemento de prospecto de las Obligaciones Negociables Clase XIII del 12/11/2026 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.

Las calificaciones no son una publicidad, propaganda, difusión o recomendación de la entidad para adquirir, vender o negociar valores negociables o del instrumento objeto de calificación. Cada inversor debe efectuar su propio análisis teniendo en cuenta que la calificación efectuada es una opinión sobre la capacidad de pago del Emisor de los valores calificados, y que, por ese motivo, la misma puede variar en el tiempo. El presente informe de calificación debe leerse conjuntamente con el prospecto de emisión.

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.