

Pecom Servicios Energía S.A.U. (PECOM)

Factores relevantes de la calificación

Suba de calificación: FIX SCR (en adelante FIX) subió a Categoría AA(arg) desde Categoría AA-(arg) la calificación de Emisor y las Obligaciones Negociables (ON) de largo plazo de Pecom Servicios Energía S.A.U. (PECOM) y asignó en misma categoría a las ON Clase III a ser emitidas. La calificación incorpora el fuerte vínculo reputacional, estratégico y financiero que PECOM mantiene con el resto de las compañías del grupo, integrado por Molinos Río de la Plata S.A. y Molinos Agro S.A., ambas calificadas por FIX en AA(arg) con Perspectiva Estable. El soporte del accionista y de las compañías relacionadas fue clave para viabilizar la adquisición de Manantiales Behr y la reciente firma del acuerdo con Pluspetrol para la adquisición de una participación en El Corcobo (junto con San Benito Upstream), operación que posicionará a PECOM como el principal vehículo de generación de EBITDA y flujo de fondos dentro del grupo económico.

Mayor escala por adquisición Manantiales Behr: En febrero de 2026, PECOM adquirió, en consorcio con su afiliada San Benito Upstream S.A.U. (51% PECOM y 49% San Benito), el 100% de la concesión del área Manantiales Behr (Cuenca Golfo San Jorge), en el marco del Proyecto Andes de YPF S.A. El precio de la operación fue de un total de USD 410 MM, más un componente contingente de hasta USD 40 MM (USD 20 MM en los próximos dos años sujetos al precio del Brent), con un desembolso inicial de USD 150 MM (de los cuales USD 88 MM ya fueron cancelados) y el saldo pagadero en cuotas iguales a los 12, 18 y 24 meses. La operación incluye la concesión de tres oleoductos asociados y el stock de materiales por hasta USD 10 MM. A diciembre de 2025, el área producía aproximadamente 25 Mbb/d de petróleo y 0,4 Mmm³/d de gas, posicionándose como el segundo yacimiento convencional del país. Junto con las áreas Escalante-El Trébol y Campamento Central-Cañadón Perdido, incorporadas en 2024, FIX estima que PECOM podría alcanzar una producción consolidada cercana a 33 Mboe/d en 2026 (20 Mboe/d a su participación) en comparación a los 7,4 Mboe/d de 2025. El pasado 27 de abril, se firmó el Decreto de la cesión por parte de las autoridades de la Provincia de Chubut. FIX incluirá el impacto de la adquisición de los activos a Pluspetrol, una vez cumplidas las condiciones precedentes del acuerdo.

Mejora en rentabilidad y EBITDA: FIX espera que la mayor producción del segmento de petróleo y gas (impulsada por la incorporación del bloque Manantiales Behr) sumado a la mayor rentabilidad respecto al resto de las unidades de negocio genere una expansión sostenida del EBITDA de PECOM. Si bien la compañía tendrá un incremento en sus niveles de endeudamiento, destinado tanto al plan de inversiones como al pago de la adquisición mencionada, FIX prevé que el apalancamiento medido como Deuda neta/EBITDA se reduzca en términos relativos a niveles de 2x hacia fines de 2027 (de no mediar nuevas inversiones / adquisiciones).

Integración vertical y sinergias entre segmentos: El reingreso de PECOM al upstream consolida su perfil integrado y genera sinergias entre sus segmentos. Su experiencia en operación de yacimientos maduros aporta capacidades técnicas aplicables a las concesiones adquiridas en la Cuenca Golfo San Jorge, contribuyendo a optimizar costos y mejorar los niveles de recuperación de los activos. A su vez, Ingeniería y Construcciones brinda capacidad de ejecución para obras del segmento upstream, mientras que los activos propios generan demanda para servicios e ingeniería. FIX considera que esta integración fortalece el perfil competitivo de PECOM y aporta mayor estabilidad a la generación operativa.

Flujos de fondos libre (FFL) negativo por inversiones: FIX estima que el FFL se mantendrá negativo en 2026, principalmente como resultado del plan de inversiones, la adquisición de

Informe Integral

Calificaciones

Emisor Largo Plazo	AA(arg)
ON Clase I	AA(arg)
ON Clase II	AA(arg)
ON Clase III	AA(arg)
Perspectiva	Estable

Resumen Financiero

Pecom Servicios Energía S.A.U.		
\$ Millones ⁽¹⁾	31/12/2025	31/12/2024
	12 Meses	12 Meses
Total Activos	1.010.528	1.151.512
Deuda Financiera	535.067	411.829
Ingresos	1.110.982	1.370.646
EBITDA	44.808	39.809
Margen EBITDA(%)	4,0	2,9
Deuda / EBITDA (x)	11,9	10,3
Deuda neta / EBITDA (x)	10,4	7,8
EBITDA / Intereses (x)	1,0	0,9

⁽¹⁾ Cifras expresadas en moneda homogénea al 31/12/2025.

Criterios Relacionados

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

Informes Relacionados

Estadísticas Comparativas: Empresas Argentina, noviembre 2025
Perspectivas: Argentina Oil & Gas, junio 2024

Analistas

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

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

Manantiales Behr y la continuidad de gastos extraordinarios asociados al ajuste de la estructura operativa pasando a positivo en 2027, de no mediar cambios en el plan de inversiones previsto (USD 110 MM en 2026 y USD 85 MM en 2027, a participación de PECOM), bajo un escenario que contempla un precio promedio del Brent de USD 70/bbl y un margen del 23% (global para todos los segmentos).

Sensibilidad de la calificación

La calificación podría verse presionada a la baja ante la materialización sostenida de uno o más de los siguientes factores: i) Deterioro de la liquidez, o dificultades en el acceso al financiamiento que impidan llevar adelante el plan de inversiones y/o; ii) Caída estructural en los márgenes operativos derivada de una declinación productiva acelerada en los yacimientos maduros, mayores costos, o una performance inferior a la proyectada y/o; iii) Un escenario adverso prolongado que impacte la generación de flujo operativo y/o; iv) Cambios regulatorios o macroeconómicos en Argentina que afecten materialmente el marco operativo del sector, incluyendo restricciones a la transferencia de divisas, modificaciones en el régimen de retenciones, o intervenciones en la formación de precios domésticos.

La calificación podría verse favorecida a la suba ante la materialización sostenida de uno o más de los siguientes factores: i) Reducción del apalancamiento, medido en dólares (Deuda Total/EBITDA), por debajo de 2,0x, acompañada de una generación de flujo de fondos libre (FFL) consistentemente positiva tras la finalización del ciclo de inversiones asociado al plan de expansión upstream y/o; ii) Consolidación de la plataforma de upstream, evidenciada en la superación de las metas productivas proyectadas y/o; iii) Una mayor diversificación del portafolio de activos (ya sea por geografía, tipo de reservorio o mix de producto) y/o; iv) Fortalecimiento de la liquidez estructural, reflejado en un perfil de vencimientos de deuda extendido, mayor diversificación de fuentes de financiamiento, y una cobertura de servicio de deuda de corto plazo consistentemente superior a 1,5x.

Liquidez y Estructura de Capital

Apalancamiento con tendencia a la baja por incorporación de activo: Al cierre de diciembre de 2025, la caja e inversiones corrientes ascendía USD 49 MM con deuda por USD 367 MM (USD 303 MM a diciembre 2024), derivado de las necesidades de fondos por la adquisición de las áreas Escalante–El Trébol y Campamento Central–Cañadón Perdido, el plan de inversiones y los gastos de reestructuración corporativa. La cobertura de intereses con EBITDA (año móvil) fue de 1,0x (medido en dólares).

Durante el 2025, PECOM colocó ON por USD 60 MM con vencimiento en 2027 y 2029 a una tasa promedio ponderada de 7,70%; el 100% de la deuda de ON está denominada en dólares. El resto de la deuda se compone por préstamos bancarios (USD 281 MM), pagarés bursátiles (USD 6 MM) y deudas con relacionadas (USD 19 MM).

Entre febrero y abril de 2026, la compañía emitió pagarés bursátiles por USD 68 MM, con vencimientos entre mayo y octubre de 2026. Adicionalmente, enfrenta vencimientos por USD 101 MM correspondientes a deuda vigente al 31/12/2025, de los cuales USD 78 MM se concentran en el segundo trimestre del año. En función del nivel actual de flujo operativo, FIX estima que la compañía deberá refinanciar parte relevante de dichos vencimientos. No obstante, PECOM cuenta con líneas de crédito disponibles por aproximadamente USD 60 MM a nivel individual, un historial favorable de acceso al financiamiento y respaldo accionario, que ha demostrado apoyo en ejercicios anteriores.

Si bien a diciembre de 2025 el patrimonio neto ascendía a USD 20 MM, reflejando un elevado apalancamiento medido como deuda/PN de 18x, el 4 de marzo de 2026 su accionista, Santa Margarita LLC, se comprometió a realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de futura suscripción de acciones por hasta USD 150 MM, de los cuales USD 101 MM ya fueron integrados.

Perfil del Negocio

Pecom Servicios Energía S.A.U. (en adelante, "PECOM" o "la compañía") se dedica al desarrollo de soluciones y prestación de servicios integrales para las industrias energética y minera. La compañía pertenece a un grupo empresario con más de 70 años de trayectoria, controlado por miembros de la familia Pérez Compagn, que también detentan participación en Molinos Río de la Plata y Molinos Agro. PECOM opera en Argentina, Brasil, Colombia y Uruguay.

La compañía estructura sus operaciones en tres segmentos de negocio: i) Servicios y Soluciones Integradas, ii) Ingeniería y Construcciones (que comprende el desarrollo de ingeniería y la ejecución de obras), y iii) Producción de Hidrocarburos.

PECOM se encuentra desarrollando una estrategia de crecimiento y redefinición de su portafolio de negocios, focalizada en la expansión del segmento de upstream, la generación de valor en Servicios Integrados para Oil & Gas y Construcciones para la industria energética. En upstream, la compañía busca crecer mediante la incorporación y/o adquisición de activos maduros, con potencial de mejora a través de técnicas de recuperación mejorada de petróleo, sin descartar oportunidades en áreas no convencionales.

La redefinición del portafolio requirió una reestructuración de la compañía orientada a generar ahorros en la gestión y operación de sus actividades. En este marco, PECOM ejecutó ajustes de estructura y gastos generales por USD 68 MM en 2025, y prevé continuar implementando optimizaciones adicionales. Si bien estas medidas presionan el flujo de caja en el corto plazo, los ahorros esperados permitirían compensar dicho impacto.

Servicios y Soluciones integradas (59% de las ventas 2025):

PECOM brinda soluciones integrales para la industria energética mediante la prestación de servicios en las distintas áreas hidrocarburíferas de Argentina. Sus actividades incluyen servicios de operación y mantenimiento integral, well services, obras menores, elaboración y suministro de productos químicos y equipos de bombeo artificial de crudo (artificial lift). Entre los principales servicios que presta se destacan:

- Operación de plantas de tratamiento de petróleo, agua y gas.
- Mantenimiento e integridad de ductos de diversa magnitud.
- Operación de plantas generadoras de energía eléctrica.
- Montaje y desmontaje de equipos de bombeo.
- Transporte de cargas sólidas.
- Aplicación de productos químicos.
- Mediciones físicas por eco-dinamometría.
- Ingeniería de procesos de producción.

La adquisición de Bolland amplió la presencia regional de la compañía, con operaciones en productos químicos en Colombia, bombas mecánicas de profundidad en Brasil y Colombia, y servicios de O&M en Brasil. Esta expansión mitiga parcialmente la exposición al riesgo país argentino y diversifica las fuentes de generación de flujo en moneda dura.

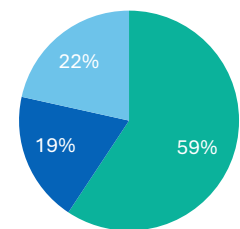
FIX destaca el carácter recurrente de una porción significativa de los ingresos (vinculados a contratos de O&M de mediano y largo plazo con las principales operadoras del sector), lo que le aporta previsibilidad al flujo operativo y atenúa la volatilidad propia de la actividad upstream.

Ingeniería y Construcciones (19% de las ventas 2025):

PECOM ejecuta obras de infraestructura para las industrias de petróleo y gas, minería y generación eléctrica, ofreciendo soluciones integrales bajo modalidad EPC (ingeniería, procura y construcción), incluyendo la puesta en marcha de los proyectos. Esta integración vertical le permite capturar mayor valor agregado por proyecto y diferenciarse de competidores enfocados en un solo eslabón de la cadena.

El alcance de servicios comprende ingeniería de detalle, gestión integral de suministros y construcción de gasoductos y oleoductos, redes de distribución de gas, plantas de tratamiento primario y plantas de procesamiento minero.

Ventas por segmento 2025



■ Servicios y Soluciones
 ■ Ingeniería y Construcción
 ■ Upstream

Fuente: Información de la empresa, Fix Scr

En materia de petróleo y gas, PECOM ejecuta proyectos en:

- **Upstream:** Construcción de plantas e instalaciones en yacimientos, unidades de separación, baterías, plantas de tratamiento de gas y petróleo, *flowline*, plantas compresoras y tendidos eléctricos.
- **Midstream:** Construcción de ductos de gran porte, playas de tanques (terminales), instalaciones de superficie, plantas de bombeo y de compresión.
- **Downstream:** Paros de planta (*revamping*), plantas de refinación y petroquímica.

Producción de hidrocarburos (22% de las ventas 2025):

Tras dos décadas fuera del segmento, PECOM reingresó como operador en el upstream argentino mediante la adquisición de tres áreas maduras en la Cuenca Golfo San Jorge (Provincia de Chubut), en el marco del Proyecto Andes de YPF S.A.

PECOM adquirió las concesiones “Escalante–El Trébol” (100%) y “Campamento Central–Cañadón Perdido” (50%, en consorcio con Enap Sipetrol), ambas con vencimiento en 2047, por un monto total de USD 114,5 MM. La compañía abonó un 20% inicial en agosto de 2024 y el 80% restante a la fecha de cada traspaso. Las aprobaciones provinciales se obtuvieron el 15 de noviembre de 2024 (Escalante–El Trébol) y el 31 de enero de 2025 (Campamento Central–Cañadón Perdido). La operación no incluyó compromisos de inversión pendientes.

A la fecha de la adquisición, el activo contaba con 732 pozos activos (529 en Escalante – El Trébol y 203 en Campamento Central – Cañadón Perdido), mayoritariamente bajo recuperación secundaria, con una producción promedio de 7,4 Mboe/d a participación de PECOM en 2025. Las reservas a diciembre de 2025 totalizaban 19,9 MMboe (+27% i.a.), compuestas en un 98% por crudo, con el 71% concentrado en Escalante – El Trébol. Las concesiones tributan regalías del 9% (6% para proyectos incrementales de recuperación terciaria) y un canon del 3%.

En forma simultánea con la cesión, PECOM suscribió con YPF un acuerdo de venta de crudo a 3 años por 1.200 m³/d (~85% de la producción actual del bloque inicial), a precios de mercado (crudo tipo Escalante, referenciado a Brent con ajuste por calidad y descuento Termap). YPF mantiene un derecho de *first offer* sobre la producción incremental, sujeto a igualar condiciones de precio, plaza y plazo de pago.

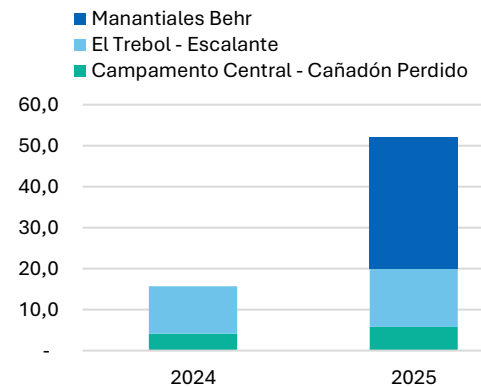
Para la evacuación, la compañía cuenta con un contrato de transporte de libre acceso y tarifa regulada. La producción se despacha desde la planta Cañadón Perdido (operada por YPF) hacia el oleoducto que conecta con la terminal Termap en Caleta Córdova. La producción de gas se destina actualmente a consumo interno.

En febrero de 2026, PECOM adquirió en consorcio con su afiliada San Benito Upstream S.A.U. (51%/49%) el 100% de la concesión Manantiales Behr, por USD 410 MM más un componente contingente de hasta USD 40 MM. El esquema de pago contempla un desembolso inicial de USD 150 MM (ya cancelado) y el saldo en cuotas. La operación incorpora tres oleoductos asociados (El Trébol–Caleta Córdova, Km 9–Caleta Córdova y Manantiales Behr–Cañadón Perdido) y el stock de materiales. El decreto provincial de cesión fue suscripto el 27 de abril de 2026.

A diciembre de 2025, Manantiales Behr registraba una producción aproximada de 25 Mbbbl/d de petróleo y 0,4 MMm³/d de gas, posicionándose como el segundo yacimiento convencional del país con un nivel de reservas proforma P1 de 32 MM de boe a participación de PECOM (62,7 MM de boe para el total del bloque).

Con fecha 30 de abril de 2026, PECOM suscribió un acuerdo con Pluspetrol S.A. para adquirir participaciones en cuatro concesiones de explotación de hidrocarburos: 11% en “CNQ-7 Gobernador Ayala” y 26% en “Jagüel Casa de Piedra”, ambas en Mendoza; y 11% en “Gobernador Ayala III” y 26% en “CNQ-7A”, ubicadas en La Pampa. En forma conjunta, San Benito Upstream S.A.U., adquirió participaciones adicionales en las mismas áreas (58,99%, 24%, 79% y 24%, respectivamente), consolidando el control del grupo sobre los cuatro bloques. La operación amplía la presencia de la compañía hacia las cuencas Neuquina y Cuyana, diversificando su base de activos más allá de las concesiones operadas en Chubut. El cierre y perfeccionamiento de las transferencias se encuentran sujetos al cumplimiento de

Reservas Oil & Gas (MM boe)
Datos a participación de Pecom



Fuente: Secretaría de Energía e información de Pecom.

condiciones precedentes, incluyendo las aprobaciones regulatorias correspondientes. Estos activos agregarían un producción de 18 Mboe/d (total bloque) y su impacto será incorporado una vez cumplidas las condiciones mencionadas.

Clientes, proveedores y contrapartes

Los principales competidores de PECOM en el segmento de operación y mantenimiento son AESA Astra Evangelista S.A., ENSI, Manpetrol, Petrosar, Ingeniería SIMA, Petrogas, Clear Petroleum TSB y Huinoil. PECOM mantiene una posición de liderazgo en este mercado, seguida por AESA como principal competidor, en tanto que los demás participantes corresponden principalmente a pequeñas y medianas empresas y compañías vinculadas a las propias concesionarias operadoras.

En el segmento de Ingeniería y Construcciones, sus principales competidores son Techint, AESA, Milicic, Contreras Hnos., OPS y EDVSA.

PECOM cuenta con presencia en las principales cuencas hidrocarburíferas del país y presta servicios a las principales operadoras del sector, entre ellas YPF, PAE, CGC, Shell, ENAP, Pluspetrol, Chevron, Tecpetrol y Pampa Energía.

Inversiones

Históricamente, las inversiones de PECOM no superaron el 3% de las ventas, concentradas mayoritariamente en flota de equipos para la prestación de servicios. Tras la adquisición de áreas hidrocarburíferas, la compañía proyecta inversiones de capital por USD 500 MM para el período 2026-2030, con USD 110 MM previstos para 2026 (a participación de PECOM).

En 2025, PECOM inauguró la Planta de Inyección de Polímeros PIU Sur (capacidad: 150 ton/mes), consolidando la recuperación terciaria como pilar de crecimiento de largo plazo. En el mismo ejercicio se iniciaron las obras civiles, mecánicas y eléctricas de las plantas PIU Norte y PIU Cañadón Perdido, con puesta en marcha estimada para 2026.

Costos

La estructura de costos se concentra en gastos de personal (51% de las ventas promedio del último trienio) y compra de bienes comercializables (~15%). Durante 2025, implementó un plan de eficiencia operativa orientado a adecuar la estructura organizacional ante escenarios de menores precios, que demandó erogaciones por aproximadamente USD 60 MM en indemnizaciones y costos de finalización de contratos.

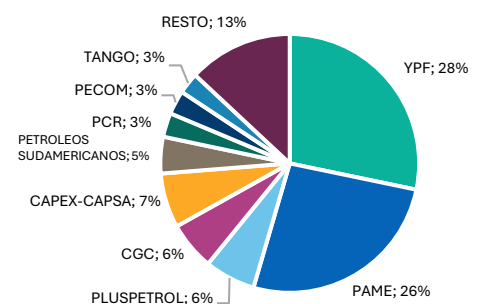
Posición Competitiva

PECOM cuenta con más de 70 años de trayectoria en servicios para las industrias energética y minera, con presencia en sectores estratégicos como el desarrollo no convencional en Vaca Muerta, la optimización de campos maduros, infraestructura eléctrica y minería. A través de sociedades controladas, opera además en Brasil y Colombia, donde ofrece soluciones vinculadas a levantamiento artificial y tratamientos químicos para producción de hidrocarburos.

La compañía mantiene una posición de liderazgo en sus mercados, apoyada en una estructura organizacional adecuada para la prestación de servicios y la ejecución de proyectos de Ingeniería y Construcción. Su pertenencia a la familia Pérez Companc aporta prestigio, experiencia y antecedentes relevantes en la industria energética.

En 2024 retornó al segmento de operador de yacimientos mediante la adquisición a YPF de los clústers Campamento Central-Cañadón Perdido y El Trébol-Escalante, en la Cuenca del Golfo San Jorge. En 2026, PECOM profundizó su posicionamiento en upstream con la adquisición del área Manantiales Behr, también a YPF, incorporando aproximadamente 25 Mboe/d y elevando la producción consolidada a 33 Mboe/d. Con ello, la compañía se posicionaría entre los cinco principales productores de crudo convencional del país.

Argentina: Producción petróleo convencional (LTM Mar 2026)



Fuente: Secretaria de Energía-Datos por operador

Administración y Calidad de los accionistas

Pecom Servicios Energía S.A.U. forma parte del grupo de empresas pertenecientes a miembros de la familia Perez Companc, a través de su participación en Santa Margarita LLC. La familia opera en tres grandes segmentos: Alimentos y bebidas a través de Molinos Río de la Plata, Agronegocios a través de Molinos Agro y Energía a través de PECOM, entre otras. La administración de la compañía está a cargo de un Directorio compuesto por cuatro miembros titulares, con amplia trayectoria en los servicios que presta PECOM.

El soporte del accionista y de las compañías relacionadas fue clave para viabilizar la adquisición de Manantiales Behr y la reciente firma del acuerdo con Pluspetrol para la adquisición de una participación en El Corcobo (junto con San Benito Upstream), operación que posicionará a PECOM como el principal vehículo de generación de EBITDA y flujo de fondos dentro del grupo económico, fortaleciendo el perfil financiero consolidado. FIX monitoreará la gestión del portafolio de activos, la estructura y estrategia de fondeo, así como las prácticas de gobierno corporativo, variables que considera relevantes para evaluar la sostenibilidad del vínculo crediticio entre las compañías.

Riesgos del sector

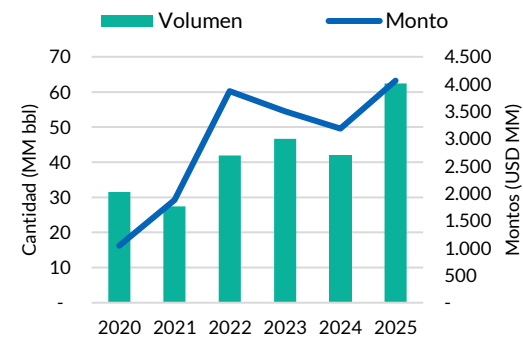
FIX estima que la producción mantendrá una trayectoria creciente durante 2026, impulsada por la ampliación de la capacidad de evacuación y transporte (con proyectos ya en operación y otros próximos a completarse) y por la consolidación de un entorno operativo y macroeconómico más previsible. No obstante,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

El año 2025 finalizó con una producción de crudo de 800 Mbbl/d (promedio anual), en línea con la estimación de FIX, lo que representó un incremento interanual del 13% respecto de 2024. En diciembre, la producción promedió unos 865 Mbbl/d. Este desempeño fue impulsado principalmente por el crecimiento del shale oil en la Cuenca Neuquina, junto con la expansión de la capacidad de evacuación. FIX estima que la producción de crudo en Argentina para 2026 se encontrará en niveles en torno a los 900-950 Mbbl/d, posicionando al país como uno de los países no-OPEP con mayor crecimiento relativo luego de Brasil. La producción incremental tendrá como destino la exportación y su evolución estará afectada por los precios internacionales. Según datos de la Secretaría de Energía, en 2025 las exportaciones de crudo fueron por 62 millones de barriles, un 49% superiores a 2024, mientras que en términos de ingresos significaron USD 4.070 MM. Los principales destinos de las exportaciones fueron Estados Unidos y Chile, con un 47% y 37% del volumen, respectivamente.

El 2026 inició en un contexto de elevada volatilidad en los precios internacionales del crudo, impulsada por la incertidumbre en torno a la situación en Venezuela y, posteriormente, por la intensificación de tensiones geopolíticas en Medio Oriente. El segundo trimestre se desarrolla en un escenario de elevada volatilidad, con el Brent operando por encima de los USD 100/bbl, en un contexto de restricciones en los flujos a través del Estrecho de Ormuz, que canaliza aproximadamente el 20% del comercio mundial de petróleo.

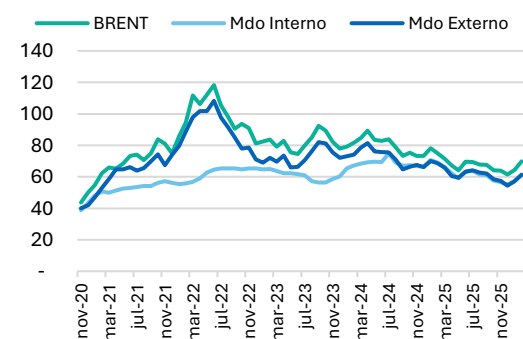
El actual contexto de precios, significativamente por encima de los *breakevens* operativos del sector, configura una ventana de oportunidad para que las compañías refuercen su perfil financiero y aceleren la ejecución de proyectos. La expansión de márgenes derivada del diferencial entre precios realizados y costos de extracción potencia la generación de caja operativa, abriendo espacio simultáneamente para reducir apalancamiento y capturar mejores condiciones de financiamiento. Si bien el *upside* resulta proporcionalmente mayor para los productores no convencionales (dada su estructura de costos más competitiva), el escenario también ofrece márgenes de maniobra significativos para los productores convencionales, en un marco donde el reciente esquema regulatorio refuerza los incentivos a la inversión por ejemplo, la ampliación del RIGI al upstream.

Argentina: Exportaciones de petróleo



Fuente: Secretaría de energía

Precio de Exportación vs. Mercado Interno en USD/barril



Fuente: FixScr en base a Secretaría de Energía

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

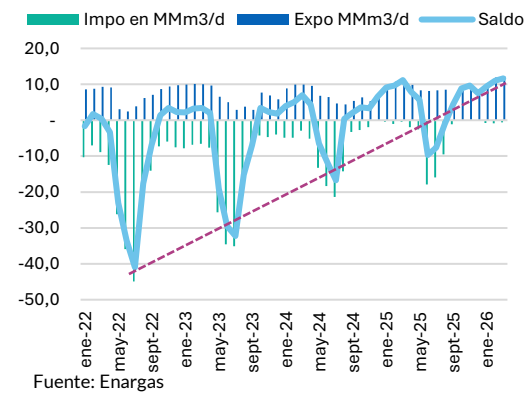
En relación al gas, en 2025, la producción promedio anual fue de 141 MMm³/d con picos cercanos a los 160 MMm³/d. Para 2026, FIX estima una producción similar en niveles promedio en torno a los 145 MMm³/d. La mayor oferta estaría sostenida por una recuperación de la demanda doméstica y por la reducción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

Hacia adelante, el crecimiento de la producción de gas dependerá del avance de las obras de infraestructura para su evacuación. En este sentido, la ampliación del Tramo I del GPM (a cargo de TGS), sumará 14 MMm³/d mediante tres nuevas plantas compresoras y un equipo en Tratayén. De esta forma, el GPM alcanzaría los 35 MMm³/d de capacidad total para 2027. Para la nueva capacidad, TGS lanzará un concurso abierto para asignarla bajo libre acceso, y evalúa obras complementarias para agregar otros 6 MMm³/d (además cuenta con la opción de ejecutar una ampliación mayor de GPM según la demanda). Para asegurar el transporte del volumen incremental hacia los centros de consumo, se instalarán 20 km de cañería paralela en el NEUBA III (inversión >USD 200 MM), lo que permitirá enviar el gas al GBA y transferirlo al sistema de TGN vía el Gasoducto Mercedes-Cardales, sustituyendo importaciones de GNL y combustibles líquidos para generación. Por otro lado está en avance la construcción del gasoducto dedicado para la evacuación de gas necesario para el desarrollo de los proyectos de LNG y NGL.

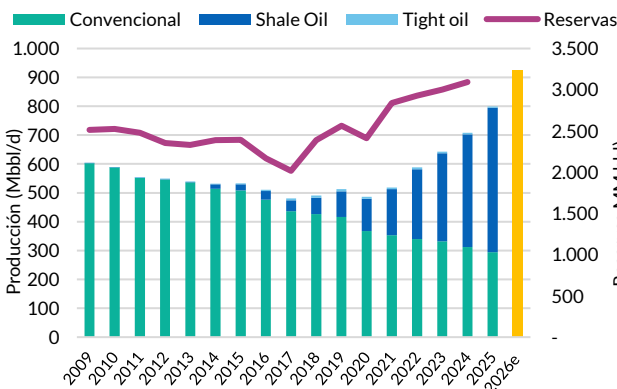
Con relación a los precios, FIX considera la continuidad de las condiciones establecidas en el Plan Gas hasta 2028 con precios promedios en torno a los USD/MMBTU 3,5 entrando a un régimen de precios de mercado a partir de entonces.

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

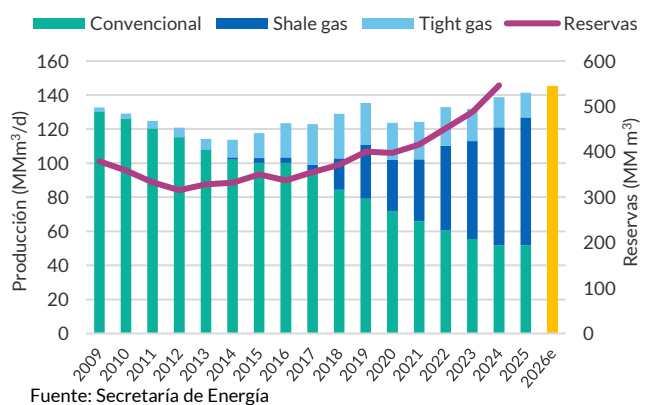
Volúmenes de gas natural importado y exportado (MMm³/d)



Argentina: producción y reservas de petróleo



Argentina: producción y reservas de gas



Factores de Riesgo de la Compañía

- Márgenes presionados en el segmento de servicios para resultar adjudicados.
- No renovación de la dispensa por incumplimiento de *covenants* de su deuda.
- Concentración de las operaciones en pocas concesiones.
- La compañía opera en un sector dependiente de medidas gubernamentales que garanticen su sustentabilidad. FIX considera que cambios en el marco normativo podrían afectar el negocio de las empresas que participan en dicho mercado.

Factores ambientales, sociales y de gobierno corporativo (ESG)

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.

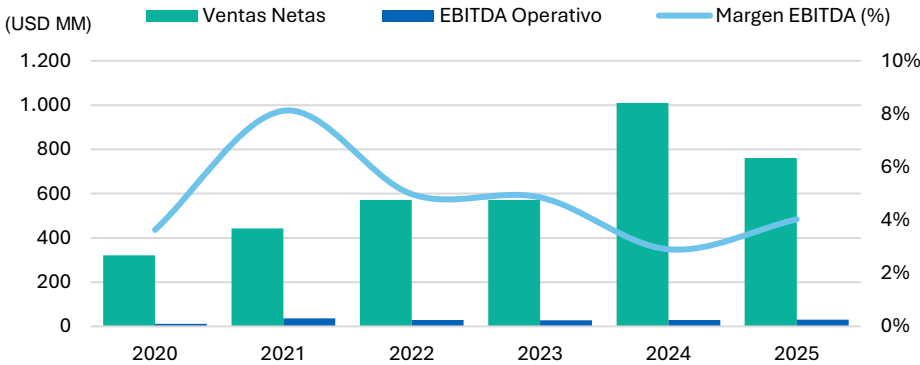
Perfil Financiero

Rentabilidad

Entre 2021 y 2025, PECOM registró márgenes de EBITDA promedio cercanos al 5% de las ventas. Durante este período, sus ingresos provinieron principalmente de la prestación de servicios a las principales compañías de energía del país, en un segmento caracterizado por procesos licitatorios competitivos y compulsas de precios que tienden a presionar los márgenes para resultar adjudicatario.

Hacia adelante, la adquisición de Manantiales Behr incrementaría la participación del segmento de upstream en el EBITDA consolidado de PECOM. Dado que este negocio presenta una rentabilidad superior a la de los segmentos de servicios e ingeniería y construcción, su mayor peso relativo permitiría elevar el EBITDA total de la compañía, que FIX estima en torno a USD 200 MM promedio anual para el período 2026-2028, con un margen cercano al 23%. No obstante, en 2026 el EBITDA podría ubicarse por debajo de dicho promedio, sujeto a los ajustes de precio asociados a la adquisición y a la evolución del precio del crudo. Todos los valores calculando la participación de PECOM dentro del bloque.

Evolución Ventas - EBITDA



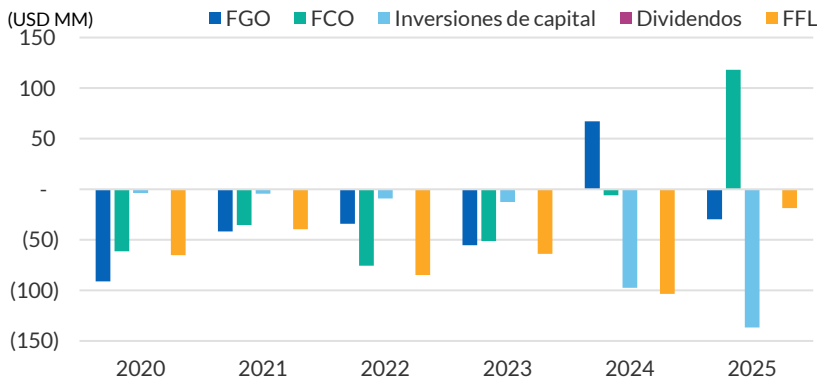
Fuente: Información de la empresa, Fix Scr

Flujo de Fondos

El Flujo de Fondos Libre (FFL) se mantuvo consistentemente negativo desde 2020, alcanzando su mayor déficit en 2024, por USD 103 MM. En 2025, el FFL fue negativo en USD 19 MM, explicado casi en su totalidad por la fuerte reducción de las cuentas por cobrar comerciales, consistente con la caída de ingresos del segmento Ingeniería y Construcciones. FIX estima que en 2026 el FFL continuará en terreno negativo, como consecuencia de la adquisición de Manantiales Behr, la financiación del plan de inversiones y los egresos excepcionales asociados a ajustes en la estructura operativa. Hacia 2027, con un escenario de precios en torno a USD 70/bbl y de no mediar cambios relevantes en el plan de inversiones, el FFL podría tornarse positivo.

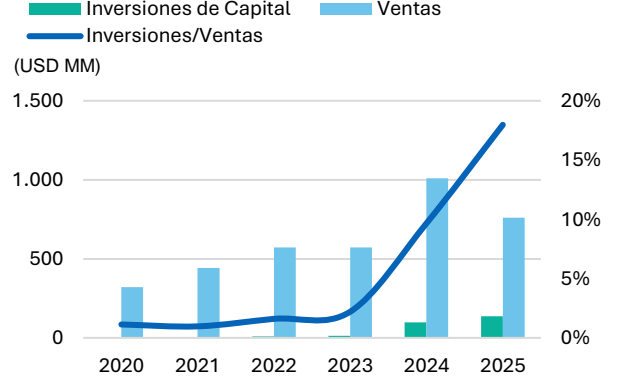
Durante 2025, PECOM invirtió USD 137 MM en propiedad, planta y equipo, de los cuales aproximadamente USD 60 MM se destinaron a actividades de desarrollo y mejoras en instalaciones productivas. Para los próximos cinco años, la compañía prevé inversiones por USD 520 MM, con aproximadamente USD 135 MM a ejecutarse en 2026 (USD 110 MM a participación de PECOM).

Flujo de Fondos



Fuente: Información de la empresa, Fix Scr

Inversiones de Capital



Fuente: Información de la empresa, Fix Scr

Liquidez y estructura de Capital

Al cierre de diciembre de 2025, la caja e inversiones corrientes ascendía a USD 49 MM con deuda por USD 367 MM (USD 303 MM a diciembre 2024), derivado de las necesidades de fondos por la adquisición de las áreas Escalante-El Trébol y Campamento Central-Cañadón Perdido, el plan de inversiones y los gastos de reestructuración corporativa. La cobertura de intereses con EBITDA (año móvil) fue de 1,0x (medido en dólares).

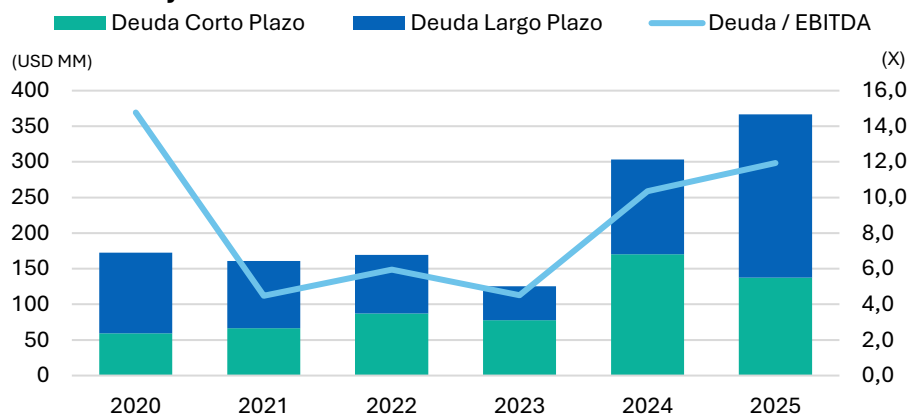
Durante el 2025, PECOM colocó ON por USD 60 MM con vencimiento en 2027 y 2029 a una tasa promedio ponderada de 7,70%; el 100% de la deuda de ON está denominada en dólares.

El resto de la deuda se compone por préstamos bancarios (USD 281 MM), pagarés bursátiles (USD 6 MM) y deudas con relacionadas (USD 19 MM).

Entre febrero y abril de 2026, la compañía emitió pagarés bursátiles por USD 68 MM, con vencimientos entre mayo y octubre de 2026. Adicionalmente, enfrenta vencimientos por USD 101 MM correspondientes a deuda vigente al 31/12/2025, de los cuales USD 78 MM se concentran en el segundo trimestre del año. En función del nivel actual de flujo operativo, FIX estima que la compañía deberá refinanciar parte relevante de dichos vencimientos. No obstante, PECOM cuenta con líneas de crédito disponibles por aproximadamente USD 60 MM a nivel individual, un historial favorable de acceso al financiamiento y respaldo accionario, que ha demostrado apoyo en ejercicios anteriores.

Si bien a diciembre de 2025 el patrimonio neto ascendía a USD 20 MM, reflejando un elevado apalancamiento medido como deuda/PN de 18x, el 4 de marzo de 2026 su accionista, Santa Margarita LLC, se comprometió a realizar un aporte irrevocable de capital a cuenta de futura suscripción de acciones por hasta USD 150 MM, de los cuales USD 48 MM ya fueron integrados.

Deuda Total y Endeudamiento

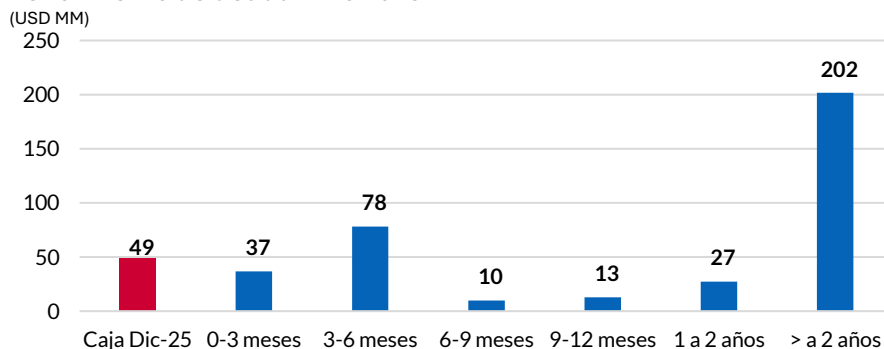


Fuente: Información de la empresa, Fix Scr

Fondeo y flexibilidad financiera

PECOM se financia a través de distintas fuentes, principalmente préstamos bancarios, Obligaciones Negociables emitidas en el mercado de capitales local, préstamos con relacionadas y pagarés bursátiles. Asimismo, la compañía se ha fondeado mediante aportes de capital de su accionista, Santa Margarita LLC. El último aporte fue realizado en marzo de 2026 por USD 150 MM, de los cuales USD 48 MM ya fueron integrados y aplicados a la adquisición de Manantiales Behr. Adicionalmente cuenta con el apoyo financiero de compañías relacionadas y, a la fecha del presente informe, dispone de USD 60 MM de líneas de crédito disponibles.

Vencimiento de deuda - Dic 2025



Fuente: Información de la empresa, Fix Scr

Anexo I. Resumen Financiero

Resumen Financiero – Pecom Servicios Energía S.A.U.

(millones de ARS, año fiscal finalizado en diciembre)

Cifras Consolidadas	Moneda Constante ⁽¹⁾	Moneda Constante ⁽¹⁾	Moneda Constante ⁽¹⁾	Moneda Constante ⁽¹⁾	Moneda Constante ⁽¹⁾
Normas Contables	NIIF	NIIF	NCP	NCP	NCP
Año	2025	2024	2023	2022	2021
Período	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses
Rentabilidad					
EBITDA Operativo	44.808	39.809	64.352	44.968	64.167
Margen de EBITDA	4,0	2,9	4,9	5,0	8,1
Retorno del FGO / Capitalización Ajustada (%)	(27,6)	18,4	8,2	5,7	2,3
Margen del Flujo de Fondos Libre	(2,4)	(10,3)	(11,2)	(14,9)	(8,9)
Retorno sobre el Patrimonio Promedio	(154,0)	14,7	(34,9)	(24,1)	(8,1)
Coberturas					
FGO / Intereses Financieros Brutos	0,1	3,2	0,1	0,3	(0,2)
EBITDA / Intereses Financieros Brutos	1,0	0,9	0,4	0,6	1,0
EBITDA / Servicio de Deuda	0,2	0,1	0,2	0,2	0,4
FGO / Cargos Fijos	0,1	3,2	0,1	0,3	(0,2)
FFL / Servicio de Deuda	0,1	(0,4)	(0,0)	(0,3)	(0,0)
(FFL + Caja e Inversiones Corrientes) / Servicio de Deuda	0,4	0,0	0,0	(0,2)	0,2
FCO / Inversiones de Capital	0,9	(0,1)	(4,1)	(8,3)	(8,2)
Estructura de Capital y Endeudamiento					
Deuda Total Ajustada / FGO	215,5	3,1	15,6	14,2	(29,0)
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	11,9	10,3	4,5	5,9	4,5
Deuda Neta Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	10,4	7,8	4,3	5,5	3,9
Costo de Financiamiento Implícito (%)	9,7	12,0	52,8	26,3	19,2
Deuda Corto Plazo / Deuda Total (%)	37,5	56,2	62,0	51,6	41,3
Balance					
Total Activos	1.010.528	1.151.512	920.024	821.058	733.691
Caja e Inversiones Corrientes	70.978	103.109	15.394	19.288	40.418
Deuda Corto Plazo	200.697	231.549	179.760	137.926	118.754
Deuda Largo Plazo	334.370	180.280	110.389	129.547	168.747
Deuda Total	535.067	411.829	290.149	267.473	287.501
Deuda asimilable al Patrimonio	0	0	0	0	0
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio	535.067	411.829	290.149	267.473	287.501
Deuda Fuera de Balance	0	0	0	0	0
Deuda Total Ajustada con Deuda Asimilable al Patrimonio	535.067	411.829	290.149	267.473	287.501
Total Patrimonio	29.694	222.400	153.950	118.923	97.270
Total Capital Ajustado	564.761	634.229	444.100	386.396	384.772
Flujo de Caja					
Flujo Generado por las Operaciones (FGO)	(43.429)	91.423	(128.487)	(54.115)	(74.210)
Variación del Capital de Trabajo	215.907	(99.461)	9.663	(65.548)	11.174
Flujo de Caja Operativo (FCO)	172.478	(8.038)	(118.824)	(119.663)	(63.036)
Flujo de Caja No Operativo / No Recurrente Total	0	0	0	0	0
Inversiones de Capital	(199.676)	(132.508)	(29.196)	(14.493)	(7.672)
Dividendos	0	0	0	0	0
Flujo de Fondos Libre (FFL)	(27.198)	(140.546)	(148.020)	(134.156)	(70.709)
Adquisiciones y Ventas de Activos Fijos, Neto	73.972	6.105	834	2.194	2.046

Otras Inversiones, Neto	1.483	0	1.292	3.222	3.557
Variación Neta de Deuda	(92.496)	121.678	(58.880)	2.186	(7.230)
Variación Neta del Capital	0	68.073	58.218	29.729	20.626
Otros (Inversión y Financiación)	0	0	0	0	0
Variación de Caja	(44.239)	55.310	(146.557)	(96.825)	(51.709)
Estado de Resultados					
Ventas Netas	1.110.982	1.370.646	1.324.368	902.580	790.380
Variación de Ventas (%)	(18,9)	3,5	46,7	14,2	11,4
EBIT Operativo	(158.529)	(16.545)	17.830	3.074	18.761
Intereses Financieros Brutos	45.912	42.010	147.133	73.006	64.295
Alquileres	0	0	0	0	0
Resultado Neto	(194.101)	27.750	(47.598)	(26.018)	(7.881)

⁽¹⁾ Moneda constante al 31 de diciembre de 2025.

Resumen Financiero – Pecom Servicios Energía S.A.U.

(millones de USD, año fiscal finalizado en diciembre)

Normas Contables	NIIF	NIIF	NCP	NCP	NCP
Tipo de cambio	1.459,42	1.032,50	808,48	177,13	102,75
Año	2025	2024	2023	2022	2021
Período	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses	12 meses

Rentabilidad

EBITDA Operativo	31	29	28	28	36
Margen de EBITDA	4,0	2,9	4,9	5,0	8,1
Retorno del FGO / Capitalización Ajustada (%)	0,4	21,0	4,2	4,9	(2,6)
Margen del Flujo de Fondos Libre	(2,4)	(10,3)	(11,2)	(14,9)	(8,9)
Retorno sobre el Patrimonio Promedio	(144,5)	17,7	(29,0)	(25,4)	(9,0)

Coberturas

FGO / Intereses Financieros Brutos	0,1	3,2	0,1	0,3	(0,2)
EBITDA / Intereses Financieros Brutos	1,0	0,9	0,4	0,6	1,0
EBITDA / Servicio de Deuda	0,2	0,1	0,2	0,2	0,4
FGO / Cargos Fijos	0,1	3,2	0,1	0,3	(0,2)
FFL / Servicio de Deuda	0,1	(0,4)	(0,0)	(0,3)	(0,0)
(FFL + Caja e Inversiones Corrientes) / Servicio de Deuda	0,4	0,0	0,0	(0,2)	0,2
FCO / Inversiones de Capital	0,9	(0,1)	(4,1)	(8,3)	(8,2)

Estructura de Capital y Endeudamiento

Deuda Total Ajustada / FGO	215,5	3,1	15,6	14,2	(29,0)
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	11,9	10,3	4,5	5,9	4,5
Deuda Neta Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	10,4	7,8	4,3	5,5	3,9
Costo de Financiamiento Implícito (%)	9,4	14,4	43,1	28,0	21,6
Deuda Corto Plazo / Deuda Total (%)	37,5	56,2	62,0	51,6	41,3

Balance

Total Activos	692	848	397	520	411
Caja e Inversiones Corrientes	49	76	7	12	23
Deuda Corto Plazo	138	170	78	87	67
Deuda Largo Plazo	229	133	48	82	95
Deuda Total	367	303	125	169	161
Deuda asimilable al Patrimonio	0	0	0	0	0
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio	367	303	125	169	161
Deuda Fuera de Balance	0	0	0	0	0
Deuda Total Ajustada con Deuda Asimilable al Patrimonio	367	303	125	169	161
Total Patrimonio	20	164	66	75	54
Total Capital Ajustado	387	467	192	245	216

Flujo de Caja

Flujo Generado por las Operaciones (FGO)	(30)	67	(55)	(34)	(42)
Variación del Capital de Trabajo	148	(73)	4	(41)	6
Flujo de Caja Operativo (FCO)	118	(6)	(51)	(76)	(35)
Flujo de Caja No Operativo / No Recurrente Total	0	0	0	0	0
Inversiones de Capital	(137)	(98)	(13)	(9)	(4)
Dividendos	0	0	0	0	0
Flujo de Fondos Libre (FFL)	(19)	(103)	(64)	(85)	(40)
Adquisiciones y Ventas de Activos Fijos, Neto	51	4	0	1	1
Otras Inversiones, Neto	1	0	1	2	2
Variación Neta de Deuda	(63)	90	(25)	1	(4)

Variación Neta del Capital	0	50	25	19	12
Otros (Inversión y Financiación)	0	0	0	0	0
Variación de Caja	(30)	41	(63)	(61)	(29)

Estado de Resultados					
Ventas Netas	761	1.009	572	571	443
Variación de Ventas (%)	(24,6)	76,5	0,1	29,0	37,8
EBIT Operativo	(109)	(12)	8	2	11
Intereses Financieros Brutos	31	31	64	46	36
Alquileres	0	0	0	0	0
Resultado Neto	(133)	20	(21)	(16)	(4)

Anexo II. Glosario

- Artificial lift: Levantamiento artificial. Métodos para extraer hidrocarburos cuando la presión natural del yacimiento no alcanza para que el fluido llegue a superficie.
- 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.
- Deuda Ajustada: Deuda Total + Deuda Asimilable al Patrimonio + Deuda Fuera de Balance.
- EBITDA: Resultado Operativo antes de Amortizaciones y Depreciaciones.
- EBITDAR: EBITDA + Alquileres Devengados.
- EPC: Engineering, Procurement & Construction. Modalidad contractual donde un único contratista asume ingeniería, procura de equipos y construcción.
- Breakevens: Precio de punto de equilibrio.
- First offer: Derecho de primera oferta.
- Flowline: Línea de conducción que transporta fluidos producidos (petróleo, gas, agua) desde el cabezal del pozo hasta la batería o planta de tratamiento más cercana.
- Lifting costs: Costos directos de extracción de hidrocarburos.
- M: Miles.
- MM: Millones.
- O&M: Contratos de operación y mantenimiento de activos.
- Revamping: Repotenciación o modernización de una instalación existente para ampliar capacidad, mejorar eficiencia o extender vida útil.
- Servicio de Deuda: Intereses Financieros Brutos + Dividendos Preferidos + Deuda Corto Plazo.
- Upside: Potencial alcista.
- Well services: Servicios para pozos: perforación, terminación, estimulación (fractura, acidificación), workover, cementación, etc.

Anexo III. Características de los instrumentos

Obligaciones Negociables Clase I

Monto Autorizado:	Por hasta un VN de USD 30 millones ampliable por hasta el monto total autorizado por el programa.
Monto Emisión:	USD 29.887.257
Precio de Emisión:	100%.
Moneda de Emisión:	A ser suscriptas, integradas y pagaderas en dólares en Argentina (dólar MEP).
Fecha de Emisión:	10 de marzo de 2025.
Fecha de Vencimiento:	10 de marzo de 2029.
Amortización de Capital:	En una única cuota, en la fecha de vencimiento.
Intereses:	Tasa fija 7,9% TNA
Pago de Intereses:	Semestrales.
Destino de los fondos:	De conformidad con los requisitos del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y las demás leyes y reglamentaciones aplicables vigentes en Argentina. (i) inversiones en activos físicos y/o bienes de capital situados en Argentina; y/o (ii) integración de capital de trabajo en Argentina; y/o (iii) refinanciación de pasivos, y/o (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Compañía y/o financiamiento del giro comercial de su negocio.
Garantías:	N/A.
Opción de Rescate:	<u>Por cuestiones impositivas:</u> de manera total, en cualquier momento al valor nominal más los intereses devengados e impagos y cualquier otro monto adeudado al momento del rescate. <u>A opción de la compañía:</u> En cualquier momento, en forma total, al precio de rescate de capital más los intereses devengados e impagos y cualquier otro monto adeudado al momento del rescate. Precio de rescate: i) desde la fecha de emisión y hasta el 6° mes al 103%; ii) desde el 7° mes y hasta el 32° mes al 102% y; iii) desde el 33° mes y hasta el día previo a la fecha de vencimiento al 101%. <u>Rescate por Cambio de Control:</u> en su totalidad o en parte al valor nominal más los intereses devengados e impagos y cualquier otro monto adeudado al momento del rescate.
Otros	Ley Argentina.

Obligaciones Negociables Clase II

Monto Autorizado:	Por hasta un VN de USD 15 millones ampliable por hasta USD 70 millones.
Monto Emisión:	USD 30.169.157
Precio de Emisión:	100%.
Moneda de Emisión:	A ser suscriptas, integradas y pagaderas en dólares en Argentina (dólar MEP).
Fecha de Emisión:	2/6/2025
Fecha de Vencimiento:	2/6/2027
Amortización de Capital:	En una única cuota, en la fecha de vencimiento.
Intereses:	Tasa fija 7,5% TNA.
Pago de Intereses:	Semestrales.
Destino de los fondos:	De conformidad con los requisitos del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y las demás leyes y reglamentaciones aplicables vigentes en Argentina. (i) inversiones en activos físicos y/o bienes de capital situados en Argentina; y/o (ii) integración de capital de trabajo en Argentina; y/o (iii) refinanciación de pasivos, y/o (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Compañía y/o financiamiento del giro comercial de su negocio.
Garantías:	N/A.
Opción de Rescate:	<u>Por cuestiones impositivas:</u> de manera total, en cualquier momento al valor nominal más los intereses devengados e impagos y cualquier otro monto adeudado al momento del rescate. <u>A opción de la compañía:</u> En cualquier momento, en forma total, al precio de rescate de capital más los intereses devengados e impagos y cualquier otro monto adeudado al momento del rescate. Precio de rescate: i) desde la fecha de emisión y hasta tres meses previos a la fecha de vencimiento al 101%; ii) desde la fecha en que se cumplan tres meses previos hasta la fecha de vencimiento al 100%. <u>Rescate por Cambio de Control:</u> en su totalidad o en parte al valor nominal más los intereses devengados e impagos y cualquier otro monto adeudado al momento del rescate.
Otros	Ley Argentina.

Obligaciones Negociables Clase III

Monto Autorizado:	Por hasta un VN de USD 50 millones ampliable por hasta el monto máximo permitido en el Programa.
Monto Emisión:	A determinar.
Precio de Emisión:	100% de VN
Moneda de Emisión:	A ser suscriptas, integradas y pagaderas en 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.
Tasa de interés:	Tasa fija a licitar.
Pago de Intereses:	Semestrales.
Destino de los fondos:	De conformidad con los requisitos del Artículo 36 de la Ley de Obligaciones Negociables y las demás leyes y reglamentaciones aplicables vigentes en Argentina. (i) inversiones en activos físicos y/o bienes de capital situados en Argentina; y/o (ii) integración de capital de trabajo en Argentina; y/o (iii) refinanciación de pasivos, y/o (iv) integración de aportes de capital en sociedades controladas o vinculadas a la Compañía y/o financiamiento del giro comercial de su negocio.
Garantías:	N/A.
Opción de Rescate:	<u>Por cuestiones impositivas:</u> de manera total, en cualquier momento al valor nominal más los intereses devengados e impagos y cualquier otro monto adeudado al momento del rescate. <u>A opción de la compañía:</u> En cualquier momento, en forma total, al precio de rescate de capital más los intereses devengados e impagos y cualquier otro monto adeudado al momento del rescate. Precio de rescate: i) desde la fecha de emisión y hasta 16° mes desde la fecha de emisión y liquidación al 103%; ii) desde el 17° mes y hasta al mes 32° desde la fecha de emisión y liquidación al 102%; y iii) desde el 33° mes desde la fecha de emisión y liquidación y hasta el día previo a la fecha de vencimiento al 101%. <u>Rescate por Cambio de Control:</u> en su totalidad o en parte al valor nominal más los intereses devengados e impagos y cualquier otro monto adeudado al momento del rescate.
Disposición de activos	Mientras las ON se encuentren en circulación, la Emisora se compromete a no realizar venta, cesión, transferencia o enajenación (individual o acumulada) de la totalidad o de una parte sustancial de sus Bienes y/o de los Bienes de sus Sociedades Controladas. Quedan exceptuadas, entre otros supuestos, las disposiciones de inventario o activos obsoletos; las operaciones vinculadas a los segmentos "Servicios" e "Ingeniería y Construcciones", incluida su reorganización, escisión, fusión o transferencia; y la cesión de las Concesiones "Escalante - El Trébol", "Manantiales Behr" y "Campamento Central - Cañadón Perdido", siempre que la Emisora adquiera participaciones en nuevas concesiones asimilables o reciba una contraprestación no inferior al valor de mercado. Si la contraprestación fuera en efectivo, deberá reinvertirse en el negocio o aplicarse al repago de Endeudamiento dentro de los 365 días corridos. En el caso de "Escalante - El Trébol" y "Manantiales Behr", si los fondos se destinan al repago de Endeudamiento, deberán aplicarse primero a una oferta de recompra dirigida a todos los tenedores de las ON y, luego, con el remanente, al repago de otro Endeudamiento.
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 SCR** - realizado el **4 de mayo de 2026** subió a **Categoría AA(arg)** desde Categoría AA-(arg) la calificación de **Emisor de Largo Plazo de Pecom Servicios Energía S.A.U.** Asimismo, subió a misma categoría a los siguientes instrumentos emitidos por la compañía:

- Obligaciones negociables (ON) Clase I por hasta USD 30 millones, ampliables por hasta en monto máximo autorizado en el programa.
- Obligaciones negociables (ON) Clase II por hasta USD 15 millones, ampliables por hasta USD 70 millones.

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

- Obligaciones negociables (ON) Clase III por hasta USD 50 millones, ampliables por hasta el monto máximo permitido en el Programa.

La **Perspectiva** es **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 la Estructura de Capital, y el Fondo y la Flexibilidad Financiera de la compañía. El análisis de los Factores Cualitativos contempló el Riesgo del Sector, la Posición Competitiva, y la Administración y Calidad de los Accionistas. La información suministrada para el análisis es adecuada y suficiente.

Fuentes

- Balances anuales e intermedios auditados hasta el 31/12/2025.
- Informe Auditor externo a la fecha del último balance: EY - Pistrelli y Asociados
- Información de gestión de la compañía.
- Suplemento del Prospecto de las ON Clase I de fecha 25/02/2025 disponible en www.cnv.gov.ar.
- Suplemento del Prospecto de las ON Clase II de fecha 22/05/2025 disponible en www.cnv.gov.ar.
- Suplemento del Prospecto Preliminar de las ON Clase III compartido por la compañía el 30/04/2026.

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

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

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

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

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

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