

INFORME DE CALIFICACIÓN

15 de septiembre de 2026

VMOS S.A.

CALIFICACIÓN PÚBLICA

Informe de revisión completo

CALIFICACIONES ACTUALES (*)

	Calificación Perspectiva	
Calificación de emisor en moneda local	AAA.ar	Estable
Calificación de emisor en moneda extranjera	AAA.ar	Estable

(*) Calificaciones de Riesgo asignadas por Moody's Local AR Agente de Calificación de Riesgo S.A., Registro No.3 de la Comisión Nacional de Valores.
Para mayor detalle sobre las calificaciones asignadas ver la sección de información complementaria, al final de este reporte.

CONTACTOS

Fátima Kesqui Zamora +54.11.5129.2679
Credit Analyst ML
fatima.kesqui@moody.com

Nazarena Ciucci +54.11.5129.2673
Senior Credit Analyst ML
nazarena.ciucci@moody.com

José Antonio Molino +54.11.5129.2613
Associate Director – Credit Analyst ML
jose.molino@moody.com

SERVICIO AL CLIENTE

Argentina / Uruguay
+54.11.5129.2600

RESUMEN

Moody's Local Argentina asigna una calificación en moneda extranjera a largo plazo de **AAA.ar** a las Obligaciones Negociables (ON) Clase 1 de VMOS S.A. ("VMOS"). La perspectiva de la calificación es estable.

Al mismo tiempo, afirma la calificación de emisor a largo plazo de VMOS en **AAA.ar**, con perspectiva estable.

Obligaciones Negociables Clase 1. La compañía espera emitir hasta USD 100 millones ampliable por hasta el monto máximo de emisión, es decir USD 300 millones. Las ON Clase 1 estarán denominadas y serán pagaderas en dólares estadounidenses, pagarán intereses de forma trimestral a una tasa de interés fija a licitar, y amortizarán su capital de forma íntegra al vencimiento, a los 48 meses de la fecha de emisión y liquidación. El destino de los fondos será el financiamiento del desarrollo, construcción y operación del proyecto de infraestructura Proyecto VMOS, mediante la integración de capital de trabajo en el país y/o inversiones en activos físicos situados en la República Argentina. Las ON Clase 1 tendrán recurso limitado y exclusivo a los fondos disponibles de la tarifa dólar *linked*, es decir, los ingresos que obtenga VMOS por los pagos de la tarifa denominada en dólares estadounidenses, pero pagadera en pesos, por parte de los cargadores, bajo los contratos de transporte iniciales. Las ON Clase 1 estarán garantizadas mediante una cesión en garantía a favor de TMF Trust Company (Argentina) S.A. (TMF) como agente de la garantía, en beneficio de los tenedores. Bajo ese contrato, VMOS cederá la totalidad de los derechos de cobro de la tarifa dólar *linked*, aunque, hasta que ocurra un supuesto de incumplimiento, los fondos seguirán siendo pagados por los cargadores a VMOS.

La calificación de crédito asignada a las ON a emitir podría verse modificada ante la ocurrencia de cambios en el proceso de finalización de documentos y la emisión de valores que se encuentran en estado previo a oferta pública; como así también, alteraciones en las características fundamentales de la calificación tales como cambios en las condiciones de mercado, proyecciones financieras, estructura de la transacción y los términos y condiciones de la emisión o información adicional.

Soporte e integración estratégica con sus accionistas. La calificación se sustenta en la elevada calidad crediticia y el perfil de las principales contrapartes del proyecto. VMOS fue constituida por un consorcio de ocho operadores estratégicos de primera línea del sector de *oil & gas* en Argentina: YPF S.A. (AAA.ar/Estable), Pan American Energy (AAA.ar/Estable), Vista Energy S.A.U. (AAA.ar/Estable), Pluspetrol S.A., Tecpetrol S.A., Pampa Energía S.A., Shell Argentina S.A. y Chevron Argentina S.R.L. Estas compañías revisten simultáneamente el carácter de accionistas y de

cargadores bajo acuerdos iniciales de transporte que tienen una vigencia de 15 años desde la fecha de finalización de las obras. Esta doble condición alinea los incentivos de las partes, dado que quienes asumen la obligación de pago de la tarifa son a su vez los productores con operaciones en Vaca Muerta que requieren la capacidad de evacuación y los responsables de sostener la estructura de capital del proyecto mediante aportes proporcionales a su participación accionaria.

Proyecto respaldado por una obligación de tipo *ship-or-pay*. El proyecto se apoya en una sólida estructura contractual que brinda una cobertura a los financiadores. A través de los acuerdos de transporte celebrados, los cargadores asumen una obligación de pago de tipo *ship-or-pay* por una capacidad garantizada agregada de 550 kbbl/día, que subsiste con independencia de la finalización del proyecto, de la capacidad efectiva del oleoducto o de que los promotores efectivamente entreguen crudo para transporte. Dicha obligación comienza a regir a partir de la fecha de finalización del proyecto o, a más tardar, el 1 de febrero de 2028, lo que ocurra primero, y tendrá una vigencia variable supeditada al refinanciamiento de la deuda, que no podrá exceder los 12 años desde su inicio. La estructura de financiamiento del proyecto supone el pago de servicios de deuda anteriores al inicio de la obligación *ship-or-pay*. Si por algún motivo se retrasara la puesta en marcha, nuestro escenario base asume que el proyecto contará con el apoyo de los accionistas, ya sea a través de aportes de capital o en la búsqueda de fuentes de financiamiento.

Sólida estructura tarifaria que asegura recuperación de costos y repago de la deuda. La estructura tarifaria prevista en los acuerdos de transporte está diseñada para cubrir el servicio de la deuda financiera en dólares y *dollar-linked*, los costos financieros no capturados en el servicio de deuda (comisiones, fees, etc.), los OPEX fijos del ducto y la remuneración del capital de los promotores. Además, la fórmula incorpora un ratio de cobertura contractual de 1,25x sobre el servicio de la deuda en dólares. La fórmula de cálculo de la tarifa mensual está estructurada bajo un mecanismo *pass-through*, que traslada íntegramente a los cargadores los costos de la compañía, y no establece un límite o *cap* monetario.

Riesgo de construcción moderado. Consideramos que el riesgo de construcción es moderado y el cronograma de obra es ajustado. Al cierre del primer semestre de 2026 el proyecto presentaba un avance del 77,1%, respecto del 80,2% planificado. Black & Veatch (B&V o el asesor técnico) evalúa que los contratistas seleccionados se encuentran calificados para sus respectivos roles, e YPF, en su rol de EPC manager, está implementando tácticas de gestión adecuadas, a la vez que estima que el presupuesto neto del proyecto (USD 2.975 millones) resulta razonable y que los márgenes de holgura en el camino crítico son acotados.

Estructura de endeudamiento adecuada. Consideramos que la estructura de financiamiento resulta adecuada para un proyecto de infraestructura de esta naturaleza, compuesta por 70% de deuda y 30% de capital, que equilibra el apalancamiento con un aporte de capital significativo por parte de los accionistas. Si bien los plazos de la deuda inicial no son extensos —el préstamo sindicado internacional de USD 2.000 millones tiene un plazo de 5 años—, la estructura tarifaria mitiga parcialmente el riesgo de repago: a partir del inicio del período *ship-or-pay*, la tarifa se calcula aplicando un ratio de cobertura de 1,25x sobre el servicio de la deuda en dólares, de modo que lo recaudado cubre el 125% de los vencimientos de capital e intereses del préstamo sindicado. Dicho componente se cancela mediante un mecanismo de pago en especie, por el cual el crudo entregado por los cargadores es comercializado por un *offtaker* internacional de exportación con grado de inversión, cuyos ingresos se perciben en dólares en cuentas *offshore* de la compañía, atenuando el riesgo cambiario. Por otro lado, el servicio de la deuda *dollar-linked* también se traslada a la tarifa, aunque, a diferencia de la deuda en dólares, recauda el equivalente al 100% de sus vencimientos.

Marco regulatorio estable. El proyecto cuenta con aprobación como Proyecto Estratégico Exportador de Largo Plazo bajo el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI) creado por la Ley N° 27.742, lo que aporta estabilidad regulatoria, tributaria y cambiaria por treinta años.

Fortalezas crediticias

- Soporte e integración estratégica con sus accionistas
- Sólido mecanismo de cálculo tarifario, que permite recuperación de costos y repago de deuda
- Proyecto respaldado por una obligación de tipo *ship-or-pay*
- Adecuada estructura de financiamiento

→ Marco regulatorio estable

Debilidades crediticias

→ Riesgo de construcción moderado

→ Exposición a riesgos operacionales y ambientales que pueden afectar el normal curso de operaciones

Factores que pueden generar un deterioro de la calificación

Una baja en las calificaciones de la compañía podría generarse por eventos externos que impacten fuertemente la generación de flujo de fondos y deterioren las métricas de liquidez.

Principales aspectos crediticios

Descripción del emisor – Estructura de la transacción

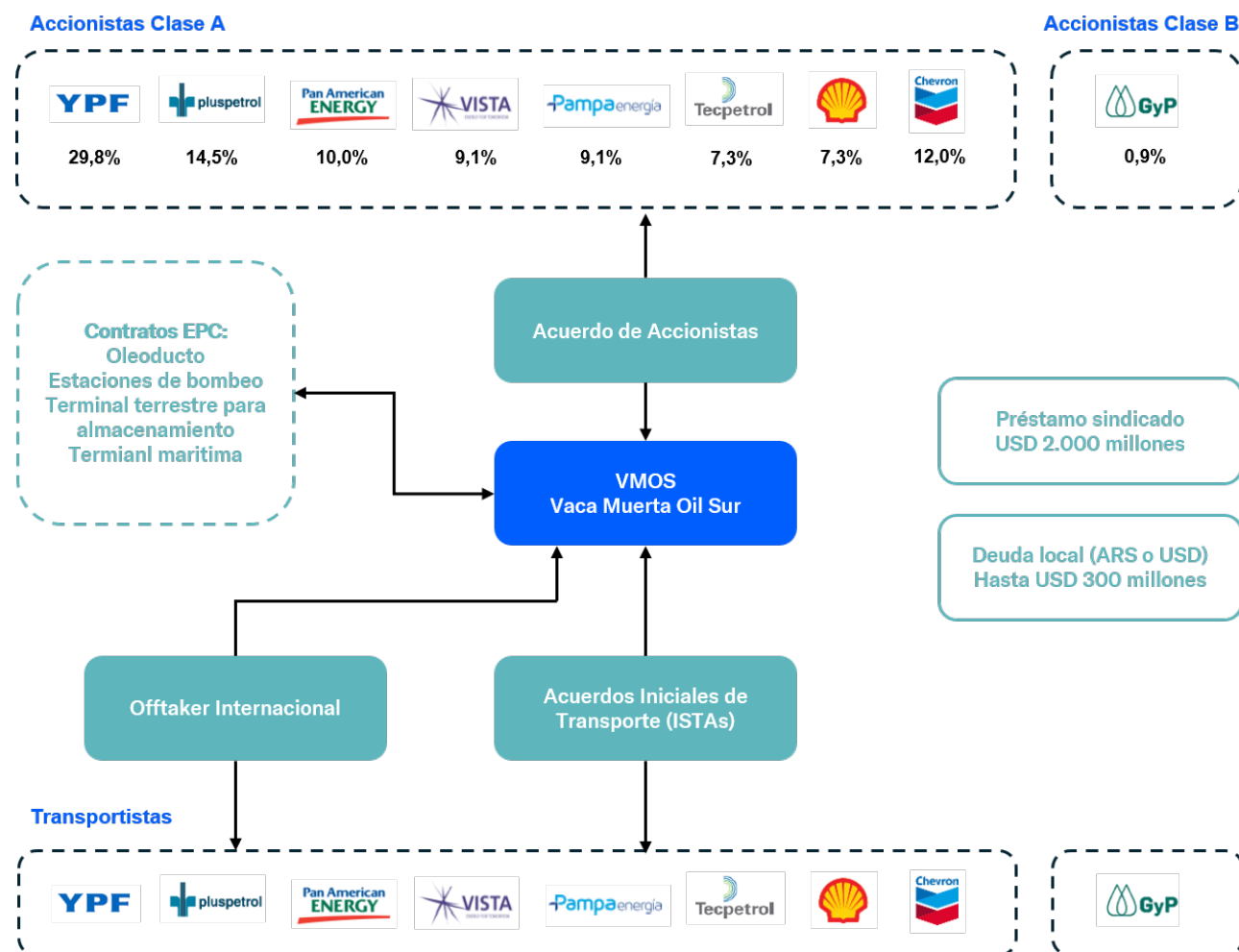
Proyecto

VMOS es una sociedad de propósito específico que fue constituida por un consorcio de promotores compuesto por 8 operadores estratégicos del sector de oil & gas en Argentina: YPF S.A. (YPF; AAA.ar/Estable), Pan American Energy (PAE; AAA.ar/Estable), Vista Energy S.A.U. (Vista; AAA.ar/Estable), Pluspetrol S.A. (Pluspetrol), Tecpetrol S.A. (Tecpetrol), Pampa Energía S.A. (Pampa), Shell Argentina S.A. (Shell) y Chevron Argentina S.R.L. (Chevron), que revisten el carácter de accionista Clase A, y Gas y Petróleo de Neuquén (GyP), como accionista Clase B. El objeto es la construcción de un oleoducto de exportación que permitirá transportar petróleo desde los yacimientos de shale de Vaca Muerta de los promotores hasta una nueva terminal marítima en la costa atlántica. La inversión total estimada es de USD 3.300 millones (incluyendo costos financieros e intereses durante la etapa de construcción).

Las obras incluyen la construcción de un oleoducto de 437 km., que se extiende desde Allen hasta Punta Colorada, estaciones de bombeo, una terminal terrestre con instalaciones de almacenamiento y una terminal marítima. Para ello, VMOS ha celebrado contratos llave en mano con empresas nacionales e internacionales de reconocida trayectoria.

El proyecto cuenta con aprobación como Proyecto Estratégico Exportador de Largo Plazo bajo el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI) creado por la Ley N° 27.742, lo que aporta estabilidad regulatoria, tributaria y cambiaria por treinta años.

FIGURA 1 Estructura de la transacción



Fuente: Moody's Local Argentina en base a información provista por el emisor

El proyecto desarrollado por VMOS consiste en la construcción y operación de un sistema de transporte y exportación de petróleo crudo en Argentina, integrado por un oleoducto de 437 km. de extensión entre las localidades de Allen y Punta Colorada, ubicadas en la provincia de Río Negro, que permitirá la evacuación del crudo proveniente de la formación Vaca Muerta. El sistema se complementa con tres estaciones de bombeo — Allen, EB1 y EB2 (con capacidad de expansión futura en EB3)— y con una terminal costera de almacenamiento y despacho que contempla seis tanques operativos, una capacidad total de almacenaje cercana a 4,53 millones de barriles e instalaciones marítimas de exportación (bombas de exportación, dos *manifolds* submarinos o PLEM, dos monoboyas y equipamiento asociado).

El proyecto está diseñado para ejecutarse en cinco etapas de producción y tres fases de desarrollo, con un esquema de expansión gradual de capacidad que parte de un caudal inicial de 27.000 m³/día y escala hasta un máximo de 118.000 m³/día una vez completada la Etapa 5, a medida que se incorporan progresivamente las bombas *booster* y principales de Allen y las estaciones EB1 y EB2. La Fase 1 del proyecto contempla una capacidad de 180.000 bbl/día, con fecha estimada de entrada en operación comercial (COD) al 31 de diciembre de 2026. La Fase 2 eleva la capacidad a 390.000 bbl/día con COD previsto para el 30 de junio de 2027, y la Fase 3 alcanza los 550.000 bbl/día con COD estimado al 30 de noviembre de 2027. Las Fases 2 y 3 se encuentran supeditadas a la finalización de la Fase 1, mientras que la fecha objetivo de finalización del proyecto para el cumplimiento de las obligaciones de exportación es el 31 de julio de 2027, con una prórroga contractual de hasta seis meses (31 de enero de 2028).

La estructura de financiamiento del proyecto contempla un 70% de deuda y un 30% de capital. La deuda se compone de un tramo internacional de USD 2.000 millones y un tramo local de USD 300 millones. El financiamiento internacional fue obtenido en 2025 mediante un préstamo sindicado con un grupo de 14 bancos e inversores institucionales internacionales, entre los que se destacan cinco bancos de primera línea (Citi, Deutsche Bank, Itaú, JP Morgan y Santander) que lideraron la transacción. El préstamo tiene un plazo de cinco años, paga intereses semestralmente a una tasa de interés equivalente a SOFR más un margen fijo y se amortiza en cinco cuotas iguales, con un periodo de gracia de capital de 2,5 años. El tramo de deuda local no ha sido instrumentado a la fecha. La compañía evalúa distintas alternativas de financiamiento en el mercado local, que incluyen la emisión de Obligaciones Negociables (ON) y/o préstamos bilaterales y sindicados con bancos locales. Por último, los aportes de capital se desembolsan de manera periódica por parte de los accionistas, en proporción a su tenencia accionaria, a fin de sostener la estructura de capital objetivo.

Promotores-Accionistas

La estructura accionaria se compone de ocho accionistas Clase A y un accionista Clase B. YPF lidera la estructura con la mayor tenencia accionaria, mientras que GyP participa de manera minoritaria.

FIGURA 2 Participación accionaria

Clase A								Clase B
YPF (AAA.ar/Est)	Pluspetrol	Chevron	PAE (AAA.ar/Est)	Vista (AAA.ar/Est)	Pampa	Tecpetrol	Shell	GyP
29,8%	14,5%	12,0%	10,0%	9,1%	9,1%	7,3%	7,3%	0,9%

Fuente: Moody's Local Argentina en base a información provista por el emisor

Los accionistas se comprometen a realizar aportes de capital mensuales, de manera proporcional a su participación accionaria, con el objetivo de mantener la relación deuda-equity en niveles de 70%-30%.

El Acuerdo de Accionistas establece un compromiso de aporte de capital mediante el cual cada accionista asume un compromiso de inversión agregado equivalente a su porcentaje de participación accionaria aplicado sobre el 115% del costo total del proyecto. El 15% adicional opera como margen de cobertura frente a potenciales contingencias y sobrecostos, con el objetivo de asegurar la disponibilidad de fondos suficientes para la finalización del proyecto. Este compromiso no supone un desembolso inmediato, sino la obligación de realizar aportes de capital a requerimiento de VMOS, según las necesidades de financiamiento y hasta el límite individual de cada accionista, reduciéndose en la

medida en que el proyecto acceda a financiamiento externo, de forma tal que el aporte accionario funciona como respaldo complementario de la estructura de financiamiento para asegurar la conclusión del proyecto.

YPF S.A. (AAA.ar/Estable)

YPF es una compañía controlada por el Estado argentino y la principal empresa integrada en el sector energético argentino, con operaciones a lo largo de toda la cadena de hidrocarburos: exploración y producción, refinación y comercialización, y gas y energía. Se posiciona como el mayor operador de petróleo y gas natural de Argentina y el mayor productor de hidrocarburos no convencionales afuera de Estados Unidos. En el segmento *downstream*, YPF controla más de la mitad de la capacidad de refinación de Argentina. También opera la mayor red de estaciones de servicio del país, con más de 1.600 estaciones de servicio, equivalente al 32% del total.

Pluspetrol S.A.

Pluspetrol es uno de los principales operadores de petróleo y gas de Argentina, con un portafolio de activos de alta calidad que incluye aproximadamente 413.000 acres netos a nivel nacional. Dentro de su portafolio, la compañía cuenta con una posición relevante en Vaca Muerta, un permiso de exploración y ocho concesiones de explotación, lo que la posiciona como el cuarto mayor operador de petróleo y el sexto de gas del país. La compañía es controlada y propiedad en un 95% de Pluspetrol Resources Corporation B.V. (holding con sede en los Países Bajos y operaciones diversificadas en América Latina) y en un 5% de Pluspetrol Resources Corporation S.A., domiciliada en Uruguay.

Pan American Energy (AAA.ar/Estable)

PAE es la principal compañía integrada de capitales privados en el sector energético argentino, y se ubica como el segundo mayor operador de crudo y el tercero de gas a nivel nacional. PAE opera 9 áreas de producción de petróleo y gas, y es socio no operador de otras tres áreas ubicadas en tres cuencas de hidrocarburos, la Cuenca Golfo San Jorge, la Cuenca Neuquina y la Cuenca Noroeste. En el segmento *downstream*, la refinería de PAE en Campana es la cuarta más grande de Argentina con una capacidad de producción de 95 Kbb/d, que representa el 16% de la capacidad total de procesamiento de petróleo en el país.

Vista Energy Argentina S.A.U. (AAA.ar/Estable)

Vista es un operador independiente de petróleo con amplia experiencia en la producción de recursos no convencionales en el yacimiento de Vaca Muerta. En sus operaciones en la concesión de Bajada del Palo Oeste, la compañía ha demostrado ser un operador de bajos costos de extracción y de desarrollo.

Pampa Energía S.A.

Pampa es una compañía integrada dedicada a la exploración y explotación de petróleo y gas, a la generación y transmisión de electricidad, a la actividad petroquímica, de comercialización y transporte de hidrocarburos en Argentina. Desde 2023, la compañía lleva adelante un plan de desarrollo de *shale oil* mediante la adquisición del área Rincón de Aranda en Vaca Muerta.

Tecpetrol S.A.

Tecpetrol es una compañía de exploración y producción del Grupo Techint, con una importante presencia en Vaca Muerta. La compañía cuenta con concesiones de explotación no convencional, sobre las cuales posee la totalidad de los derechos y obligaciones en las áreas Fortín de Piedra, Punta Senillosa y Puesto Parada. También desarrolla operaciones conjuntas sobre las concesiones de explotación no convencional en las áreas Los Toldos I Norte, Los Toldos II Este y Los Toldos I Sur.

Shell Argentina

Es una subsidiaria del grupo Shell, dedicada a la exploración y producción de gas y petróleo no convencional en Vaca Muerta. Es operador de cuatro bloques, Cruz de Lorena, Sierras Blancas, Coirón Amargo Suroeste y Bajada de Añelo, y mantiene participaciones minoritarias en La Escalonada, Rincón La Ceniza y Bandurria Sur.

Chevron Argentina S.R.L.

En una subsidiaria de la compañía petrolera Chevron, con foco en la producción de crudo y gas natural en la provincia de Neuquén. La compañía es operadora de El Trapial, donde en 2022 obtuvo una concesión a 35 años con control total de dos bloques (El Trapial-Curamched, convencional, y El Trapial-Este, no convencional), que suman unos 111.000 acres netos. Adicionalmente mantiene un 50% no operado en las concesiones Loma Campana y Narambuena, en asociación con YPF.

Gas y Petróleo del Neuquén

GyP es una compañía petrolera estatal de la provincia del Neuquén (con participación accionaria mayoritaria de la Provincia), dedicada al desarrollo de recursos energéticos convencionales y no convencionales.

Acuerdos Iniciales de Transporte

La compañía tiene suscriptos acuerdos de transporte con sus nueve accionistas, quienes en conjunto se han comprometido a transportar una capacidad garantizada agregada de 550 Kbbbl/d de crudo desde Allen hasta la terminal de exportación en Punta Colorada.

Los acuerdos establecen una obligación de pago a cargo de los cargadores, que deberán abonar una tarifa mensual de tipo *ship-or-pay*, más un componente por volúmenes incrementales transportados y un componente variable operativo que captura los costos variables por barril efectivamente transportado. A su vez, el componente *ship-or-pay* de la tarifa está integrado por un componente en dólares estadounidenses, pagadero en especie mediante la entrega de crudo, y un componente *dollar-linked*, pagadero en pesos al tipo de cambio aplicable.

La obligación de pago de la tarifa *ship-or-pay* comienza a regir a partir de la fecha de finalización del proyecto, es decir la fecha en la que el oleoducto esté sustancialmente completo y operativo (esta fecha será resuelta mediante resolución del Directorio de VMOS), o a partir del 1 de febrero de 2028, la que ocurra antes. Esto significa que la obligación de pago de la tarifa *ship-or-pay* subsiste con independencia de la finalización del proyecto, de la capacidad efectiva del oleoducto, de que los promotores efectivamente entreguen crudo para transporte, o de la ocurrencia de eventos de fuerza mayor que afecten a cualquiera de las partes. La obligación de tipo *ship-or-pay* se extiende hasta dos años posteriores al vencimiento programado del segundo refinanciamiento de la deuda financiera, con un tope máximo de doce años desde su inicio, sin admitir prórrogas por ningún motivo.

La estructura tarifaria está diseñada para cubrir el servicio de la deuda financiera en dólares y *dollar-linked*, los costos financieros no capturados en el servicio de deuda (comisiones, fees, etc.), los OPEX fijos del ducto y la remuneración del *equity* de los promotores. Además, la fórmula incorpora un ratio de cobertura contractual de 1,25x sobre el servicio de la deuda en dólares. La fórmula de cálculo de la tarifa mensual está estructurada bajo un mecanismo *pass-through*, que traslada íntegramente a los cargadores los costos de la compañía, y no establece un límite o *cap* monetario.

Contratos EPC

Para la ejecución de las obras, VMOS ha tercerizado los servicios de ingeniería, procura y construcción mediante la contratación de terceros especializados, mientras que la operación y el mantenimiento durante la fase de O&M serán ejecutados internamente por la propia compañía. YPF actúa como EPC manager, supervisando a los contratistas clave y a los proveedores de equipos principales del proyecto.

FIGURA 3 Principales participantes

Contratista	Descripción
Astra Evangelista S.A. (AES)	Subsidiaria de YPF. Actúa como principal contratista de ingeniería de las estaciones de bombeo Allen y EB1. Además, presta servicios de procura y construcción con alcance eléctrico y mecánico.
Técnicas Reunidas, S.A. (Técnicas Reunidas)	Provee servicios de ingeniería, procura, construcción y gerenciamiento de la Terminal Punta Colorada, con foco en el oleoducto onshore y en las obras tempranas y civiles, excluyendo los tanques, cuyo alcance corresponde a un contratista independiente. Compañía global de ingeniería y construcción orientada a los sectores de petróleo y gas, energía e infraestructura, fundada en 1960 y con sede en Madrid, España. Cuenta con una trayectoria superior a 1.000 proyectos de ingeniería en más de 60 países.
CB&I	Tiene a su cargo la construcción de los tanques de la terminal onshore del proyecto. Firma EPC de alcance global especializada en infraestructura de almacenamiento, fundada en 1889 y con sede en The Woodlands, Texas, con una trayectoria de más de 59.000 estructuras completadas a lo largo de 130 años.
Techint – SACDE (UT)	El oleoducto lineal es ejecutado por una unión transitoria conformada por Techint Engineering & Construction y SACDE. La UT posee antecedentes específicos en la cuenca de Vaca Muerta, incluyendo el gasoducto Presidente Néstor Kirchner y la reversión del Gasoducto Norte.
Oilfield Production Services S.R.L. (OPS SRL)	Contratista EPC de la estación de bombeo EB1 y resultó adjudicataria del alcance EPC de la estación EB2. Firma constructora argentina independiente con más de 20 años de experiencia y sede en Neuquén, que emplea a más de 650 profesionales y registra una trayectoria superior a 452 proyectos de petróleo y gas completados.
Milicic S.A.	Tiene a su cargo las obras tempranas de procura y construcción de la terminal onshore. Empresa de construcción e ingeniería fundada en 1973 y con sede en Santa Fe, Argentina, especializada en construcción, ingeniería, petróleo y gas, minería e infraestructura, con más de 800 proyectos completados y una dotación de 2.000 empleados. Milicic acredita antecedentes en nueve proyectos contratados por YPF.
Wood (John Wood Group, PLC)	Junto con Buzca, Wood provee la ingeniería y la procura de la terminal offshore, incluyendo el oleoducto submarino, los PLEM, las boyas y las instalaciones de exportación. Proveedor de servicios de consultoría e ingeniería para los mercados de energía y materiales, fundado en 1982 y con sede en Escocia, Reino Unido.
Buzca (Buzca Soluciones de Ingeniería S.A.)	Compañía de ingeniería privada especializada en ingeniería marina, submarina, ambiental y oceanográfica, fundada en 1972 y con sede en Cartagena, Colombia, con aproximadamente 300 empleados. Buzca acredita experiencia en refuerzo de estructuras, mantenimiento de muelles de tanqueros y construcción de terminales marinas y ductos. Cabe destacar que, a partir del tercer trimestre de 2025, Fluor asumió el alcance de ingeniería marina en reemplazo de Buzca, en el marco del plan de aceleración destinado a mitigar demoras.
Fluor Corporation	Actúa como ingeniero del propietario para la terminal. Su participación en el diseño de ingeniería, como parte del plan de aceleración, fue determinante para reducir las demoras originadas por Buzca en el alcance marino. Tiene más de 110 años de trayectoria en ingeniería, procura y construcción. Fluor presta servicios EPC en producción y combustibles, GNL, química y energía nuclear, con foco en mercados de transición energética.

Fuente: Moody's Local Argentina en base al informe de Black & Veatch (asesor técnico)

Estabilidad del sector

El proyecto se desarrolla en la industria de petróleo y gas, que es de naturaleza volátil. Consideramos que cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias del país tienen y seguirán teniendo un impacto significativo en la generación de ingresos y en los planes de inversión de las compañías del sector. Históricamente, el gobierno argentino ha intervenido en el sector energético local con controles de precios en el mercado de combustibles, impuestos y restricciones a la exportación y requerimientos regulatorios para abastecer el mercado interno. Las compañías de *upstream* se encuentran expuestas a la volatilidad de los precios internacionales del petróleo y del gas en el caso de sus exportaciones, mientras que en el mercado local presentan exposición al marco regulatorio respecto de los precios locales del barril y a los planes de incentivos de producción de gas.

El incremento en la producción en Vaca Muerta se encuentra condicionado a la capacidad de las empresas del sector de llevar adelante la ampliación de la infraestructura de transporte, almacenaje y logística de crudo con el fin de evacuar los mayores niveles de petróleo a mercados internacionales. En abril de 2025 Oleoductos del Valle S.A. (OldelVal) finalizó el proyecto "Duplicar" que permitió incrementar la capacidad de transporte de la Cuenca Neuquina hacia el Atlántico a 86.000 m3/d (aproximadamente 540 Kbb/d), desde 36.000 m3/d. La expansión de OTAMERICA EBYTEM S.A. en Puerto Rosales, la ampliación de Oldelval, la reactivación del oleoducto de Oleoducto Trasandino Argentina S.A. (OTASA), con una capacidad de 17.500 m3/d (110 Kbb/d) y el proyecto de VMOS para la construcción del nuevo oleoducto y la terminal de exportación para sumar 550 Kbb/d a mediados de 2027, consolidarán una mayor

capacidad de transporte de crudo desde la Cuenca Neuquina. Además, el comienzo de operaciones del oleoducto de Vaca Muerta Norte liberó cuellos de botella logísticos y desde 2024 permite a las empresas del sector incrementar la capacidad de exportación a Chile a través del oleoducto de OTASA.

Marco regulatorio

El proyecto cuenta con aprobación como Proyecto Estratégico Exportador de Largo Plazo bajo el RIGI. El régimen otorga un marco de estabilidad fiscal, aduanera, cambiaria y regulatoria por un plazo de 30 años desde la adhesión, con protección de derechos adquiridos, lo que mitiga el riesgo regulatorio y aporta previsibilidad a proyectos de capital intensivo y plazos largos de repago.

Perfil de negocio

Riesgo de contraparte

El riesgo de contraparte es la posibilidad de que la otra parte en una transacción financiera no cumpla con sus obligaciones contractuales. Consideramos que el riesgo de contraparte en la transacción es bajo, dada la alta calidad crediticia y el perfil de sus principales contrapartes.

Por el lado de los ingresos, VMOS cuenta con acuerdos de transporte suscriptos bajo un esquema *ship-or-pay* por una capacidad garantizada total de 550 Kbbbls/día (es decir, sobre la totalidad de la capacidad que espera alcanzar el proyecto). Los acuerdos fueron celebrados con productores de primera línea del sector, quienes a su vez son accionistas de la compañía, lo que alinea incentivos. La comercialización del crudo (del componente de pago en especie de la tarifa) se canalizará a través de *offtakers* de reconocida trayectoria internacional (Chevron Products Company y Shell Western Supply and Trading Limited), que adquirirán los volúmenes entregados a valor de mercado, atenuando el riesgo de colocación de la producción.

Por el lado de la ejecución, el riesgo de contraparte se vincula al desempeño de los contratistas de EPC, cuya capacidad técnica y disponibilidad de recursos resultan clave para el cumplimiento de los plazos de obra, y del compromiso de los accionistas de realizar aportes mensuales de capital en función de su participación accionaria para sostener la estructura deuda-capital objetivo de 70%-30%.

Riesgo de construcción, operación y mantenimiento

El riesgo de construcción es moderado y, en opinión del asesor técnico, el cronograma de obra resulta agresivo. Al cierre del primer semestre de 2026 el proyecto presentaba un avance del 77,1%, respecto del 80,2% planificado. B&V observa que el camino crítico cuenta con márgenes de holgura muy acotados en todas las disciplinas, lo que refleja un esquema exigente para alcanzar el completamiento mecánico de la Fase 1, previsto para el 31 de octubre de 2026, y su entrada en operación comercial o COD para el 31 de diciembre de 2026.

Entre los factores que podrían generar demoras, el asesor técnico señala las demoras en el inicio del alcance electromecánico, que registraba un atraso del 18,1%, la disponibilidad limitada de personal, que afectó a contratistas como TR, Milicic y MEGSA, la entrega en tiempo de los equipos críticos de largo plazo, potenciales demoras en la entrega de los PLEMs y monoboyas por interrupciones geopolíticas y de accesibilidad de vías navegables y condiciones climáticas y marítimas que condicionen la ejecución de las obras *offshore*. Respecto de este punto, al 21 de agosto de 2026, las dos monoboyas ya se encuentran en camino a Río Negro, disminuyendo los riesgos de demora del proyecto.

B&V estima que, de producirse demoras día por día en cualquiera de las disciplinas del camino crítico, el COD de la Fase 1 podría postergarse hasta marzo de 2027, en línea con el escenario P90 del análisis de riesgos por simulación de Monte Carlo. No obstante, el asesor técnico considera que el proyecto dispone de holgura suficiente frente a los compromisos de exportación, cuya fecha objetivo de finalización es el 31 de julio de 2027, con una prórroga contractual de hasta seis meses (31 de enero de 2028).

B&V considera que los contratistas seleccionados parecen estar calificados para sus respectivos roles. Además, considera que YPF está implementando tácticas de gestión de EPC adecuadas, aunque el camino crítico está supeditado a la disponibilidad de personal. En cuanto al presupuesto, el asesor técnico entiende que el presupuesto neto del proyecto, estimado en USD 2.975 millones, con un costo total proyectado de USD 2.976 millones, resulta

razonable y contempla adecuadamente los costos previstos por encima del presupuesto para el estado de avance actual.

Rentabilidad y eficiencia

Los acuerdos de transporte prevén dos modalidades de cálculo de la tarifa, según la etapa del proyecto. A partir del inicio del período *ship-or-pay*, que comienza en la primera de las siguientes fechas: la fecha de finalización del proyecto (esta fecha será resuelta mediante resolución del Directorio de VMOS), o la fecha cierta, prevista para el 1 de febrero de 2028, cada cargador abona la tarifa *ship-or-pay* sobre su capacidad garantizada con independencia del volumen efectivamente transportado, lo que otorga previsibilidad a los flujos y respalda el repago de la deuda. Con anterioridad a dicho período, principalmente durante el período en el que el oleoducto pueda estar mecánicamente operativo pero sin haber alcanzado la etapa de finalización del proyecto, rige un esquema *ship-and-pay*, en el que la tarifa se determina sobre los volúmenes efectivamente entregados, en función de la capacidad real disponible. Este mismo régimen resultará aplicable una vez concluido el período *ship-or-pay*.

Esperamos que la generación de flujo de fondos durante el período de operación sea estable y previsible, una vez que entre en vigencia el período *ship-or-pay*. La estructura tarifaria durante este período está diseñada para cubrir el servicio de la deuda financiera en dólares y *dollar-linked*, los costos financieros no capturados en el servicio de deuda, los OPEX fijos del ducto y la remuneración del *equity* de los promotores. Además, la fórmula incorpora un ratio de cobertura contractual de 1,25x sobre el servicio de la deuda en dólares. La fórmula de cálculo de la tarifa mensual está estructurada bajo un mecanismo *pass-through*, que traslada íntegramente a los cargadores los costos de la compañía, y no establece un límite o *cap* monetario. Esto constituye una fortaleza crediticia central de la transacción en la medida en que traslada a los cargadores el riesgo de recupero de costos, garantiza la suficiencia de los ingresos y mitiga fuertemente el riesgo de descalce entre ingresos y compromisos financieros y operativos del proyecto.

La compañía espera un incremento gradual de la capacidad efectivamente utilizada, partiendo de aproximadamente 180 Kbls/día hacia fines de 2026 hasta alcanzar los 550 Kbls/día en 2027.

Apalancamiento y cobertura

Consideramos que la estructura de financiamiento resulta adecuada para un proyecto de infraestructura de esta naturaleza, con una relación deuda-capital de 70%-30% que equilibra el apalancamiento con un aporte de capital significativo por parte de los accionistas. Si bien los plazos de la deuda inicial no son extensos (el préstamo sindicado internacional tiene un plazo de 5 años), la estructura tarifaria mitiga parcialmente el riesgo de repago: a partir del inicio del período *ship-or-pay*, la tarifa que abonan los cargadores/accionistas se calcula aplicando un ratio de cobertura de 1,25x sobre el servicio de la deuda en dólares, de modo que lo recaudado cubre el 125% de los vencimientos de capital e intereses del próximo servicio de deuda del préstamo sindicado, generando un colchón de cobertura sobre esa deuda. Este componente de la tarifa se cancela mediante un mecanismo de pago en especie, por el cual cada cargador entrega crudo a VMOS en lugar de efectivo, y luego ese crudo es comercializado por un *offtaker* internacional de exportación con grado de inversión, cuyos ingresos se perciben en dólares y se depositan en cuentas *offshore* de la compañía. Por otro lado, el servicio de la deuda *dollar-linked* también se traslada a la tarifa, aunque, a diferencia de la deuda en dólares, no cuenta con un ratio de cobertura, por lo que se recauda por el equivalente al 100% de sus vencimientos.

Política financiera

Dado que la tarifa *ship-or-pay* comienza a pagarse recién a partir del inicio del período *ship-or-pay* programado, cuyo límite máximo es el 1 de febrero de 2028, la estructura tarifaria asegura el repago del servicio de deuda como mínimo desde esa fecha. Existen obligaciones de servicio de deuda con anterioridad a dicha fecha —entre ellas, el vencimiento de la primera cuota de amortización de capital del préstamo sindicado en enero de 2027—, las cuales deberán ser atendidas incluso en un escenario en el que no se haya finalizado la obra y no haya entrado en vigencia la obligación de pago por parte de los accionistas/cargadores. En nuestro escenario base asumimos que, de no completarse el proyecto a esa fecha y en ausencia de una fuente de financiamiento alternativa, los accionistas realizarán los aportes de capital

necesarios para cubrir dichos pagos, en consistencia con su compromiso de sostener la estructura de capital del proyecto.

Otras Consideraciones

Consideraciones ambientales, sociales y de gobierno corporativo

Sociales

A pesar de la probabilidad de políticas más estrictas y la creciente presión social dirigida a reducir las emisiones de carbono, esperamos que la demanda mundial de petróleo continúe creciendo hasta al menos 2035 y que la demanda de gas natural crezca más allá de eso. Debido a las condiciones a menudo peligrosas en las que operan sus empleados, las compañías de la industria petrolera tienen una alta exposición a las regulaciones de salud y seguridad en el lugar de trabajo.

Ambientales

Las compañías petroleras de *midstream* presentan potenciales riesgos operativos, ambientales y regulatorios propios de la naturaleza de la actividad. Sin embargo, a diferencia de la mayoría de los emisores en otros subsectores de petróleo y gas, las compañías de tamaño mediano y grande generalmente tienen mayores beneficios de escala, diversificación e integración para gestionar riesgos operativos complejos, apoyar y absorber el gasto regulatorio y resistir desastres naturales.

Gobierno corporativo

A diferencia de los riesgos ambientales y sociales, que pueden estar impulsados por factores externos, como regulaciones o cambios demográficos, los riesgos de gobierno corporativo dependen en gran medida de los emisores. El gobierno corporativo es muy relevante para todas las compañías y es importante para los tenedores de bonos porque las debilidades del gobierno pueden conducir a un deterioro en la calidad crediticia de una compañía, mientras que las fortalezas de gobierno corporativo pueden beneficiar su perfil crediticio. Consideramos que el gobierno corporativo de VMOS es adecuado.

Anexo I: Glosario Técnico

- Downstream:** Sector de la industria petrolera que incluye la refinación de petróleo crudo y gas natural, así como también la comercialización y distribución de productos derivados.
- Kbbl/d:** Miles de barriles de petróleo por día.
- Midstream:** Sector de la industria petrolera que incluye el transporte y almacenamiento de productos derivados del petróleo crudo y gas natural.
- Ship-or-pay:** Contratos de venta de capacidad en firme.
- Upstream:** Sector de la industria petrolera que incluye la exploración y producción de hidrocarburos.

Anexo II: Obligaciones Negociables vigentes calificadas por Moody's Local Argentina

Obligaciones Negociables	Moneda	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Amortización de capital	Tasa de interés	Pago de intereses
ON Clase 1	USD	Pendiente de emisión	48 meses	Al vencimiento	A licitar	Trimestral

Información Complementaria

Tipo de calificación / Instrumento	Calificación actual	Perspectiva actual	Calificación anterior	Perspectiva anterior
VMOS S.A.				
Calificación de emisor en moneda local a largo plazo	AAA.ar	Estable	AAA.ar	Estable
Calificación de emisor en moneda extranjera a largo plazo	AAA.ar	Estable	-	-
Obligaciones Negociables Clase 1 con vencimiento en 2030 ^(*)	AAA.ar	Estable	-	-

^(*) Previo a oferta pública

Información considerada para la calificación.

- Acuerdo Inicial de Transporte celebrado por el emisor
- Informe de Black & Veatch, asesor técnico
- Información provista por el emisor
- Resoluciones del Ministerio de Economía
- Borrador de suplemento de prospecto, provisto por la compañía

Definición de las calificaciones asignadas.

- **AAA.ar:** Los emisores o emisiones calificados en **AAA.ar** con la calidad crediticia más fuerte en comparación con otros emisores locales.

Moody's Local Argentina agrega los modificadores "+" y "-" a cada categoría de calificación genérica que va de AA a CCC. El modificador "+" indica que la obligación se ubica en el extremo superior de su categoría de calificación genérica, ningún modificador indica una calificación media, y el modificador "-" indica una calificación en el extremo inferior de la categoría de calificación genérica

Metodología Utilizada.

- Metodología de calificación de empresas no financieras - (31/Aug/2022), disponible en <https://moodylocal.com.ar/reportes/metodologias-y-marcos-analiticos/metodologias-de-calificacion/> y <https://www.argentina.gob.ar/cnv>

El presente informe no debe considerarse una publicidad, propaganda, difusión o recomendación para adquirir, vender o negociar los instrumentos objeto de calificación.

© 2026 Moody's Corporation, Moody's Investors Service, Inc., Moody's Analytics, Inc. y/o sus licenciadores y filiales (conjuntamente "MOODY'S"). Todos los derechos reservados.

LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS EMITIDAS POR LAS FILIALES DE CALIFICACIÓN CREDITICIA DE MOODY'S CONSTITUYEN SUS OPINIONES ACTUALES RESPECTO AL RIESGO CREDITICIO FUTURO RELATIVO DE ENTIDADES, COMPROMISOS CREDITICIOS, O INSTRUMENTOS DE DEUDA O SIMILARES, Y LOS MATERIALES, PRODUCTOS, SERVICIOS E INFORMACIÓN PUBLICADA O DE CUALQUIER OTRA MANERA PUESTA A DISPOSICIÓN POR MOODY'S (COLECTIVAMENTE LOS "MATERIALES") PUEDEN INCLUIR DICHAS OPINIONES ACTUALES. MOODY'S DEFINE EL RIESGO CREDITICIO COMO EL RIESGO DERIVADO DE LA IMPOSIBILIDAD POR PARTE DE UNA ENTIDAD DE CUMPLIR CON SUS OBLIGACIONES FINANCIERAS CONTRACTUALES A SU VENCIMIENTO Y LAS PÉRDIDAS ECONÓMICAS ESTIMADAS EN CASO DE INCUMPLIMIENTO O INCAPACIDAD. CONSULTE LOS SIMBOLOS Y LAS DEFINICIONES DE CALIFICACIÓN DE MOODY'S PARA OBTENER INFORMACIÓN SOBRE LOS TIPOS DE OBLIGACIONES FINANCIERAS CONTRACTUALES ENUNCIADAS POR LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS DE MOODY'S. LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS NO HACEN REFERENCIA A NINGÚN OTRO RIESGO, INCLUIDOS A MODO ENUNCIATIVO Y NO LIMITATIVO: RIESGO DE LIQUIDEZ, RIESGO RELATIVO AL VALOR DE MERCADO O VOLATILIDAD DE PRECIOS. LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS, EVALUACIONES NO CREDITICIAS ("EVALUACIONES") Y OTRAS OPINIONES INCLUIDAS EN LOS MATERIALES DE MOODY'S NO SON DECLARACIONES DE HECHOS ACTUALES O HISTÓRICOS. LOS MATERIALES DE MOODY'S PODRÁN INCLUIR ASIMISMO PREVISIONES BASADAS EN UN MODELO CUANTITATIVO DE RIESGO CREDITICIO Y OPINIONES O COMENTARIOS RELACIONADOS PUBLICADOS POR MOODY'S ANALYTICS, INC. Y/O SUS FILIALES. LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS, EVALUACIONES, OTRAS OPINIONES Y MATERIALES DE MOODY'S NO CONSTITUYEN NI PROPORCIONAN ASESORAMIENTO LEGAL, DE CUMPLIMIENTO, FINANCIERO, DE INVERSIÓN NI OTRO ASESORAMIENTO PROFESIONAL, Y LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS, EVALUACIONES Y OTRAS OPINIONES DE MOODY'S NO SON NI SUPONEN RECOMENDACIÓN ALGUNA PARA LA COMPRA, VENTA O MANTENIMIENTO DE TÍTULOS DE VALOR CONCRETOS. LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS, EVALUACIONES, OTRAS OPINIONES Y MATERIALES DE MOODY'S NO EMITEN OPINIÓN SOBRE LA IDONEIDAD DE UNA INVERSIÓN PARA UN INVERSOR CONCRETO. MOODY'S EMITE SUS CALIFICACIONES CREDITICIAS, EVALUACIONES Y OTRAS OPINIONES Y PUBLICA O DE CUALQUIER OTRA MANERA PONE A DISPOSICIÓN SUS MATERIALES EN LA CONFIANZA Y EN EL ENTENDIMIENTO DE QUE CADA INVERSOR LLEVARÁ A CABO, CON LA DEBIDA DILIGENCIA, SU PROPIO ESTUDIO Y EVALUACIÓN DEL TÍTULO DE VALOR QUE ESTÉ CONSIDERANDO COMPRAR, CONSERVAR O VENDER.

LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS, EVALUACIONES, OTRAS OPINIONES Y MATERIALES NO ESTÁN DESTINADAS PARA EL USO DE INVERSORES MINORISTAS Y SERÍA TEMERARIO E INAPROPIADO POR PARTE DE LOS INVERSORES MINORISTAS TENER EN CUENTA LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS, EVALUACIONES, OTRAS OPINIONES O LOS MATERIALES DE MOODY'S AL TOMAR CUALQUIER DECISIÓN EN MATERIA DE INVERSIÓN. EN CASO DE DUDA, DEBERÍA PONERSE EN CONTACTO CON SU ASESOR FINANCIERO U OTRO ASESOR PROFESIONAL.

TODA LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PRESENTE DOCUMENTO ESTÁ PROTEGIDA POR LEY, INCLUIDA PERO NO LIMITADA A LA LEY DE DERECHOS DE AUTOR (COPYRIGHT), NO PUDIENDO PARTE ALGUNA DE DICHA INFORMACIÓN SER COPIADA O EN MODO ALGUNO REPRODUCIDA, RECOPIADA, TRANSMITIDA, TRANSFERIDA, DIFUNDIRSE, REDISTRIBUIDA O REVENDIDA, NI ARCHIVADA PARA SU USO POSTERIOR CON ALGUNO DE DICHS FINES, EN TODO O EN PARTE, EN FORMATO, MANERA O MEDIO ALGUNO POR NINGUNA PERSONA SIN EL PREVIO CONSENTIMIENTO ESCRITO DE MOODY'S. PARA MAYOR CLARIDAD, NINGUNA INFORMACIÓN CONTENIDA AQUÍ PUEDE SER UTILIZADA PARA DESARROLLAR, MEJORAR, ENTRENAR O REENTRENAR CUALQUIER PROGRAMA DE SOFTWARE O BASE DE DATOS, INCLUYENDO, PERO SIN LIMITARSE A, CUALQUIER SOFTWARE DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL, APRENDIZAJE AUTOMÁTICO O PROCESAMIENTO DEL LENGUAJE NATURAL, ALGORITMO, METODOLOGÍA Y/O MODELO.

LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS, EVALUACIONES, OTRAS OPINIONES Y LOS MATERIALES DE MOODY'S NO ESTÁN DESTINADOS PARA SER UTILIZADOS POR NINGUNA PERSONA COMO UN REFERENTE, SEGÚN SE DEFINE DICHO TÉRMINO A EFECTOS REGULATORIOS, Y NO DEBEN SER UTILIZADOS EN MODO ALGUNO QUE PUDIERA DAR LUGAR A QUE SE LOS CONSIDERE COMO UN REFERENTE.

Toda la información incluida en el presente documento ha sido obtenida por MOODY'S a partir de fuentes que estima correctas y fiables. No obstante, debido a la posibilidad de error humano o mecánico, así como de otros factores, toda la información aquí contenida se proporciona "TAL Y COMO ESTÁ", sin garantía de ningún tipo. MOODY'S adopta todas las medidas necesarias para que la información que utiliza al asignar una calificación crediticia o evaluación sea de suficiente calidad y de fuentes que Moody's considera fiables, incluidos, en su caso, terceros independientes. Sin embargo, Moody's no es una firma de auditoría y no puede en todos los casos verificar o validar de manera independiente la información recibida en el proceso de calificación crediticia o evaluación o en la elaboración de los Materiales.

En la medida en que las leyes así lo permitan, MOODY'S y sus directores, oficiales, empleados, agentes, representantes, licenciadores y proveedores declinan toda responsabilidad frente a cualesquier persona o entidad con relación a pérdidas o daños indirectos, especiales, derivados o accidentales de cualquier naturaleza, derivados de o relacionados con la información aquí contenida o el uso o imposibilidad de uso de dicha información, incluso cuando MOODY'S o cualquiera de sus directores, oficiales, empleados, agentes, representantes, licenciadores o proveedores fuera advertido previamente de la posibilidad de dichas pérdidas o daños, incluido pero no limitado a: (a) lucro cesante presente o futuro o (b) cualquier pérdida o daño que surja cuando el instrumento financiero en cuestión no sea objeto de una calificación crediticia o evaluación concreta otorgada por MOODY'S.

En la medida en que las leyes así lo permitan, MOODY'S y sus directores, oficiales, empleados, agentes, representantes, licenciadores y proveedores exime de cualquier responsabilidad con respecto a pérdidas o daños directos o indemnizatorios causados a cualquier persona o entidad, incluido pero no limitado a, negligencia (pero excluyendo fraude, conducta dolosa o cualquier otro tipo de responsabilidad que, en aras de la claridad, no pueda ser excluida por ley), por parte de MOODY'S o cualquiera de sus directores, oficiales, empleados, agentes, representantes, licenciadores o proveedores, o con respecto a toda contingencia dentro o fuera del control de cualquiera de los anteriores, derivada de o relacionada con la información aquí contenida o el uso o imposibilidad de uso de tal información.

MOODY'S NO OTORGA NI OFRECE GARANTÍA ALGUNA, EXPRESA O IMPLÍCITA, CON RESPECTO A LA PRECISIÓN, OPORTUNIDAD, EXHAUSTIVIDAD, COMERCIALIZABILIDAD O IDONEIDAD PARA UN FIN DETERMINADO SOBRE CALIFICACIONES CREDITICIAS, EVALUACIONES Y DEMÁS OPINIONES O INFORMACIÓN.

Moody's Investors Service, Inc., agencia de calificación crediticia, subsidiaria de propiedad total de Moody's Corporation ("MCO"), informa por la presente que la mayoría de los emisores de títulos de deuda (incluidos bonos corporativos y municipales, obligaciones, notas y pagarés) y acciones preferentes calificados por Moody's Investors Service, Inc. han acordado, con anterioridad a la asignación de cualquier calificación, abonar a Moody's Investors Service, Inc. por sus servicios de opinión y calificación. MCO y todas las entidades de MCO que emiten calificaciones bajo la marca "Moody's Ratings" ("Moody's Ratings") también mantienen políticas y procedimientos para garantizar la independencia de las calificaciones y los procesos de asignación de calificaciones crediticias de Moody's Ratings. La información relativa a ciertas afiliaciones que pudieran existir entre directores de MCO y entidades calificadas, y entre entidades que tienen asignadas calificaciones crediticias de Moody's Investors Service y asimismo han notificado públicamente a la SEC que poseen una participación en MCO superior al 5%, se publica anualmente en ir.moody.com bajo el capítulo de "Investor Relations – Corporate Governance – Charter Documents- Director and Shareholder Affiliation Policy" ["Relaciones con Inversores - Gestión Corporativa – Documentos Constitutivos y de Gobernanza - Política sobre Relaciones entre Directores y Accionistas"].

Moody's SF Japan K.K., Moody's Local AR Agente de Calificación de Riesgo S.A., Moody's Local BR Agência de Classificação de Risco LTDA, Moody's Local MX S.A. de C.V., I.C.V., Moody's Local PE Clasificadora de Riesgo S.A., y Moody's Local PA Calificadora de Riesgo S.A., Moody's Local CR Calificadora de Riesgo S.A., Moody's Local ES S.A. de CV Clasificadora de Riesgo, Moody's Local RD Sociedad Calificadora de Riesgo S.R.L. y Moody's Local GT S.A. (conjuntamente, las "Moody's Non-NRSRO CRAs", por sus siglas en inglés) son subsidiarias de agencias de calificación crediticia de propiedad total indirecta de MCO. Ninguna de las Moody's Non-NRSRO CRAs es una Organización Reconocida Nacionalmente como Organización Estadística de Calificación Crediticia.

Términos adicionales solo para Australia: Cualquier publicación en Australia de este documento se realiza conforme a la Licencia de Servicios Financieros en Australia de la filial de MOODY'S, Moody's Investors Service Pty Limited ABN 61 003 399 657AFSL 336969 y/o Moody's Analytics Australia Pty Ltd ABN 94 105 136 972 AFSL 383569 (según corresponda). Este documento está destinado únicamente a "clientes mayoristas" según lo dispuesto en el artículo 761G de la Ley de Sociedades de 2001. Al acceder a este documento desde cualquier lugar dentro de Australia, usted declara ante MOODY'S ser un "cliente mayorista" o estar accediendo al mismo como un representante de aquél, así como que ni usted ni la entidad a la que representa divulgarán, directa o indirectamente, este documento ni su contenido a "clientes minoristas" según se desprende del artículo 761G de la Ley de Sociedades de 2001. Las calificaciones crediticias de MOODY'S son opiniones sobre la calidad crediticia de una obligación de deuda del emisor y no sobre los valores de capital del emisor ni ninguna otra forma de instrumento que se encuentre a disposición de clientes minoristas.

Términos adicionales solo para India: Las calificaciones crediticias, Evaluaciones, otras opiniones y Materiales de Moody's no están destinados a ser utilizados ni deben ser confiados por usuarios ubicados en India en relación con valores cotizados o propuestos para su cotización en bolsas de valores de la India.

Términos adicionales con respecto a las Opiniones de Segunda Parte y las Evaluaciones de Cero Emisiones Netas (según se definen en los Símbolos y Definiciones de Calificaciones de Moody's Ratings): Por favor notar que ni una Opinión de Segunda Parte ("OSP") ni una Evaluación de Cero Emisiones Netas ("NZA") son "calificaciones crediticias". La emisión de OSP y NZA no es una actividad regulada en muchas jurisdicciones, incluida Singapur. UE: En la Unión Europea, Moody's Deutschland GmbH y Moody's France SAS prestan servicios como revisores externos de conformidad con los requisitos aplicables del Reglamento de Bonos Verdes de la UE. JAPÓN: En Japón, el desarrollo y la provisión de OSP y NZA se clasifican como "Negocios Secundarios", no como "Negocios de Calificación Crediticia", y no están sujetos a las regulaciones aplicables a los "Negocios de Calificación Crediticia" según la Ley de Instrumentos Financieros y la Ley de Intercambio de Japón y su regulación relevante. RPC: Cualquier OSP: (1) no constituye una Evaluación de Bonos Verdes de la RPC según se define en las leyes o regulaciones pertinentes de la RPC; (2) no puede incluirse en ninguna declaración de registro, circular de oferta, prospecto ni en ningún otro documento presentado a las autoridades regulatorias de la RPC ni utilizarse para cumplir con ningún requisito de divulgación regulatoria de la RPC; y (3) no puede utilizarse en la RPC para ningún propósito regulatorio ni para ningún otro propósito que no esté permitido por las leyes o regulaciones pertinentes de la RPC. Para los fines de este descargo de responsabilidad, "RPC" se refiere a la parte continental de la República Popular China, excluyendo Hong Kong, Macao y Taiwán.