

29 de septiembre de 2023

## AES Argentina Generación S.A.

AES Argentina Generación es una de las compañías generadoras de energía más importantes de nuestro país. La firma inició sus operaciones en 1993. En la actualidad, posee una matriz diversificada, con un portafolio de 3 plantas de generación de fuente térmica, 4 hidroeléctricas y 2 parques eólicos. AES representó el 7% de la potencia instalada total y el 5% del total generado en Argentina durante 2022. Es la tercera compañía en volumen de generación en Argentina, luego de Pampa Energía y Central Puerto.

La compañía pertenece en su totalidad al gigante energético norteamericano AES Corp., empresa que cuenta con 32 GW operables en más de 14 países y posee un 46% de su portafolio en fuente renovable. Asimismo, AES Corp. tiene importante presencia regional; es el líder en generación de Chile, tiene capacidad de 4.240 MW renovables en Brasil y posee la tercera hidroeléctrica más potente de Colombia.

### Producción

Al cierre del primer semestre de 2023, AES totalizó una capacidad instalada de generación de energía de 2.985 MW. Las generadoras de AES se encuentran dispersas entre las provincias de Buenos Aires, Neuquén, Salta y San Juan. El 53% (1.578 MW) es de fuente térmica, el 40% (1.207 MW) es de fuente hidráulica, mientras que el restante 7% (200 MW) es de fuente renovable.

En el marco de las privatizaciones, AES desembarcó en Argentina con la compra de la central térmica San Nicolás (675 MW). La central utiliza como combustible el gas, la gasolina y el carbón. Posteriormente en 1995, obtuvo las concesiones de las centrales hidroeléctricas de Cabra Corral y El Tunal (112 MW), mientras que, en 1996, adquirió del Estado la central térmica Sarmiento y la hidroeléctrica Ullum (78 MW). Las hidroeléctricas tienen concesión por 30 años, acuerdos a vencer próximamente entre 2025 y 2026.

En el año 2000, AES Corp. compró la concesión de la central hidroeléctrica Alicurá en manos de la compañía Southern Energy. La corporación hizo a su vez un aporte de capital por USD 140 millones para reducir la deuda de la empresa. La hidroeléctrica de 1.050 MW es la tercera en importancia de la Argentina, fue el 23% de la energía generada en 2022

por AES y representa hoy el 35% de su capacidad instalada.

Posteriormente, en 2001, AES inició las operaciones de la central térmica de ciclo combinado Paraná, obra que había comenzado en 1999. La central de 870 MW fue la primera del país con combustible a gas, diésel y biodiésel que puede almacenar energía. Significa el 29% de la capacidad instalada actual de AES y generó el 36% de su energía en 2022.

No fue hasta 2020 que la compañía volvió a expandir su portafolio. Esta vez, siguiendo los lineamientos de AES Corp., desembarcando en renovables. La empresa invirtió USD 278 millones en dos parques eólicos; Vientos Bonaerenses y Vientos Neuquinos, con capacidad de 100 MW cada uno. La fuente eólica significó el 12% de la energía producida en 2022.

### Activos Operativos y Proyectos

Activos	MW	Regulación	Plazo	Inicio	Fin
<b>Térmicos</b>	1.578				
Paraná	870	Energía Base	-	2001	-
San Nicolás	675	Energía Base	-	1993	-
Sarmiento	33	Energía Base	-	1996	-
<b>Hidroeléctricas</b>	1.207				
Alicurá	1.050	Energía Base	30 años	1993	ago-23
Cabra Corral	102	Energía Base	30 años	1995	nov-25
El Tunal	10	Energía Base	30 años	1995	nov-25
Ullum	45	Energía Base	30 años	1996	mar-26
<b>Éólicos</b>	200				
Vientos Bonaerenses	80	Renovar	20 años	feb-20	feb-40
Vientos Bonaerenses	20	MATER	-	oct-19	-
Vientos Neuquinos	100	MATER	-	jun-20	-
<b>Proyectados</b>	50				
Vientos Bonaerenses	50	MATER	-	2024 Est.	-
<b>Total</b>	<b>2.985</b>				

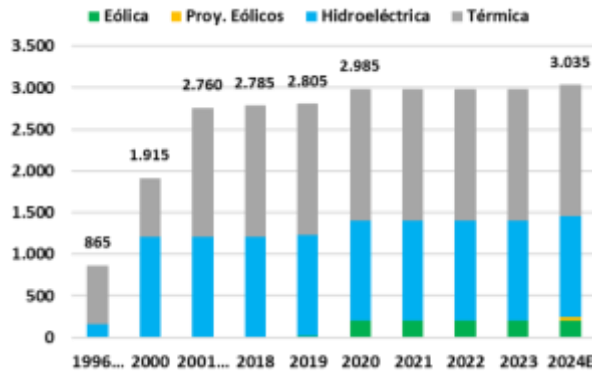
Fuente: Elaboración propia en base a balances AES.

Por otro lado, en 2022, AES ejecutó la opción de compra de las acciones de Sierras del Buendía S.A. Esta nueva subsidiaria de AES cuenta con los permisos para desarrollar el Parque Eólico Macondo de 140 MW.

Asimismo, en mayo de 2023 la firma anunció una nueva inversión de USD 90 millones para ampliar en 50 MW el parque eólico Vientos Bonaerenses. Se estima que los contratos energéticos se cierren a finales de este año y se inicie la operación en 2024.

A pesar de su reciente expansión en renovables, desde 2001 la empresa solo expandió su capacidad instalada un 8%. Los casi 20 años sin nuevas inversiones, enmarcados por una política tarifaria de precios muy retrasados, muestran un portafolio de AES muy volcado a energías de fuente convencional con algunos activos altamente amortizados.

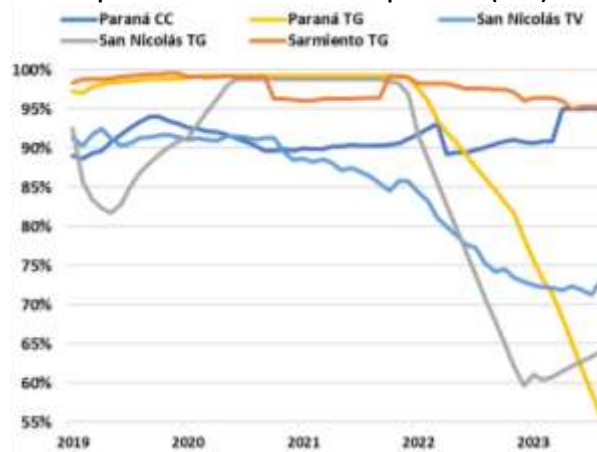
## Evolución de la Capacidad Instalada (MW)



Fuente: Elaboración propia en base a presentaciones AES.

En cuanto a los niveles de productividad, el despacho de las centrales térmicas se ha ido deteriorando por tareas de mantenimiento. Al cierre del primer semestre de 2023, en los últimos 12 meses (LTM) la turbina a gas (TG) Paraná y las turbinas de vapor (TV) y de gas de San Nicolás alcanzaron una disponibilidad térmica promedio del 62%, 72% y 63% respectivamente. Indicadores muy bajos, que habían alcanzado el 89%, 78% y 77% el mismo periodo del año anterior. La merma en ambas centrales respondió a tareas de mantenimiento mayores a las esperadas con mayores días con turbinas fuera de servicio.

## % Disponibilidad térmica mensual promedio (LTM)



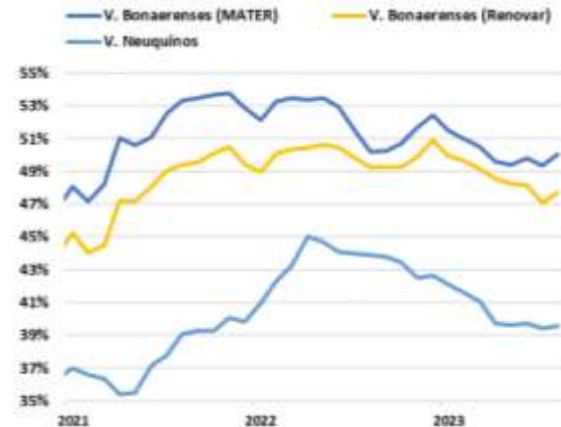
Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA.

Por contrario, en lo que respecta a la fuente hidroeléctrica, la producción (LTM) mostró un repunte al respecto del mismo periodo del año anterior. Esto se debió netamente a cuestiones hidrológicas. Los entrantes promedio del Río Limay en Alicurá fueron superiores a los del 2021. Tomando en cuenta todas las hidroeléctricas, en meses recientes, las centrales se mantuvieron con factores

de disponibilidad y días fuera de servicio cercanos a su promedio histórico.

Por su lado, en la fuente eólica, debido a los menores vientos registrados, el promedio ponderado del factor carga (LTM) al cierre del primer semestre de 2023 fue del 49,5% en Vientos Bonaerenses y del 39,7% en Vientos Neuquinos. Esto significó una caída al respecto del mismo periodo del año anterior.

## % Factor de carga mensual (LTM)

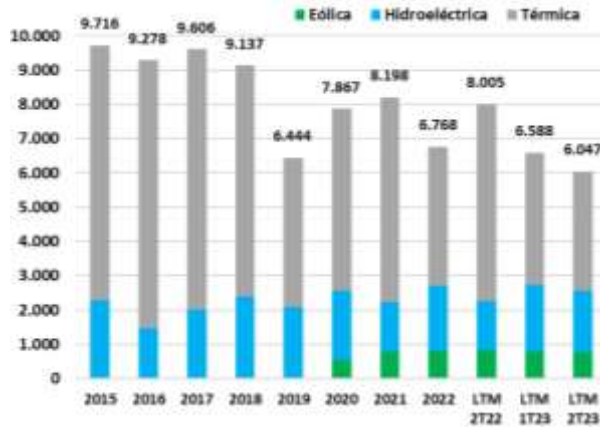


Fuente: Elaboración propia en base a datos CAMMESA.

En los últimos 12 meses la energía total generada de AES alcanzó los 6.047 GWh. Eso significó una caída interanual del 24%. La merma se reflejó por la baja del 40% en los volúmenes térmicos, en suma, a una caída del 8% eólica que no logró compensar la mejora del 27% en la generación de fuente hidráulica.

La caída de los despachos de las centrales térmicas se observa también en términos históricos. En 2016 AES generó 7.802 GWh de fuente térmica, el doble de lo despachado en 2022. La falta de una atractiva política tarifaria no solo no incentivó a nuevas inversiones, sino que viene generando un desaprovechamiento de la capacidad instalada de la compañía.

## Generación Total de Energía (GWh)



Fuente: Elaboración propia en base a presentaciones AES.

## Ventas y EBITDA

Los últimos resultados de AES son al cierre del segundo trimestre de 2023. La firma posee casi todos sus ingresos en pesos. De todas formas, como sus pasivos están prácticamente en moneda dura y la naturaleza de su negocio requiere grandes inversiones de capital, analizaremos los estados de la compañía en dólares al tipo de cambio mayorista (MULC) promedio o de cierre según el periodo observado.

En los últimos años, los ingresos de AES fueron acompañando los vaivenes de la política tarifaria. Las ventas de AES dependen principalmente del precio de la electricidad vendida a CAMMESA en el marco regulatorio de Energía Base. Las ventas de energía de las 3 centrales térmicas en conjunto con las 4 hidroeléctricas concesionadas por AES están atadas a la política tarifaria definida por la Sec. de Energía.

En 2017, la Resolución 19/2017 dolarizó las remuneraciones que pasaron a pagarse en función al tipo de cambio oficial. Como resultado, los ingresos treparon a los USD 335 millones y los flujos operativos (EBITDA) alcanzaron los USD 179 millones. El Margen EBITDA alcanzó el tope del 53%. Esta política tarifaria se mantuvo vigente hasta 2019, cuando la Resolución 1/2019 recortó las remuneraciones en dólares, y dictó nuevas condiciones que afectaron más a las centrales de mayor antigüedad y menor eficiencia, como es el caso de varios de los activos de AES.

El castigo a las remuneraciones de Energía Base se profundizó fuertemente en 2020. En el marco de la Ley de Emergencia, la Resolución 31/2020 volvió a pesificar las tarifas afectando fuertemente los

ingresos de las compañías generadoras. Además de pesificar tarifas a 60 pesos por dólar hubo una reducción en los precios de potencia garantizados. En consecuencia, los generadores térmicos vieron su remuneración reducida entre un 14% y 18%, mientras que para los hidroeléctricos la disminución fue de casi el 45%. El nuevo cuadro tarifario estipulaba un ajuste por inflación mensual en base a la evolución de los precios minoristas (IPC) y mayoristas (IPIM), reglamentación que la Sec. de Energía suspendió en abril de 2020 y nunca llegó a aplicar. En 2020 AES alcanzó ventas por USD 263 millones, una caída del 22% al respecto a 2018 y del 14% vs. 2019, a pesar de haber incorporado potencia eólica y haber generado mayores volúmenes de energía. Asimismo, en el 2020 el EBITDA fue fuertemente castigado. El impacto de los costos crecientes y las tarifas pesificadas hicieron retroceder al EBITDA un 35% al respecto de 2018 y un 25% en comparación al año anterior.

La política de congelamiento tarifario continuó durante la pandemia hasta inicios del 2021. La Resolución 440/2021 actualizó las tarifas un 29% a partir de febrero 2021. Asimismo, en noviembre del mismo año la Resolución 1037/2021 eliminó el ajuste del pago de potencia asociado al factor de uso que perjudicaba a las viejas centrales. Estas mejoras tarifarias en suma a los mayores volúmenes despachados incrementaron los ingresos y el EBITDA de AES. De todas formas, debido a los costos de ventas mayormente dolarizados y los gastos atados a la inflación, los márgenes continuaron en caída.

Las mejoras tarifarias tomaron más relevancia en 2022. La Resolución 238/2022 activó subas del 20% y 10% para febrero y junio respectivamente. Por su parte, la Resolución 826/2022 mejoró las remuneraciones de noviembre y diciembre y estableció un nuevo cronograma de aumentos para 2023; del 25% y 28% para febrero y agosto respectivamente. En 2022 AES finalizó con USD 536 millones en ventas. Sin embargo, por el fuerte aumento de los combustibles impulsados por la crisis energética internacional y la alta inflación local, el Margen EBITDA cayó al piso actual del 23%.

Ante la evidente falta de incentivos para la inversión en centrales térmicas, en febrero de 2023 la Sec. de Energía dictó la Resolución 750/2023. La misma dolarizó las tarifas en pesos para aquellas centrales de ciclo combinado que se adhieran a un acuerdo de disponibilidad de potencia. AES incorporó su central

Paraná para garantizar la cobertura de los insumos importados que requiere el mantenimiento.

### Evolución Ingresos, EBITDA y Margen EBITDA (mill. USD)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de balances.

Observando datos recientes, las ventas del primer semestre de 2023 alcanzaron los USD 223 millones, 8% menos que en el mismo semestre de 2022 y 55% más que el primer semestre de 2021. Por su parte, el EBITDA desmejoró al respecto de 2022 un 5% pero fue algo más alto que el alcanzado en 2021. Los aumentos tarifarios recientes lograron detener el deterioro de los márgenes. Es evidente que ante el contexto de alta inflación el desafío para AES sigue siendo su dependencia a la política tarifaria.

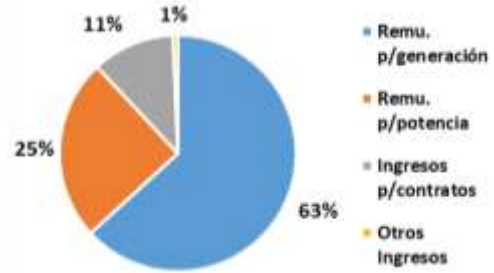
USD Mill.	6M2023	6M2022	Var (%)	6M2021	Var (%)
Ingresos	223	242	-8%	144	55%
Mg. Bruto	26%	23%	300pb	36%	-1000pb
R. Operativo	37	41	-10%	39	-6%
Mg. Operativo	16%	17%	0pb	27%	-1100pb
EBITDA	64	67	-5%	63	2%
Mg. EBITDA	29%	28%	100pb	44%	-1500pb

Fuente: Elaboración propia en base a datos de balances.

### Segmentos Operativos

La compañía no discrimina sus ingresos según fuente sino por esquemas de cobro. De todas formas, considerando que los parques eólicos son los únicos que operan bajo contratos, en los últimos 12 meses los ingresos por renovables totalizaron los USD 23 millones, un 11% de los ingresos totales. Las restantes ventas (88%) fueron abonadas por CAMMESA por los despachos de fuente térmica e hidráulica.

#### Ingresos según esquemas remunerativos (LTM)



USD Mill.	6M2023	6M2022	Var (%)	6M2021	Var (%)
Generación (CAMMESA)	143	164	-13%	77	85%
Potencia (CAMMESA)	56	52	7%	44	26%
Contratos	23	26	-10%	21	10%
Otros ingresos	2	1	34%	1	44%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de balances.

**Generación Hidroeléctrica.** Junto con otras importantes hidroeléctricas de nuestro país como El Chocón (1.200 MW), la concesión original de Alicurá de 30 años tuvo fecha de finalización el pasado 11 de agosto de 2023. Según proyectos presentados, el gobierno planeaba crear una empresa estatal que tuviera como accionistas principales al Estado y las provincias para controlar las hidroeléctricas y solo licitar la operación y el mantenimiento de las centrales sin traspasar sus activos. Sin embargo, un mes antes del vencimiento, haciendo uso del marco previsto por los contratos, el gobierno resolvió a través de la Sec. de Energía que las concesiones se prorrogaran por 60 días corridos, pudiendo ser esta fecha prorrogable por 60 días adicionales. En este vaivén regulatorio AES deberá continuar a cargo de la central, ahora con una fecha de vencimiento al 10 de octubre, prorrogable al 9 de diciembre, un día previo al cambio de gestión presidencial. AES desea continuar la concesión sin desprenderse de los activos ya que esto le permite tener una mejor gestión del riesgo operacional.

**Generación Renovable.** Los 200 MW eólicos operan con marcos regulatorios con precios en dólares a través de contratos PPA, siempre pagaderos al tipo de cambio oficial (dólar linked). Estos MW son los únicos que AES posee por fuera de la regulación de Energía Base. 80 MW están enmarcados en RenovAr, normativa que permite la formación de contratos PPA a largo plazo entre AES y CAMMESA. Por su parte, los restantes 120 MW, se encuadran en el MATER (Mercado a Término de Energías Renovables). El MATER habilita a AES a vender energía a grandes usuarios industriales bajo PPAs de largo plazo en forma puramente privada. Los 50 MW adicionales planificados para la extensión de Vientos

Bonaerenses ampliarían la participación en el MATER.

**FONINVEMEM.** AES participa desde su creación en el Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (“FONINVEMEM”) administrado por CAMESA bajo instrucciones de la Sec. de Energía. Este fondo se formó para que el Estado cancele las cuentas a cobrar adeudadas a las generadoras desde 2004 al 2013. Por el FONINVEMEM III, que construyó y mantiene operativa la central termoeléctrica Guillermo Brown, AES aún debe recibir cobros mensuales hasta abril de 2026. Los pagos están denominados en dólares y se pagan al tipo de cambio oficial. Al cierre del primer semestre de 2023 los créditos totalizaron los 120,2 USD millones.

### Perfil de Deuda

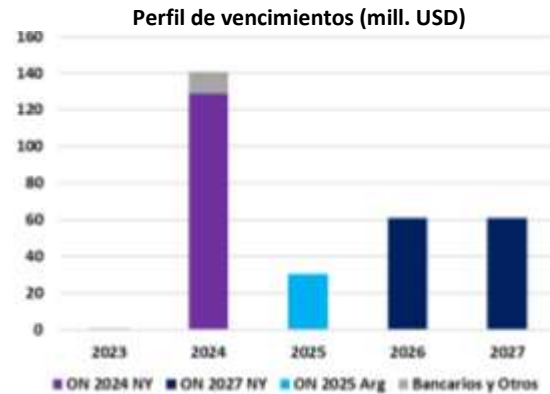
Al cierre de junio 2023, la deuda financiera consolidada de AES totalizó los USD 296 millones, 6% menos que el cierre del ejercicio 2022, y 17% menor al mismo cierre del año anterior. La deuda financiera es pagadera totalmente en moneda dura. Al último cierre, 96% se correspondió a la ON clase A Ley NY 2024 bullet con cupón del 7,75%, mientras que el restante 4% fueron préstamos bancarios en dólares.

Ahora bien, días después del último cierre, en cumplimiento con la normativa del BCRA, la compañía impulsó el canje de su ON con vencimiento en febrero 2024 por un circulante de USD 274,5 millones. AES ofreció a los tenedores dos opciones: A) nuevas ON Ley NY 2027 con 4 cuotas de amortizaciones semestrales a y cupón del 9,5% más una contraprestación en efectivo. B) 105% del capital canjeado en las nuevas ON. La opción en efectivo tuvo un tope de cobro de USD 30,5 millones que se financió totalmente con la emisión de una nueva ON Ley Argentina hard dollar con cupón del 8% y vencimiento en 2025 emitida durante el periodo de participación.

Ante la falta de adhesión al canje, AES extendió el plazo de participación en tres oportunidades, y tuvo que otorgar los beneficios del canje temprano a todos los participantes. El cierre del canje se efectivizó a finales de agosto, teniendo la compañía que renunciar a la condición de participación mínima del 70%. La participación fue por USD 145,6 millones, el 53% del circulante (el 17% eligió la opción A y recibió 62,5% de efectivo y 38,3% en ONs, mientras

que el 36% optó por la B y recibió el 105% en ONs). La nueva ON 2027 se emitió por USD 122 millones y la compañía pagó USD los 30 millones por la contraprestación y los intereses devengados con el crédito que le brindó la ON a 2025.

Como resultado del canje y las nuevas emisiones, AES no pudo reducir sus pasivos financieros, pero logró estirar un poco el vencimiento promedio de su deuda.



Fuente: Elaboración propia en base a balances y hechos relevantes.

Por su parte, la caja y los activos financieros corrientes de la compañía alcanzaron al cierre del primer semestre de 2023 los 89 USD millones. La caja y los activos están prácticamente denominados en pesos. AES tiene solo USD 13,3 millones de USD en moneda dura (15% del total), los cuales USD 12,1 millones están restringidos como garantías por préstamos bancarios a vencer en 2024. El resto de las posiciones se corresponden a bancos, depósitos a plazo fijo y fondos comunes de inversión en pesos.

Considerando el cierre del primer semestre y el canje finalizado, la deuda neta alcanzaría los 205 USD millones, valores 13% menores al cierre del ejercicio 2022 y 40% debajo al respecto del cierre 2T2022. Tomando en cuenta el EBITDA de AES de los últimos 12 meses (LTM), la compañía estaría en niveles de apalancamiento neto de 2,0x veces, bastante mejor posicionado frente a cierres anteriores. La caída del EBITDA por menores márgenes brutos y costos crecientes, se compensó con cancelaciones de préstamos bancarios y mayores posiciones de caja.

Asimismo, los intereses anuales a pagar por las deudas financieras se mantienen relativamente estables. La suba del costo de la deuda se compensó en parte, por la caída de la deuda. El costo promedio ponderado de la deuda tras el canje subió

interanualmente del 6,8% al 7,7% y por efecto de un menor EBITDA, la cobertura EBITDA frente a los intereses anuales a pagar pasó de ser 5,2x a ser de 4,4x veces en un año.

USD Mill.	2T2023	4T2022	Var (%)	2T2022	Var (%)
Deuda Financiera	295	315	-6%	357	-17%
Caja y Activos Fin.	89	78	14%	21	335%
Deuda Neta	205	237	-13%	336	-39%
EBITDA (LTM)	102	106	-3%	133	-23%
Deuda Neta/EBITDA	2,0	2,2	-0,2	2,5	-0,5
Intereses anuales	23	23	2%	25	-7%
EBITDA/Intereses	4,4	4,6	-0,2	5,2	-0,9

Fuente:

Elaboración propia en base a balance y hechos relevantes.

Asimismo, si incorporamos al EBITDA los flujos que la compañía espera recibir en los próximos 12 meses por las cuotas mensuales más intereses del FONINMEM, AES recibiría USD 42,5 millones. Los cobros de créditos mejorarían la relación Deuda Neta/EBITDA a 1,4x y la cobertura de intereses alcanzaría 6,2x.

Ahora bien, podemos plantear un escenario de nulo acceso al mercado oficial de cambios para la compra de divisas y el pago de servicios de deuda. Dolarizando los flujos y stocks al tipo de cambio contado con liquidación (CCL) podremos observar que sucedería en caso en que el BCRA pase directamente a impedir que las compañías obtengan dólares para el pago de deuda. Este escenario es de extrema relevancia para el futuro de la ON 2024 Ley NY de AES.

Como la compañía no tiene negocios con mercados externos, el flujo operativo sería muy castigado. Considerando una brecha promedio del primer semestre del 96%, el EBITDA caería prácticamente a la mitad, llegando a los USD 52 millones. Por su parte, la deuda financiera emitida 100% en dólares y una caja y activos financieros en pesos en un 85%, llevaría la deuda neta a aumentar a unos USD 244 millones.

En este escenario, AES llevaría su apalancamiento neto a niveles del 4.7x y la cobertura por intereses/EBITDA ajustado caería a 2.2x. En 2024 la compañía tiene que pagar USD 141 millones en capital, con una caja cercana a los USD 51 millones y un EBITDA proyectado de USD 52 millones, quedaría totalmente estresada. La ecuación mejora si incorporamos 21,6 USD millones al CCL de las cuotas de FONINMEM, pero esta liquidez seguiría siendo insuficiente para cubrir los pagos.

## Renta Fija

El bono 2024 con cupón del 7,75% amortiza al vencimiento en febrero próximo por lo que deberá pagar USD 1.038,75 c/ 1.000 bonos. Posee mínimos de negociación de 150.000 nominales y cotiza clean cable (sin intereses corridos) en torno al 90%. Su baja paridad y TIR del 41,6% pricea riesgos de poder rolear a vencimiento.



Fuente: Bloomberg.

Desde la crisis cambiaria de 2018, el bono siempre osciló con rendimientos por encima de la curva corporativa argentina y operó con mucha volatilidad. Su tasa de rendimiento solicitada por el mercado (TIR) creció casi linealmente en la medida que se acercó su fecha de vencimiento.

Por su parte, el bono 2027 posee cupón del 9,5% y amortiza en 4 cuotas semestrales hasta su vencimiento en agosto 2027. Tiene mínimos de 1 vn. La ON 2027 no posee volumen de negociación en los mercados, estimamos que hasta tanto no quede resuelta la incertidumbre al respecto del pago del bono 2024 no observaremos demanda de la nueva ON.



Fuente: Bloomberg.

### Perspectivas

Considerando los ingresos por FONINVEMEM, el ratio deuda neta contra EBITDA luce moderado. El apalancamiento neto no es alto, pero en un contexto de fuerte presión cambiaria y una macro sin reservas la liquidez apremia. En esta tesis, el mercado le dio la espalda a AES en el último canje. Creemos que esto fue consecuencia de que la compañía tiene un grave descalce de moneda.

Por el momento, no es claro como la empresa hará frente al pago de la ON 2024. La imposibilidad de haber obtenido un buen roleo de deuda sigue presionando los riesgos de liquidez de corto plazo. El escenario de desdoblamiento cambiario sería de knock-out para la compañía. Tampoco una gran devaluación del tipo de cambio oficial le sería del todo aprovechable, ya que a pesar de tener créditos FONINVEMEM pagaderos a dólar-linked, solo el 36% de la capacidad instalada de su portafolio tiene ingresos atados al tipo de cambio oficial. Sin un fuerte ajuste de tarifas, la compañía quedaría muy expuesta.

Más allá de que el rendimiento es alto, la paridad del bono está cerca del 90%. Los precios nos parecen muy elevados y dejan mucho espacio a la baja en el caso de mayor estrés financiero que complique el roleo. No tenemos posición de AES en nuestros fondos, no nos sentimos cómodos con el emisor. Si bien la compañía madre AES Corp. es un gigante de la energía, mirando la reciente experiencia de la central termoeléctrica Guacolda en Chile no parece muy probable un rescate de deuda por parte de la casa matriz.

Muchas gracias.

**Juan José Battaglia**

[juan@sekoia.com.uy](mailto:juan@sekoia.com.uy)

**Ian Weber**

[ian@sekoia.com.uy](mailto:ian@sekoia.com.uy)

**Manuel Carvalho Ochoa**

[manuel@sekoia.com.uy](mailto:manuel@sekoia.com.uy)

**Tomas Mangino**

[tomasmingino@sekoia.com.uy](mailto:tomasmingino@sekoia.com.uy)