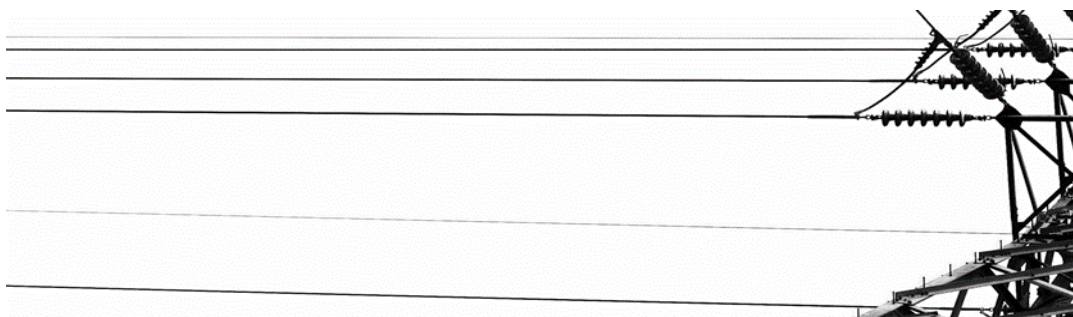


Principales tendencias de la industria en 2022

Sector de servicios públicos – América Latina

Demanda de electricidad, precios y capacidad renovable van en aumento



¿Qué cambió?

Tomamos acciones de calificación negativas solo sobre pocas empresas de servicios públicos, lo que subraya su resiliencia a las recesiones económicas. La demanda de electricidad superó los niveles previos a la pandemia y esperamos que se mueva en línea o ligeramente por encima del crecimiento del PIB. El aumento de la inflación puede traer problemas de accesibilidad para las tarifas, pero los marcos regulatorios, especialmente en las operaciones de red, fueron en general favorables para la calidad crediticia. El aumento de la inflación y las tasas de interés podrían afectar los flujos de efectivo, pero no esperamos que los indicadores crediticios se debiliten significativamente.

¿Cuáles son los supuestos clave para 2022?

Demanda de electricidad crecerá en línea con la economía. Las mayores ventas residenciales compensaron en parte las menores ventas comerciales e industriales. Esperamos un crecimiento de la demanda de alrededor de 4% en 2021. En ausencia de eventos imprevistos, esperamos que los indicadores financieros se acerquen a los niveles anteriores a COVID en los próximos años.

Las energías renovables siguen creciendo. Gran parte del crecimiento de la capacidad de América Latina vendrá en forma de energías renovables. A pesar de la diversificación de la matriz energética, persisten los riesgos de depender de fuentes de energía intermitentes.

Los precios deberían recuperarse. Esperamos que los precios de la energía disminuyan en el largo plazo, y que la nueva capacidad renovable atraiga licitaciones agresivas. Sin embargo, a medida que se incrementa la demanda de electricidad, los precios spot deberían aumentar. Aun así, varios países siguen expuestos a la hidrología, lo que genera volatilidad en los precios spot a corto plazo.

Este reporte no constituye una acción de calificación

26 de enero de 2022

Autores

Marcelo Schwarz, CFA

Sao Paulo
55 (11) 3039-9782
marcelo.schwarz@spglobal.com

Cecilia Fullone

Buenos Aires
54 (11) 4891-2170
cecilia.fullone@spglobal.com

Daniel Castineyra

Ciudad de México
52 (55) 5081
daniel.castineyra@spglobal.com

Julyana Yokota

Sao Paulo
55 (11) 3039-9731
julyana.yokota@spglobal.com

Melisa Casim

Buenos Aires
54 (11) 4891-2178
melisa.casim@spglobal.com

Bruno Ferreira

Sao Paulo
55 (11) 3039-9798
bruno.ferreira@spglobal.com

Gabriel Gomes

Sao Paulo
55 (11) 3039-4838
gabriel.gomes@spglobal.com

¿Cuáles son los riesgos clave en torno al escenario base?

Crecimiento lento e inflación alta. Ambos factores pueden afectar la posición financiera de las empresas de servicios públicos. Redujimos nuestros supuestos económicos para América Latina, al mismo tiempo, que subimos las expectativas de inflación y, por lo tanto, las tasas de interés base esperadas.

Debilidad en el frente soberano. Un número significativo de calificaciones está vinculado o limitado por el riesgo soberano. México está revisando la reforma energética de 2013 y no esperamos que la nueva administración de Chile haga cambios regulatorios considerables. Daremos seguimiento a cualquier posible cambio en las políticas energéticas después de las elecciones en Brasil y Colombia.

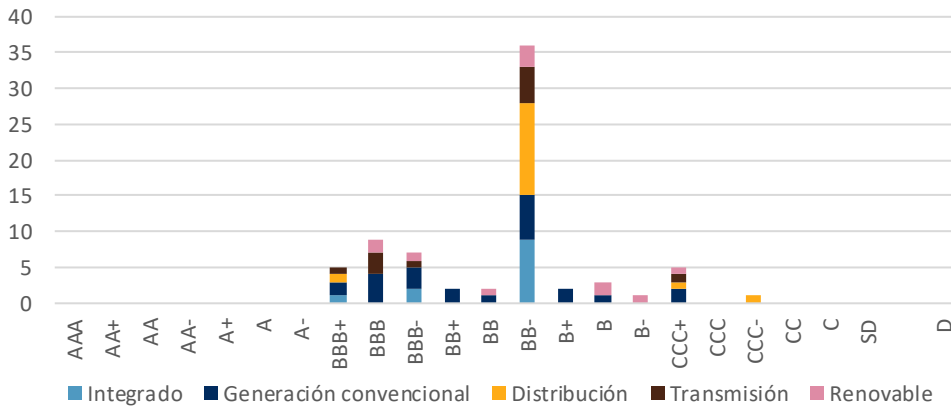
La hidrología afecta los precios. A pesar de la futura capacidad de energía verde a precios más bajos, la hidrología seguiría generando volatilidad. Supervisaremos los niveles de los embalses porque las lluvias abundantes o las sequías severas han tenido un marcado efecto en los precios spot de la electricidad.

Tendencias y perspectivas de las calificaciones

Empresas de servicios públicos – América Latina

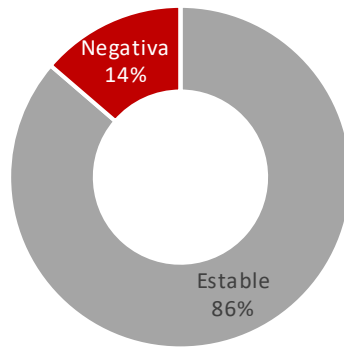
Gráfica 1

Distribución de las calificaciones (que incluyen el financiamiento de proyectos)



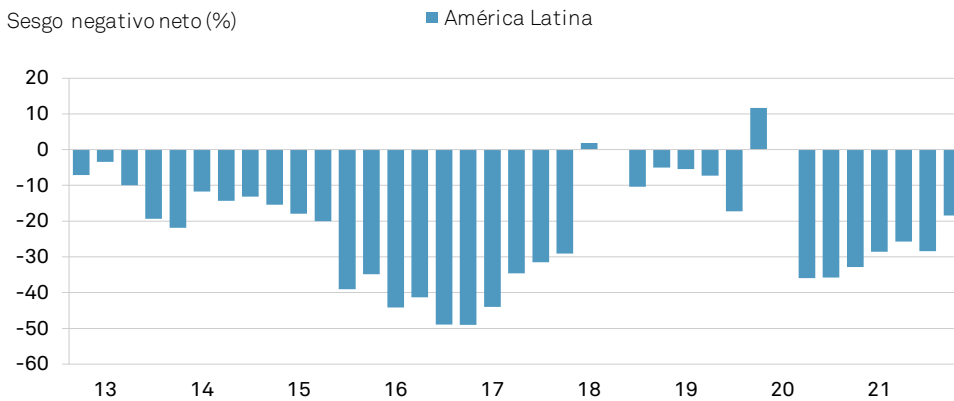
Gráfica 2

Perspectivas de las calificaciones (que incluyen el financiamiento de proyectos)



Gráfica 3

Sesgo de perspectiva neto (solo corporativo)



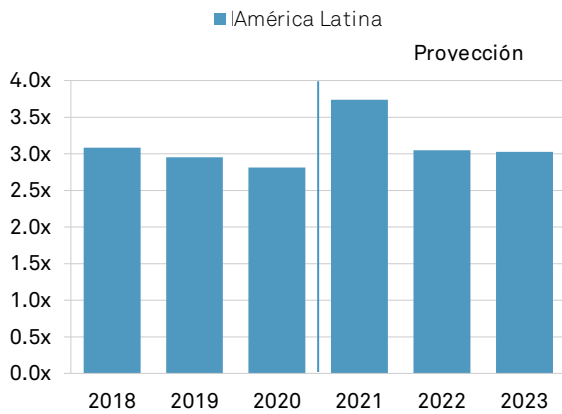
Fuente: S&P Global Ratings. Datos de calificaciones medidos al final del trimestre.

Indicadores crediticios de la industria

Sector de servicios públicos – América Latina

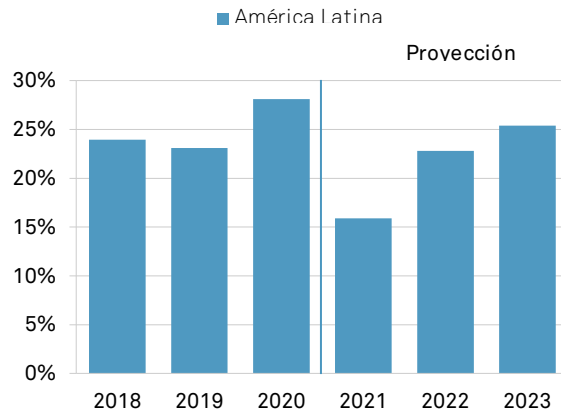
Gráfica 4

Deuda/EBITDA (Mediana, Ajustada)



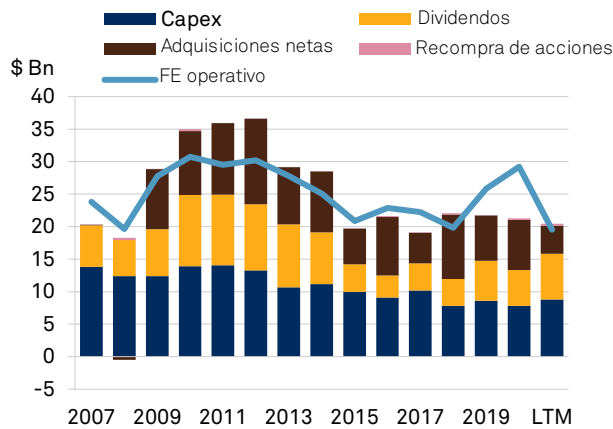
Gráfica 5

FFO/Deuda (Mediana, Ajustado)



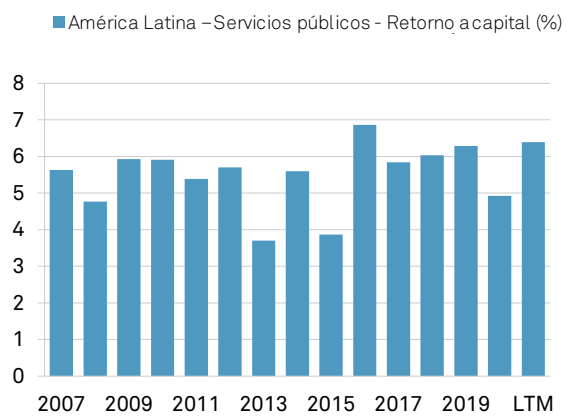
Gráfica 6

Flujo de efectivo y usos primarios



Gráfica 7

Retorno a capital utilizado



Fuente: S&P Global Ratings, S&P Global Market Intelligence. Cifras del flujo de efectivo y ROCE más recientes (2021) están utilizando los datos de los últimos doce meses (LTM, por sus siglas en inglés). Todas las cifras no proyectadas se convirtieron a dólares estadounidenses utilizando los tipos de cambio históricos. Las proyecciones se convirtieron a la tasa spot al cierre de año financiero. FFO-- Fondos de operaciones.

Perspectiva de la industria

Tendencias y perspectivas de las calificaciones

La calidad crediticia de las empresas de servicios públicos de América Latina se mantuvo mejor de lo que esperábamos inicialmente a pesar del impacto económico derivado de la pandemia, y la mayoría de las acciones de calificación de los participantes de la industria estuvieron relacionadas con acciones de calificación soberana, como las de las empresas de servicios públicos en Argentina, Colombia y México. Actualmente, alrededor de 86% de las empresas de servicios públicos de la región tienen una perspectiva estable. En general, las calificaciones soberanas continúan determinando las calificaciones de las empresas de servicios públicos reguladas más grandes de la región. Además, una parte significativa de los participantes, especialmente los de Brasil (alrededor de 45% de las empresas de servicios públicos que calificamos en América Latina), tienen perfiles crediticios individuales más altos.

Principales supuestos sobre 2022 y más allá

1. Demanda de electricidad crece por encima del crecimiento del PIB

La demanda de electricidad ya superó los niveles previos a la pandemia en la mayoría de las principales economías de América Latina en 2021, y debería crecer igual o ligeramente por encima de nuestras expectativas de crecimiento del PIB, que son 2.0% en 2022 y 2.3% en 2023. Por lo tanto, un debilitamiento de la actividad económica puede reducir la demanda y los precios en la región.

2. Enfoque en energía de fuentes renovables

La mayor parte de la capacidad de generación adicional en la región proviene de energías renovables no convencionales, y hemos visto un fuerte crecimiento de nuevas centrales solares, a pesar de la volatilidad reciente en los tipos de cambio y los problemas de la cadena de suministro global que aumentaron los costos y retrasaron la entrega de equipos importados. Mantenemos nuestra expectativa de que los gobiernos sigan fomentando la energía verde. Sin embargo, una excepción es México, dado que está dispuesto a priorizar las fuentes de combustibles fósiles, lo que se aleja de la reforma energética de 2013.

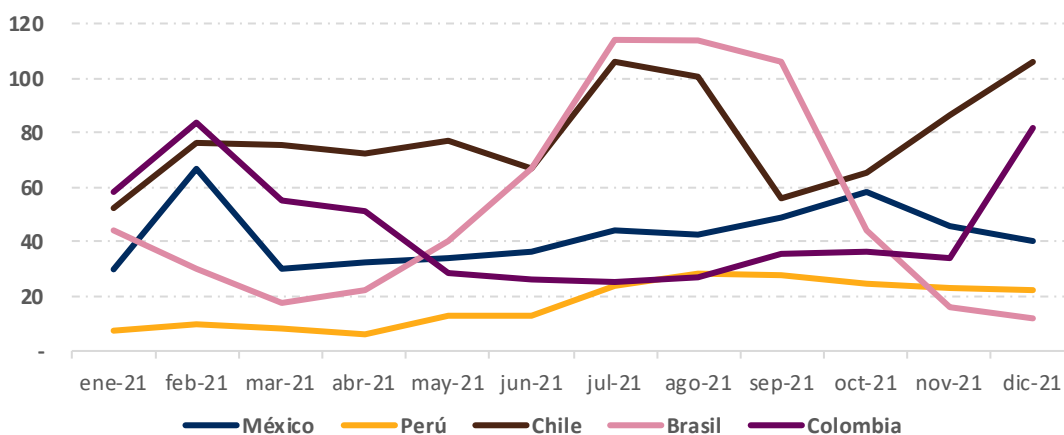
3. Aumento de los precios spot, excepto en Brasil

Esperamos que los precios de la electricidad aumenten en América Latina este año, con una recuperación de los niveles más bajos durante parte de 2021, a pesar de que la capacidad adicional llega a precios muy competitivos. Esperamos una tendencia diferente en Brasil, dado que la temporada de fuertes lluvias, de noviembre a abril, está reduciendo los precios spot desde los niveles muy altos registrados el año pasado, durante condiciones similares a la sequía requirieron que el suministro proviniera de plantas termoeléctricas costosas.

A medida que las empresas de servicios públicos más grandes que calificamos en América Latina continúan invirtiendo fuertemente, no solo en redes reguladas sino también en plantas eólicas y solares, esperamos que la mayor parte de la nueva capacidad adicional en la región provenga de energías renovables no convencionales. El programa RenovAr de Argentina, que comenzó en 2017, ya alcanzó la meta de 879 megavatios (MW) en energías renovables no convencionales adicionales, y varios proyectos nuevos deberían empezar a operar en 2022. Sin embargo, el marco regulatorio todavía débil sigue siendo un obstáculo para atraer nuevas inversiones en el segmento.

Gráfica 8

Precios Spot de energía en América Latina (US\$ por MWh)



Fuente: S&P Global Ratings.

Los grupos de energía integrados que calificamos en Brasil tienen un plan de gasto de capital combinado de US\$20,000 millones para los próximos cuatro a cinco años, (60%-65%) del cual es para el segmento de distribución, y el resto para proyectos de transmisión y nueva generación, especialmente, parques eólicos y solares terrestres. Durante 2021, la capacidad instalada de Brasil aumentó 4.3% a 181,5 gigavatios (GW), con dos tercios provenientes de energías renovables. El gobierno realizó una licitación de emergencia en octubre de 2021, en la que contrató 1,221 MW de capacidad nueva que priorizó centrales termoeléctricas a gas debido a la sequía. Se planean ocho nuevas licitaciones para 2022. A principios de este año se promulgó el nuevo marco regulatorio para la generación distribuida, mediante el cual los consumidores deberán pagar la tarifa por el uso del sistema de distribución, conocida como TUSD. Si bien habrá un período de transición con aumentos graduales en TUSD, esperamos que este segmento continúe creciendo por encima del promedio del sector de electricidad en general. Empresa de Pesquisa Energética estima que la energía distribuida crecerá de una capacidad instalada de 6.0 GW-7.0 GW en 2021 a 37 GW en 2031.

Como parte del plan de Chile para generar 70% de la electricidad a partir de fuentes de energía limpia para 2030, el sistema agregó un récord de 4 GW de nueva capacidad renovable no convencional en 2021 desde 1.45 GW en 2020. Para 2022-2023, esperamos adiciones anuales de 4.5 GW. La mayor parte de la nueva capacidad deberían implementarla los grandes grupos integrados, pero también hay una creciente cartera de proyectos de participantes más pequeños, particularmente, bajo el régimen de Pequeños Medios de Generación Distribuida.

Colombia continúa fomentando la inversión en fuentes renovables no convencionales para diversificar su matriz energética, que actualmente corresponde casi 70% a hidroeléctrica. En octubre de 2019, el país realizó subastas con plazos más largos: Contratos de compra de energía (PPA) a 15 años frente a los existentes de hasta cinco años, que sumarán unos 720 MW en 2022 y 1,500 MW en 2023 tanto en energía solar como eólica.

Indicadores crediticios y política financiera

El desempeño operativo de las empresas de servicios públicos de América Latina se está recuperando gradualmente y la demanda de electricidad ya superó el nivel de 2019. El lento crecimiento económico y el aumento de la inflación siguen siendo un riesgo. Si bien los incrementos a las tasas de interés aumentarán los pagos del servicio de la deuda, especialmente en Brasil, donde las tasas base aumentaron de 2% en 2020 a 9.25% al cierre de 2021 (probablemente alcancen 11.25% al cierre de 2022), no esperamos que

los indicadores crediticios se deterioraren. En nuestra opinión, las posiciones de liquidez que las empresas de servicios públicos acumularon en 2020-2021 brindan una protección. Además, tienen flexibilidad para reducir los grandes planes de inversión (especialmente en redes y energías renovables), posicionándolos para resistir el empeoramiento de las condiciones comerciales y macroeconómicas.

Riesgos u oportunidades clave en torno al escenario base

1. Crecimiento económico más lento en medio de una alta inflación

Históricamente, la demanda de electricidad en la región se mueve en línea con el crecimiento del PIB, mientras que las tarifas en el sector regulado generalmente están vinculadas a la inflación local y, en algunos casos, al índice de precios al consumidor de Estados Unidos. Durante los últimos trimestres, revisamos a la baja nuestras expectativas macroeconómicas para América Latina. Ahora esperamos que las seis economías más grandes de la región crezcan entre 2.0% y 2.5% en los próximos años, mientras que los bancos centrales deberían seguir aumentando las tasas de interés base que deberían alcanzar su punto máximo en 2022 para contener las presiones inflacionarias. Si persiste la inflación más alta y dado el retraso regulatorio en la recuperación de costos, las empresas de servicios públicos que calificamos podrían afrontar mayores necesidades de capital de trabajo.

2. Riesgos políticos y regulatorios

Un ingreso disponible más bajo, derivado de una actividad económica aún moderada, y una inflación más alta pueden aumentar la presión política sobre el aumento a las facturas de energía eléctrica, especialmente en años de elecciones generales, como es el caso de Brasil y Colombia en 2022. En general, si bien monitorearemos la situación, no esperamos intervenciones del gobierno, ya que generalmente consideramos que las regulaciones en la región respaldan la calidad crediticia de las empresas de servicios públicos. Esperamos continuidad del marco regulatorio en Chile a pesar de la elección de la nueva administración a fines del año pasado. Los ajustes tarifarios de Argentina deberían seguir siendo discretivos, como ha sido el caso desde 2020. Finalmente, el marco regulatorio puede debilitarse en México, ya que el gobierno propone una reforma de la industria eléctrica impulsada por el estado.

3. Hidrología

Si bien la expansión de las fuentes de energía renovable está presionando a la baja los precios de la energía, históricamente las condiciones secas han llevado a los emisores de la región a comprar energía térmica para cumplir con sus obligaciones. En países que dependen en gran medida de la generación de energía hidroeléctrica (Brasil, Chile, Colombia y Perú), los precios de la hidrología y la electricidad tienden a tener una correlación negativa (cuando los niveles de lluvia son abundantes, los precios de la electricidad bajan). Por lo tanto, esperamos que los precios promedio de la electricidad en Brasil caigan desde el nivel de 2021, dado que las condiciones hidrológicas están mejorando desde el comienzo de la temporada de lluvias que inició en noviembre, al tiempo que continuamos dando seguimiento a la situación en Chile. Por el contrario, en los países donde las centrales térmicas tienen un papel importante, los precios internacionales del petróleo y el gas tienen el mayor impacto en los precios de la energía. Nuestros supuestos de precios para 2022 para WTI y Henry Hub son de US\$70 por barril y US\$3.50 por millón de unidades térmicas británicas (BTU), respectivamente.

Tabla 1: América Latina: Crecimiento del PIB, inflación y tasas de interés

%	2021p			2022p			2023p			2024p		
	Crecimient o del PIB	Inflación (promedio)	Tasa de interés	Crecimient o del PIB	Inflación (promedio)	Tasa de interés	Crecimient o del PIB	Inflación (promedio)	Tasa de interés	Crecimient o del PIB	Inflación (promedio)	Tasa de interés
Argentina	7.5	48.2	38.0	2.1	47.2	39.0	2.1	42.5	37.0	2.0	34.0	35.0
Brasil	4.8	8.2	9.3	0.8	7.7	11.3	2.0	4.0	8.0	2.3	3.3	7.0
Chile	11.4	4.5	3.8	2.0	5.2	4.5	2.8	3.2	4.0	3.0	3.0	3.5
Colombia	9.2	3.5	3.0	3.5	4.1	4.5	3.0	3.4	4.0	3.2	3.1	4.0
México	5.8	5.6	5.3	2.8	5.4	6.0	2.3	3.7	6.0	2.1	3.1	5.5
Perú	13.5	3.9	2.5	3.0	4.5	4.0	4.0	2.5	3.5	3.7	2.0	3.0
Seis economías más grandes de América Latina	6.6	-	-	2.0	-	-	2.3	-	-	2.4	-	-

Fuente: S&P Global Ratings

Factores clave por país

Argentina

- El marco regulatorio de Argentina sigue siendo débil. Desde abril de 2020, los ajustes tarifarios para toda la cadena de servicios públicos han sido discrecionales. Para la generación de energía, las tarifas están denominadas en moneda nacional sin ajuste por inflación (excepto aquellas con PPA, que es una pequeña porción). Las empresas distribuidoras de electricidad no están pagando al administrador del mercado mayorista, Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), para compensar la falta de ajustes. Esperamos que continúen los ajustes discrecionales, dada la alta inflación de Argentina, lo que reduce la previsibilidad del flujo de efectivo.
- La capacidad de los emisores corporativos para refinanciar sus bonos en circulación en el mercado parece tener cada vez más obstáculos derivados de la incertidumbre por la frágil economía del país en medio de las negociaciones en curso entre el gobierno y el Fondo Monetario Internacional (FMI) para reestructurar la deuda soberana.
- En 2021, la demanda creció en promedio 4% y esperamos que aumente entre 3% y 4% en 2022 y 2023. Sin embargo, la demanda podría verse afectada si las tarifas siguen congeladas, lo que, por una parte, debilitará o, por otra, no afectará los indicadores crediticios de las empresas que calificamos.
- La depreciación de la moneda fue y seguirá siendo un problema considerable para las empresas de servicios públicos argentinas, dado que su deuda está en su mayoría denominada en dólares mientras que generan flujos de efectivo en pesos. Esperamos que la moneda se deprecie 36% en 2022 y 38% en 2023. El banco central también limitó el acceso al mercado de divisas en 2020 y 2021, y nuevas restricciones en 2022 obstaculizarían la capacidad de las entidades corporativas para pagar sus deudas.

Brasil

- La demanda de energía aumentó 4% en 2021 tras la caída de 1.4% en 2020 a causa de la pandemia. El país también vivió en 2021 una de sus peores sequías. La región de almacenamiento de agua más grande de Brasil, el subsistema sudeste, tenía solo 16% de su capacidad en octubre de 2021. Sin embargo, los niveles de los embalses se están recuperando tras las fuertes lluvias de los últimos meses.

- La sequía obligó a la mayoría de las costosas plantas térmicas del país suministrar el servicio, lo que aumentó los costos de energía para las distribuidoras, mientras que el mecanismo de bandera tarifaria, que prevé ingresos que de otro modo serían compensados solo en el próximo ajuste tarifario de cada distribuidora, no fue suficiente para compensar el efecto de la sequía. A pesar de los indicadores crediticios presionados, los distribuidores que calificamos generalmente forman parte de grupos más grandes que tienen una liquidez adecuada y que se benefician de un amplio acceso a los bancos y los mercados de crédito. Pese a esto, el 13 de diciembre de 2021, el gobierno aprobó un nuevo paquete de apoyo financiero al segmento de energía para mitigar el aumento de las tarifas de energía en 2022 y para compensar las mayores necesidades de capital de trabajo de las distribuidoras. Debido a la sequía, las empresas que calificamos acumularon cerca de \$9,500 millones de reales (R\$) de activos regulatorios al 30 de septiembre de 2021 (frente a R\$325 millones negativos en diciembre de 2020). Esperamos que las negociaciones entre el gobierno, el regulador de electricidad, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y las distribuidoras concluyan en el primer trimestre de 2022. Suponemos una mejora gradual de los indicadores crediticios este año, ya que una mejor hidrología debería permitir que el Operador del Sistema Nacional ya no requiera el suministro de parte de plantas termoeléctricas costosas, lo que reduciría los costos operativos del sistema.
- Los generadores de energía, por lo general, venden energía a través de contratos de compra obligatoria (*take-or-pay*) a largo plazo con contrapartes sólidas en los mercados regulados y libres. La mayoría de los grupos integrados que operan centrales hidroeléctricas tienen coberturas que protegen las operaciones de condiciones climáticas secas o mantienen una parte de su capacidad sin contrato, lo que funciona como una cobertura natural. Por otro lado, los generadores que calificamos que compran energía para cumplir con los requisitos del contrato afrontaron costos de energía más altos, pero estas entidades tenían protección en sus balances y una liquidez adecuada. A medida que los embalses se recuperen, esperamos que los generadores se beneficien de precios de energía más bajos en el mercado spot. Además, las operaciones de las generadoras hidroeléctricas deberían volver a normalizarse, dado que el nivel de los embalses impacta en el nivel de productividad y seguridad de las operaciones de las turbinas.
- Esperamos que las líneas de transmisión continúen beneficiándose de una inflación relativamente alta, de acuerdo con la cual se ajustan los ingresos, mientras que la generación de efectivo se mantiene previsible, dado que estas entidades no afrontan riesgos de volumen o precio.

Chile

- El sector energético chileno continúa en una rápida transición hacia fuentes de energía renovables desde la energía térmica convencional. Estableció un objetivo de 70% de la electricidad a partir de fuentes de energía limpia para 2030, y planea eliminar completamente sus plantas de carbón para 2040 y lograr la neutralidad de carbono para 2050. Sin embargo, se está discutiendo una legislación para adelantar la fecha límite para la desconexión de las plantas de carbón en el país. Hasta ahora, en los próximos cinco años, Chile planea cerrar ocho de sus 28 plantas de carbón, con lo que se reduce la participación de generación a carbón en la matriz energética a alrededor de 15% desde 35% actual. Las plantas restantes funcionarán como instalaciones de respaldo, excluidas del despacho diario, pero harán más confiable el sistema.
- Si bien los planes de inversión en capacidad renovable siguen aumentando, la producción termoeléctrica aún representó 55% de la generación de energía en 2021, dado que la severa sequía redujo la energía generada por las centrales hidroeléctricas. Si bien aún consideramos que la hidrología es un riesgo clave para el país, consideramos que el aumento de la capacidad renovable no convencional también mejorará la capacidad del sistema para soportar condiciones climáticas adversas. En relación con los precios de la electricidad que promediaron US\$75 por megavatio hora (MWh) durante 2021, luego de condiciones hidrológicas muy débiles,

ahora estimamos que los precios spot rondarán US\$45/MWh - US\$50/MWh en los próximos dos años, por encima de nuestras proyecciones anteriores de US\$40/MWh.

- Los grandes participantes energéticos de Chile continúan construyendo la mayor parte de la nueva capacidad: Enel Chile S.A. está construyendo 2.3 GW de nueva capacidad renovable, seguido de AES Andres S.A. (2.4 GW), Engie Energía Chile S.A. (1.3 GW), y Colbún S.A. (1.0 GW) que se completará en los próximos tres años. Seguimos esperando que estas empresas mantengan niveles de deuda conservadores, con un índice de deuda neta a EBITDA promedio de aproximadamente 3x (veces) en 2022 y 2023, a pesar de un gasto de capital considerable.

Colombia

- La demanda de energía creció 6% en promedio en 2021 en comparación con 2020 y ya es un 2% superior a los niveles previos a la pandemia, en línea con la recuperación económica. Dado que la hidrología fue favorable durante la mayor parte del año, los precios spot de la electricidad cayeron a US\$47/MWh. Si bien la central hidroeléctrica de 2.4 GW Ituango entrará gradualmente en operaciones en 2022, esperamos que la demanda continúe creciendo en el rango de 3%-4% y que los precios spot se recuperen al área de US\$60/MWh. Los precios deberían reaccionar a los nuevos PPA a largo plazo a precios más altos, en medio de condiciones hidrológicas normales (sin presencia del fenómeno climático El Niño o La Niña).
- En términos de tarifas, las empresas de distribución de electricidad están recibiendo pagos completos de los consumidores finales. El alivio económico implementado al inicio de la pandemia que incluía tarifas congeladas, ya terminó. No tuvo un impacto significativo en las necesidades de capital de trabajo y flujos de efectivo del sector de electricidad.
- Si bien las elecciones generales (la primera ronda se llevará a cabo en mayo de 2022 y la segunda, si es necesario, en junio de 2022) pueden generar cierta volatilidad, no esperamos cambios significativos para la industria energética.

México

- En medio de la recuperación económica en 2021 después del pico de la pandemia en 2020, la demanda de energía creció alrededor de 4% el año pasado, lo que provocó que la demanda de energía fuera 0.4% más alta que los niveles previos a la pandemia. Los precios subieron a un promedio de US\$42/MWh en 2021 desde US\$28/MWh en 2020. Además, el aumento de los precios se vio impulsado por los precios inusualmente altos del gas natural en 2021 debido a las condiciones extremas del invierno en Texas en febrero de 2021, lo que provocó que los precios alcanzaran un máximo de US\$67/MWh. Para 2022, esperamos que la tendencia en la demanda de energía continúe al alza y en línea con el crecimiento económico de México de 2%-3%. Esperamos que los precios promedien US\$45/MWh en los próximos 12 a 24 meses. Nuestra proyección incorpora el crecimiento de la demanda de electricidad, el traslado de la alta inflación durante 2021 y los mayores precios de los combustibles fósiles, dada la dependencia del sistema de las importaciones.
- Uno de los principales riesgos que visualizamos para el mercado de electricidad mexicano es el debilitamiento del marco regulatorio. La reforma del sector energético propuesta, actualmente en discusión, tiene como objetivo fortalecer el papel de la empresa estatal de servicios públicos, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), el cambio en el orden de despacho y la revisión de los PPA existentes, entre otros. Estos factores podrían aumentar la volatilidad en los precios de la energía, las intermitencias en el sistema de red y evitar los incentivos para que las empresas privadas inicien nuevos proyectos renovables, entre otras implicaciones. Sin embargo, actualmente es incierto si la reforma se implementará y de qué manera, dado que su discusión entre los participantes del mercado comenzará en el primer trimestre de 2022 y se aprobará, de ser así, después de las elecciones de mediados de año. Además, esperamos que los puntos principales de la reforma, si se aprueba, se moderen, ya que podría afrontar desafíos legales no solo en México sino también a

nivel internacional. Por ejemplo, no esperamos que el gobierno rescinda los PPA existentes de manera unilateral y sin ningún tipo de compensación. Daremos seguimiento a la trayectoria de la reforma y analizaremos sus posibles implicaciones en la calidad crediticia una vez que haya más certeza sobre cómo se implementará y se ajustará a las regulaciones existentes.

- Aunque la política del gobierno sigue siendo reacia a incentivar el desarrollo de nueva capacidad renovable, dicha generación continúa aumentando año tras año. Durante 2021, la energía renovable aumentó a alrededor de 24% de la generación total desde 20% y 18% en 2020 y 2019, respectivamente. Sin embargo, este nivel está por debajo del objetivo de 30% para 2021. Seguimos esperando que la nueva capacidad renovable ingrese al sistema a través de empresas privadas en los próximos 12 a 24 meses, mientras que la mayor parte de las inversiones de CFE serán para centrales eléctricas de ciclo combinado.

Perú

- Luego de una fuerte contracción en 2020, la economía peruana se recuperó y estimamos una expansión de 13.5% en 2021 y de 10% de la demanda de electricidad. Esperamos que la demanda para 2022 crezca en línea con nuestros supuestos para el crecimiento del PIB de Perú (3%). La energía hidroeléctrica representa 40% de la capacidad instalada total de 13.3 GW y el año pasado suministró 57% del consumo de energía.
- La nueva regulación sobre el cálculo de los costos marginales entró en vigor en julio de 2021. Considera que ahora se deben incluir todos los costos de la cadena de suministro (incluidos los costos fijos relacionados con el transporte y la distribución) para determinar los costos variables del gas. Anteriormente, el cálculo reflejaba solo la parte variable del suministro de gas. Por ello, el costo marginal promedio del nodo Santa Rosa durante los primeros seis meses de 2021 alcanzó US\$9.5/MWh, mientras que el promedio de julio - noviembre alcanzó US\$25.7/MWh. Actualmente, esperamos que los precios spot oscilen entre US\$26/MWh y US\$30/MWh en 2022.
- Dado que los contratos PPA son de tres a cuatro años, es probable que los flujos de efectivo y los márgenes de rentabilidad de los generadores que son compradores netos disminuyan hasta que se renegocien los contratos, mientras que el desempeño operativo de los generadores con posiciones contratadas bajas y una mayor exposición a las ventas en el mercado spot debería mejorar.
- Sin embargo, no esperamos que este cambio regulatorio debilite la calidad crediticia de los participantes de la industria. Si bien Orazul Energy Perú S.A. y Fenix Power Perú S.A. son vendedores netos en el mercado spot, ambas empresas están altamente contratadas. Si bien Nautilus Inkia Holdings SCS (a través de Kallpa) es un comprador neto, el impacto no debería ser significativo dada su gran escala y su diversificación geográfica y de activos.

Artículos Relacionados

- [Panorama económico para América Latina en el primer trimestre de 2022: Alta inflación y debilidad del mercado laboral mantendrán elevados los riesgos en 2022](#), 29 de noviembre de 2021.

Copyright © 2022 por Standard & Poor's Financial Services LLC. Todos los derechos reservados.

Ningún contenido (incluyendo calificaciones, análisis e información crediticia relacionada, valuaciones, modelos, software u otra aplicación o resultado derivado del mismo) o cualquier parte aquí indicada (Contenido) puede ser modificada, revertida, reproducida o distribuida en forma alguna y/o por medio alguno, ni almacenada en una base de datos o sistema de recuperación de información, sin permiso previo por escrito de S&P Global Market Intelligence o sus filiales (conjuntamente denominadas S&P Global). El Contenido no debe usarse para ningún propósito ilegal o no autorizado. S&P Global y todos sus proveedores así como sus directivos, funcionarios, accionistas, empleados o agentes (en general las Partes S&P Global) no garantizan la exactitud, integridad, oportunidad o disponibilidad del Contenido. Las Partes S&P Global no son responsables de errores u omisiones (por negligencia o cualquier otra causa), independientemente de su causa, de los resultados obtenidos a partir del uso del Contenido o de la seguridad o mantenimiento de cualquier información ingresada por el usuario. El Contenido se ofrece sobre una base "como está". LAS PARTES S&P GLOBAL DENIEGAN TODAS Y CUALESQUIER GARANTÍAS EXPLÍCITAS O IMPLÍCITAS, INCLUYENDO, PERO SIN LIMITACIÓN DE, CUALESQUIER GARANTÍA DE COMERCIALIZACIÓN O ADECUACIÓN PARA UN PROPÓSITO O USO EN PARTICULAR, DE AUSENCIA DE DEFECTOS, DE ERRORES O DEFECTOS EN EL SOFTWARE, DE INTERRUPCIÓN EN EL FUNCIONAMIENTO DEL CONTENIDO O DE OPERACIÓN DEL CONTENIDO CON CUALQUIER CONFIGURACIÓN DE SOFTWARE O HARDWARE. En ningún caso, las Partes S&P Global serán sujetos de demanda por terceros derivada de daños, costos, gastos, comisiones legales o pérdidas (incluyendo, sin limitación, pérdidas de ingresos o de ganancias y costos de oportunidad o pérdidas causadas por negligencia) directos, indirectos, incidentales, punitivos, compensatorios, ejemplares, especiales o consecuenciales en conexión con cualesquier uso del Contenido incluso si se advirtió de la posibilidad de tales daños.

Los análisis crediticios relacionados y otros, incluyendo las calificaciones, y las declaraciones en el Contenido, son opiniones a la fecha en que se expresan y no declaraciones de hecho. Las opiniones, análisis y decisiones de reconocimiento de calificaciones (como tal término se describe más abajo) de S&P no constituyen recomendaciones para comprar, retener o vender ningún instrumento o para tomar decisión de inversión alguna, y no se refieren a la conveniencia de ningún instrumento o título-valor. S&P no asume obligación para actualizar el Contenido tras su publicación en cualquier forma o formato. No debe dependerse del Contenido y éste no es sustituto de la capacidad, juicio y experiencia del usuario, de su administración, empleados, asesores y/o clientes al realizar inversiones y tomar otras decisiones de negocio. S&P no actúa como fiduciario o asesor de inversiones excepto donde esté registrado como tal. Aunque S&P ha obtenido información de fuentes que considera confiables, no realiza labores de auditoría ni asume la tarea de revisión o verificación independiente de la información que recibe. En la medida en que las autoridades regulatorias permitan a una agencia calificadora reconocer en una jurisdicción una calificación emitida en otra jurisdicción para fines regulatorios determinados.

En la medida en que las autoridades regulatorias permitan a una agencia calificadora reconocer en una jurisdicción una calificación emitida en otra jurisdicción para fines regulatorios determinados, S&P se reserva el derecho de asignar, retirar o suspender tal reconocimiento en cualquier momento y a su sola discreción. Las Partes S&P no asumen obligación alguna derivada de la asignación, retiro o suspensión de un reconocimiento así como cualquier responsabilidad por cualesquiera daños que se aleguen como derivados en relación a ello.

S&P Global mantiene algunas actividades de sus divisiones independientes entre sí a fin de preservar la independencia y objetividad de sus respectivas actividades. Como resultado de ello, algunas divisiones de S&P Global Ratings podrían tener información que no está disponible a otras divisiones de S&P Global. S&P Global ha establecido políticas y procedimientos para mantener la confidencialidad de la información no pública recibida en conexión con cada proceso analítico.

S&P Global recibe un honorario por sus servicios de calificación y por sus análisis, el cual es pagado normalmente por los emisores de los títulos o por suscriptores de los mismos o por los deudores. S&P Global se reserva el derecho de diseminar sus opiniones y análisis. Las calificaciones y análisis públicos de S&P Global están disponibles en sus sitios web www.standardandpoors.com, www.standardandpoors.com.mx, www.standardandpoors.com.ar, www.standardandpoors.com.br, www.globalcreditportal.com (por suscripción) y pueden distribuirse por otros medios, incluyendo las publicaciones de S&P Global y por redistribuidores externos. Información adicional sobre los honorarios por servicios de calificación está disponible en www.standardandpoors.com/usratingsfees

Australia: S&P Global Ratings Australia Pty Ltd posee la licencia de servicios financieros australiana número 337565 bajo la Ley de Corporaciones 2001. Las calificaciones crediticias y análisis relacionados de S&P Global Ratings no están dirigidas ni deben distribuirse a persona alguna en Australia, con excepción de clientes institucionales (como se define en el Capítulo 7 de la Corporations Act).

S&P Global Ratings S.A. de C.V., Av. Javier Barros Sierra No.540, Torre II, PH2, Col. Lomas de Santa Fe, C.P. 01210 Ciudad de México

spglobal.com/ratings