



Electrificación verde

● Descripción de los sistemas eléctricos

● Adaptaciones que pueden requerir los sistemas y mecanismos para la incorporación de fuentes renovables

● Políticas públicas para la descarbonización a partir de fuentes de energía limpias

4

Mensajes clave

- 1** La transición energética implica un crecimiento sustancial del consumo de electricidad y una descarbonización profunda de su generación. El aumento del consumo responde al proceso de desarrollo económico y a la expansión de la electricidad, cuya participación en la matriz energética en 2050 será más del doble de la actual. Por su parte, la descarbonización supone un aumento en la capacidad de generación verde para atender la demanda de electricidad y sustituir las fuentes basadas en combustibles.
- 2** El crecimiento en tamaño y composición de la matriz eléctrica implica tres grandes desafíos. Primero, la escala de inversión para alcanzar la capacidad de generación objetivo es grande, por lo que se necesitan incentivos y previsibilidad suficientes para atraer al sector privado. Segundo, las alternativas de generación limpia de mayor competitividad son intermitentes y requieren de herramientas suficientes para asegurar el suministro de electricidad. Tercero, la infraestructura de transmisión y distribución deberá atravesar cambios en extensión y estructura como resultado del crecimiento del sector y la incorporación de la generación renovable y distribuida.
- 3** La región ha estructurado las transacciones de energía a través de contratos de mediano y largo plazo, acompañados de un mercado *spot*. Este arreglo organizacional ha actuado como facilitador de la implementación de subastas, en un primer momento para la expansión de capacidad y, posteriormente, para la incorporación de energías renovables no convencionales.
- 4** Las necesidades de inversión en generación verde para seguir una trayectoria de descarbonización con cero emisiones netas en la región son sustanciales, representando alrededor de 1 % del PIB anual hasta 2050.
- 5** La generación con fuentes solar y eólica ha alcanzado ya costos nivelados de la energía comparables o inferiores a los de la generación basada en combustibles fósiles. Sin embargo, la energía renovable no convencional se caracteriza por no ser despachable, es decir que genera electricidad solo cuando el recurso está disponible. Su incorporación a los sistemas energéticos da lugar a momentos y lugares con excedentes o escasez de generación, lo que supone un desafío para la operación del sector eléctrico.
- 6** Las herramientas para atender los desafíos de operación del sector eléctrico con elevada participación de ERNC son tecnológicas y regulatorias. Entre las primeras se encuentran el desarrollo del almacenamiento, como las baterías de litio en gran escala y el bombeo hidráulico, y la generación flexible de bajas emisiones, como la basada en hidrógeno verde o en biomasa sostenible. Entre las segundas están el incremento del nivel de reserva de capacidad y servicios auxiliares requerido y la profundización de mecanismos de respuesta de la demanda.

7 En la región existen casos ejemplares de incorporación de energías renovables no convencionales de forma acelerada. Entre ellos se destacan Uruguay (34,3 % de la generación), Chile (22 %), El Salvador (18,6 %), Brasil (13,6 %) y Argentina (11 %). Algunos países ya mostraban una participación incipiente en 2010, en particular Nicaragua y Costa Rica, con valores cercanos al 4 %. Sumado a esto, algunos países muestran un gran dinamismo en la incorporación de generación distribuida, que representa el 5 % de la capacidad en la región, de los que casi el 90 % corresponden a Brasil.

8 La infraestructura de transmisión y distribución requerirá de cambios sustanciales que acompañen los descritos en los otros eslabones del sector eléctrico. La región necesita más que duplicar su red de transmisión y distribución para 2050, desde un nivel actual estimado en 20 kilómetros por cada 10.000 habitantes. La fragmentación de los puntos de inyección, el incremento de la distancia entre la generación y el consumo y la presencia de prosumidores implican cambios en términos de extensión y flexibilidad para la operación.

9 América Latina y el Caribe gozan de una importante disponibilidad de recursos hídricos, irradiación solar y exposición eólica, aunque dispar entre países y áreas. La región cuenta con un tercio de la escorrentía, más que todos los otros continentes, mientras que alberga al 6 % de la población mundial, pero solo un tercio de ese potencial está aprovechado. Además, casi todos los países de la región se encuentran sobre la mediana mundial de potencial solar y 12 de ellos también se sitúan sobre la mediana de potencial eólico a nivel global.

10 La integración energética es el ámbito más efectivo para asegurar el suministro continuo de electricidad ante las intermitencias que enfrenta la generación renovable no convencional. El establecimiento de marcos estables para la realización de intercambios entre los países constituye una condición fundamental para aprovechar la interconexión existente y promover nuevas interconexiones de los distintos sistemas nacionales.

Electrificación verde¹

Introducción

La transición energética en América Latina y el Caribe requiere que aumente la proporción del consumo eléctrico en el consumo total de energía y la generación de electricidad a partir de fuentes de bajas emisiones. Esta generación con fuentes limpias presenta tres grandes desafíos.

El primero concierne a la operación del sistema eléctrico ante la intermitencia que caracteriza a la generación con fuentes renovables, como la energía eólica y solar, dado que funcionan solo cuando hay viento y sol, a diferencia de la térmica que lo hace de forma continua. Por un lado, la capacidad de generación necesaria para atender de manera confiable un determinado nivel de consumo deberá ser más alta y dependerá de la matriz energética del sistema, así como de la capacidad de acompañar los picos de demanda. Esa capacidad afecta los pagos que cada central de generación de electricidad recibe en el mercado, por lo que posiblemente sea necesario adecuar este para asegurar que existan suficientes plantas de cada tipo y que operen de manera óptima. Por otro lado, la mayor intermitencia aumenta la

necesidad de herramientas que doten de flexibilidad al sistema para evitar cortes de suministro. Esa flexibilidad puede provenir de la oferta, como es el caso de las baterías y otras formas de almacenamiento, o de la demanda, implementando precios dinámicos que den señales adecuadas de escasez de capacidad a los consumidores residenciales y grandes usuarios.

El segundo desafío se relaciona con la inversión en capacidad de generación eléctrica. Esta transición requerirá una inversión elevada en plantas renovables y tecnologías complementarias, estimada entre 0,5 % y 1 % del PBI anualmente en los países de la región (MRC Consultants y PSR, próxima publicación). Además de reemplazar las centrales de generación existentes que usan combustibles fósiles, será necesario aumentar la capacidad total del sistema para atender una demanda mucho mayor a causa de la electrificación de los sectores de transporte y calefacción. Por lo tanto, es relevante entender cómo dar incentivos suficientes para que crezca la capacidad de generación limpia al ritmo requerido.

¹ Este capítulo fue elaborado por Walter Cont y Federico Juncosa con la asistencia de investigación de Lautaro Carrizo y Agustín Staudt.

El tercer desafío atañe a la expansión necesaria de la infraestructura de transporte y distribución. Junto a los mayores requerimientos derivados del crecimiento de la demanda, la infraestructura deberá adaptarse a las características distintivas de las energías renovables no convencionales (ERNC) —solar, eólica e hidroeléctrica de pasada—, que tienen un patrón de ubicación, tamaño de plantas y variabilidad de generación marcadamente diferentes.

Estos cambios tienen implicancias sobre la regulación del servicio eléctrico, puesto que la incorporación de fuentes intermitentes altera la estructura de costos del sistema, reduciendo la relevancia de los costos variables de la electricidad e incrementando el componente de costos de capital. Esas variaciones plantean, al mismo tiempo, desafíos al modo en que se remuneran los diferentes actores del sector eléctrico bajo los diseños actuales (Fabra, 2021; Fabra et al., 2021; Fabra e Imelda, 2023; Faruqui y Tang, 2021; Ryan, 2021).

Este capítulo inicia el análisis presentando una descripción de los sistemas eléctricos y su preparación para el ingreso de fuentes renovables. A continuación, profundiza en las adaptaciones que pueden requerir los sistemas y los mecanismos para incorporar fuentes renovables a la capacidad de generación. Dadas las perspectivas de electrificación de la demanda, el consumo de electricidad puede llegar a duplicarse respecto a los niveles actuales en los escenarios de descarbonización. Esto impone una carga sobre las redes de transmisión y distribución que, junto con las características específicas de la generación no convencional, en particular, su aleatoriedad, implica requerimientos de inversión. Este aspecto es analizado antes de presentar las posibles políticas públicas para la descarbonización mediante una incorporación mayor de las energías limpias.

El sector eléctrico en América Latina y el Caribe

Componentes del sector

El sector eléctrico consta de cuatro fases: generación, transmisión, distribución y comercialización. En cada país, el sector puede presentar niveles de integración variados y diferente perfil de participación de los actores públicos y privados.

La fase de generación consiste en el uso de algún proceso para transformar en electricidad una energía primaria de origen, asociada a un insumo energético, mediante generadores. La transmisión consiste en el transporte de la electricidad desde los puntos de generación, a través de una red, compuesta por líneas de alta y media tensión y estaciones de transformación, hasta una ciudad o polo de consumo. La distribución consiste en el transporte de electricidad desde las estaciones transformadoras de alta, media y baja tensión de la red hacia los puntos de consumo de los usuarios finales (hogares, comercios, empresas, etc.), a través de mallados eléctricos. Finalmente,

la comercialización consiste en la gestión comercial de los usuarios finales, incluyendo la lectura de consumos, la facturación y la gestión de la demanda (pronóstico de la demanda de los usuarios finales y cobro de tarifas).



El sector eléctrico consta de cuatro fases: generación, transmisión, distribución y comercialización

En cada país, los eslabones descriptos pueden presentar arreglos institucionales de variada naturaleza para abastecer de energía eléctrica al usuario final. Estos abarcan desde aquellos basados en los mercados, hasta arreglos totalmente centralizados, en los que una entidad estatal es propietaria y gestora de

todas las etapas (por ejemplo, el de Costa Rica, Honduras y, con una configuración alternativa, Paraguay), pasando por diseños con mayor o menor integración vertical, concentración de mercado y participación del Estado.

Resulta ilustrativo describir el arreglo basado en los mercados. En este, la comercialización mayorista de energía —en la que los generadores venden energía a distribuidoras o grandes usuarios— y la minorista —en la que los comercializadores venden energía a los usuarios finales— se pueden estructurar como mercados con un grado adecuado de competencia, sujeto a su tamaño. En cambio, los componentes de transmisión y distribución presentan características de monopolio natural, que justifican la concentración de la provisión del servicio en un único oferente. En estas fases, el arreglo institucional de mercado típico es el otorgamiento de una concesión a una empresa privada, mediante una licitación, o la provisión por parte de una empresa pública, que opera bajo la supervisión de un regulador.

En cuanto a la comercialización mayorista, la organización más usual en la región ha consistido en la estructuración de un mercado, comúnmente denominado mercado eléctrico mayorista, compuesto por distribuidoras, comercializadoras minoristas y grandes usuarios, del lado de la demanda, y generadores de electricidad del lado de la oferta, con libre entrada de oferentes y demandantes.

La formación de mercados que tuvo lugar en las décadas de 1980 y 1990 en América Latina y el Caribe buscó organizar una estructura en la que los generadores realizaran transacciones con las distribuidoras y los grandes usuarios para el suministro de electricidad en un mercado mayorista que consta de dos tramos:

contratos de suministro y mercado al contado (*spot*)². Los generadores y compradores celebran contratos para el suministro de energía eléctrica por un lapso determinado (los plazos constituyen un elemento de los contratos y dependen del activo relacionado, pudiendo ser de unos pocos años hasta 20 años o más). En él se establecen las condiciones para la provisión de energía contratada. Estos contratos pueden ser bilaterales, entre generador y distribuidor o comercializador, o establecidos de manera descentralizada, donde las partes fijan las condiciones y el precio de manera flexible y sin requerir la aprobación de terceros (caso, por ejemplo, de Argentina, durante el período sin intervenciones). También existen casos procurados a través de subastas descentralizadas (por ejemplo, en Chile) o resultado de subastas centralizadas, en las que las condiciones son definidas por la autoridad de energía (como en Brasil). En todos los casos, las distribuidoras y los grandes usuarios están obligados por ley a cubrir a través de contratos toda su demanda prevista o un porcentaje elevado de esta.

Los contratos se complementan con un mercado al contado, que permite completar las necesidades de demanda en cada hora que no están respaldadas con contratos y valorizar los desequilibrios entre los compromisos asumidos en los contratos y las entregas reales. Con distintos formatos, Argentina, Brasil, Chile, Colombia, El Salvador, México y Panamá estructuraron los mercados de generación de esa manera.

El rol principal del operador del mercado³ consiste en determinar el orden con el que los generadores inyectan energía (curva de oferta horaria) y emitir órdenes de despacho de acuerdo con la decisión anterior y la demanda que deben cubrir⁴. El precio de equilibrio horario es el precio o costo variable de la última unidad despachada para atender la demanda horaria⁵.

2 Conocido también como mercado de entrega inmediata.

3 Este agente, en ocasiones denominado organismo encargado del despacho, puede ser una empresa público-privada (en la que participan los distintos representantes del sector), un operador independiente o la empresa a cargo de la transmisión del sistema.

4 Existen dos mecanismos alternativos para definir el orden. En algunos casos (por ejemplo, Colombia), los generadores proponen ofertas en precio y cantidad ordenadas de menor a mayor precio. En otros, los generadores informan al operador de sus estructuras de costos—fijos, variables, consumo de combustibles según niveles de producción— y son ordenados de menor a mayor costo (por ejemplo, Argentina, Chile y México). En el caso de México funcionan tres submercados no integrados (Sistema Interconectado Nacional, Baja California Sur y Baja California Norte, este último integrado con el Independent System Operator [ISO] de California [Estados Unidos]), que funcionan con precios horarios nodales. Las diferencias se producen por restricciones físicas, pérdidas y congestiones en la red.

5 El caso argentino es una excepción. En 2002 se preservó la estructura de la curva de oferta, pero a partir de ofertas teóricas calculadas por el organismo encargado del despacho (OED), que simulaban costos variables inferiores a los reales para las generadoras térmicas. En 2011 la gestión de la compraventa de energía se centralizó aún más en el OED. Como el valor de la energía vendida a las distribuidoras era mucho menor que el costo de generarla (aún en la construcción teórica), se produjeron varios déficits. Los más importantes fueron el resultante de la diferencia entre lo que paga la demanda y la oferta teórica y la diferencia entre el valor para la oferta teórica y el costo real de generación (superior al teórico para la generación térmica).

Las compensaciones monetarias dependen de los contratos existentes y los despachos realizados. Así, en el caso de despachos con contrato, los generadores reciben como pago por la electricidad entregada una retribución igual al precio de los contratos vigentes (figura 4.1, panel A) y, cuando son despachados sin contrato o por generación adicional a la contratada, igual al precio *spot* vigente en el momento de entregar la energía (figura 4.1, panel B).

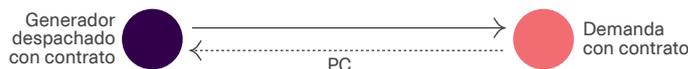
Cuando los generadores no son despachados por la totalidad de los contratos que tienen suscriptos y se sustituyen por otro generador, reciben como compensación por la energía no entregada un monto que resulta de la diferencia (positiva o negativa) entre el

precio vigente en el contrato y el precio *spot*, que retribuye a quien entregó la energía equivalente en su lugar (figura 4.1, panel C). Al resultado de estos precios se deduce el peaje que deben pagar los generadores por el servicio de transmisión, que varía de acuerdo con el lugar geográfico (nodo, estación de potencia) donde se inyecta la electricidad^{6,7}. La diferencia entre el precio (o costo) *spot* y los costos de generación de cada generador despachado en cada momento resulta en una cuasi renta implícita para los generadores inframarginales, es decir, aquellos que operan con costos inferiores al del mayor costo que es despachado⁸. El comportamiento de los precios o costos *spot* puede operar como señal para las inversiones en nuevas plantas y disciplinar los valores de los contratos nuevos que se firman.

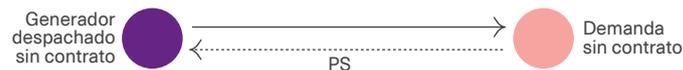
Figura 4.1

Flujo de cantidades y de pagos en función del despacho y relación contractual

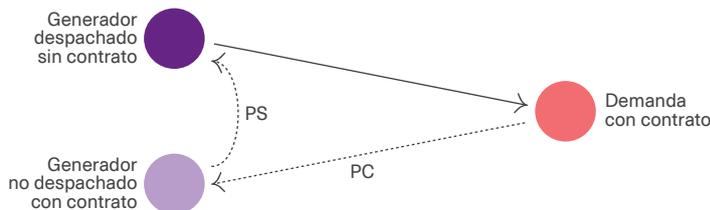
Panel A.
Transacciones con contratos



Panel B.
Transacciones *spot*



Panel C.
Transacciones entre demandantes con contrato, generadores con contrato no despachados y generadores despachados



Nota: La figura muestra el esquema del flujo de cantidades de energía en función de si el generador es o no despachado y si el flujo se realiza a partir de un contrato (PC: precio de contrato) o una transacción *spot* (PS: precio *spot*). Las líneas continuas representan el flujo de energía y las líneas punteadas, el flujo de dinero.

Fuente: Elaboración propia.

6 La forma en la que se implementan los acuerdos financieros con relación a los despachos reales también difiere por país.

7 Otro componente de los ingresos de los generadores es la remuneración de la potencia o capacidad, que suele ser determinado por el regulador a partir del costo de capital para atender la demanda de punta, y que es un ingreso complementario para sostener la expansión de la capacidad (por ejemplo, estos pagos existen en Argentina [bajo la denominación de potencia puesta a disposición, aunque con valores intervenidos], Chile y México). Ver Muñoz et al. (2021) para un análisis del caso chileno.

8 En la práctica, la mayor parte de la energía de los generadores despachados se remunera en el marco de un contrato, en el que se han definido los precios con antelación.

Matriz de generación eléctrica regional

En la región se generan 5,89 exajulios (EJ) de electricidad anualmente, de los que 4,78 EJ representan consumos facturados y 1,1 EJ son pérdidas de transporte y distribución, en su mayor parte asociados a consumos no contabilizados e informales (un 19 % de la generación).

Existen múltiples tecnologías en funcionamiento para generar electricidad, con características variables en términos de costos, flexibilidad e impacto ambiental (ver el recuadro 4.1 y el apéndice “Tecnologías de generación eléctrica” disponible en línea).

Un 57 % de la generación regional se produce con fuentes no combustibles, un 80 % de la cual tiene base hidroeléctrica.



En la región se generan 5,89 exajulios (EJ) de electricidad anualmente, de los que 4,78 EJ representan consumos facturados y 1,1 EJ son pérdidas de transporte y distribución

Recuadro 4.1

Tecnologías de generación y sus atributos

Casi la totalidad de la electricidad que se produce y consume en todo el mundo se genera mediante un proceso motorizado, en el que se usan diversas maneras de movilizar un generador. Dentro de este, la rotación de un imán en una bobina genera una corriente eléctrica por acción del movimiento del campo magnético creado por el imán. Este se encuentra asociado a un eje, que es propulsado por diversas fuentes, produciendo la rotación del eje y del imán.

Los generadores pueden movilizarse usando diversas fuentes, que pueden clasificarse como térmicas o cinéticas. La generación térmica se puede llevar a cabo obteniendo la fuente de calor de la quema de un combustible, que puede provenir de fuentes fósiles o no fósiles, como la leña. También es posible obtenerla con otras fuentes de calor, como la geotermia, las reacciones nucleares o la radiación solar. La única excepción al generador por inducción electromagnética descrito, actualmente en funcionamiento en escala, es la generación solar fotovoltaica. En este proceso, la electricidad se produce por acción de un proceso químico disparado por la radiación solar sobre los materiales semiconductores que contienen los paneles solares.

Las diferentes tecnologías pueden ser descritas por tres atributos centrales: los costos y su estructura, la flexibilidad con la que pueden ser operados y sus impactos ambientales típicos. El cuadro 1 muestra de manera esquemática estos atributos para una selección de tecnologías relevantes. Las fuentes renovables no convencionales presentan en la actualidad bajos costos totales, compuestos casi en su totalidad por los costos del capital inicial, al tiempo que presentan impactos en emisiones nulos. Como contrapartida, no permiten flexibilidad de operación. En cambio, los generadores de base térmica presentan impactos en emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), pero algunos de ellos ofrecen una elevada flexibilidad, porque pueden operarse a niveles variables de producción y administrar el nivel con rapidez.

Cuadro 1

Atributos de los generadores de energía

Tecnología	Costos	Impacto ambiental	Despacho y flexibilidad
Combustión interna con base en gas natural	Elevados: fuerte componente variable por costo del combustible y menor eficiencia respecto a ciclo combinado	Emisiones elevadas por uso de combustible fósil, aunque menores que otros combustibles fósiles	Alta eficiencia para regimenes variables, típicamente diseñado para puntas de consumo
Combustión interna con combustibles líquidos	Elevados: fuerte componente variable por costo del combustible	Emisiones elevadas de GEI por uso de combustible fósil. Emisiones de contaminantes del aire locales	Alta eficiencia para regimenes variables, típicamente diseñado para puntas de consumo
Central de gas natural de ciclo abierto	Elevados: fuerte componente variable por costo del combustible y menor eficiencia respecto a ciclo combinado	Emisiones elevadas por uso de combustible fósil, aunque menores que otros combustibles fósiles	Alta eficiencia para regimenes variables, típicamente diseñado para puntas de consumo
Hidroenergía con reservorio	Moderados: mayor importancia del costo de capital y bajo costo variable asociado al mantenimiento y al valor de opción del agua usada	Emisiones de CO ₂ por vegetación preexistente en la zona inundada. Emisiones de metano de origen biológico en las zonas de baja profundidad	Alta cuando los generadores están optimizados para cargas variables. Permite almacenamiento, desde intradiario hasta plurianual, según el reservorio
Solar térmica	Moderados: con componente variable nulo y componente de costos de capital elevado	Sin emisiones en la etapa de generación. Requerimiento elevado de espacio	Baja flexibilidad debido a carga mínima moderada
Central de gas natural de ciclo combinado	Moderados: costos variables intermedios por la mejor eficiencia en el uso del insumo combustible y el elevado costo del capital inicial	Emisiones elevadas por uso de combustible fósil, aunque menores que otras centrales por la alta eficiencia y las inferiores emisiones del gas natural respecto a otros combustibles	Baja flexibilidad debido a carga mínima moderada
Turbina a vapor de carbón	Bajos: costo del insumo es bajo (sin precios al carbono), altos costos de capital	Emisiones elevadas de GEI por uso de combustible fósil. Emisiones de contaminantes del aire locales	Baja flexibilidad debido a carga mínima elevada y tiempos de arranque moderados
Turbina a vapor de biomasa	Moderados: costo del insumo es intermedio y con disponibilidad limitada, altos costos de capital	Posibles emisiones por demanda de uso del suelo y deforestación indirecta. Emisiones de contaminantes del aire locales	Baja flexibilidad debido a carga mínima elevada y tiempos de arranque prolongados
Nuclear	Moderados: costo del insumo muy bajo, muy altos costos de capital inicial y de mantenimiento	Sin emisiones en la etapa de generación. Riesgos de contaminación por radioactividad en caso de accidentes. Gestión costosa de subproductos	Baja flexibilidad debido a carga mínima elevada y tiempos de arranque prolongados
Hidroenergía de pasada	Bajos: sin costos variables y baja inversión inicial.	Sin emisiones, barrera para movimiento de organismos acuáticos en la cuenca.	No despachable
Solar fotovoltaica	Muy bajos: componente mayoritario de capital inicial	Sin emisiones en la etapa de generación. Requerimiento elevado de espacio.	No despachable
Eólica	Muy bajos: componente mayoritario de capital inicial	Sin emisiones en la etapa de generación. Posibles impactos en especies voladoras	No despachable

Fuente: Elaboración propia con base en González-Salazar et al. (2018).



La contribución del sector eléctrico al cambio climático proviene principalmente de la generación con combustibles. En la región, esta alcanza 2,54 EJ de electricidad anualmente o un 43 % del total. Para obtener esa generación son necesarios 6,85 EJ de insumos combustibles primarios. La diferencia entre los insumos usados y la generación obtenida responde a las pérdidas y consumos de energía asociados a los diversos procesos de transformación que requiere la producción de dichos insumos y a las pérdidas de eficiencia de la generación térmica. En este cálculo, los consumos energéticos del sector fósil son considerados como parte de los insumos requeridos para la generación eléctrica. A su vez, la generación térmica involucra elevadas pérdidas de energía en forma de calor liberado al ambiente.

Existen otros vínculos entre la generación de electricidad y el cambio climático no asociados a la combustión que cada vez se entienden mejor. Por un lado, la consideración de las emisiones del ciclo de vida de cada tecnología da cuenta de las emisiones que esta involucra, desde la producción de materiales primarios que requieren los bienes de capital hasta su disposición final. Por otro lado, la generación hidroeléctrica puede producir emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y de metano a través de la descomposición de la vegetación existente en los suelos anegados por la introducción de una presa y de la actividad de origen biológico que ocurre en los suelos saturados de agua y poco profundos de los márgenes de los cuerpos de agua. El problema de las emisiones de metano se intensifica por los más frecuentes cambios en el nivel del agua que implica la gestión del almacenamiento de una presa hidroeléctrica.

Las mejoras de eficiencia en la generación basada en combustibles y la reducción de las pérdidas en el transporte y distribución de la electricidad permiten atender la demanda de este servicio con menos insumos de combustibles y, consecuentemente, resultar en costos y emisiones más bajos. Sin embargo, una parte de las pérdidas de transporte y distribución pueden corresponder a consumos no medidos en el suministro de zonas de bajos ingresos. Su correcta identificación y medición es importante para perseguir la eficiencia y mejorar la gestión del suministro, pero requiere posiblemente adoptar instrumentos alternativos

para reducir los impactos distributivos regresivos, como el uso de una tarifa social bien focalizada (Cont et al., 2021).



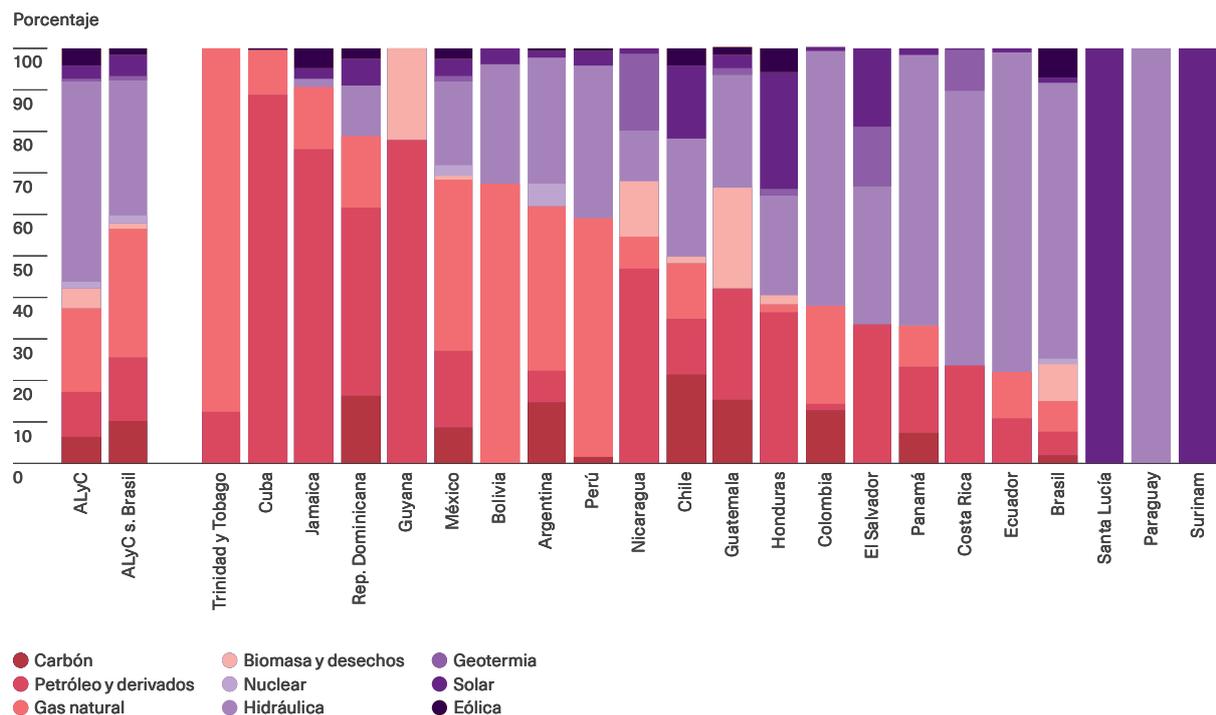
La mejora de la eficiencia en la generación termoeléctrica y la disminución de las pérdidas de transporte y distribución permiten reducir el uso de combustibles

El gráfico 4.1 muestra la capacidad instalada de generación eléctrica en los países de la región según la fuente. En el conjunto de América Latina y el Caribe (primera barra), las centrales hidroeléctricas representan la principal fuente a nivel regional, alcanzando el 48 % de la capacidad instalada. A su vez, la capacidad instalada de fuente geotérmica, solar y eólica supone conjuntamente el 8 % del total (cifra que no incluye la capacidad de generación distribuida).

Casi un 38 % de la capacidad de generación instalada está representada por las termoeléctricas basadas en combustibles fósiles. Entre estas, la parte mayoritaria proviene de centrales de gas natural (20 %), aunque también existe capacidad instalada relevante a partir del carbón (6,4 %) y el petróleo y sus derivados (11 %). Además, la generación con base en biomasa y desechos representa un 4,8 % de la capacidad, totalizando un 43 % de generación con combustibles. Esta composición agregada está fuertemente explicada por Brasil, que cuenta con una capacidad hidroeléctrica elevada. Si se excluye a este país del agregado regional, la participación de la capacidad de base fósil alcanza el 57 %. Además, el gráfico indica que los países insulares o de baja conectividad terrestre (Trinidad y Tobago, Cuba, Jamaica, República Dominicana, Guyana, por orden de mayor a menor) muestran una participación predominante de la generación con combustibles.

Gráfico 4.1

Capacidad instalada por país según el insumo principal en 2021



Nota: El gráfico muestra la capacidad instalada de generación eléctrica según el insumo principal para los países de ALyC con información disponible, ordenados según el porcentaje de capacidad fósil respecto al total.

Fuente: Elaboración propia con base en Global Energy Observatory (2021).

Un reciente reporte (González-Mahecha et al., 2019) encuentra que la vida útil remanente de las plantas de energía existentes en América Latina y el Caribe representa emisiones comprometidas⁹ de aproximadamente 6,9 gigatoneladas de CO₂ (GtCO₂). Además, si se completan y operan todas las plantas de energía planificadas, autorizadas y en construcción, estas añadirán otras 6,7 GtCO₂. Este nivel de emisiones comprometidas supera las estimaciones promedio, realizadas por el Grupo Intergubernamental de Expertos para el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), de

emisiones acumulativas consistentes con el presupuesto de carbono restante en el sector de generación de energía en la región para el cumplimiento de los objetivos climáticos. El estudio concluye que, para alinearse con los presupuestos promedio de carbono del IPCC, entre el 10 % y el 16 % de las plantas de generación eléctrica de base fósil existentes en la región tendrían que dejar de operar.

⁹ El concepto de emisiones comprometidas de CO₂ fue introducido por Davis y Socolow (2014, citado por González-Mahecha et al., 2019) para evaluar el impacto de la infraestructura existente de larga duración. Se trata de emisiones que resultarían de la operación de las plantas que ya existen y funcionan con combustibles fósiles y otros equipamientos intensivos en carbono durante una vida útil y con niveles de uso típicos.

Orden de mérito y curva de carga

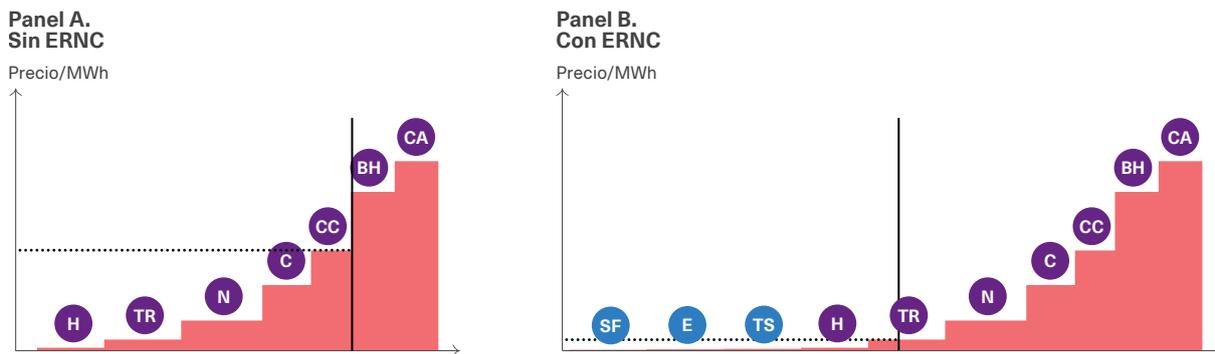
En 2022, los sistemas de América Latina y el Caribe abastecieron electricidad a razón de 4,8 EJ (o 1,3 millones de GWh) por año, de un total de 23,6 EJ de energía consumida. Ese consumo muestra una gran variabilidad en el tiempo, presentando típicamente ciclos diarios, semanales y estacionales. La variabilidad en la demanda tiene componentes predecibles (los ciclos estacionales, semanales y diarios, y la relación entre la demanda y la temperatura ambiente, entre otros) e impredecibles.

Para atender ese consumo, los sistemas cuentan con tecnologías de variada naturaleza (descriptas en el recuadro 4.1 y cuantificadas en el gráfico 4.1), con diferentes atributos en cuanto a la flexibilidad del despacho, los costos variables (incluyendo la flexibilidad de arranque y los cambios de nivel y parada) y los costos fijos según los niveles de producción. En función de la combinación de generadores disponibles y el nivel de consumo que debe atenderse en

cada momento, el organismo operador del sistema determina un orden de mérito de las tecnologías, que establece la secuencia de generadores que deben incorporarse para entregar energía. Según Guerra et al. (2022), dejando de lado por ahora las ERNC, el orden de mérito ubica en primer lugar la hidroeléctrica de base¹⁰, seguida por la nuclear, la térmica renovable, la cogeneración, el carbón, el gas natural de ciclo combinado, la hidroeléctrica de bombeo, el gas natural de ciclo combinado flexible y el de ciclo abierto. Así, la curva de oferta horaria en cada sistema depende de la disponibilidad de recursos y la combinación de tecnologías incorporadas (ver el panel A del gráfico 4.2).

● ●
Existen tecnologías variadas para generar electricidad, con diferentes atributos en cuanto a la facilidad del despacho, los costos y las emisiones

Gráfico 4.2
 Orden de mérito esquemático



Nota: El gráfico muestra la curva de oferta horaria y las fuentes tecnológicas de generación de energía, en orden de mérito. En el panel A se excluyen las energías renovables no convencionales (ERNC), es decir, la fotovoltaica, eólica y térmica solar, y en panel B se las incluye. SF: fotovoltaica; E: eólica; TS: térmica solar; H: hídrica; TR: térmica renovable; N: nuclear; C: carbón; CC: GN de ciclo combinado; BH: bombeo hídrico; y CA: GN de ciclo abierto.

Fuente: Reproducido con base en Guerra et al. (2022).

10 La generación de base corresponde a grandes plantas que pueden aportar bloques de energía en forma continua y a bajo costo de operación. Esto asegura que operen continuamente en un mecanismo de despacho.

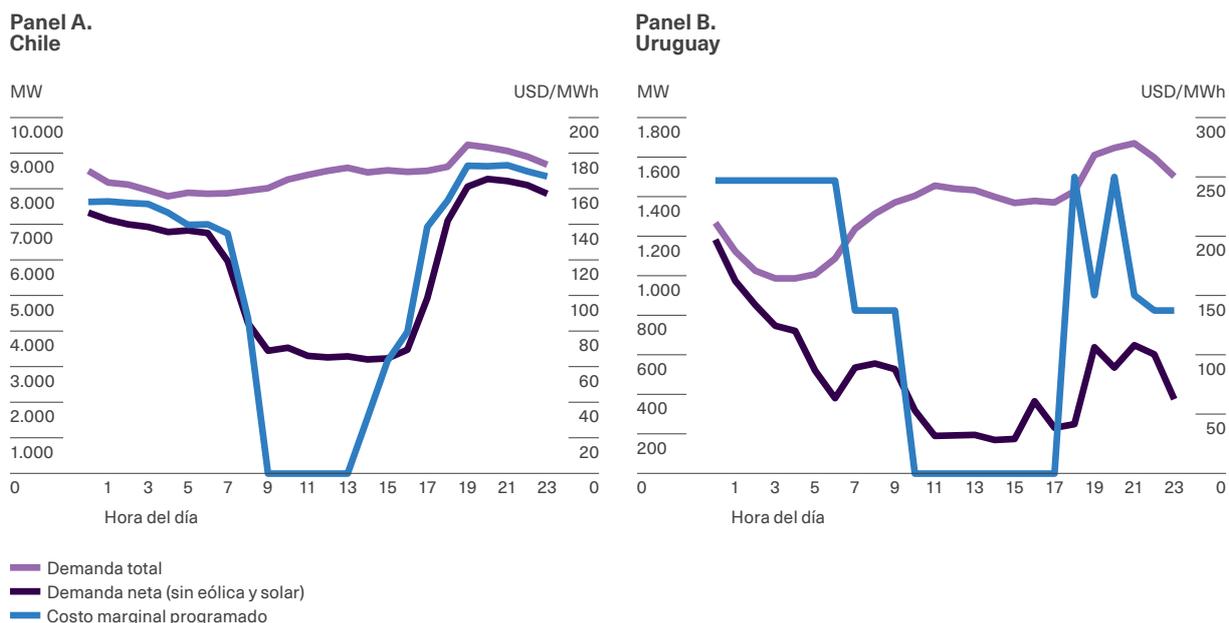
Las ERNC, como la generación solar fotovoltaica y la eólica, se caracterizan por tener una oferta perfectamente inelástica en un nivel que se encuentra determinado de forma exógena y aleatoria por la disponibilidad del recurso y las condiciones climáticas. Es decir, en cada momento, una generadora solar o eólica entregará todo lo producido a cualquier precio, pues opera con costos variables cercanos a cero. Además, la cantidad producida tiene una elevada variabilidad temporal, con componentes predecibles e impredecibles. La energía solar, por ejemplo, tiene un componente de variabilidad que puede anticiparse con precisión, asociado a la irradiación solar y la temperatura promedio que se espera en cada lugar, hora del día y estación, y componentes más inciertos, como las concentraciones de partículas en suspensión y la cobertura nubosa que reducen la radiación que reciben, entre otros. Así, cuando se incorporan cantidades significativas

de ERNC, la curva de oferta de electricidad del sistema se desplaza hacia la derecha (ver el panel B del gráfico 4.3) y resulta típicamente en una reducción de los precios o costos *spot*. Ante incorporaciones crecientes, pueden ocurrir períodos en los que la totalidad de la demanda es cubierta con ERNC, lo que se traduce en costos o precios *spot* cercanos a cero en el mercado mayorista.

A modo de ejemplo, el gráfico 4.3 representa la demanda por hora en un día típico en Chile y Uruguay (línea violeta). Dadas las particularidades de cada país, la curva de demanda diaria tiene un máximo y un mínimo, no necesariamente a la misma hora (en Chile, el máximo es a las 19:00 horas y en Uruguay, a las 21:00 horas). En los ejemplos mostrados, la curva de demanda de Chile muestra un comportamiento más estable a lo largo del día, mientras que en el caso uruguayo los ciclos intradiarios son más pronunciados.

Gráfico 4.3

Curvas de carga total y neta de generación eólica y solar y costo marginal o precio *spot*



Nota: El gráfico presenta la curva de demanda total (carga) y neta de las fuentes eólica y solar en megavatios (MW) y el costo marginal o precio *spot* en dólares por megavatio a la hora (USD/MWh) en cada hora de un día típico. Los datos para Chile corresponden al 7 de abril del 2023 y los de Uruguay al 18 de abril del 2023 (en este caso se reporta la generación más importaciones, menos exportaciones). Dependiendo del día, los precios horarios pueden ser positivos al mediodía o cero todo el día.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Coordinador Eléctrico Nacional (2023), para Chile, y ADME (2023), para Uruguay.

Por otro lado, durante el transcurso del año, la demanda muestra variaciones estacionales específicas para cada país. El gráfico 4.4 muestra el comportamiento de la demanda durante el semestre abril-septiembre de 2023 en Uruguay. En él se observan las distribuciones de la demanda horaria según el mes, indicando, con el ancho de la distribución, las demandas con mayor frecuencia, en general posicionadas hacia el centro. Las colas de la distribución reflejan los valores de demanda eléctrica máxima y mínima para cada mes. Además, se ilustra con un punto blanco el consumo horario promedio. Se puede ver que los meses de mayor consumo promedio son los del invierno austral, cuando se produce también el pico de consumo anual del sistema.

Los gráficos 4.3 y 4.4 revelan parte de los desafíos de operación que enfrenta el sector eléctrico. Este debe tener capacidad suficiente para abastecer electricidad en el pico anual de consumo, guardando un

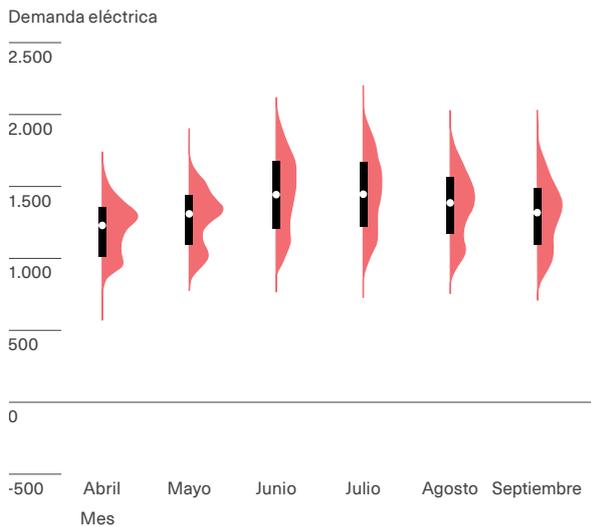
margen extra de capacidad de respaldo para asegurar el suministro, lo que implica que el sistema debe mantener y costear capacidad ociosa en los momentos de menor consumo. Además, tiene que administrar la oferta para responder a la demanda neta de manera instantánea, puesto que cada unidad de electricidad consumida por un equipamiento conectado a la red y encendido, como una lavadora, debe ser generada e inyectada en forma inmediata para mantener la tensión de la red.

● ●
El sector eléctrico debe tener la capacidad suficiente para abastecer electricidad en el pico anual de consumo y administrar la oferta para responder a la demanda neta de manera instantánea

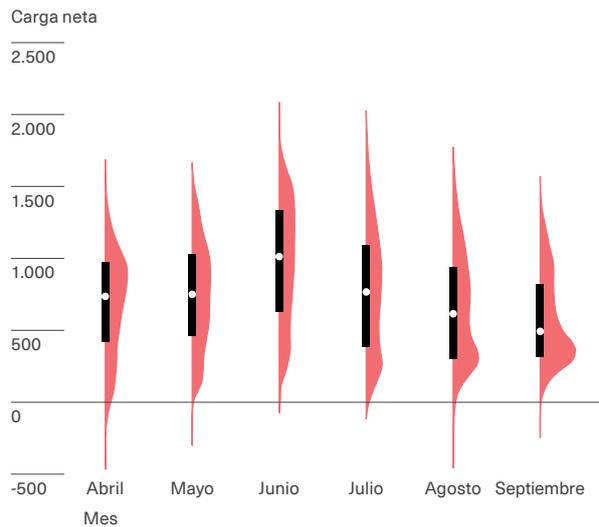
Gráfico 4.4

Distribución de la demanda eléctrica por mes (demanda y carga neta) en Uruguay en el semestre abril-septiembre de 2023

Panel A.
 Distribución de demanda eléctrica por mes



Panel B.
 Distribución de carga neta por mes



Nota: El ancho de la distribución indica los valores con mayor frecuencia. Las colas de la distribución presentan los máximos y mínimos para cada mes. Además, se ilustra con un punto blanco el consumo horario promedio.

Fuente: Elaboración propia con base en datos de ADME (2023).

La incorporación de energías renovables no convencionales incrementa los desafíos de operación puesto que no son despachables. La única decisión que puede tomar un operador al respecto es si aprovechar o no el suministro que genera en cada momento, sea cual fuere. Por ello, ante la incorporación de cantidades relevantes de estas fuentes, el operador del mercado debe atender ahora lo que se conoce como curva de carga neta, es decir, la demanda de electricidad neta que suministran las fuentes no despachables en cada momento. El resultado es un cambio significativo en esa curva.

En el ejemplo de Chile y Uruguay, presentado en el gráfico 4.3, se pueden ver los principales cambios. Por un lado, en los sistemas con alto componente

de generación solar, como el de Chile, se puede ver la conformación de la curva de pato (panel A, línea negra), lo que refiere al distintivo patrón de una menor carga neta en los horarios diurnos debido a la parte de la demanda que es atendida por generación solar. Por otro lado, cuando el sistema incorpora una alta proporción de energía eólica, como en el caso de Uruguay, la curva de carga neta es una traslación vertical de la curva de carga, de mayor o menor magnitud, según las condiciones del viento, puesto que no suele presentar un ciclo estrecho según las horas del día (panel B, línea negra). Finalmente, en ambos casos se observan períodos significativos en los que el costo marginal del sistema es cero, que ocurren cuando la carga neta es menor.

Generación flexible y servicios auxiliares¹¹

Para que la gestión de los sistemas eléctricos sea confiable, segura y mantenga un servicio de calidad, se debe prever una generación con continuidad. Esto significa atender una demanda que puede variar en cada momento, teniendo en cuenta las pérdidas de transmisión y distribución, mientras que la oferta puede presentar distintos niveles de indisponibilidad tanto programada como no programada. Los servicios que garantizan esta gestión se denominan servicios eléctricos auxiliares y comprenden la regulación de la frecuencia y la reserva inmediata de corto y de mediano plazo. Estos servicios pueden ser provistos por los distintos participantes del mercado. Por ejemplo, las centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento y la generación térmica a gas natural de ciclo abierto pueden aumentar o disminuir su producción bastante rápido, pero no las turbinas a vapor (con carbón, nuclear o combustibles). Existen grandes usuarios que pueden prestar estos servicios, según su disposición a interrumpir su consumo de manera ágil cuando lo requiera el sistema eléctrico. Las interconexiones entre países o sistemas vecinos pueden cubrir aumentos de demanda en la medida que exista capacidad de generación flexible en ellos. Para mediano plazo, se deben planificar reservas que den confiabilidad al

sistema y, más específicamente, que atiendan los picos de demanda, generalmente en plazos anuales¹².

● ●
Para que la gestión de los sistemas eléctricos sea confiable, segura y mantenga un servicio de calidad, se debe prever una generación con continuidad

A partir de la evidencia en otras regiones y de los avances en la literatura internacional, los países han estado trabajando en adaptar el sistema eléctrico para permitir una alta participación de las fuentes renovables no convencionales. La intermitencia de estas fuentes requiere contar con mecanismos que doten de flexibilidad a los sistemas, sobre todo para acompañar las fluctuaciones de la demanda y brindar una reserva de último minuto. Esta reserva tendrá una mayor relevancia en presencia de una alta participación de ERNC, por lo que se precisa un sistema de compensación que ofrezca los incentivos suficientes (Mercadal, 2023).

¹¹ Este apartado ha sido elaborado con base en Joskow (2019); Wolak (2022); Borenstein y Kellogg (2021); Hafner y Luciani (2022); Fabra (2021).

¹² Los requerimientos de capacidad del sistema corresponden a un cálculo de la capacidad necesaria para satisfacer la demanda en todo momento (con baja probabilidad de apagón). Wolak (2022) advierte de que este cálculo cambia sustancialmente en presencia de ERNC. En el ejemplo de Uruguay, luego de la incorporación de una alta proporción de fuentes eólicas, la capacidad del sistema disminuye solo levemente.



Para permitir una alta participación de las ERNC, los países deben contar con mecanismos que doten de flexibilidad a los sistemas

Por un lado, la generación despachable debe ajustarse al componente predecible de la variabilidad, que ahora no solo está asociada al consumo, sino también a la de la generación no despachable; es decir, que debe atender la demanda neta (línea negra del gráfico 4.3). Cuando la fuente no despachable es solar, la generación despachable debe adaptarse para grandes caídas de potencia (en megavatios [MW]) durante la mañana y grandes aumentos durante la tarde, como se observa en el caso de Chile (gráfico 4.3); en cambio, cuando la fuente no despachable es eólica, la generación despachable debe adaptarse a la frecuencia e intensidad del viento, como se observa en el caso de Uruguay (Bothwell y Hobbs, 2017; Muñoz y Mills, 2015).

En el gráfico 4.3 puede verse que la necesidad de generación despachable vespertina aumenta en casi 4.800 MW entre las 16:00 hrs. (generación neta de 3.475 MW) y las 20:00 hrs. (generación neta de 8.274 MW). El valor representativo (*proxy*) del precio *spot* horario publicado para el sistema eléctrico chileno es el costo marginal despachado, que aumenta de 79,6 dólares por megavatio a la hora (USD/MWh) a 172,9 USD/MWh (de hecho, es 0 de 9:00 a 13:00 hrs). En cambio, la variabilidad horaria de la curva de carga neta en Uruguay es menor, de 351 MW a 525 MW entre las 16:00 y las 20:00 hrs en el día ilustrado, con precio *spot sancionado* que aumenta de 0 USD/MWh a 250 USD/MWh (de hecho, es 0 de 10:00 a 17:00 hrs).

Por otro lado, la generación despachable debe ajustarse al componente impredecible de la variabilidad del consumo y la generación no despachable. En consecuencia, los requerimientos de servicios auxiliares del sistema eléctrico aumentan debido a las nuevas fuentes de aleatoriedad. El sistema, entonces, necesita capacidad de generación con bajos costos

de capital y de arranque y para responder rápidamente a requerimientos de despacho (Joskow, 2019)¹³. En los sistemas que dependen fuertemente de energías intermitentes, el almacenamiento tanto a nivel del sistema como del usuario cumple un rol muy importante¹⁴. Concretamente, permite abastecerse de energía durante horas a precios bajos (horas del día u horas con mucho viento), almacenarla y venderla a precios más altos en horarios cuando comienza el crecimiento en la generación neta (al ponerse el sol o bajar la intensidad del viento).

El ejemplo del gráfico 4.3 ilustra el rol que pueden tener las baterías para suavizar los precios entre las subidas y las bajadas de la demanda neta, durante la ventana temporal de 24 horas. Si bien las señales de precios que se necesitan para tomar decisiones de inversión en esta tecnología son de largo plazo, los precios de corto plazo pueden dar un indicio de los beneficios del arbitraje horario. Las diferencias de precio que se observan en los ejemplos seleccionados en el gráfico 4.3 llegan a 180 USD/MWh en Chile y a 250 USD/MWh en Uruguay. Por otro lado, la batería también provee los servicios auxiliares de mediano plazo (capacidad para periodos de punta de forma confiable) y corto plazo (regulación de la frecuencia y otros) mencionados anteriormente. Además, permite diferir inversiones en transporte y distribución y proveer respaldo de emergencia, entre otros (Joskow, 2019). El ingreso de baterías en el sistema dependerá del beneficio neto que su participación aporte al sector para dotar a dicho sistema de flexibilidad respecto a las alternativas existentes, por ejemplo, la generación flexible con base en gas natural. Los modelos existentes para la elaboración de escenarios de transición energética en el sector eléctrico prevén la incorporación de baterías en prácticamente todos los países de la región (MRC Consultants y PSR, próxima publicación).

En un mercado descarbonizado, la variabilidad adicional que introduce la generación renovable no convencional puede ser resuelta incorporando capacidad de reserva suficiente y teniendo una matriz diversificada en lo que respecta a tecnologías de generación disponibles (solar fotovoltaica, solar térmica, eólica, hidráulica),

13 En Chile, el mercado de servicios auxiliares comenzó a operar en enero de 2020. En él, los generadores pueden ofrecer servicios de reserva primaria, secundaria y terciaria, así como de control de frecuencia (subastas competitivas discriminatorias), de forma complementaria a los mercados de energía y capacidad (ver Muñoz et al., 2021, p. 3). En otros países, como Argentina o Brasil, estos servicios forman parte del funcionamiento del despacho.

14 Ver el subapartado "Baterías y otros medios de almacenamiento", dentro de "Tecnologías de generación eléctrica", en el apéndice del capítulo (disponible en línea).

tecnologías de almacenamiento (hidráulico, térmico, baterías) y dispersión geográfica. Sin embargo, es posible que durante la transición y en el largo plazo algunos sistemas requieran mantener capacidad de generación despachable y flexible basada en combustibles (como centrales de gas natural de ciclo abierto y generadores de combustión interna) para asegurar el suministro y dotar de flexibilidad al sistema, por ejemplo, en regiones con pocos recursos hidráulicos¹⁵.



La variabilidad de las ERNC puede resolverse integrando capacidad de reserva suficiente y con una matriz de generación diversificada

Otra forma de atender la variabilidad es reducir las necesidades de carga en períodos de punta con acciones por parte los usuarios, lo que se conoce como respuesta de la demanda. En la actualidad, los sistemas cuentan con grandes usuarios que,

por tener la posibilidad de interrumpir su consumo, venden al sistema capacidad de respuesta y la ponen a disposición del operador. En el futuro se requerirá profundizar los mecanismos de respuesta de la demanda a través de una tarificación de alta frecuencia, que mande señales adecuadas sobre la escasez de electricidad en ese momento, a las que los consumidores puedan responder, para incentivar cambios en los patrones de consumo. La respuesta de la demanda también puede reforzarse con la automatización de los equipamientos (por ejemplo, la lavadora empieza a funcionar cuando los precios son bajos, el calentador de agua se apaga si los precios son muy altos, etc.), para permitir esos cambios y capitalizar esos incentivos¹⁶. Estos avances son parte de los desarrollos del sector para la creación de la red eléctrica inteligente¹⁷.

Otras fuentes de oferta granular flexible, como los vehículos eléctricos y las conexiones de red a los vehículos y de los vehículos a la red (G2V y V2G, por sus siglas en inglés), pueden tener mayor espacio en la prestación de estos servicios.

Adaptaciones del sector eléctrico para la transición

Incentivos para la incorporación de capacidad

La integración de las ERNC tiene consecuencias en el retorno de las restantes fuentes de generación. Debido a que operan con costos marginales iguales a cero, siempre entregarán al mercado todo lo producido (limitado por la demanda y las condiciones de la infraestructura de la red). En el esquema de mercado de generación descrito, la integración de fuentes de generación intermitentes resulta en

precios y costos mayoristas en el mercado *spot* menores cuando estas se encuentran produciendo. A la vez, los centros de generación de mayores costos son desplazados en la curva de oferta. Esto resulta en una reducción de la tasa de uso de los bienes de capital de los centros de generación desplazados, afectando su rentabilidad.

15 A medida que se incorpora capacidad solar y eólica, estas fuentes no necesariamente desplazan la generación más contaminante. Por ejemplo, algunas centrales de carbón tienen altos costos y tiempos de arranque prolongados, por lo que son adecuadas para brindar generación de base y mantenerse encendidas de manera continua. Por lo tanto, la incorporación de generación solar que está disponible solo en horas diurnas puede desplazar primero las centrales de gas natural de ciclo abierto, que son menos contaminantes que las centrales a carbón.

16 El nivel de respuesta de la demanda ha sido cuestionado, pero también hay evidencia de experimentos que sugieren que los consumidores responden a variaciones de precios (Allcott, 2011a; Andersen et al., 2017; Ito, 2014; Wolak, 2011).

17 Este tema es analizado con detalle en Cont et al. (2021).

Recuadro 4.2

El rol de la política industrial en la adopción tecnológica

La adopción tecnológica tiene una curva de aprendizaje con costos decrecientes. La presencia de grandes jugadores acelera esa curva.

La Ley de reducción de la inflación de 2022 (IRA, por sus siglas en inglés) representa una de las acciones más importantes emprendidas por Estados Unidos en los últimos años para acelerar la transición hacia una matriz energética limpia, impulsando el despliegue significativo de nuevos recursos de electricidad limpia para lograr la descarbonización en ese país (Bistline, Mehrotra, et al., 2023; EPA, 2023c; Larsen et al., 2022; The White House, 2023). La ley engloba diferentes disposiciones relacionadas con la electricidad, como créditos fiscales a la inversión (30 % del costo del equipo instalado) y a la producción (27,5 USD/MWh durante 10 años) para recursos eléctricos limpios y créditos fiscales para el almacenamiento de energía y la captura de carbono, así como para mantener las centrales nucleares existentes. Algunas disposiciones suponen ampliaciones a largo plazo de créditos fiscales anteriores al IRA (por ejemplo, para la energía eólica y solar); otras suponen aumentos en los niveles de créditos fiscales (por ejemplo, créditos para la captura de carbono, bonificaciones para créditos de producción e inversión), y otras son nuevas (como el apoyo a la energía nuclear existente). De esta forma, la IRA incluye un amplio rango de programas que, entre otras cosas, incentivan la energía limpia y la gestión del carbono, fomentan la electrificación y las medidas de eficiencia, reducen las emisiones de metano, promueven las cadenas de suministro nacionales y abordan los problemas de justicia medioambiental (Bistline, Blanford, et al., 2023).

Los trabajos que evalúan el impacto de la ley en la energía y las emisiones de GEI proveen evidencia de que la IRA es una ley fundamental para la descarbonización en Estados Unidos. Esos estudios encuentran que la ley posibilita reducciones de las emisiones para 2030 del 32 % al 42 % por debajo de los niveles de 2005, lo que supone entre 6 y 11 puntos porcentuales menos que sin la IRA (Bistline, Blanford, et al., 2023; Larsen et al., 2022). A su vez, Bistline, Blanford et al. (2023) proyectan reducciones en las emisiones a partir de la IRA que aumentan en el tiempo, llevando a caídas del 43 % al 48 % hasta 2035.

En cuanto al sector de la electricidad, este tendrá una participación del 38 % al 80 % en las reducciones de emisiones en 2030 gracias a la IRA. Los modelos muestran que la ley llevará a incrementos en el despliegue solar y eólico, con una sustancial variación en las magnitudes. En todos los modelos, las tasas de crecimiento desde 2021 hasta 2035 oscilan entre 10 GW/año y 99 GW/año para la energía solar y eólica con la IRA (58 GW/año en promedio), lo que supone más del doble de la media de 27 GW/año sin la ley y una cantidad superior al récord de 33 GW instalados en 2021. Por otra parte, se proyecta que la ley reduzca las emisiones del transporte acelerando la electrificación. En todos los modelos, los vehículos eléctricos representarán entre el 32 % y el 52 % de las ventas de vehículos ligeros nuevos en 2030 con la IRA (41 % de media), frente al 22 % y el 43 % (31 % de media) del escenario de referencia (Bistline, Blanford, et al., 2023).

En la medida que se produzcan adiciones y reemplazos de capacidad, los costos marginales de generación irán disminuyendo, lo que significará una dificultad para obtener cuasi rentas como señal

para el ingreso de nueva capacidad (en los sistemas descentralizados) y la necesidad de poner en consideración mecanismos alternativos¹⁸. En ocasiones se incorporan mecanismos de remuneración de

18 Un mercado de energía podría funcionar si los precios reflejaran condiciones de escasez en todo momento. Esto no suele suceder, en particular, cuando toda la capacidad está comprometida, dado que usualmente los reguladores imponen un máximo al precio que suele ser inferior al valor de atender una demanda. Joskow (2006, 2008) considera que esta restricción genera un problema de dinero perdido que desincentiva la inversión en capacidad.

capacidad (como en Argentina, aunque ha estado sujeto a intervenciones), pero que no necesariamente corrigen el problema (Newbery, 2016).

El mecanismo que más se ha utilizado para promover la incorporación de ERNC en la región ha sido la subasta para el abastecimiento, que, por ejemplo, ya era extensiva para todas las tecnologías en Brasil desde inicios del siglo XXI. La experiencia acumulada en estas subastas sugiere que esas tecnologías pueden participar e ingresar de manera competitiva con otras, sin necesidad de subsidios complementarios, incluso si están justificados por sus externalidades positivas en términos de acelerar la reducción de costos por la escala y la menor contaminación local. En la práctica, los subsidios y otras políticas para promover tecnologías limpias son frecuentes (como ilustra el recuadro 4.2 sobre la reciente política industrial de Estados Unidos).



El mecanismo más utilizado para promover la incorporación de ERNC en la región ha sido la subasta

A escala mundial, aún no existe un consenso sobre las mejores prácticas en aspectos específicos de las subastas. Uno de ellos es la exposición de los proyectos al riesgo de los precios, ya que contratos con un precio fijo reducen la exposición del proyecto

al mercado *spot* con relación a otro basado en la venta a dicho mercado (Fabra, 2021). En la región, la discusión parece estar resuelta al haberse inclinado por variantes del primer mecanismo. En cambio, no ha habido una práctica generalizada entre contratos de energía (que asignan al vendedor el riesgo de la energía generada), contratos de potencia o capacidad (que también son contratos de venta de energía, pero asignan al comprador el riesgo de la energía recibida) o mecanismos de subastas neutrales o de tecnología específica (ver el cuadro 4.1)¹⁹.

Un desarrollo más reciente (promovido por Chile) ha sido la incorporación de flexibilidad en las ventanas de abastecimiento. Por ejemplo, para adaptarse a la variabilidad de la generación con tecnología solar, se diseñaron subastas por bloques horarios, idea que se puede extender a subastas estacionales para el caso de las fuentes eólicas cuando hay patrones de estacionalidad de los vientos en un área específica. Por último, en la medida que avance la penetración de las fuentes renovables no convencionales, es posible que las subastas deban evolucionar hacia mecanismos que incorporen la capacidad o energía de la planta, una fuente de respaldo y los requerimientos de la red. En el fondo, el generador debe satisfacer los requerimientos de la demanda con las múltiples tipologías de generación disponible, y las distintas dimensiones determinan la necesidad o no de instrumentos complementarios para el logro de ese objetivo.

Cambios en la estructura del sector e implicancias para las tarifas

Las perspectivas del sector eléctrico en generación e infraestructura permiten inferir cambios en los niveles y estructuras de los costos de provisión del servicio eléctrico. En el segmento de generación, el cambio más significativo es una disminución del costo marginal, producto de la creciente participación esperada de las ERNC en los próximos años. Sin embargo, la forma en que se remunera la generación

de ERNC (a través de contratos) determina que el componente de la energía y los servicios asociados estén más vinculados con el costo medio de generación de las ERNC que con el costo marginal (lo cual es extensible al costo total de generación en países que requieren respaldar la demanda previsible a través de contratos).

¹⁹ Al respecto, Fabra y Montero (2023) discuten que la elección de estos mecanismos (neutrales versus específicos) presenta un típico compromiso (trade off) entre eficiencia (mínimo costo de provisión, innovación, seguridad de oferta, etc.) y extracción de rentas (menores rentas extraordinarias para tecnologías más eficientes), muy común en la literatura sobre regulación por incentivos (Laffont y Tirole, 1993).

Recuadro 4.3

Buenas prácticas tarifarias y evolución en la región

El marco tradicional para la definición de las tarifas de los servicios públicos usualmente considera que estas deben perseguir diferentes objetivos, que, por un lado, no están necesariamente alineados y, por otro, dependen de los contextos y necesidades de cada país. Navajas (2023) discute el estado de estos objetivos y los principios básicos que deberían regir la fijación de estructuras tarifarias: 1) mejorar la recuperación de costos (de manera que reflejen condiciones de escasez y requerimientos ambientales); 2) migrar de cargos por volumen y precios según bloques de nivel de consumo a esquemas con más importancia de los cargos fijos y por capacidad; 3) promover la micromedición y ofrecer un menú de opciones (entre gastos estables y precios en tiempo real) en la medida que sea tecnológicamente factible; 4) atender la asequibilidad a través de esquemas tarifarios y transferencias, y avanzar hacia la suma global en los esquemas de tarifas sociales como reforma de los cargos fijos (diferenciados) para los hogares de bajos ingresos^a; y 5) revisar las estructuras impositivas tanto a nivel sectorial como entre niveles de gobierno, que en ocasiones son onerosas y pueden servir para aliviar la carga sobre los usuarios de ingresos medios y bajos.

Diversos estudios documentan los cuadros tarifarios utilizados en distintos países y evidencian una falta de consenso amplio sobre la preferencia de mecanismos tarifarios para afrontar la transición energética (ACER, 2021; Faruqui y Tang, 2021).

Las distintas prácticas pasan por el uso de tarifas desconectadas de la variabilidad horaria, la medición en tiempo real^b y mecanismos intermedios, como los esquemas de precios diferenciados por bloques horarios (conocidos como *time-of-use* [TOU]). De hecho, entre las buenas prácticas identificadas por Faruqui y Tang (2021), se destacan los esquemas TOU, la agrupación de clientes según la capacidad o carga y el tiempo de uso, y el tratamiento diferencial de los prosumidores (ver el subapartado siguiente).

Esos mecanismos tarifarios ya han comenzado a utilizarse en la región a partir de la implementación de la digitalización. En Paraguay y Perú, por ejemplo, se han instalado medidores inteligentes, con lecturas de luz automáticas y remotas (ENEL, s. f.; La República, 2023). Por otro lado, Brasil, Costa Rica y Uruguay, han puesto en marcha programas basados en el enfoque de tarifas TOU en el sector residencial, con la adopción voluntaria por parte de los hogares, de manera que los consumidores puedan elegir entre una tarifa plana o el programa TOU (Weiss et al., 2022).

a. El reporte IDEAL 2021 analiza esta dimensión en el marco de la digitalización del sector eléctrico (ver Cont et al., 2021).

b. Fabra et al. (2021) sugieren la necesidad de informar a los consumidores, como medida complementaria a la medición en tiempo real, para lograr reacciones a cambios en los precios.

Por otro lado, en los últimos años se ha producido una descentralización en algunos procesos de la cadena productiva de los servicios eléctricos a nivel de usuarios finales, a través de la innovación en generación y almacenamiento distribuido. Esto ha limitado la posibilidad de realizar subsidios cruzados entre usuarios o distintos segmentos de consumo (cuando estos no están prohibidos por la regulación) y, por ende, la recuperación de costos fijos del componente de infraestructura (transmisión y distribución) con cargos variables de la energía.

En este contexto, un desafío para la región será cómo remunerar los costos de infraestructura, lo cual actualmente se hace a través de los componentes fijo y variable de la tarifa, cuando los cargos fijos se vuelven el componente predominante de los costos del sistema. Otro reto será cómo migrar a sistemas basados en cargos fijos desde sistemas basados en tarifas volumétricas, con cargos variables crecientes por intervalos de consumo —que pueden ser diferenciados (casos de Argentina, Bolivia, El Salvador, Perú y Uruguay) o no (Costa Rica, México y Paraguay)— o

que no cobran cargos fijos (Colombia)²⁰. En el otro extremo, esquemas basados en cargos fijos uniformes (como en el caso de Chile) podrían generar problemas de asequibilidad, sobre todo para hogares de bajos recursos. La experiencia internacional y regional no ha convergido aún a una práctica consensuada para encarar este desafío (ver recuadro 4.3).

Las tarifas deben atender el desafío de remunerar los costos de la infraestructura

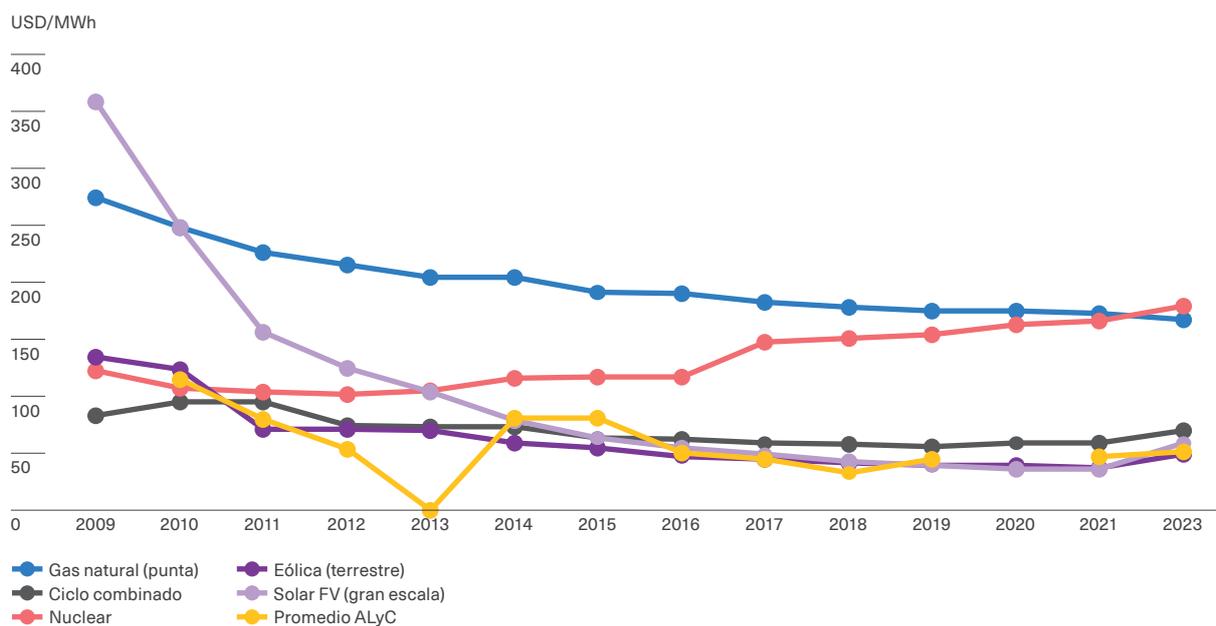
Instrumentos para la incorporación de ERNC

En los últimos 15 años, las tecnologías renovables no convencionales han reducido sus costos nivelados (sobre todo la eólica), tornándose competitivas frente

a tecnologías de generación tradicionales, en particular las basadas en fuentes fósiles (gráfico 4.5).

Gráfico 4.5

Costo nivelado de la energía eléctrica por fuente de generación y precio promedio en subastas



Nota: El gráfico reporta la evolución del costo nivelado por fuente de generación eléctrica a nivel global en USD/MWh, para el período 2009-2023. El costo nivelado es un costo promedio (que incluye componentes fijos y variables) de generar una unidad de electricidad. La categoría "gas natural (punta)" corresponde a generadoras a gas natural que operan usualmente en períodos de alta demanda (períodos de punta). El promedio en ALyC se refiere al precio en subastas y ha sido calculado con los datos por países presentados en el cuadro A.4.1 del apéndice (disponible en línea).

Fuente: Elaboración propia con base en Lazard (2023).

20 Ver Navajas (2023).



En los últimos 15 años las ERNC se tornaron competitivas frente a las tecnologías de generación de fuentes fósiles

La forma en que las fuentes no convencionales han ingresado en los países de América Latina y el Caribe ha sido variada, pero siempre se ha hecho bajo la modalidad de licitaciones acompañadas de contratos de largo plazo. Hace más de 10 años, cuando las tecnologías no eran competitivas (dejando de lado la necesidad de transmisión), estos contratos garantizaban un precio por encima del de mercado, pero la situación ha ido cambiando con la evolución de los costos (medios) de las ERNC con relación a los de generación

térmica, tanto para configuraciones de generación en punta como de ciclo combinado (gráfico 4.5).

Sin embargo, los mecanismos usados han diferido por país (cuadro 4.1). Una primera dimensión que marca esas diferencias tiene que ver con el producto subastado, que puede ser bien la potencia o capacidad, bien la energía generada²¹. Una segunda característica es la inclusión de múltiples tecnologías en las subastas: por un lado, Chile, Guatemala y México han implementado un mecanismo en el que todas las tecnologías compiten entre ellas, sin importar si son renovables o no. En otros casos, hay especificidad de tecnologías (Argentina, Brasil, Perú y Uruguay). Por último, dentro de las subastas entre fuentes renovables, existen casos que discriminan entre eólica, solar, biomasa, etc. (como Argentina o Brasil) y casos en los que no se hace distinción (Colombia).

Cuadro 4.1

Características de las subastas por país

País	Producto subastado (a)	Tecnología (b)	Discriminación por fuente renovable (c)
Argentina	Potencia instalada	Renovable	Sí
Brasil	Potencia instalada	Renovable	Sí
Chile	Energía	Sin restricciones	No
Colombia	Energía media anual	Renovable	No
Costa Rica	Energía	Renovable	Sí
El Salvador	Capacidad	Renovable	Sí
Guatemala	Potencia	Sin restricciones	No
Jamaica	Energía	Renovable (la de 2024 será sin restricciones)	Sí
México	Potencia, energía y certificados de energía limpia	Limpia	No
Panamá	Energía, potencia	Renovable y térmica	Sí
Perú	Energía	Renovable	Si
Uruguay	Potencia instalada	Renovable	Si

Nota: El cuadro presenta las características de las subastas de energía en los países de América Latina y el Caribe con información disponible. La columna (a) muestra qué tipo de producto se subasta, si se trata de una subasta de potencia, energía o ambas. La columna (b) detalla el tipo de tecnología a subastar, principalmente si el proceso de subasta del país incluye a las fuentes renovables y, a su vez, si estas se diferencian de las demás fuentes de energía (columna c).

Fuente: Elaboración propia con base en Rodríguez Pardina et al. (2022) y fuentes citadas en el cuadro A.4.2 del apéndice disponible en línea.

21 En ambos casos se entrega energía. Cuando el producto subastado es potencia, se entrega toda la energía que esa capacidad puede generar; cuando es energía, el generador debe recurrir a otras fuentes si, con su capacidad, no puede entregar la energía comprometida. La diferencia entre ambas radica en quién asume el riesgo de la variabilidad en la energía entregada: el comprador (subasta de potencia) o el generador (subasta de energía). En el caso de México se otorgan certificados de generación limpia para cumplir los compromisos de descarbonización.

El gráfico 4.5 muestra la evolución temporal de los precios obtenidos en subasta para la incorporación de las fuentes eólica y solar entre 2009 y 2023 (línea amarilla) en América Latina y el Caribe²², que está en línea con las tendencias mundiales. Brasil ha sido el país más constante en cuanto a subastas realizadas, mientras que en Argentina, Colombia o México solo hubo intentos, sin continuidad de largo plazo. Uruguay concentró sus subastas entre 2010 y 2012, con un impacto importante en el sistema durante los años posteriores (ver el cuadro A.4.2 del apéndice disponible en línea).

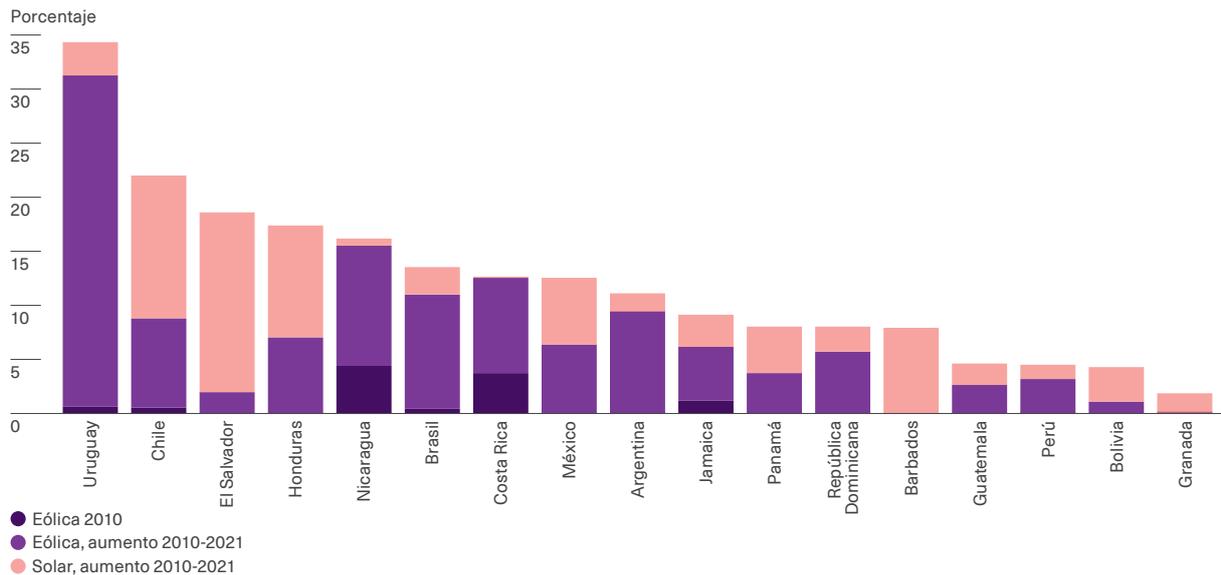
Las experiencias de la región ubican a los países con distintos niveles de penetración de las fuentes eólica y solar (gráfico 4.6). Entre ellos, destacan Uruguay (34,3 % en 2021), Chile (22 %), El Salvador (18,6 %), Brasil (13,6 %) y Argentina (11 %). Nicaragua y Costa Rica ya tenían una cobertura cercana al 4 % en 2010. En varios no han comenzado o son muy incipientes

(Belice, Colombia, Ecuador, etc.). Por otro lado, Uruguay concentró sus esfuerzos en las fuentes eólicas, mientras que Chile o El Salvador lo hicieron en la solar. Como se discute en el apartado “Orden de mérito y curva de carga”, esta composición tiene implicancias sobre la curva de demanda neta (curva aleatoria en el primer caso y curvas de pato en los otros casos).

Si bien las condiciones económicas parecen indicar que las principales fuentes de ERNC (eólica y solar) pueden ingresar en los sistemas eléctricos a costos nivelados competitivos, el gráfico 4.6 muestra que la evidencia ha sido variada y, salvo casos excepcionales, queda mucho camino por recorrer para llegar a objetivos de penetración de renovables. Esta afirmación es válida no solo para la demanda presente, sino también para la esperada en 2050 y puede deberse, en parte, a las condiciones regulatorias y de diseño del mercado o a los factores no económicos que se indicaron en los apartados anteriores.

Gráfico 4.6

Participación de la energía solar y eólica en la generación en 2010 y 2021



Nota: El gráfico muestra la participación de la energía solar y eólica en la generación total en dos años diferentes en los países de ALyC con datos disponibles. En 2010 la energía solar no alcanza magnitudes relevantes en los países mostrados. El cuadro A.4.1 del apéndice (disponible en línea) presenta los valores totales para esos mismos años. El apéndice “Incorporación de la generación renovable no convencional: experiencia de los países de la región” ofrece más detalles de cada país. Se excluyen los países con participación inferior al 2 % (en orden decreciente, Cuba, Guyana, Belice, Surinam, Colombia, Haití, Ecuador, Venezuela, Paraguay, Trinidad y Tobago).

Fuente: Elaboración propia con base en datos de OLADE (2023a).

22 Se presenta desagregado por países en el cuadro A.4.2 del apéndice disponible en línea.



Generación distribuida

Dentro de los sistemas de distribución ha comenzado a adquirir importancia la generación distribuida, es decir una generación a baja escala cercana al punto de consumo y principalmente a partir de fuentes renovables. Este proceso, enmarcado en la transición energética, ha venido avanzando a nivel internacional y, más recientemente, en América Latina y el Caribe, a partir de la introducción de nuevos marcos regulatorios e incentivos que habilitan la integración de estas tecnologías en las redes de distribución por parte de los usuarios.

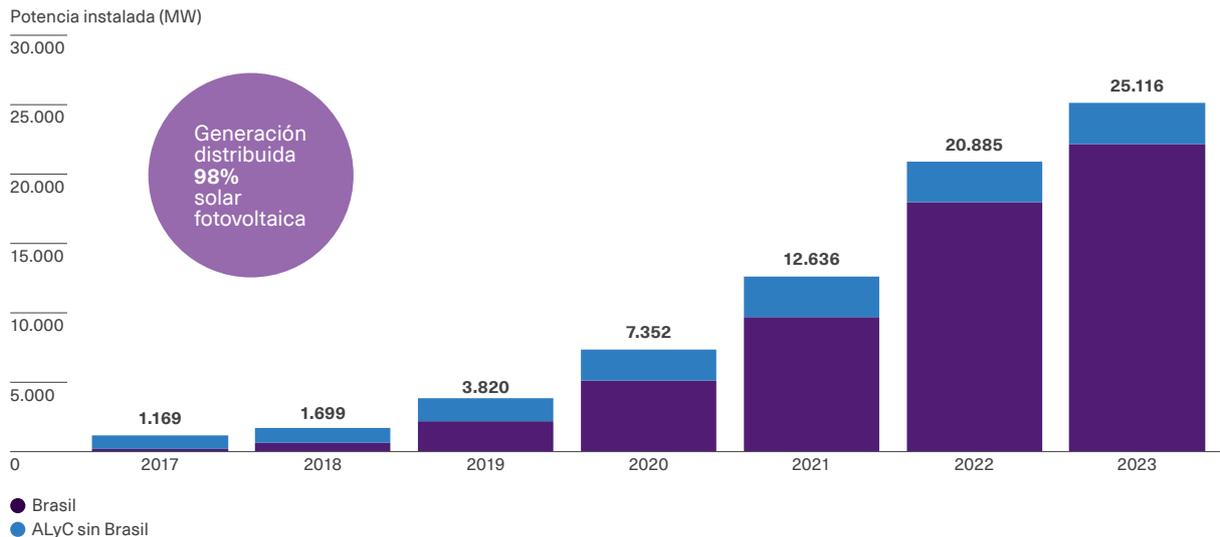
Los elementos regulatorios relativos a la integración de la generación distribuida en los sistemas eléctricos tienen que ver con la compensación de los flujos consumidos y entregados al sistema. Por un lado, la medición neta es más atractiva para un consumidor, ya que valoriza la inyección de electricidad al mismo precio

que el consumo de electricidad. Por otro, la facturación neta, si bien es menos atractiva para el consumidor, brinda mejores señales a la introducción de esta fuente de generación y es el mecanismo sugerido cuando se avanza a etapas más maduras (MRC Consultants y PSR, próxima publicación). Otros desafíos son la forma en que se acumulan los saldos y el tipo de restricciones que enfrentan los usuarios y sus tecnologías (López Soto et al., 2019)²³.

● ●
Dentro de los sistemas de distribución, ha comenzado a adquirir importancia la generación distribuida a partir de fuentes renovables

Gráfico 4.7

Evolución de la capacidad de generación distribuida en América Latina y el Caribe



Nota: El gráfico reporta los valores (en MW de capacidad instalada) de la generación distribuida en Brasil (hasta junio de 2023, según la última actualización de ANEEL) y el valor agregado para el resto de los países de ALyC con información disponible (hasta 2021, según PNUMA). Los datos de la región corresponden al último reporte oficial de cada uno de los mercados incluidos en el gráfico (Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Guatemala, México, Panamá, Puerto Rico, República Dominicana y Uruguay).

Fuente: Elaboración propia con base en PNUMA (2022a) y Perczyk y Rabinovich (2023).

23 La sección "Incorporación de la generación renovable no convencional: experiencia de los países de la región" del apéndice disponible en línea presenta el estado de situación de estos desafíos.

Recuadro 4.4

Generación distribuida en Brasil

Si bien en 2021 el 71 % de la generación eléctrica en Brasil provino de la hidroelectricidad, la energía solar ha crecido considerablemente en los últimos años a través de la generación distribuida, especialmente en el ámbito de distribución para usuarios o productores residenciales y comerciales. Este crecimiento acelerado se ha visto influido por varios factores, los cuales permiten la alta rentabilidad de dichas inversiones. El primero es la fuerte caída en el precio real de los sistemas de generación fotovoltaica en los últimos cinco años; el segundo, el aumento significativo de las tarifas eléctricas, y, por último, la implementación del sistema de compensación de energía a partir de la Resolución Normativa 482/2012 de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) (medición neta). Esta resolución, sometida a posteriores modificaciones, crea un ámbito próspero para las inversiones en generación distribuida (Perczyk y Rabinovich, 2023).

El sistema de compensación de energía logra que el productor o consumidor inyecte sus excedentes a la red del distribuidor local, lo cual reduce el volumen neto facturado al compensar físicamente su consumo. Lo anterior, sumado a que la factura de energía incluye cargos de red e impuestos, hacen que sea atractivo en términos de rentabilidad, como apuntan Perczyk y Rabinovich (2023). Estos autores explican que los subsidios otorgados por los gobiernos estatales tienen una fuerte influencia en el desarrollo de este tipo de generación en Brasil. En el caso de los estados de Minas Gerais y San Pablo, líderes en este mercado, se aprovechó la exención del impuesto a la circulación de mercaderías y servicios (ICMS) sobre la energía generada y la adquisición de equipos para impulsar las instalaciones de microgeneración y minigeneración (potencia instalada inferior a 75 kW y entre 75 kW y 1 MW, respectivamente).

El crecimiento anual de la generación fotovoltaica en Brasil fue del 205 % en el período 2016-2020. La capacidad instalada de las instalaciones de generación distribuida a mediados de 2023 más que cuadruplicaba las cifras de 2020, representando un 10 % de la capacidad de generación, según los datos registrados por ANEEL.

● ●
La generación distribuida representa un 5,1 % de la capacidad en la región, casi en su totalidad explicada por la energía solar fotovoltaica

El gráfico 4.7 ilustra la evolución de la capacidad instalada en la región, potenciada por la mayor eficiencia y reducción de los costos de la tecnología. En particular, se nota que la capacidad regional ha crecido de forma exponencial hasta 2021 (último año en que la información está sistematizada para la región). Este incremento está en gran medida explicado por el caso de Brasil, que eleva de manera significativa el promedio regional.

La capacidad de generación distribuida representa un 5,1 % de la capacidad de generación total existente en 2021 (último dato sistematizado para la región). El gráfico 4.7 también muestra que, la fuente solar fotovoltaica constituye prácticamente el 98 % de las instalaciones de generación distribuida en la región.

Crecimiento del sector eléctrico en la matriz energética

Un aspecto central de todos los escenarios de descarbonización más ambiciosos, como el escenario de cero emisiones netas en 2050 (CEN-2050) elaborado por la AIE (2021f, 2023n), es que prevén un aumento sustancial en la electrificación del consumo y en la generación de origen renovable para atenderlo. También pronostican extensiones sustantivas de las redes de infraestructura de transmisión y distribución de electricidad. Si se considera la composición sectorial del consumo energético

de cada país de América Latina y el Caribe y se asume la misma evolución de crecimiento del consumo energético y de la tasa de electrificación sectorial promedio mundial en el escenario CEN-2050, el consumo de electricidad agregado debería aumentar de 4,73 EJ en 2021 a 9,87 EJ en 2050, lo que implicaría un incremento del 109 %. Esto presenta importantes diferencias entre países tanto en lo que respecta a la capacidad de generación como en su infraestructura de red.

Potencial de generación verde

Para atender los desafíos que presenta la transición energética, América Latina y el Caribe gozan de una importante disponibilidad de condiciones naturales para la explotación del recurso hídrico, de irradiación solar y exposición eólica, aunque dispar entre países y áreas.



La región goza de condiciones naturales propicias para la generación hídrica, solar y eólica

En primer lugar, el conjunto de la región cuenta con una gran disponibilidad de agua per cápita, superior a cualquier otro continente: con solo el 12 % de la superficie terrestre del planeta y el 6 % de la población mundial, América Latina y el Caribe alberga un tercio de la esorrentía global (Maldonado y Moreno-Sánchez, 2023).

Actualmente, la capacidad de generación de la fuente hidroeléctrica de la región es elevada y alcanza los 199,5 GW, equivalente al 41 % de la capacidad total de 2021. Luego de un fuerte crecimiento hasta finales de la década de 1980, la hidroelectricidad volvió a cobrar

fuerza en la última década (en ese período la capacidad aumentó en un tercio). El mayor exponente de este crecimiento es Brasil, donde se concentra el 54 % de la capacidad regional y que explica el 62 % del incremento en capacidad instalada en la última década.

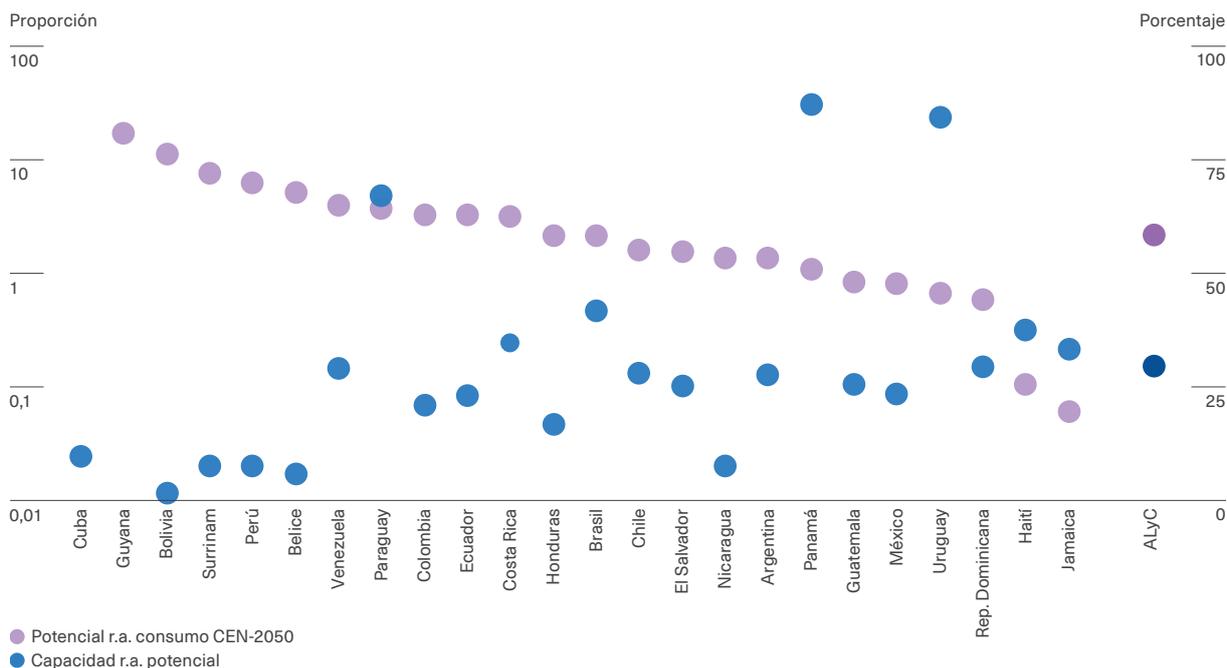
Sin embargo, estos desarrollos no agotan el potencial hidroeléctrico excepcional de América Latina y el Caribe. Dada la abundante disponibilidad del recurso, el potencial ha sido estimado en 677 GW por OLADE (2023d). Según esta estimación, la capacidad instalada en la región representa el 30 % de ese potencial, aunque con grandes disparidades regionales: mientras que Panamá, Uruguay y Paraguay hacen un aprovechamiento significativo de los recursos hídricos, países como Bolivia o Perú lo utilizan muy poco (gráfico 4.8). De hecho, de ser viable, un aprovechamiento pleno del recurso podría cubrir las necesidades de generación en 17 de los 24 países analizados por OLADE (Alarcón, 2018)²⁴.

Cabe destacar que la generación hidroeléctrica genera emisiones de gases de efecto invernadero tanto por la pérdida de carbono en los suelos inundados y la vegetación que los cubre como por la emisión de metano en áreas poco profundas y en las orillas.

24 El potencial hidroeléctrico se define como la suma de las potencias instalables en las cuencas hidrográficas más el total de las potencias instaladas en las centrales hidroeléctricas existentes. Este valor de potencial no debe tomarse como absoluto, sino como una referencia, ya que las estimaciones para algunos países pueden ser más precisas que otras, dependiendo del grado de estudio y la metodología utilizada para el inventario del recurso hidroeléctrico. Por otro lado, el dato de potencial no refleja un valor viable de utilización, que puede estar sujeto a restricciones técnicas, económicas, ambientales y sociales, particularmente en ecosistemas complejos como el Amazonas.

Gráfico 4.8

Potencial hidroeléctrico: capacidad instalada en 2021 y potencial remanente por país



Nota: El gráfico presenta el potencial hidroeléctrico, medido en MW, para los países de ALyC con información disponible. En él se observa la capacidad instalada en 2021 respecto al consumo proyectado para 2050, según el escenario de emisiones netas cero (CEN-2050) y la capacidad instalada en 2021 respecto al potencial.

Fuente: Elaboración propia con datos de OLADE (2023d).

La región también cuenta con condiciones favorables de irradiación solar y exposición eólica. El gráfico 4.9 ilustra el potencial teórico de energía eólica y solar de los países de América Latina y el Caribe comparados con el resto del mundo. En general, prácticamente todos los países de la región cuentan con buen potencial solar (se encuentran por encima de la media mundial), mientras que aproximadamente un tercio tiene un buen potencial eólico, destacándose los casos de Argentina, Chile y Costa Rica.

Concretamente, el potencial solar mayor se identifica en una zona amplia con eje en el desierto de Atacama, que abarca el norte de Chile, el sur de Perú, el suroeste de

Bolivia y el noroeste de Argentina. Además, se encuentra un potencial elevado en regiones de la zona central de México y en Baja California. Por otra parte, existen zonas de la región con alta densidad eólica en el sur de Argentina y Chile, en las planicies de altura a lo largo de la cordillera de los Andes hasta Bolivia y en zonas acotadas de Costa Rica, México y Venezuela. Igualmente, existe un potencial para la generación eólica mar adentro en las zonas exclusivas de Argentina, Chile, la región caribeña de Venezuela y Colombia y, aunque en menor medida, en el nordeste de Brasil y el este del Caribe²⁵. Sin embargo, la disponibilidad de infraestructura de transmisión (cantidad y localización geográfica) puede imponer desafíos adicionales al aprovechamiento de esos potenciales.

²⁵ A diferencia de la fuente solar, la generación eólica presenta menos incompatibilidades en el uso del suelo, particularmente con la actividad agropecuaria, que puede realizarse en terrenos ventosos. La superficie disponible (exclusiva) para generar una unidad de electricidad es menor que en el caso de la energía solar.

considera una combinación de fuentes que incluye eólica mar adentro —que suele ser más costosa con relación a la capacidad efectiva de generación que fuentes terrestres—, reflejando que las condiciones

de costo y confiabilidad de fuentes combinadas eventualmente dominan la expansión marginal de la solar y la eólica.

Infraestructura de transmisión

Infraestructura eléctrica necesaria para la transición energética

El incremento del consumo eléctrico estimado en la transición energética tiene un correlato en las necesidades de infraestructura de transporte y distribución. Esta infraestructura deberá atender los cambios esperados tanto en el aspecto cuantitativo, por el aumento en capacidad requerida, como el cualitativo, por modificaciones en el sistema eléctrico (por ejemplo, en la distribución espacial y temporal de la generación y el consumo).

Las redes de transmisión de la región totalizan aproximadamente 1,24 millones de kilómetros (km) de líneas, de los que más del 40 % se encuentran en Brasil y cerca del 19 %, en México. A la vez, el incremento del 109 % en el consumo de electricidad bajo un escenario de CEN para 2050, presentado al inicio del apartado, trasladado de forma proporcional a las redes de infraestructura, equivale a un aumento de las líneas de aproximadamente 1,34 millones de km. A ello se suma el mantenimiento y la necesidad de reemplazar parte del stock existente que vaya llegando al final de su vida útil hasta 2050. La AIE estima que aproximadamente la mitad del stock actual en la región deberá ser reemplazado para entonces²⁶.

El gráfico 4.10 muestra la extensión actual de las redes de transmisión en relación con la población (km/10.000 hab.) y la requerida en 2050 según el país. La región en su conjunto presenta aproximadamente 20 km/10.000 hab. y necesita más que duplicar esa cantidad para 2050. De los 25 países mostrados en el gráfico, 13 necesitan adicionar más

kilómetros per cápita a su red de transmisión que los que posee la región actualmente. Entre ellos, Bolivia, Haití, Belice, Guyana, Paraguay y Guatemala muestran necesidades de expansión superiores a los 40 km/10.000 hab. Esto representa importantes desafíos, entre los que se encuentra el financiamiento, la planificación y los posibles conflictos en la gestión de permisos y concesiones de uso del suelo.



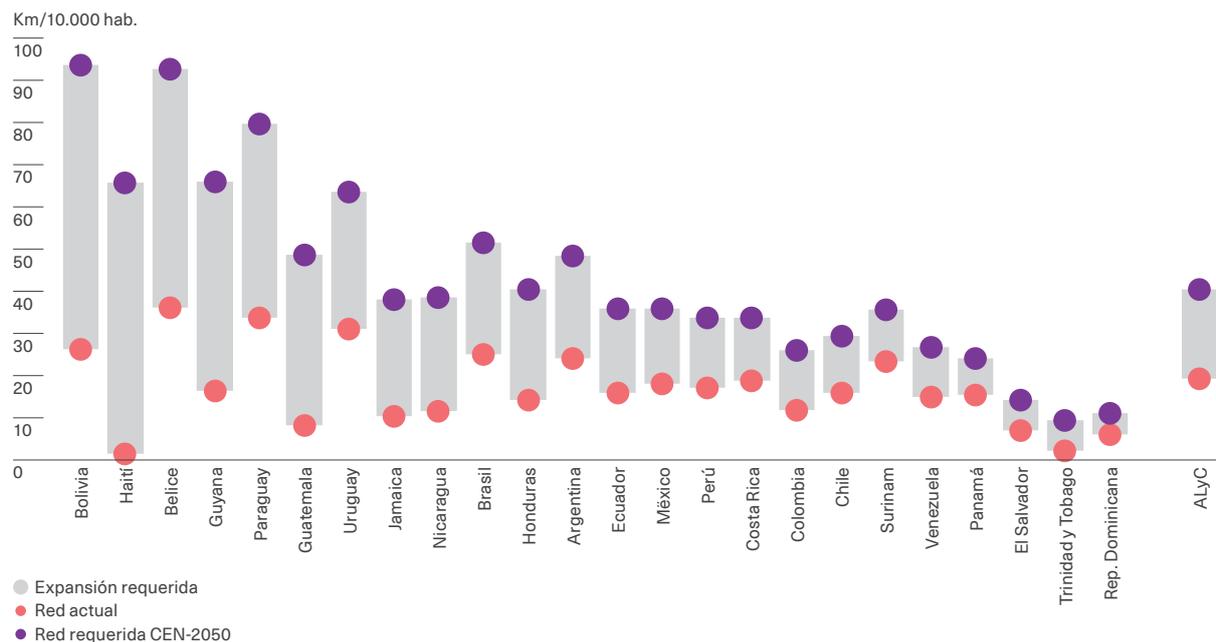
El incremento del consumo eléctrico estimado en la transición energética tiene un correlato en las necesidades de infraestructura de transporte y distribución

El incremento en la capacidad y extensión de las redes de transmisión debe ser acompañado del aumento de capacidad en las redes de distribución. La AIE estima que las economías en desarrollo deberán invertir más de USD 10,4 billones en la expansión y restitución de las redes eléctricas hasta 2050, de los que un poco menos de USD 4 billones corresponden a la transmisión y más de USD 6,4 billones, a la distribución. En América Latina y el Caribe, la expansión de redes necesaria para 2050 alcanzaría un acumulado de más de USD 0,75 billones en transmisión (correspondientes a los 21 km/10.000 hab. de expansión requerida, mostrados en la última barra del gráfico 4.10) y USD 1,2 billones en distribución, que, repartidos en tres décadas, equivalen al 1 % del PIB regional.

26 Ver AIE (2022e, p. 313) para más información sobre ALyC, cuyos países componen casi en su integridad el grupo de “otros mercados emergentes y economías en desarrollo”.

Gráfico 4.10

Extensión de la red de transmisión y expansión requerida en el escenario de CEN-2050



Nota: El gráfico presenta la longitud actual de las redes de transmisión de energía eléctrica en relación con la población (en kilómetros por cada 10.000 habitantes). Los puntos rosa y violeta muestran la extensión de la red actual y la expansión requerida bajo el escenario de CEN-2050, respectivamente. La barra gris representa la expansión requerida para cumplir los requerimientos de consumo bajo ese escenario.

Fuente: Elaboración propia con base en AIE (2021f) y Ardene et al. (2020).

La transición anticipa además cambios cualitativos en los sistemas eléctricos, que pueden afectar a los requerimientos de infraestructura de modos inciertos. Entre ellos, se encuentran el incremento de la variabilidad del suministro intradiario y estacional, la fragmentación de los puntos de inyección de electricidad, el incremento de la distancia promedio desde los puntos de generación hasta los lugares de consumo y una reducción de los requerimientos de transmisión por efecto de la generación distribuida.

El gráfico 4.11 presenta evidencia actual de dos diferencias entre la generación renovable no convencional y las tecnologías convencionales, que tienen consecuencias para la estructura y el nivel de infraestructura de transmisión necesaria. El panel A muestra que la capacidad solar y eólica actualmente en funcionamiento se encuentran un 30 % y un 60 % más distantes en promedio de los puntos de consumo

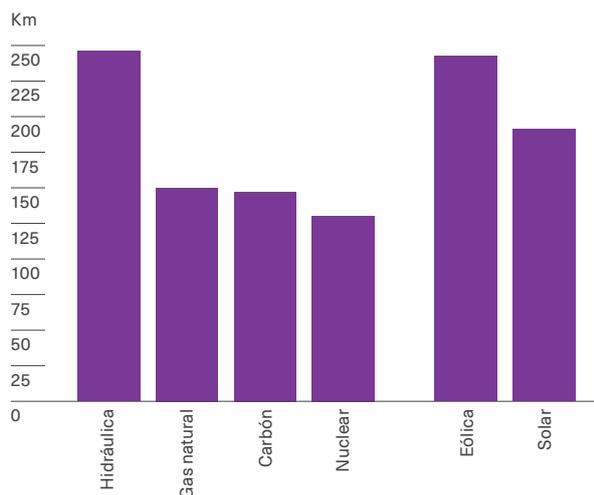
que la generación con gas natural y que esa distancia es solo similar en el caso de la generación hidráulica (es decir, considerando la distancia promedio del MW de potencia instalada según la fuente). Por otro lado, el panel B muestra el promedio de la generación anual obtenida a nivel de planta según la tecnología, observándose que la energía solar y eólica son las de menor tamaño con un amplio margen.

Se espera que este patrón de plantas más distantes a los centros de consumo y de atomización de la generación se mantenga en el tiempo. Igualmente, se espera un rebalanceo en la combinación de fuentes de generación a favor de las renovables, lo que posiblemente implique cambios en las redes de transmisión en términos de extensión, distribución espacial, flexibilidad para la operación bidireccional y necesidad de puntos de inyección mucho más numerosos.

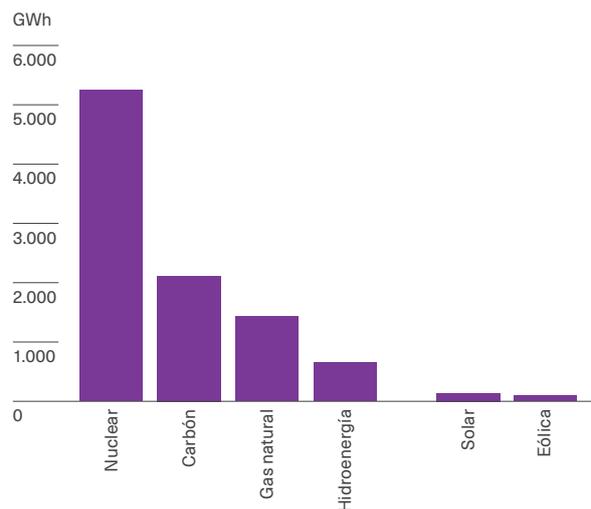
Gráfico 4.11

Distribución acumulada de la distancia de generadores a ciudades más cercanas y generación anual por fuente

Panel A.
Distancia a la ciudad más cercana



Panel B.
Generación promedio según fuente



Nota: El gráfico presenta la distancia de los generadores a las ciudades más cercanas. El panel A muestra las distancias en km según la fuente de energía, mientras que el panel B presenta la generación promedio en GWh por fuente.

Fuente: Elaboración propia con base en CAF (2019) y Global Energy Observatory (2021).

Aspectos regulatorios de la transmisión

El vínculo de los generadores que operan en los mercados con las distribuidoras y los grandes usuarios para abastecer a los usuarios finales (directa o indirectamente a través de las distribuidoras) se forma con la red de transmisión. En general, la operación de estas redes en los sistemas de la región está a cargo de un organismo independiente del resto de los participantes (evitando así la integración vertical). Esa entidad brinda a las partes acceso abierto de forma no discriminatoria y cobra una tarifa que refleja los costos de la red, con componentes fijos, relacionados con las conexiones y la capacidad de transporte, y un componente variable, relacionado con las pérdidas de la red. En casos de redes dedicadas, las partes beneficiarias (grandes usuarios) son quienes pagan por ellas; esto se conoce como

expansión dedicada o extensión. Este fue el caso de Chile desde 2004 (Serra, 2022).

En todo sistema eléctrico, la expansión de la red presenta beneficios importantes, sobre todo cuando permiten interconectar o mejorar la interconexión de subsistemas que están restringidos una gran parte del tiempo (por ejemplo, en Argentina en 2006 o en Chile en 2017) o cuando permiten integrar recursos de generación geográficamente dispersos. Entre los beneficios se encuentran la integración de nuevos usuarios al sistema, la adaptación de subsistemas a un sistema integrado con mayor diversidad de oferta y la reducción del riesgo de poder del mercado (ver Mercadal, 2023).



La expansión de la red de transmisión presenta beneficios importantes cuando permite integrar recursos geográficamente dispersos

Históricamente, el modelo predominante para la extensión de redes fue el de planificación centralizada con implementación descentralizada a través de licitaciones, aunque en varios casos se logró incluir al sector privado en ambos aspectos, como en Brasil, Chile, Colombia y Perú²⁷. En este contexto, los países no estuvieron exentos de enfrentar múltiples desafíos, que conviene tener presentes ante

las expectativas de crecimiento del sector eléctrico. Los problemas más comunes han sido la obtención de los derechos de paso, las restricciones ambientales en los ecosistemas y comunidades próximos al trazado de las redes y otros problemas de emplazamiento por la resistencia de los habitantes a esas instalaciones (los llamados efectos del “patio trasero”). Fuera de la región, el caso de Estados Unidos, que se caracteriza por tener múltiples sistemas regionales, está enfrentando los mismos problemas mencionados para los países de América Latina y el Caribe, además de desafíos para coordinar actores federales, estatales y locales en la conexión de subredes regionales²⁸, preocupaciones aplicables a sistemas federales de la región.

Roles de la integración eléctrica intrarregional en la transición

El Reporte Economía y Desarrollo de 2021 (Sanguinetti et al., 2021) expone cuatro razones que motivan la integración intrarregional de los sistemas eléctricos. Los motivos están relacionados con las ventajas de escala del mercado, la confiabilidad y menor volatilidad de los precios de un sistema que integra distintas fuentes de generación (con diferente aleatoriedad entre países) y la mejora en la sostenibilidad ambiental a partir de un uso de los recursos renovables a escala regional. El aprovechamiento de estos beneficios en la región continental de América Latina y el Caribe ha tenido diferentes niveles de avance.

El mayor desarrollo se ha dado en Centroamérica. En particular, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá están plenamente conectados desde 2014 a través del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Esos seis países participan en el Mercado Eléctrico Regional, que opera como un séptimo mercado, paralelo a los seis sistemas nacionales, donde coexisten monopolios integrados verticalmente (Costa Rica y Honduras), con ingreso limitado

de la generación privada, y sistemas de mercado (El Salvador, Guatemala, Nicaragua y Panamá). No obstante, las transacciones regionales de energía en el MER se rigen por reglas propias para la operación y administración del sistema.



Factores como las ventajas de escala del mercado y la mejora en la sostenibilidad ambiental motivan la integración intrarregional de los sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos de América del Sur están físicamente desconectados de los de Centroamérica, aunque ha habido proyectos de interconexión entre Panamá y Colombia. Además, por su dimensión geográfica, América del Sur se puede dividir en la subregión andina y el Cono Sur, pero la evidencia en ambas es de una subutilización de la capacidad de interconexión.

27 Argentina es un caso interesante que muestra los problemas que conlleva delegar la expansión de la capacidad de la red a actores privados. Durante el período 1992-2001, se eligió el mecanismo de concurso público para evitar los excesos (en magnitud y costos) de las expansiones realizadas en el pasado por el sector público. Este sistema fue criticado por dificultar la expansión de la red (demoras propias del uso de la red sin contribuir al pago por la inversión [*free-riding*], externalidades, definición de participantes con derecho a voto y costos de transacción), pero también tuvo defensores (al evaluar que los proyectos demorados en realidad no eran justificables desde el punto de vista social). A partir de 2002, la extensión de la red de transmisión pasó a formar parte de la programación nacional (ver discusión en Littlechild y Skerk, 2008a, 2008b, 2008c).

28 Ver Davis et al. (2023) para conocer una reciente discusión sobre el tema.

En la subregión andina, existen interconexiones físicas entre países y han ocurrido experiencias de intercambios que, luego de más de 20 años de su inicio, han confluído en la reglamentación del Mercado Andino de Energía Regional de Corto Plazo. Su objetivo es la realización de transacciones internacionales de electricidad coordinadas entre Colombia, Ecuador y Perú, que se prevé extender en el futuro a Bolivia y Chile en el marco de la iniciativa del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA) (CREG, 2023). Por su parte, en el Cono Sur, las principales experiencias se basaron en dos tipos de modelo. Por un lado, están los proyectos binacionales de represas: Itaipú, entre Brasil y Paraguay; Yacyretá, entre Argentina y Paraguay; y Salto Grande, entre Argentina y Uruguay, que tienen reglas propias para la asignación de la generación de energía eléctrica. Por otro lado, hay interconexiones apoyadas por esquemas de contratos entre actores privados (Argentina-Chile, Argentina-Brasil y Argentina-Uruguay), que no han funcionado debido a una combinación de contingencias sectoriales, problemas macroeconómicos que afectaron a la región y regulación insuficiente que garantizara un marco resiliente.

Recientemente, se han dado pasos para la creación de un Sistema de Integración Energética del Sur (Argentina, Brasil, Chile y Uruguay).

A pesar de los avances en la integración energética en América Latina, la región enfrenta múltiples barreras que obstaculizan su desarrollo pleno. Primero, la seguridad del suministro y el autoabastecimiento son considerados prioritarios para los países de la región, puesto que la dependencia de otros implica riesgos estratégicos, especialmente en contextos de debilidad institucional característicos en varios de ellos. Segundo, las interconexiones requieren superar desafíos técnicos, como la diferencia de frecuencia entre países (por ejemplo, Brasil y sus vecinos). La falta de simetría y estabilidad regulatoria también juega un papel crucial, ya que las exigencias técnicas de los organismos coordinadores y la armonización de las políticas energéticas entre naciones con diferentes marcos regulatorios presentan complejidades adicionales. Estas barreras, en conjunto, reflejan la diversidad de desafíos que deben ser abordados para avanzar hacia una integración energética más eficiente y sostenible en América Latina y el Caribe.

Espacios de políticas

Existe un conjunto de políticas públicas que pueden ayudar a superar los desafíos que plantean la incorporación de energías limpias y avanzar hacia la descarbonización del sector eléctrico. Esos desafíos, como se expone en el capítulo, se relacionan con la necesidad de aumentar la capacidad de generación con fuentes renovables para atender el creciente consumo de electricidad y sustituir la generación con combustibles fósiles, ampliar las redes de transporte y distribución de forma que aseguren un suministro eléctrico confiable a precios competitivos y proporcionar las inversiones que los dos desafíos anteriores implican. Estas medidas tocan los diferentes aspectos abordados en el capítulo y se sintetizan a continuación.

Entre las herramientas más relevantes en materia de regulaciones e incentivos se encuentra el establecimiento de cuotas mínimas de ERNC en la

combinación de fuentes de generación que contratan las distribuidoras y los grandes usuarios. Esta medida es actualmente una alternativa de uso más generalizado que los subsidios para incentivar la incorporación de energías renovables. La adopción de cuotas mínimas permitió dar un impulso a esa incorporación, promoviendo la experiencia y la reducción de costos que facilitan las economías de escala, y prescindir, al mismo tiempo, de erogaciones fiscales para lograrlo. Las cuotas mínimas forzaron, además, a las distribuidoras a realizar consultas de mercado para la incorporación de ERNC a través del establecimiento de contratos de suministro de mediano y largo plazo.

Una manera de atraer inversiones y nuevos participantes a la oferta de ERNC es la adopción de subastas centralizadas. Mediante la difusión pública de una subasta, donde se procura la suma de capacidad que requieren múltiples demandantes en el mercado

mayorista, se promueve la entrada de nuevos actores y la competencia, posibilitando así trayectorias de precios de cierre decrecientes en subastas sucesivas. Como en toda subasta, la correcta definición del producto es central y, para las ERNC, existen diversas alternativas tendientes a segmentar de manera adecuada los momentos y lugares con escasez y abundancia. Así, existen subastas para tecnologías específicas (p. ej., subastas separadas para energía solar, eólica, etc.) y subastas neutrales que definen atributos (p. ej., se subasta generación según intervalos horarios).



Las políticas públicas deben focalizarse en aumentar la capacidad de generación con fuentes renovables, ampliar las redes de transporte y proporcionar las inversiones que ello implique

Las adaptaciones de esta fórmula deben valorar correctamente las condiciones de escasez y abundancia, sin importar tanto la forma que toman. Esto resultará crítico para que exista un incentivo económico que haga viable la incorporación de las tecnologías que se necesitan cuando las ERNC prevalecen en la matriz de generación y se presentan períodos relevantes con excedentes de generación. Llegada esa instancia se hará necesaria la incorporación de tecnologías para el almacenamiento, como las baterías, el bombeo hídrico y la capacidad de electrólisis para ciclos electricidad-H₂-electricidad. La definición de subastas para tecnologías específicas, o bien, subastas neutrales con suficiente especificidad en los atributos de la energía procurada, puede ser una herramienta potente para impulsar su adopción.

El cambio en la composición de la matriz eléctrica posiblemente requiera alteraciones en materia de tarificación, tendientes a permitir que se cubran los costos de la incorporación de capacidad y, a la vez, brindar señales correctas de abundancia y escasez a los hogares y usuarios regulados en general. Los cuadros tarifarios típicamente estuvieron basados en un componente pequeño de cargo fijo y un componente mayoritario de tarifas por bloques crecientes según el consumo. Ahora, con la incorporación de la generación distribuida y las tecnologías de

generación con costos variables cercanos a cero, es necesaria una readecuación de los cuadros tarifarios. Los valores deberían descansar en mayor medida en el componente de cargo fijo, complementado con tarifas dinámicas o por hora de uso, que aumenten en los momentos con menor disponibilidad de viento y sol, en línea con la estructura de costos del sistema. A su vez, el establecimiento de costos fijos más elevados deberá ser complementado con esquemas de subsidios focalizados para mitigar los impactos distributivos regresivos.

La extensión y densidad de las redes de transmisión es un habilitador para el cambio en la matriz eléctrica. La densificación de las redes permitirá mitigar la intermitencia que caracteriza a generadores individuales de ERNC, a través del aseguramiento conjunto de tecnologías diversas emplazadas en regiones distantes. Las necesidades de infraestructura, en general, se definen de forma centralizada por los Estados, aunque pueden gozar de participación privada de manera competitiva, a través de estructuras de APP y licitaciones abiertas y transparentes. La planificación energética es central en este proceso y debe prever los cambios en nivel y cualitativos descriptos, asociados a las ERNC.

Finalmente, para muchos países de la región, en particular los pequeños que cuentan con poca diversidad de recursos naturales, la integración energética es el ámbito más efectivo para asegurar mutuamente el suministro continuo de electricidad ante las intermitencias que enfrenta la generación renovable no convencional. La integración también permite ganancias asociadas a la mayor escala del mercado resultante y la mayor sostenibilidad ambiental que permite la diversificación de recursos de generación. El establecimiento de marcos estables para la realización de intercambios entre los países constituye una condición fundamental para aprovechar la interconexión existente y fomentar nuevos proyectos de interconexión de sistemas de los distintos países.