

Hacia una planificación sostenible para una transición energética justa en América Latina y el Caribe

Análisis de
mejores prácticas
en países
seleccionados

Antonio Levy
Diego Messina
Rubén Contreras Lisperguer



NACIONES UNIDAS



SERIE

RECURSOS NATURALES Y DESARROLLO

209

Hacia una planificación sostenible para una transición energética justa en América Latina y el Caribe

Análisis de mejores prácticas
en países seleccionados

Antonio Levy
Diego Messina
Rubén Contreras Lisperguer



La elaboración de este documento fue coordinada por Antonio Levy, Asesor Senior del programa GET.transform y Diego Messina, Consultor del programa de GET.transform, con la supervisión de Rubén Contreras Lisperguer, Oficial de Asuntos Económicos de la Unidad de Agua y Energía de la División de Recursos Naturales de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en el marco de las actividades del “Foro Técnico Regional de Planificadores Energéticos”, coorganizado por la CEPAL y apoyado por el programa GET.transform, que forma parte del Programa Global de Transformación Energética GET.pro y que cuenta con el apoyo de la Unión Europea en su conjunto, Alemania, Austria, los Países Bajos y Suecia. Esta actividad se enmarca en el objetivo de generar un mayor despliegue de las energías renovables mediante una planificación sostenible, de acuerdo con los objetivos del proyecto “Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles (ROSE)” de la Cuenta de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

Se agradece el apoyo brindado por Laura Gutiérrez, Asesora en Transformación Energética y Christopher Gross, Global Lead Team, ambos del programa GET.transform, así como el apoyo técnico proporcionado por Pablo Gambín y Thomas Ackerman de Energynavitics y María José Rocha y Fernando Damonte de Quantum.

Ni la Unión Europea ni ninguna persona que actúe en su nombre es responsable del uso que pueda hacerse de la información contenida en esta publicación. Los puntos de vista expresados en este estudio son del autor y no reflejan necesariamente los puntos de vista de la Unión Europea.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de las Naciones Unidas.

Publicación de las Naciones Unidas
ISSN: 2664-4541 (versión electrónica)
ISSN: 2664-4525 (versión impresa)
LC/TS.2021/130
Distribución: L
Copyright © Naciones Unidas, 2021
Todos los derechos reservados
Impreso en Naciones Unidas, Santiago
S.21-00560

Esta publicación debe citarse como: A. Levy, D. Messina y R. Contreras Lisperguer, “Hacia una planificación sostenible para una transición energética justa en América Latina y el Caribe: análisis de mejores prácticas en países seleccionados”, *serie Recursos Naturales y Desarrollo*, N° 209 (LC/TS.2021/130), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2021.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Publicaciones y Servicios Web, publicaciones.cepal@un.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL de tal reproducción.

Índice

Resumen	5
Introducción	7
I. Implementación de mercados competitivos para apuntalar el desarrollo económico de la región	9
II. Modernización de la red eléctrica para mejorar la eficiencia, flexibilidad y la confiabilidad en la gestión de los recursos eléctricos.....	15
III. Fomento de recursos distribuidos de energía limpia para avanzar hacia el acceso universal y resiliencia	19
IV. Integrar el planeamiento energético entre sectores y a nivel regional para fomentar el uso de ER y alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible y cambio climático	23
V. Fortalecer la armonización regulatoria y el diseño de mercado para fomentar la integración regional.....	27
Bibliografía.....	33
Serie Recursos Naturales y Desarrollo : números publicados	35

Diagramas

Diagrama 1	Objetivos y pilares del documento.....	8
Diagrama 2	Estructura de cada capítulo	8
Diagrama 3	Elementos a considerar que fomentan mercados competitivos de energías renovables e integración regional	11
Diagrama 4	Fortalezas y debilidades identificadas a nivel regional	13
Diagrama 5	Elementos a considerar para modernizar la red eléctrica, mejorar su eficiencia y confiabilidad	16
Diagrama 6	Fortalezas y debilidades identificadas a nivel regional	18
Diagrama 7	Elementos a considerar en el uso de recursos distribuidos de energía limpia para avanzar hacia el acceso universal y resiliencia.....	20
Diagrama 8	Fortalezas y debilidades identificadas a nivel regional	22
Diagrama 9	Elementos a considerar para un planeamiento regional integrado con mayor penetración de energías renovables	24
Diagrama 10	Fortalezas y debilidades identificadas a nivel regional	26
Diagrama 11	Elementos a considerar en la planificación para alcanzar una armonización regulatoria y un diseño de mercado apropiado	30
Diagrama 12	Fortalezas y debilidades identificadas a nivel regional	31

Lista de acrónimos

ALyC	América Latina y el Caribe
ANREL	Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
DLR	Gestión Dinámica de Línea
ER	Energía Renovable
ERV	Energía Renovable Variable
FIT y FID	Feed-in Tariff y Feed In Premium
FOREPLEN	Foro Regional de Planificadores Energéticos
GD	Generación Distribuida
GW	Gigawatt
KWh	Kilowatt hora
MAERCP	Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo
OECD	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OS	Operador de Sistema
RER	Recursos Energéticos Renovables
SIC	Sistema Interconectado Central
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
SING	Sistema Interconectado del Norte Grande
ToU	Tarifa de tiempo de uso
TWh	Terawatt hora
USD	Dólar de Estados Unidos

Resumen

Este reporte forma parte de las actividades que se realizan en el marco de cooperación entre el programa GET.transform y la CEPAL para el Foro Técnico Regional de Planificadores Energéticos, con el objetivo de entregar a los países miembros del Foro hallazgos relevantes identificados tras un extenso proceso de entrevistas a representantes de instituciones de planificación de países selectos de América Latina y el Caribe. Los cinco capítulos del estudio ofrecen elementos asociados a prácticas recurrentes en la planificación energética. Tras la sistematización de la información, se ha logrado establecer cinco categorías o pilares que habilitan una transición energética justa y que engloban los elementos mencionados. Se espera que esta iniciativa contribuya al entendimiento común de los planificadores de la región, a fin de difundir el conocimiento necesario para el intercambio energético entre países y eventualmente una integración energética regional.

Introducción

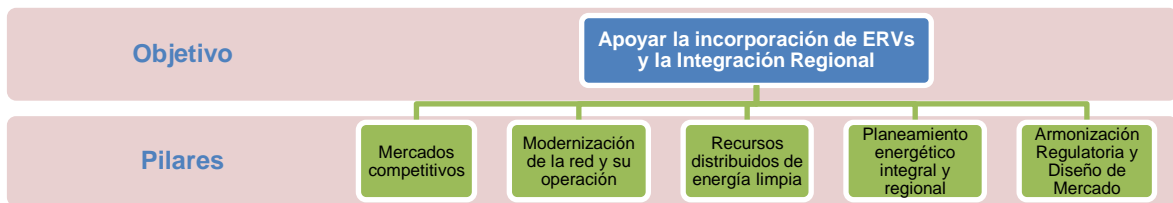
Desde el celebrado Acuerdo de París de 2015, la capacidad instalada de energía renovable ha aumentado en forma acelerada gracias a los mecanismos de subastas y licitaciones que han adoptado países suscritos a acuerdos internacionales de reducción de emisiones de CO₂. La región de América Latina y el Caribe (ALyC) no ha sido exenta de avanzar hacia el cumplimiento de estos acuerdos, y en los últimos años ha logrado incrementar sostenidamente su índice de renovabilidad, alcanzando un 26.4% en 2019 (SIELAC-OLADE, 2020). Al analizar datos de participación de fuentes solar y eólica, se observa que la matriz de generación eléctrica de la región en conjunto alcanzó un 6% del total en el 2018, pese haber registrado importantes tasas de crecimiento previas, estimadas en aproximadamente 38% en el periodo 2000 – 2018. Si bien ALyC posee una de las matrices de generación más limpias a nivel mundial (60% de energía renovable a 2015), la cifra agregada está fuertemente ponderada por la participación de hidroeléctricas. Por ejemplo, al excluir la generación eléctrica de Brasil, la participación de renovables en la región desciende de 60% a 39%. Por otra parte, si solo se analiza la matriz eléctrica de países como México o Argentina, esta participación desciende a menos del 25%¹.

Un incremento significativo de energía renovable supone desafíos técnicos, económicos y regulatorios que los planificadores de la región han debido considerar a fin de incorporar efectivamente a sus modelos de previsión de demanda el aporte que las energías renovables variables pueden hacer a la oferta de energía eléctrica. Una de las iniciativas que ha contribuido a promover el conocimiento necesario para planificar estos nuevos escenarios de generación es el Foro Técnico Regional de Planificadores Energéticos (FOREPLEN), un marco de cooperación internacional liderado por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) apoyado estrechamente por el programa GET.transform, que reúne a los planificadores de países de la región con el objetivo de generar una plataforma de intercambio técnico para reforzar la cooperación entre los países en temas atinentes a la planificación energética regional, compartir lecciones aprendidas y mejores prácticas, y fortalecer a los países miembros frente a la transformación energética.

¹ Dato construido con estadísticas de la Agencia Internacional de Energía (AIE, 2021).

Este reporte es una de las contribuciones que el programa GET.transform realiza al FOREPLEN, y surge a modo de resumir hallazgos relevantes de la investigación de documentación y realización de entrevistas a representantes de instituciones de planificación de países selectos y representativos de ALyC (Argentina, Brasil, Chile, El Salvador, Panamá, Perú, México y Uruguay). Este proceso se inició a razón de identificar elementos asociados a prácticas recurrentes en la planificación energética. Tras la consolidación de la información, se ha logrado establecer un análisis de fortalezas y oportunidades frente a cinco categorías o pilares, cada una engloba los elementos adquiridos gracias a la colaboración de los países mencionados. De esta manera, el presente documento desarrolla observaciones generales de las prácticas mediante categorías que responden a estrategias de impacto (macro soluciones) para promover la transformación energética justa en la región: (i) implementación de mercados competitivos para apuntalar el desarrollo económico de la región; (ii) modernización de la red eléctrica para mejorar la eficiencia y la confiabilidad en la gestión de los recursos eléctricos; (iii) fomento de recursos distribuidos de energía limpia para avanzar hacia el acceso universal y resiliencia; (iv) integrar el planeamiento energético entre sectores y a nivel regional para fomentar el uso de energía renovable y alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible y cambio climático; y (v) fortalecer la armonización regulatoria y el diseño de mercado para fomentar la integración regional. El siguiente diagrama resume los cinco pilares en los que se enfocan los siguientes capítulos, cada uno referido a aspectos relevantes considerados en la planificación energética.

Diagrama 1
Objetivos y pilares del documento



Fuente: Elaboración propia.

Frente a los pilares expuestos, se identifican experiencias de ocho países de ALyC a modo de dilucidar mejores prácticas y proponer soluciones a seguir en temas atinentes a los cinco puntos antes mencionados. En cada capítulo se realiza un diagnóstico para constatar la situación actual de los países analizados, vinculando sus prácticas con elementos claves identificados y exponiendo cuáles serían los impactos que supondrían estas macro soluciones. Cada capítulo se estructura como se plantea en el diagrama 2.

Diagrama 2
Estructura de cada capítulo



Fuente: Elaboración propia.

I. Implementación de mercados competitivos para apuntalar el desarrollo económico de la región

Las posibilidades de desarrollo económico de la región se han visto vulneradas en 2020 debido a la pandemia que ha afectado el mundo. Sin embargo, el rol de las ER tiene un alto potencial para retomar el crecimiento económico sostenible y contribuir a una recuperación post COVID. Para avanzar en ello, se requiere de un entorno que facilite el desarrollo de la generación renovable. En este sentido, es necesario que la región sea capaz de atraer inversión mediante el desarrollo de un entorno de negocios apto, donde los mecanismos de mercado y remuneración adecuados juegan un papel fundamental para tener un mercado competitivo para las ER. Por otro lado, la integración regional permite un aprovechamiento eficiente de los recursos renovables tanto en la inversión de capacidad de generación e infraestructura, como en la operación del sistema eléctrico con mayores niveles de ERV, gracias a la complementariedad entre distintos recursos y ubicaciones geográficas.

Por otra parte, el crecimiento económico proyectado de la región conllevará a una mayor demanda de electricidad para satisfacer las actividades productivas. En este sentido, se requerirá de la planificación y financiamiento en infraestructura en los próximos 15 a 20 años para abastecer el crecimiento previsto en la demanda energética. Cabe señalar que acorde al método Atlas, el cual clasifica a los países según su nivel de ingreso, el consumo de energía eléctrica per cápita en ALyC es apenas un 25% del consumo promedio de países de altos ingresos, 2.158 kWh vs 8.929 kWh², respectivamente. Esto permite inferir que, si la región experimenta una convergencia hacia los países de mayores ingresos, importantes cambios deberán impulsarse en el sector energético ante el crecimiento de la demanda. Acorde a estimaciones realizadas por investigadores del Banco Interamericano de Desarrollo, se proyecta que las necesidades eléctricas regionales aumentarán y alcanzarán los 2.874 TWh para el año 2040 (en 2018 fueron 1.600TWh), lo que se traduce en casi

² Consultado en la base de datos de estadísticas de energía y balances de países no pertenecientes a la OCDE de la Agencia Internacional de Energía (AIE, 2021).

1.300 TWh adicionales³. Esta proyección de energía adicional representa alrededor de 18 veces lo producido en 2014 por la planta hidroeléctrica más grande de ALyC, la represa de Itaipú en Brasil y Paraguay (Balza, Espinasa, & Serebrisky).

Los recursos de generación renovable en su conjunto se encuentran muy dispersos en la región, mientras que los centros de carga están distribuidos sobre extensos territorios, muchas veces de baja densidad poblacional. Estas condicionantes requieren de altos niveles de inversión en infraestructura de transmisión, la cual debe ser instalada sobre extensos territorios, lo que a su vez conlleva a mayores pérdidas en la transmisión. Frente a esto, cabe señalar que la región cuenta con recursos renovables excepcionales en diversas zonas, que podrían ser aprovechados de manera más eficiente si se fortalece la integración del sistema y se fomenta un mercado eléctrico a nivel regional o subregional.

La complementariedad entre recursos entre los países de la región y la posibilidad de balancear mayores niveles de ERV en mayores zonas geográficas ayudaría a tener un sistema más eficiente, tanto en infraestructura de distribución, transmisión y generación, así como la posibilidad de desarrollar un mercado eléctrico a nivel regional. Lo anterior contribuiría también a disminuir la urgencia de implementar grandes inversiones en infraestructura energética en la región. Por ejemplo, la región andina presenta altos índices de radiación solar, el cono sur cuenta con la patagonia con un alto potencial eólico, mientras que la selva amazónica y Centroamérica poseen grandes cauces hídricos. En este sentido, los recursos energéticos disponibles en cada zona tienen el potencial de ser altamente complementarios entre sí, equilibrando la generación durante el día y compensando las diferencias entre oferta y demanda eléctrica.

Otro antecedente relevante a considerar para mejorar el desarrollo de la energía renovable en la región son los altos costos de la electricidad y el alto costo que implica para los estados los subsidios. En términos de producto interno bruto regional promedio, ALyC invierte casi 15 veces más que sus pares de países desarrollados en subsidios de energía (0,7% vs 0,04%, respectivamente)⁴, evidenciando que mantener los precios de energía bajos acarrea un alto costo para los estados (0,7% vs 0,04%, respectivamente)⁵. Si bien los subsidios pueden ser herramientas efectivas de redistribución, al estar mal diseñados pueden dar paso al uso excesivo e ineficiente del recurso, además de eliminar incentivos para implementar energía renovable.

Por otra parte, existen países de la región que poseen tarifas muy altas comparativamente. Un estudio de Osinergmin sobre tarifas eléctricas de 14 países de la región⁶ reveló que, en 2018, la tarifa residencial en Uruguay fue similar al promedio europeo, pero ocho veces más alta que la de Paraguay en el 2018 (2,95 versus 23,57 centavos de USD) para consumos mensuales de 125 kWh⁷. Similarmente, en los sectores comercial e industrial, la tarifa eléctrica en Uruguay fue aproximadamente 4,7 veces la de sus pares en Paraguay (25,88 vs 5,45 centavos de USD tarifa comercial, y 22,97 vs 4,85 en tarifa industrial⁸, respectivamente). En virtud de aquello, cabe considerar que el sector industrial es fundamental para crear condiciones propicias para la inversión. En este sentido, cabe destacar que en Chile existen clientes libres que pueden negociar tarifas cuando su consumo excede los 500kWh. En el sector comercial, como también en el industrial, si bien la brecha fue menor, en Uruguay, donde no existe subsidio, se pagó 4,7 veces más que en Paraguay⁹.

³ Se estima que a 2040, 41% de la energía será de fuentes hídricas, 32% Térmica No Renovable (Carbón Mineral, Diesel-Fuel y Gas Natural) 24% ERNC y 3% Nuclear (OLADE, 2020).

⁴ Basado en datos consultados en Fondo Monetario Internacional (IMF, 2015).

⁵ Ídem.

⁶ OSINERGMIN de Perú, tarifas eléctricas analizadas para el 4to trimestre de 2018.

⁷ Basado en datos de Eurostat y OSINERGMIN (eurostat, 2020) (OSINERGMIN, 2020).

⁸ Tarifa comercial corresponde a consumos mensuales de hasta 50.000 kWh, mientras que la comercial corresponde a consumos mensuales de hasta 500.000 kWh.

⁹ Basado en datos de OSINERGMIN de Perú (OSINERGMIN, 2020) y del Fondo Monetario Internacional (IMF, 2015).

Por lo tanto, un sector eléctrico con mercados competitivos e integración regional que aumentan la eficiencia técnica y económica del sistema conllevará a mayor competitividad de actividades comerciales e industriales, menores costos en las tarifas eléctricas a usuarios finales, y menor requerimiento de subsidios por parte del estado.

Como solución o medida de corto plazo a los antecedentes expuestos se requiere un mercado eléctrico competitivo que integre un buen diseño de mercado que permita aumentar la participación de las ERV en la matriz eléctrica, así reducir los precios mayoristas de la electricidad. A continuación se detalla cómo ciertos elementos claves, mostrados en el diagrama 3, aportarían al establecimiento de este mercado competitivo. El diagrama muestra los elementos seleccionados del documento de elementos claves para la transición energética (el cual se ha utilizado para la identificación prácticas regulatorias, operativas y de planificación en los países analizados), los cuales contribuyen a generar mercados competitivos de ER y al desarrollo económico de la región (la definición para cada uno de los elementos está detallada en el documento).

Diagrama 3
Elementos a considerar que fomentan mercados competitivos de energías renovables e integración regional



Fuente: Elaboración propia.

En el **largo plazo**, tanto los contratos como las operaciones de subastas realizadas han sido ampliamente difundidas en toda la región, a fin de estabilizar los precios y promover la inversión en nueva capacidad garantizando el suministro. Por su parte, el **mercado de corto plazo** ayuda a responder a la variabilidad inherente de las fuentes de ERV. Una de las soluciones a considerar es la reducción de la ventana de tiempo, conocido como "*gate closure time*", permitiendo aportar pronósticos más precisos de la generación, explotando al máximo la flexibilidad de los generadores existentes en el sistema y disminuyendo la necesidad de implementar **reservas**. Un ejemplo de mercado de corto plazo desarrollado de la región es el mercado eléctrico regional del SIEPAC, mientras que en el resto de los países se encuentra limitado a la participación de determinados agentes o se mencionan con intención de integrarlos en un futuro. Finalmente, a medida que la participación de las ERV vaya creciendo, el **mercado de capacidad** en paralelo asegurará la suficiencia, mientras que el **crédito de capacidad** asegurará la estabilidad del sistema eléctrico mediante la existencia de capacidad disponible para el momento en que el sistema lo requiera. La región cuenta con experiencia en este tipo de mercados, como en Argentina, Uruguay, Panamá y México, países donde los generadores reciben pagos por capacidad, mientras que otros países como Perú y Brasil están

estudiando la posibilidad de introducirlos. Se recomienda seguir fomentando este mercado y revisar las estructuras de pagos para garantizar su viabilidad. De la misma manera, el **mercado de servicios auxiliares** contribuye a afrontar la incertidumbre y la variabilidad de las ERV.

La introducción de las ERV precisa de mecanismos de remuneración adecuados por sus particularidades de generación, dependiendo de las condiciones locales y del nivel de penetración deseada. Para esto, es posible aplicar diferentes instrumentos de retribución económica, los cuales se describen a continuación, según elementos seleccionados en el documento de elementos claves para la transición energética.

Las **licitaciones y/o subastas** son instrumentos efectivos para la incorporación a gran escala de las ERVs al ser limitadas a la participación de tecnologías específicas, bloque de horarios, o bien a zonas determinadas de difícil acceso. La región presenta liderazgo global en el desarrollo de subastas de energías renovables. Se puede mencionar el caso de Brasil con el Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas (PROINFA)¹⁰ o Perú con las convocatorias de subastas RER, especialmente desarrollada para suministro a áreas aisladas. En el caso de Chile, dentro del diseño de las bases para dirigir o guiar las licitaciones hacia el cumplimiento de objetivos como mayor competencia y diversificación, desde la licitación 2013/03 se han introducido los denominados “bloques horarios” a lo largo del día, con el objetivo de adaptarse a tecnologías que solo pueden generar en determinadas horas, como es el caso de las energías obtenidas a través de la radiación solar y energía eólica (CNE, 2017).

A mediana escala la **tarifa de inyección o alimentación** (FIT – en sus siglas en inglés, *Feed-In Tariff*) es muy utilizada para fomentar las ERV al ofrecer garantías de ingresos estables a los potenciales desarrolladores. La **prima de inyección o prima de alimentación** (FIP – en sus siglas en inglés, *Feed-in Premium*) surge como una alternativa a la FIT que, si bien expone a los productores de electricidad con fuentes renovables a los riesgos del mercado, a su vez incentiva el incremento de su producción. Por ejemplo, Perú define FIP para la generación de electricidad a partir de Recursos Energéticos Renovables (RER). Recomendaciones para el diseño de una FIT o FIP adecuada se mencionan en el documento de elementos claves para la transición energética, como también ejemplos de su aplicación en diferentes países de la región.

A nivel del usuario final, existen mecanismos de comercio de energía eléctrica renovable como la **medición neta** o la **facturación neta** (“*net metering*” o “*net billing*”), ambos presentes en la región. Por ejemplo, en Brasil y Panamá se utiliza net metering para la generación distribuida renovable mientras que en Perú se aplica net billing para microgeneradores distribuidos. Más allá del mecanismo que se adopte en un determinado país, es importante señalar que su diseño contemple circunstancias locales y contribuya a incentivar el desarrollo de la generación distribuida de forma sostenible y segura para el sistema y sus actores.

En un contexto de crecimiento de ERV y de desarrollo de mercados competitivos, la integración regional, a través de las **interconexiones** entre países/mercados, haría que se incremente el interés por el desarrollo del sector, ya que se habilitaría la **compra/venta de energía transfronteriza**, optimizando costos de generación, evitando vertimientos de ERV y/o brindando reservas en momentos críticos para el sistema. Para lograr una mayor integración regional, el desarrollo de infraestructura es fundamental para habilitar el traspaso de energía. Sobre este último aspecto, una de las soluciones tecnológicas es el desarrollo de líneas de transmisión y estaciones convertidoras en tecnología **HVDC**. Cabe señalar la experiencia de Brasil, país que posee unos de los sistemas eléctricos con mayor incorporación de tecnología HVDC a nivel mundial, y que cuenta con las tres líneas de transmisión en HVDC más largas del mundo, como es la XRTE (Xingú – Río Transmisora de Energía) con capacidad para transmitir 4.000MW a través de 2.540km de extensión entre Belo Monte y Río de Janeiro¹¹. Por su parte, Chile ha logrado colocar producción renovable al norte del país en el sistema con la interconexión en HVDC entre el Sistema Integrado Norte Grande (SING) y el Sistema Integrado Central (SIC)¹². Además, dicha tecnología permite la interconexión entre sistemas asíncronos con ejemplos regionales como es la de Uruguay Brasil.

¹⁰ Programa creado por la Ley 10.438/2002.

¹¹ Publicado en Agencia EFE sobre información oficial de State Grid Brazil Holding (EFE, 2019).

¹² Publicado por Generadoras de Chile (Chile, 2017).

Otro factor relevante de señalar para la interconexión es el desarrollo de marcos regionales regulatorios, legales, técnicos y comerciales que faciliten una fluidez de importaciones/ exportaciones entre países. En este ámbito, el MER-SIEPAC y MAER son mercados con amplia experiencia en cuanto a reglamentos, convenios-marco, y mecanismos de valorización de los intercambios, que podrían ser aplicados en otras zonas de la región si se contase con los marcos apropiados. Por otro lado, es importante realizar un análisis previo de cómo la incorporación de nuevas interconexiones puede afectar el sistema del país o de países vecinos que estén integrando la red.

La intermitencia y variabilidad asociada a la generación de ERV, así como su mayor nivel de descentralización, están entre los aspectos fundamentales a ser abordados en los sistemas eléctricos modernos para permitir alcanzar una alta penetración de estas tecnologías en el mix de generación. Existen diferentes acciones que puede realizar el OS (operador del sistema) y los diferentes agentes participantes para mitigar los efectos de las características intrínsecas de las ERV, como son el **monitoreo, previsión, predicción de las ERVs** y control de vertidos. El detalle de cada una de estas medidas se describe en el documento de elementos claves para la transición de energética.

Si bien los sistemas con previsión descentralizada han sido más sencillos de implementar, y por tanto son los más comunes, la previsión centralizada para sistemas eléctricos con generadoras de ERV múltiples presenta importantes ventajas, ya que permite mayor consistencia y robustez, mitigando la incertidumbre en el nivel de generación ERV, como también la necesidad de programar reservas. En la región de ALyC la mayoría de los sistemas son descentralizados (México, Brasil, Panamá, Perú y el Salvador), pero también existen sistemas centralizados como son los sistemas eléctricos de Uruguay, Chile y Argentina. Adicionalmente, en el caso de sistemas centralizados, se sugiere validar la previsión con más de un modelo de pronóstico reduciendo así el sesgo de una única previsión.

Otra práctica común en la región es el monitoreo y **controlabilidad de las ERVs**. Sin embargo, su aplicación y exigencia varía entre países según el tamaño de la central. En este sentido, conforme el aumento en la generación distribuida sería importante revisar el tamaño de centrales de generación a partir del cual se exige monitoreo y controlabilidad para reducir los **vertidos** en la red.

En el diagrama 4 se resume los elementos considerados como fortalezas que suponen condiciones habilitantes para lograr mercados competitivos de energía renovable, junto con un diagnóstico de aspectos a mejorar a nivel de los países consultados.

Diagrama 4
Fortalezas y debilidades identificadas a nivel regional

Fortalezas (ejemplos destacables de países):	Debilidades y diagnóstico (a nivel regional)
<ul style="list-style-type: none"> Mercado de largo plazo ampliamente difundido en la región. Mercado de corto plazo regional más desarrollado de la región es el del SIEPAC. ALyC cuenta con experiencia en mercados de capacidad. Liderazgo global en el desarrollo de subastas de energías renovables a Brasil con el Programa de Incentivo às Fontes Alternativas o Perú con subastas para áreas aisladas. Brasil cuenta con las líneas de transmisión en HVDC más largas del mundo. Chile con la interconexión SING-SIC en HVDC permite la colocación del 99% de la producción renovable en el sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> Inexistencia de mercado de servicios auxiliares. Necesidad de desarrollo de marcos regionales regulatorios, legales, técnicos y comerciales que promuevan y otorguen fluidez a las importaciones eléctricas entre países. Previsión de ERV mayoritariamente realizado por sistemas descentralizados.

Fuente: elaboración propia.

II. Modernización de la red eléctrica para mejorar la eficiencia, flexibilidad y la confiabilidad en la gestión de los recursos eléctricos

La ineficiencia y obsolescencia de la infraestructura eléctrica representa una situación desfavorable a la transición energética limpia considerando el crecimiento esperado de la demanda. En este sentido, una modernización de la red, junto con mayor integración de recursos distribuidos e **integración de la demanda** son claves para hacer un uso eficiente de los recursos eléctricos, ya que podría mitigar los costes asociados a las transformaciones requeridas durante la transición.

Las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución de electricidad se deben tanto a ineficiencias técnicas, o de origen físico, como también a factores no técnicos, que pueden ser errores administrativos, anomalías en la medición, clientes auto conectados o hurtos de energía en las redes de distribución. Durante 2019, la media de pérdidas eléctricas en la región fue aproximadamente 15%, cifra que está por encima del promedio estimado global del 8%¹³. Este hecho conduce a una disminución de la capacidad efectiva de T&D, así como en menores ingresos por consumos no facturados, lo que finalmente se traduce en un aumento de los costos del suministro de energía. Si los sistemas de distribución contabilizaran las pérdidas mediante sistemas que permitiesen identificar su origen, los operadores podrían establecer medidas para mitigar dichas pérdidas.

Sin una infraestructura moderna y operada de manera eficiente, no se podrá afrontar el crecimiento de demanda eléctrica e integrar mayores fuentes de ERV puesto que se estima que el consumo eléctrico a nivel regional aumentará según lo indicado en el Capítulo I. Ante esto, los sistemas eléctricos de la región tendrán que instalar aproximadamente 230 GW adicionales de potencia y en torno a 15 GW más de capacidad de transmisión. Se espera que gran parte de esta capacidad de generación (potencia) será basada en ERV, tanto a gran escala como con generación distribuida **recursos distribuidos**. Por lo tanto, la región encara el desafío de renovar su infraestructura eléctrica y

¹³ Dato construido con estadísticas de la Agencia Internacional de Energía (AIE, 2021).

modernizar su operación para posibilitar estas transformaciones, manteniendo o incluso mejorando la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico.

El diagrama 5 identifica los elementos claves seleccionados que contribuyen hacia el logro de una mayor eficiencia y confiabilidad en la gestión de los recursos eléctricos.

Diagrama 5
Elementos a considerar para modernizar la red eléctrica, mejorar su eficiencia y confiabilidad



Fuente: Elaboración propia.

A continuación se detalla cómo los elementos seleccionados aportarían a mejorar la eficiencia, flexibilidad y confiabilidad en la gestión de los recursos eléctricos. Uno de los elementos expuestos es el **monitoreo de las redes de distribución** para localizar y evaluar pérdidas eléctricas no técnicas. Un primer paso hacia la mejora de aquello, es la instalación de **medidores inteligentes** (*Smart meters*), ya que permiten observar de mejor modo la red de distribución gracias a su capacidad de monitoreo, facilitando al operador la posibilidad de medir y comunicar en tiempo real de modo remoto a la entidad a cargo del sistema.

De cara a aprovechar las virtudes de estos dispositivos, se torna fundamental que su instalación esté acompañada de infraestructura de comunicación apropiada, así como de metodologías que permitan el procesamiento, análisis y toma de decisiones a partir del amplio volumen de información recolectada. Aunque la mayoría de los países mapeados en este estudio han implementado proyectos piloto, incluyendo medidores inteligentes en sus redes de distribución, la penetración de estos dispositivos sobre el total de medidores instalados a nivel regional es muy baja, situándose en torno a un 4% (northeast group llc 2020). El liderazgo a nivel europeo lo encabezan algunos países europeos como Italia, Finlandia o Suecia, donde el porcentaje de penetración de estos dispositivos está cercano a alcanzar un 100%. En otros países como Francia o España, esta penetración se espera alcance el 80% a comienzos de esta década, mientras que en Alemania, Bélgica o Portugal no existen objetivos concretos de alcanzar un determinado porcentaje y los planes de instalación por el contrario se basan en estudios de costo beneficio. En EE.UU. el porcentaje de medidores inteligentes se sitúa entre un 30 y un 40% (IOT Analytics 2019). Aún queda, por lo tanto, un amplio camino por recorrer a nivel regional para alcanzar niveles de

instalación significativos que permitan generalizar el acceso de este tipo de dispositivos y materializar sus beneficios.

Otro aspecto que contribuye a mejorar el monitoreo de las redes es la **gestión dinámica de la capacidad de las líneas** o DLR por sus siglas en inglés (*dynamic line rating*). El uso esta tecnología permite determinar de forma dinámica la ampacidad, o capacidad máxima de corriente de las líneas observando las condiciones ambientales y evaluando la capacidad de disipación térmica del conductor. Adicionalmente permite disminuir congestiones y vertidos de generación renovable, aliviar las restricciones en el despacho eléctrico, y disminuir la necesidad de instalar refuerzos en la misma. Cabe hacer hincapié en el último de estos beneficios por su potencial de reducir la necesidad y los costos asociados a implementar expansiones a las redes eléctricas a medida que la demanda aumente, junto con el aumento en la generación renovable. En este sentido, estudios de planeamiento llevados a cabo en Alemania y Dinamarca en el contexto del potencial desarrollo de 20 GW de generación eólica offshore hasta el año 2030 (Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft 2020), plantean que el uso del DLR podría, por sí solo, reducir los costos de gestión de la congestión al reducir el redespacho en 6,8 TWh al año y el vertido de generación de ERV un 2,5 TWh al año, reducciones del 27% y 50%, respectivamente. A nivel regional destaca el caso de Uruguay, donde la tecnología DLR es utilizada en la operación del SIN y ha posibilitado una reducción de los vertidos de generación eólica. Esta tecnología también está en uso en 4 líneas de transmisión¹⁴ del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) de Chile desde el año 2017. Actualmente, el Coordinador Eléctrico de Chile está dando señales a los inversionistas para incorporarse a la red con esta tecnología, sobre todo en zonas del sur del país, y así aprovechar la correlación entre la capacidad de las líneas y el abundante recurso eólico de esa zona.

Otro aspecto a considerar para operar de mejor manera la infraestructura es incentivar la respuesta de la demanda (**integración de la demanda**) para así hacer un uso más eficiente de los recursos de generación y de T&D. En los sistemas eléctricos tradicionales, la demanda suele tener un rol pasivo y no gestionable en la operación. Parte de estos recursos de demanda podrían contribuir de manera más activa y flexible en la operación, por ejemplo, al ser desplazados en el tiempo hacia periodos u horarios con generación eléctrica más barata y/o redes menos congestionadas, mejorando por tanto la eficiencia y el aprovechamiento de los recursos eléctricos.

La introducción de **tarifas de tiempo de uso (ToU)**, es una medida para incentivar la respuesta por parte de la demanda a condiciones en la operación del sistema mediante precios variables de la electricidad. La versión más sencilla es conocida como "ToU estática", en que los precios son establecidos de manera constante y en adelanto (a priori) para diferentes bloques de tiempo. En estos casos, la tarifa más barata se encuentra en un bloque de horas valle debido a la baja demanda de electricidad, mientras que la más cara sería en horas de alta demanda y menos disponibilidad de recursos de generación, que serían las horas pico. La introducción de este tipo de tarifas solo es posible si de antemano se cuenta con la infraestructura de medición avanzada (medidores inteligentes) que permita diferenciar el consumo de forma horaria. El estudio realizado evidencia que a nivel regional existen diferentes ejemplos de ToU estáticas, aunque en su mayoría se circunscriben a usuarios de nivel industrial. Sin embargo, incluso dentro de este sector, su uso aún está lejos de ser generalizado. A nivel de distribución, su proliferación es aún limitada por la escasa penetración de medidores inteligentes. Un caso aplicable de ToU estática a nivel de pequeño usuario es el de la Tarifa Blanca de Brasil disponible desde comienzos del 2020.

Un tipo de ToU más avanzada son las ToU dinámicas, en la cual las señales de precios varían reflejando los precios de los mercados mayoristas de la electricidad, como los mercados intradiarios o en tiempo real, o potencialmente otros servicios como el precio de servicios auxiliares. El uso de este

¹⁴ La tecnología DLR está implementada en las líneas Encuentro-Lagunas (2x220 kV); Los Changos-Kimal (2x220 kV); Nueva Pozo Almonte-Cóndores (1x200 kV), y Nueva Pozo Almonte-Parinacota (1x220 kV).

tipo de tarifas puede potenciar una mayor y más dinámica respuesta de la demanda a las necesidades del sistema eléctrico, brindando una mayor flexibilidad. Con precios en tiempo real, las variaciones en la generación de ERV pueden ser equilibradas al desplazar la demanda a horarios de menor consumo, evitando así sobrecargas en la red. A nivel global existen ejemplos de este tipo de tarifas en sistemas eléctricos como el Finandés, el de Illinois (EEUU) o el de Arizona. A nivel de ALyC, aún se deben dar pasos a nivel de diseño de mercado con la introducción de mecanismos o modelos que acerquen la operación a la programación (mercados de intradiarios o de tiempo real), o tecnológicos como incrementar el porcentaje medidores inteligentes de los consumos comerciales o domésticos para habilitar la introducción de este tipo de ToU.

Otra medida que contribuiría a una gestión eficiente de los recursos es la combinación y agregación de recursos distribuidos. El uso más activo e integrado de la demanda, específicamente distribuida, puede entenderse como parte de la transformación hacia sistemas no centralizados, es decir sistemas donde las redes de distribución y sus recursos juegan un rol clave y activo en la operación del sistema. Como se trata en más detalle en el Capítulo III, la combinación, agregación y gestión de este tipo recursos (generación distribuida, el almacenamiento o la integración de la demanda) mediante figuras innovadoras como los **agregadores** aumenta la eficiencia y penetración de ERV, como también mitiga la necesidad de implementar expansiones en la infraestructura.

Como conclusión de esta sección, es correcto afirmar que el conjunto de las medidas/soluciones presentadas anteriormente tienen como principal objetivo modernizar la infraestructura y operación de la red eléctrica para posibilitar un uso más eficiente de los recursos eléctricos disponibles. Sin embargo, parte de la solución a los retos de crecimiento y descarbonización que afronta la región pasan inequívocamente por una expansión de su infraestructura eléctrica que permita no solo suplir la mayor demanda, sino también explotar o aprovechar nuevos recursos de generación distantes de los centros de carga, o interconectar diferentes sistemas de la región para avanzar hacia un uso complementario de los recursos regionales. En dicho contexto, la tecnología **HVDC** está llamada a jugar un papel fundamental dado que permite transportar grandes volúmenes de energía a largas distancias o en la interconexión de sistemas asíncronos de manera eficiente. A nivel tanto regional como global, Brasil representa una buena práctica en la aplicación de esta tecnología con las líneas HVDC en operación más largas del mundo.

El diagrama 6 resume las fortalezas y debilidades identificadas en este capítulo para la modernización de la red eléctrica y mejora de la eficiencia.

Diagrama 6
Fortalezas y debilidades identificadas a nivel regional

Fortalezas (ejemplos destacables de países):	Debilidades y diagnóstico (a nivel regional)
<ul style="list-style-type: none"> • DLR en uso Uruguay y recientemente también en el SING en Chile. • ToU: Tarifa Blanca en Brasil disponible desde 2020 • Líneas de transmisión HVDC en Brasil. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tendencia lenta en la instalación de medidores inteligente • Falta de estrategias sobre integración de la demanda y pocos ejemplos de ToU.

Fuente: Elaboración propia. .

III. Fomento de recursos distribuidos de energía limpia para avanzar hacia el acceso universal y resiliencia¹⁵

Los impactos generados por los desastres naturales y el cambio climático han demostrado que los sistemas eléctricos de América Latina y el Caribe aún son vulnerables y requieren mayor resiliencia. Lo anterior se exagera al considerar los más de 70 millones de personas que no tiene acceso a sistemas de generación limpia o carecen de acceso a servicios eléctricos básicos¹⁶. Sin embargo, hoy podemos abordar esos desafíos a través de recursos distribuidos de energía, como son las **microrredes**¹⁷ y la **generación distribuida**, además de nuevas alternativas como **agregadores, almacenamiento o P2P**¹⁸.

La carencia de acceso a la electricidad sigue siendo un problema que enfrenta la región, sobre todo en comunidades aisladas que carecen de infraestructura. Según datos de CEPAL, al 2019 aproximadamente 18 millones de personas carecían de acceso a la electricidad en la región de ALyC y más de 70 millones no tienen acceso a sistemas de generación limpios. Esta cifra está ponderada fuertemente por áreas urbano-marginales, periurbanas y zonas rurales, lo que representa uno de los principales impedimentos al desarrollo de estas zonas.

Por otra parte, los sistemas eléctricos de ALyC cada vez se encuentran más expuestos al cambio climático y eventos meteorológicos extremos. A modo de ejemplificar con muestras claras de

¹⁵ En el sector eléctrico, resiliencia se puede definir como la capacidad de un sistema de energía de tolerar perturbaciones continuando con el suministro de energía los consumidores. Un sistema de energía resiliente es aquel que puede rápidamente recuperarse de grandes shocks proveyendo diversos medios para suministrar energía cada vez que existan cambios en las circunstancias externas. (HRudnick, s.f.)

¹⁶ Basado en datos del Objetivo de Desarrollo Sostenible 7.2.

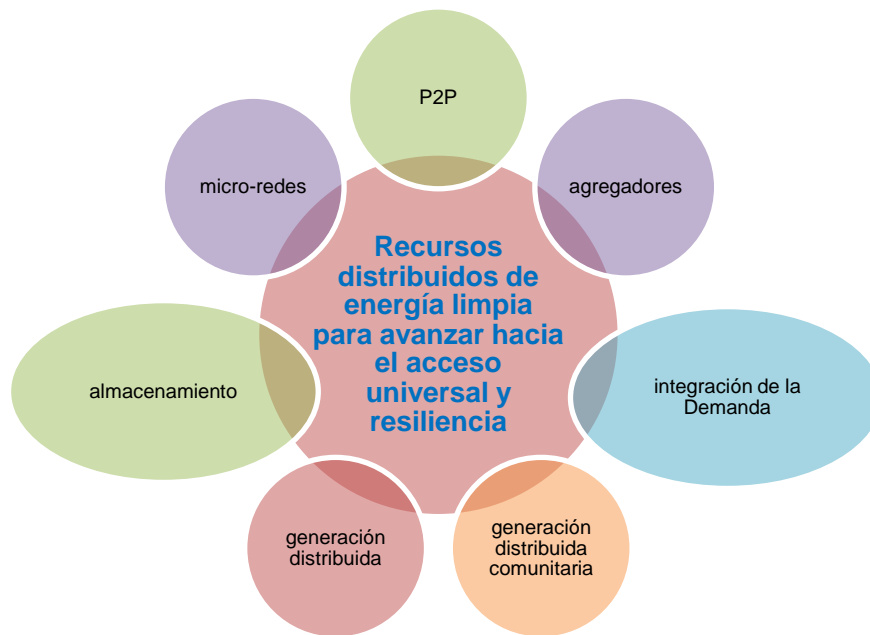
¹⁷ Se ha adoptado la definición de microrredes elaboradas por el Departamento de Energía de los EE. UU. (DOE). Cabe mencionar que en algunos círculos el término "microrred" ha desarrollado una especificidad adicional para incluir sistemas que operan típicamente conectados a una red central más grande pero que también pueden operar desconectados. El término "mini-red", por otro lado, utiliza generalmente la misma definición, pero asume que el sistema no estará conectado a una red central más grande. La definición de la DOE se ciñe a un concepto general de microrred que englobaría también el concepto de mini-red.

¹⁸ El modelo P2P (peer to peer) crea un mercado donde los prosumidores y los consumidores pueden intercambiar electricidad, sin un intermediario, al precio acordado (IRENA, 2020).

fenómenos que repiten en diversos países de la región y que tienen un impacto directo en los sistemas eléctricos de los países cabe citar la sequía de 2014/2015 en Brasil, con la consecuente indisponibilidad de agua para la generación de energía hidroeléctrica y/o para el enfriamiento de las plantas térmicas, o los huracanes categoría 5 Dorian (2019) e Irma (2017) en la subregión caribeña que causó una destrucción generalizada de la infraestructura eléctrica en Puerto Rico y otras islas, y a causa de ello de apagones prolongados.

El diagrama 7 muestra los elementos que permitirían fomentar el uso de recursos distribuidos que ayudarían a afrontar las problemáticas planteadas de acceso y resiliencia de los sistemas eléctricos.

Diagrama 7
Elementos a considerar en el uso de recursos distribuidos de energía limpia para avanzar hacia el acceso universal y resiliencia



Fuente: Elaboración propia.

Como se ha mencionado, los recursos centralizados pueden impedir que comunidades aisladas tengan acceso a energía debido al alto costo que implica el desarrollo de infraestructura hacia zonas aisladas. Ante esto, los sistemas eléctricos modernos debenn avanzar hacia distribuir sus instalaciones para alcanzar otros modelos de generación (generación distribuida, GD, basada en ER) e incorporar tecnologías de almacenamiento. Potenciales beneficios derivados de esta transformación son: una mayor eficiencia, gracias al acercamiento de la GD al consumo lo que permite reducir pérdidas en el transporte; un aumento de seguridad y resiliencia debido a la descentralización del sistema, teniendo una menor dependencia energética y de la red; y sostenibilidad, dado que la generación distribuida mayoritariamente basada en ER, contribuyen a descarbonizar la matriz energética. Estos y otros beneficios pueden atenuarse combinando diferentes recursos, junto con otros desarrollos tecnológicos (digitalización, conectividad etc.) y modelos de negocios innovadores (agregadores, P2P etc.). Por ejemplo, su combinación formando una micro-red puede representar una solución más eficiente para garantizar el acceso al suministro eléctrico a comunidades aisladas de los sistemas eléctricos principales o por ejemplo en islas. Estos beneficios, descritos en mayor detalle en el documento de elementos claves para la transición energética, pueden traducirse en soluciones tanto a corto como a largo plazo para algunos de los desafíos de los sistemas eléctricos de ALyC.

Por otra parte, cabe considerar que los sistemas aislados basados en ERV como techos solares o las micro-redes, son en muchos casos la alternativa más económica y sostenible cuando se trata de garantizar el acceso a una electricidad limpia, segura y resiliente a comunidades aisladas. La abundancia de recursos ERV en diferentes áreas de ALyC junto con la caída de costos y la madurez alcanzada por estas tecnologías hacen de las micro-redes una solución especialmente atractiva en el corto plazo para mejorar los niveles de acceso en el ámbito rural que actualmente se sitúan en torno al 93%. Actualmente existen solo ejemplos puntuales de micro-redes con ERV en países como Argentina y Uruguay, por lo que aún hay un amplio potencial por explotar.

El uso de micro-redes ERV embebidas dentro de sistemas como el de una isla, pueden permitir a ciertas partes del sistema seguir operando autónomamente con recursos de generación locales tras una caída del sistema principal, proveyendo así suministro en momentos de urgencia. Las tecnologías de almacenamiento, además de maximizar el uso del recurso solar y disminuir los vertidos, pueden permitir una operación 100% renovable, remplazando a los generadores síncronos como fuente de tensión. Esta solución para una mejora de la resiliencia es también aplicable a cargas críticas de la región como hospitales, escuelas o refugios. No se han relevado ejemplos reseñables para los países mapeados.

Dentro de otros aspectos que podrían beneficiar a la región al utilizar recursos descentralizados limpios cabe mencionar su potencial contribución al proceso de descarbonización regional. En combinación con otros recursos distribuidos como la demanda (**integración de la demanda**) o el almacenamiento hacer un uso más eficiente de la infraestructura y por tanto retrasar la necesidad de expansiones y disminuyendo las pérdidas eléctricas por transporte. Además, el impulso de modelos regulatorios como el de la **generación distribuida comunitaria** pueden ahondar en el proceso de universalización del acceso, contribuyendo al desarrollo de economías regionales, especialmente en zonas aisladas o donde el precio de la energía es alto. Brasil representa un ejemplo regional avanzado en el desarrollo de generación distribuida comunitarias. La GD Comunitaria brinda además la posibilidad de participación activa por parte de los consumidores, ya que permite acceder a la ER a personas que no pueden instalarla en su propiedad, lo que resulta en inversiones más eficientes gracias a las economías de escala de instalaciones de ER de mayor tamaño. Un caso de lo anteriormente descrito es el modelo de generación compartida, Brasil actualmente cuenta con un total de 637 plantas y una capacidad instalada total de 35,5 MW.

En el largo plazo, el papel de estos recursos está llamado a ganar en importancia impulsado por otros desarrollos como el de la digitalización y modernización de las redes o el de la creación de modelos de negocio como el de los agregadores (de oferta). Por ejemplo, mediante la creación de plantas de generación virtuales que agreguen multitud de recursos distribuidos y sean gestionadas por agregadores, se podrían prestar servicios similares a los que actualmente prestan las grandes centrales de generación desplazando a dichas plantas y aumentando la flexibilidad de los sistemas eléctricos. Esto podría también incrementar la independencia energética de las grandes urbes del continente y aumentar la resiliencia del suministro en la mismas con la existencia de microrredes embebidas en la mismas. Otro cambio paradigmático, que la proliferación en masa de estos recursos impulsaría en la región, sería el de la participación. Más allá de la inclusión de nuevas figuras como los mencionados agregadores, nuevos modelos de negocios como el peer-to-peer de la mano de la implementación de nuevas tecnologías como el blockchain permitirían la participación directa del propio usuario en los intercambios de energía, tanto como generador y consumidor, desterrando modelos verticales y en muchos casos inflexibles e ineficientes aún muy presentes en la región.

El diagrama 8 resume las fortalezas destacables y debilidades identificadas a nivel regional para el logro de recursos distribuidos que permitan un mayor acceso.

Diagrama 8
Fortalezas y debilidades identificadas a nivel regional

Fortalezas (ejemplos destacables de países):	Debilidades y diagnóstico (a nivel regional)
<ul style="list-style-type: none"> • Generación distribuida comunitaria en Brasil (637 Plantas de "Generación Compartida") • Casos de microrredes con ERV: en Uruguay, los proyectos de Cerro de Vera (52 kWp Solar, 308 kWh de BESS y generadores diésel de back=up) y Arerungá II, y en Argentina, el proyecto PERMER con objetivos de instalar hasta 5 sistemas en zonas puneñas del noroeste del país. 	<ul style="list-style-type: none"> • Escasas aplicaciones de almacenamiento • Poca penetración de la generación distribuida • Pocos casos de microrredes; mucho potencial para mejorar acceso a través de este tipo de solución • Falta de conocimiento y conciencia por parte de la sociedad, respecto los beneficios y posibilidades de la GD • Falta de regulaciones y uso de buenas prácticas en GD por parte de los países de la región

Fuente: Elaboración propia.

IV. Integrar el planeamiento energético entre sectores y a nivel regional para fomentar el uso de ER y alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible y cambio climático

Actualmente los ejercicios de planeamiento energético para los diferentes sistemas de la región se caracterizan por ser únicamente nacionales y con poca o nula consideración tanto de otros sectores energéticos o de sistemas eléctricos vecinos. Esta planificación desintegrada puede ser subóptima desde puntos de vista tecno-económico, medioambiental y de seguridad. La introducción y adaptación de metodologías de planeamiento integradas, con una representación precisa de nuevas tecnologías y sectores, y con proyección regional, son fundamentales para alcanzar soluciones óptimas que posibiliten la consecución de los objetivos desarrollos sostenibles y cambio climático.

Los ejercicios de planeamiento del sector eléctrico en los diferentes sistemas analizados de la región en su mayoría no consideran una caracterización de otros sectores energéticos, por lo que incorporan un escaso o nulo análisis de las relaciones e influencias entre sectores, así como tampoco el potencial acceso a fuentes de energía y electricidad limpias por sectores actualmente no electrificados. Esta falta de planeamiento integral puede ser causa de un problema de suministro futuro, especialmente en casos en que dos o más sectores compiten por recursos de energía limitados. Por otra parte, el **acoplamiento** del sector eléctrico con otros sectores es considerado uno de los vectores principales para alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible y cambio climático. Por lo tanto, el proceso de planificación debería ir acompañado de una creciente integración de ERV en la matriz eléctrica, de manera que el suministro tanto la demanda tradicional como la de usos recientemente electrificados provenga de fuentes más limpias. En el último lustro (quinquenio), el peso del sector eléctrico en la matriz energética de ALyC se estimó en 18%¹⁹ (sieLAC-OLADE, 2021), lo que resalta el limitado alcance de medidas de descarbonización en la región si estas solo están enfocadas a la actual demanda eléctrica, así como la importancia del acoplamiento con el sector eléctrico como eje para la descarbonización. La falta de

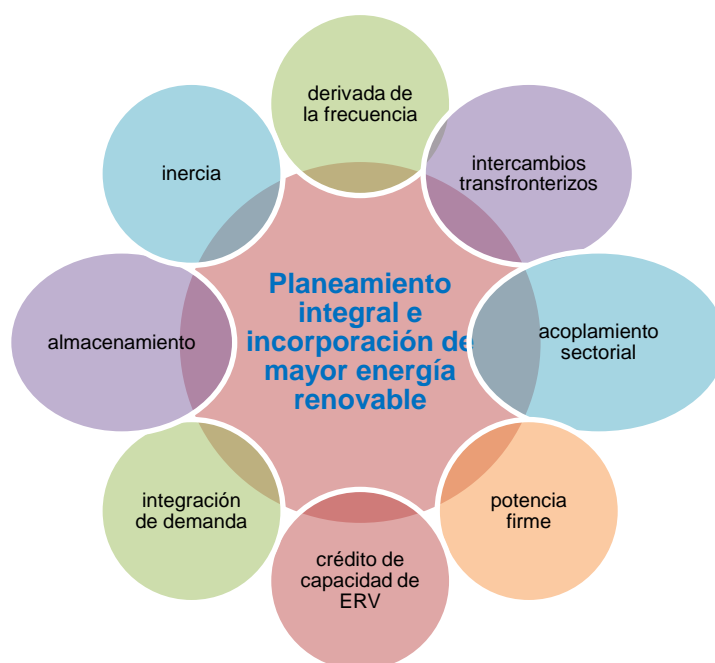
¹⁹ Ligeramente inferior al de EE. UU., donde en 2019 el 21% de la demanda energética es suplida a través suministro eléctrico, o al de Alemania donde en 2017 se situó en torno al 19.7%. (International Energy Agency 2020), (International Energy Agency 2019).

un planeamiento acoplado es por lo tanto una desventaja fundamental de las metodologías de planeamiento extendidas en la región en el contexto de los objetivos de desarrollo y cambio climático.

En los países estudiados se ha evidenciado que no existe una planificación conjunta, lo que revela la nula consideración de las posibilidades de complementariedad energética. Este hecho limita la capacidad para explorar los posibles beneficios de los intercambios y explotación macro de los recursos y demandas tanto presentes como futuras de los diferentes sistemas.

El diagrama 9 expone los elementos identificados que contribuyen a un planeamiento integral y la incorporación de mayor energía renovable.

Diagrama 9
Elementos a considerar para un planeamiento regional integrado con mayor penetración de energías renovables



Fuente: Elaboración propia.

A continuación se expone en qué sentido los elementos expuestos en el diagrama 9 contribuyen al planeamiento integral y la incorporación de mayor energía renovable.

Se ha identificado que el desarrollo tecnológico y los recursos como el almacenamiento junto con la **integración de la demanda** limita los recursos de planeamiento y les resta precisión. Aunque si bien, la representación de ERV en el proceso de planeamiento es una práctica establecida en todos los casos elementos analizados en el presente estudio, son variadas las situaciones donde aún existe un amplio margen de mejora en las metodologías e información para alcanzar una representación más precisa y al nivel de las mejores prácticas internacionales. Aspectos relevantes como el **crédito de capacidad** de las ERV, el impacto de las ERV en los requerimientos de flexibilidad del sistema, la co-optimización de la generación y la transmisión, o el desarrollo de análisis de estabilidad de la respuesta dinámica de los sistemas para porcentajes crecientes de ERV, son algunas de las mejores prácticas internacionales y que aún cuentan una penetración baja en los ejercicios de planeamiento en la región de ALyC. Esta situación complejiza la factibilidad de desarrollar proyectos ERV. Otras tecnologías llamadas a jugar un papel clave en facilitar la integración de ERV son el almacenamiento y la integración de la demanda, con una penetración regional a nivel de planificación moderada (en el caso de la primera) a prácticamente inexistente (en el caso de la

segunda), lo que puede resultar en una limitación de la ERV, dificultando así alcanzar las metas de desarrollo sostenible y descarbonización.

La adaptación de metodologías de planificación para una representación más detallada y realista de ERV y otras nuevas tecnologías pueden ayudar a estimar mejor su impacto a nivel tanto técnico como económico en los sistemas y así poder determinar las diferentes medidas para garantizar una integración óptima y segura. En este sentido, la representación del crédito de capacidad de las ERV es una buena práctica para determinar su contribución en términos de **potencia firme** y así garantizar una adecuación óptima de los recursos de generación. A nivel regional, Brasil, Argentina, y México son algunos de los países que ya consideran el crédito de capacidad en sus ejercicios, y que además tienen entre sus prioridades el mejorar las metodologías para determinarlo²⁰. La flexibilidad es otro de las propiedades clave en los sistemas eléctricos para integrar altos niveles de ERV, por lo que es una buena práctica la representación de tecnologías adecuadas para su provisión, como son el almacenamiento o la integración de la demanda. Si bien son varios los países a nivel regional que incluyen el almacenamiento (p. ej. Uruguay o Chile en fase incipiente), ningún país reportó considerar el considerar la integración de la demanda en sus prácticas de planeamiento (IRENA 2017).

Por otra parte, es fundamental contar con análisis de estabilidad dinámica como parte del planeamiento. Esto debido a que el reemplazo de generación síncrona por generación basada en inversores reduce la **inercia** de los sistemas eléctricos, impactando así en su respuesta inercial. En línea con las mejores prácticas internacionales en planeamiento con altos niveles de ERV, se recomienda la inclusión de análisis de estabilidad dinámica que estudien dicha respuesta y exploren soluciones para mejorarla. Este análisis debe prestar atención a características de la respuesta del sistema legado tales como el suelo inercial (inercia mínima que garantiza a estabilidad de la operación), o la **derivada de la frecuencia (RoCoF)** en escenarios de baja inercia, su impacto en la generación o sus protecciones. Posteriormente se deben explorar posibles soluciones que mejoren la respuesta inercial sin limitar la penetración instantánea de ERV, tales como la provisión de respuesta rápida en frecuencia (FFR) y/o inercia sintética por parte de activos de generación. Una vez identificadas las soluciones técnicas y analizadas desde un punto de vista de la estabilidad, estas podrían ser retroalimentadas en el proceso de optimización de la expansión de los recursos de generación y transmisión, para permitir la evaluación de sus costes y así poder finalmente determinar la solución más adecuada desde un punto de vista técnico-económico. Entre los países estudiados de la región solo Argentina reporta el uso de estudios de estabilidad dinámica como parte de los ejercicios de planeamiento.

Otra recomendación es incluir en el planeamiento el acoplamiento sectorial con el sector eléctrico como eje, integrando sectores tales como el del transporte o el industrial con nuevas tecnologías y tendencias para la electrificación de usos finales como el calor, la electro-movilidad o el hidrógeno. Actualmente existe un amplio consenso en que el acoplamiento sectorial es necesario y beneficioso para alcanzar los objetivos climáticos. Al vincular los sectores de gas, el calor y la movilidad con el sector de la electricidad, estos pueden avanzar hacia la descarbonización utilizando energías renovables en el sector eléctrico. Además, la integración de otros sectores al sistema eléctrico introduce nuevas flexibilidades en la red y, por lo tanto, puede contribuir a integrar las ERVs. Las posibilidades que ofrece el acoplamiento son muchas, al igual que también lo son las preguntas en torno a su desarrollo, como por ejemplo los sectores a priorizar, qué niveles de electrificación sectorial son factibles, cuáles serán los costos y beneficios, y qué tipo de ERV junto con otras tecnologías son las más adecuadas para facilitar el acoplamiento y descarbonizar la nueva demanda.

El planeamiento es una herramienta clave para responder a muchas de estas preguntas, así como para determinar el plan de acción que, con el sector eléctrico como eje, permita alcanzar los objetivos

²⁰ Para más información véase el documento Elementos Claves para la Transición Energética, donde se describen las metodologías más extendidas para su cálculo.

de desarrollo y la sostenibilidad. A su vez, un planeamiento acoplado desde el sector eléctrico requiere de una aproximación o colaboración entre actores de planificación de diferentes sectores, lo que implica armonización en la información utilizada y coordinación para obtener resultados consistentes y trasladables a los planes de acción de cada sector. El flujo de información con el planeador eléctrico en el centro es fundamental, dado que esto conlleva el modelamiento detallado de los diversos sectores, a nivel tanto de información, metodologías de evaluación y análisis de resultados. Las herramientas de cálculo y metodologías utilizadas en el planeamiento del sector eléctrico deben también contar con la capacidad de modelamiento de otros sectores para posibilitar su estudio. En el mapeado regional llevado a cabo no se reportaron prácticas de planificación que consideren el acoplamiento sectorial de forma sistemática. Además, en los casos que se identificó algún tipo de comunicación con los agentes planeadores de otros sectores, este se definió únicamente de carácter puntual.

La representación de diversos sistemas y recursos eléctricos, incluyendo los de los países vecinos, ayudaría a encontrar soluciones óptimas para disminuir el coste del suministro, mejorar la confiabilidad y resiliencia de los sistemas eléctricos, y contribuir a los objetivos de desarrollo y descarbonización de la región. La complementariedad entre la demanda eléctrica y la ERV de diferentes fuentes y localizaciones permite mitigar la variabilidad inherente a las ERV, una de los principales retos de su integración. En la región ALyC, rica en recursos ERV, la integración de estas tecnologías pasa en gran medida, por aprovechar dicha complementariedad. Para hacer esto posible se deben llevar ejercicios de planeamiento de carácter regional o al menos con una detallada representación de sistemas eléctricos vecinos que exploren los beneficios y costos de la explotación conjunta de recursos ERV de diferentes jurisdicciones. Estos ejercicios deben también poner el foco en aspectos como la infraestructura eléctrica necesaria o la dinámica de los flujos de electricidad entre países, de manera que se diluciden, a nivel de planeamiento, las inversiones necesarias y los roles de cada jurisdicción a la hora de abordar las mismas o los incluso los cambios regulatorios a implementar, por ejemplo, para dinamizar los **intercambios transfronterizos**. Ejercicios de planeamiento como la “Red del Futuro” (Banco Interamericano de Desarrollo BID 2017), con un claro carácter regional, han mostrado los potenciales beneficios de una mayor integración de los sistemas eléctricos de la región ALyC, y establecen a nivel metodológico, especialmente en la representación regional, un ejemplo de cómo mejorar el alcance regional de la planificación.

El diagrama 10 resume las fortalezas destacables y debilidades identificadas a nivel regional sobre la planificación integral y el alcance de mayores niveles de energía renovable.

Diagrama 10
Fortalezas y debilidades identificadas a nivel regional

Fortalezas (ejemplos destacables de países):	Debilidades y diagnóstico (a nivel regional)
<ul style="list-style-type: none"> • Representación del crédito de capacidad de las ERV en el planeamiento en Brasil, México o Argentina. • Realización de estudios de estabilidad dinámica como parte del planeamiento en Argentina. 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitado alcance regional de los ejercicios de planeamiento • Falta de acoplamiento sectorial • Representación limitada y mejorable de nuevas tecnologías y recursos como la integración de la demanda o el almacenamiento.

Fuente: Elaboración propia.

V. Fortalecer la armonización regulatoria y el diseño de mercado para fomentar la integración regional

Las ventajas y beneficios de la integración eléctrica regional están siendo desaprovechados en ALyC, pese a que múltiples estudios concluyen que los potenciales beneficios son ampliamente superiores a los riesgos (Levy Ferre, Alberto, & Di Chiara). Entre las soluciones para promover intercambios eléctricos se destaca el desarrollo de marcos regulatorios y contractuales armonizados, así como diseño de mercados aptos para viabilizar estas transacciones.

La región aún cuenta con muy bajos niveles intercambios de energía y participación de ERV. Las oportunidades de intercambio entre países se originan en parte por la diferencia de precios entre los mercados, para lo cual debe existir diversidad de oferta eléctrica. Como se menciona en el Capítulo I, la región cuenta con diversos recursos energéticos dispersos geográficamente. Sin embargo, la participación de las fuentes de ERV en la producción eléctrica de la región sólo alcanzó 6% del total en el 2018, pese a un crecimiento de aproximadamente 38% en el periodo 2000 – 2018.

Por otra parte, existen varios esquemas de integración eléctrica en la región con distintos niveles de avance: niveles de intercambio muy altos en Brasil y el cono sur, intermedios en Centroamérica, y muy bajos en la región andina y Chile. El monto de las importaciones y/o exportaciones de electricidad de la región es equivalente a menos del 11% de las realizadas en la región europea en el mismo periodo (2018). Aún más, mientras que Europa presenta tasas anuales de crecimiento de 2,1% en las importaciones/exportaciones en el periodo 2000-2018, Latinoamérica presentó tasas negativas del -0,8% en el periodo, evidenciando una carencia de integración regional²¹.

Las interconexiones más voluminosas que existen en la región son resultado de las centrales hidroeléctricas binacionales en ríos fronterizos entre Paraguay, Brasil, Argentina y Uruguay. Brasil representa aproximadamente el 75% de toda la electricidad importada en la región del periodo

²¹ Importaciones de 49.100 MWh en ALyC versus 454.000 MWh en Europa, y 48.700 MWh exportaciones en ALyC versus 454.000 MWh en Europa. Dato construido con estadísticas de la Agencia Internacional de Energía (AIE, 2021).

2010-2017, mientras que el resto del Cono Sur es el mayor exportador con valores del 80% de la electricidad exportada latinoamericana para el mismo periodo²². Cabe considerar que Itaipú suministra alrededor del 11% de la energía consumida en Brasil y el 88% de la utilizada en Paraguay.

El SIEPAC en Centroamérica cuenta con niveles intermedios de intercambio y es el esquema de interconexión más avanzado de ALyC ya que cuenta con organismos regionales que norman, administran y supervisan, así como una empresa propietaria de la red que interconecta a los países. El Salvador, Guatemala, Nicaragua, Costa Rica y Honduras están entre los países que presentan mayores índices de cobertura de la demanda nacional con electricidad importada, con aproximadamente 28%, 8%, 7%, 5% y 3%, respectivamente²³.

Finalmente, en la región andina, si bien Colombia y Ecuador tienen una larga tradición de intercambios (a partir de la Decisión 536 de la Comunidad Andina de 2002), los índices de cobertura de demanda mediante importaciones de ambos países fueron menores al 0,1% en el 2017²⁴. En 2012, el Comité Andino de Organismos Normativos y Organismos Reguladores de Servicios de Electricidad (CANREL) acordó articular y complementar los procesos de discusión comunitarios con los esfuerzos de la Iniciativa SINEA (Sistema de Interconexión Eléctrica Andina) para estructurar un nuevo marco general para la integración de los mercados de electricidad de la Comunidad Andina y Chile. El resultado de estas acciones se vio materializado en la Decisión 816, aprobada en el año 2017, que estableció el marco regulatorio del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP). Por último, la línea Colombia-Panamá, promovida por las transportistas de ambos países, ISA y ETESA, aún no logra avanzar en su construcción a pesar de contar con estudios avanzados.

Toda la región puede verse beneficiada a futuro en términos de reducción de costos y mayor eficiencia con aumentos en los niveles de intercambios de energía entre los países. Una mayor integración de los mercados permitirá aumentar la participación de las ERV y contribuir a la sostenibilidad medioambiental. A su vez, esto permite reducir o incluso evitar **vertimientos** de este tipo de generación. Por ejemplo, el caso de El Salvador representa un vertimiento forzado de ERV, dado la falta de mecanismos para la exportación de los excentes de generación. En este país se prioriza el vertido de fuentes solar y eólica (de costo variable cero) por sobre el vertimiento de energía geotérmica, ya que esta última involucra costos operativos mayores (el caso de El Salvador se encuentra en el documento de identificación de elementos para la transición energética).

En cuanto a la infraestructura, la integración permitirá utilizar de manera más eficiente al aprovechar los distintos patrones de demanda entre los países, así como las diferentes tecnologías de generación y fuentes de suministro reduciendo las necesidades de **reservas** (primarias, secundarias, terciarias)²⁵ y permitiendo a los países posponer o incluso evitar grandes inversiones en generación.

Mercados de mayor tamaño permitirán también lograr mayor liquidez en los distintos productos, creando mercados más competitivos no solo en mercados de energía y capacidad, sino también en mercados de **servicios auxiliares**, aumentando la competencia entre actores y minimizando el riesgo de actividades oligopólicas. Por otro lado, las reservas operativas de corto plazo, servicios de regulación de frecuencia, arranque inicial del sistema, y contratos de generación de largo plazo, todos ellos servicios necesarios para disminuir la incertidumbre en el abastecimiento y aumentar la confiabilidad del sistema.

²² Datos de (Levy Ferre, Alberto, & Di Chiara).

²³ Belice presentó el segundo mayor índice de cobertura con 26,6% pero no forma parte del SIEPAC.

²⁴ Datos de (Levy Ferre, Alberto, & Di Chiara).

²⁵ Las definiciones de cada tipo de reserva se detallan en el documento de elementos claves para la transición energética que se hizo para cada país junto con su forma de aplicación en cada caso.

A pesar de todas estas ventajas planteadas, en ALyC aún existen ciertas barreras para lograr integración y armonización regulatoria. Más allá de la participación del Estado en el mercado eléctrico y sus subdivisiones a nivel interno, cada país fomenta diferentes mercados y mecanismos para la comercialización de energía y potencia a nivel interno o nacional. El **mercado de energía** más difundido en la región es el de largo plazo, pero existen otras modalidades operativas y de aplicación que cabe señalar. Por ejemplo, en México la energía era recientemente comercializada en **subastas** de mediano y largo plazo, ambas llevadas a cabo por la CENACE. Sin embargo, actualmente las subastas de mediano y largo plazo han sido canceladas o suspendidas, respectivamente. En Brasil, se desarrolla la contratación de energía a largo plazo a través de subastas periódicas de nuevas energías y subastas de reserva, mientras que en Chile se consideran licitaciones de largo plazo, corto plazo y excepcionales de corto plazo. Respecto al **mercado de capacidad** en Argentina, Uruguay, Panamá y México, los generadores reciben pagos por capacidad, mientras que en Perú y Brasil se están estudiando la posibilidad de introducirlos. El **mercado de corto plazo** es el mercado menos desarrollado de la región, ya que en la mayoría de los países se limita a equilibrar diferencias contractuales con los respectivos niveles de generación o consumo, o está limitado a la participación de determinados agentes del sector eléctrico como es el caso de Perú, donde los distribuidores no pueden acceder al mismo para comprar energía destinada al servicio público de electricidad. Sin embargo, Chile es un ejemplo de desarrollo de este tipo de mercados, los cuales sirven para suplantar la energía contratada en licitaciones de largo plazo, en casos de crecimiento no anticipado de demanda, en licitaciones desiertas, u otros (Diario oficial de la república de Chile, 2015). Por otra parte, el mercado spot de Chile tiene como objetivo intercambiar energías entre generadores excedentarios o deficitarias²⁶.

Sin embargo, la diversidad política y en el nivel de participación de inversión privada representa una dificultad para integrar la región. Si bien algunos países han optado por mantener un modelo monopólico de estado donde se destacan características como la existencia de un único comprador o la ausencia de reglas de promoción de la competencia e integración vertical y horizontal, la mayor parte de los mercados eléctricos en la región incorporan una coexistencia entre la participación estatal y la libre competencia, con múltiples matices y diferencias entre ellos. Usualmente el Estado regula, controla y planifica el servicio público en generación, transmisión y distribución. También gestiona los subsidios aplicables, mientras que las entidades privadas se desenvuelven en el mercado como actores en la generación y/o distribución bajo límites estatales establecidos. La complejidad del espacio y las disparidades regionales (distancias extensas, grandes áreas despobladas, crecimiento económico desigual) son remarcables, lo que lleva al surgimiento de mercados nacionales, regionales y locales (Ferneý Moreno, 2012).

Como solución o medida de corto plazo a los problemas y barreras expuestas se requiere una armonización regulatoria, diseño de mercado e integración regional competitiva que integre un buen diseño de mercado que permita aumentar la participación de las ERV en la matriz eléctrica, así reducir los precios mayoristas de la electricidad. A continuación, en el diagrama 11 se detallan elementos que contribuirían a la solución planteada. El diagrama surge a raíz de estudios de casos de país donde han sido aplicadas estas prácticas (la definición para cada uno de los elementos está detallada en el documento de elementos claves para la transición energética).

²⁶ Generadores excedentarios son aquellos que generan más energía que la que retiran para sus clientes. Estos generadores cubren sus contratos, y venden sus excedentes en el mercado spot a otros generadores deficitarios. Generadores deficitarios generan menos energía que la que deben retirar para cumplir con sus contratos de suministro, por lo que deben salir a comprar a los generadores excedentarios en el mercado spot.

Diagrama 11
Elementos a considerar en la planificación para alcanzar una armonización regulatoria y un diseño de mercado apropiado



Fuente: Elaboración propia.

A continuación se expone en qué sentido los elementos expuestos en el diagrama 11 contribuyen a la armonización regulatoria para la integración regional.

Los **códigos de red** son los documentos que establecen las normas en la interfaz entre los diferentes actores de los sistemas eléctricos. En la mayoría de los sistemas hay por lo menos un código de red de transmisión y un código de red de distribución (que, a su vez, incluyen diferentes subcódigos como el de conexión, planificación, de mercado etc.). Al mismo tiempo, existen casos donde se desarrollaron códigos de red específicos para tecnologías eólicas y fotovoltaicas, como es el de Panamá. Sin embargo, a nivel regional, es difícil encontrar un código de red específico y unificado, separado e independiente de la legislación eléctrica nacional, lo que dificulta su revisión y actualización continua para adaptarse a los cambios en el entorno técnico-económico de cada país.

También existen diferencias en los ámbitos técnico, normativo, legal, regulatorio y hasta político entre los países, como también divergencias entre las denominaciones de conceptos o elementos técnicos entre los países. Por ejemplo, a los códigos de red se les conoce como procedimientos, normas técnicas, disposiciones, o manuales, entre otros. Otro caso es el de generación distribuida. En Brasil, la micro generación distribuida se refiere a generación por ER o cogeneración de potencia menor a 75kW, mientras que en Perú el concepto abarca capacidades menores a 200kW de tecnologías de biomasa, eólica, solar, hidráulica y cogeneración.

En virtud de lo expuesto y dada la falta de una terminología y un marco normativo, legal y regulatorio común, ALyC precisaría de Estados que conduzcan el sector eléctrico de cara al desarrollo de un mercado regional. Esto requeriría de consensos políticos con visión conjunta y de largo plazo, lo que precisa de voluntad desde la diversidad económica y política que caracteriza a la región, ya que hay países con más del 50% de la población en situación de pobreza, existe dispersión geográfica y superpoblación en las capitales, como también existen grupos de interés económico con alta influencia

en decisiones políticas en materia de energía que varían entre reducir la base de la libre competencia, o restringir el papel del Estado (por medio de privatizaciones y liberalización) (Ferney Moreno, 2012).

En todos los esquemas de interconexión mencionados existe viabilidad técnica y económica en algunos casos, pero aún es requerido armonizar las reglas para permitir mayores intercambios (Levy Ferre, Alberto, & Di Chiara). La armonización regulatoria (códigos de red), y mercados desarrollados (energía, capacidad y servicios auxiliares), resultarán en mitigación de vertimientos de ERV y de la necesidad de reservas.

En cuanto a códigos de red, una recomendación es revisar códigos de red internacionales, especialmente aquellos con espíritu de armonización a nivel regional o nacional (cuando existen diferentes jurisdicciones dentro del país como Argentina, por ejemplo). Algunos ejemplos son los RFG europeos (para generación) o IEEE 1547 para generación distribuida (principalmente EEUU).

Los esquemas de integración con mayor probabilidad de éxito son aquellos que se construyen sobre la base del respeto por los intereses económicos y modelos de desarrollo de cada país y presenten un diseño flexible que permite adaptarse a un entorno cambiante (CEPAL, 2013). Al mismo tiempo, las reglas de intercambio deben ser estables para dar previsibilidad, pero brindar el margen necesario para ser adaptadas a las estrategias nacionales cambiantes. Es importante que el diseño de estas reglas reconozca acuerdos preexistentes, otorgue seguridad jurídica a las partes y prevea mecanismos de arbitraje ante posibles controversias. Adicionalmente, se requiere de una institucionalidad base coherente entre países, como también una armonización regulatoria básica que posibilite los diferentes tipos de acuerdos y una planificación a nivel nacional que incorpore una visión regional, coordinando al menos la expansión de la transmisión y los requerimientos de capacidad para las situaciones de emergencia (Levy Ferre, Alberto, & Di Chiara).

El diagrama 12 resume las fortalezas destacables y debilidades identificadas a nivel regional sobre la armonización regulatoria y el diseño de mercado regional.

Diagrama 12
Fortalezas y debilidades identificadas a nivel regional

Fortalezas (ejemplos destacables de países):	Debilidades y diagnóstico (a nivel regional)
<ul style="list-style-type: none"> • SIEPAC. • Mercados de largo plazo. • Esquemas de interconexión viables técnica y económicamente. • Códigos de red específicos para tecnologías eólicas y fotovoltaicas en Panamá. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mercado de corto plazo limitado. • Divergencias en los conceptos eléctricos entre países. • Falta armonización de las reglas para permitir mayores intercambios. • Dificultad para encontrar códigos de red nacionales específicos y unificados.

Fuente: Elaboración propia.

Bibliografía

- AIE (2021a), Agencia Internacional de Energía. Obtenido de Datos y estadísticas: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WEOCSAM&fuel=Electricity%20and%20heat&indicator=ElecGenByFuel>
- _____ (2021b), Agencia Internacional de la Energía. Obtenido de Consumo de energía eléctrica (kWh per cápita) Latin America & Caribbean: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.USE.ELEC.KH.PC?locations=ZJ>
- _____ (2021c), Datos y estadísticas de la Agencia Internacional de Energía. Obtenido de: <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WEOCSAM&fuel=Electricity%20and%20heat&indicator=ElecGenByFuel>
- Balza, L., Espinasa, R., & Serebrisky, T. (s.f.). ¿Luces Encendidas? Necesidades de Energía para América Latina y El Caribe al 2040.
- CEPAL (2013), Integración Eléctrica en América Latina - Antecedentes, Realidades y Caminos por Recorrer. Santiago de Chile.
- Chile G. d. (2017), Obtenido de <http://generadoras.cl/prensa/historica-interconexion-electrica-sic-sing>
- CNE (2017), Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/08/Libro-Licitaciones-de-Suministro-El%C3%A9ctrico.pdf>.
- Diario oficial de la república de Chile. (2015). DS-106.
- EFE (2019), Agencia EFE. Obtenido de <https://www.efe.com/efe/america/economia/inicia-operaciones-la-mayor-red-de-transmission-energia-latinoamerica/20000011-4089641>.
- Eurostat (2020), Electricity price statistics. Obtenido de https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics#:~:text=The%20EU-27%20average%20price,was%20EUR%200.2126%20per%20kWh.
- Ferney Moreno, L, (2012), Regulación del Mercado de Energía Eléctrica en América Latina: La convergencia entre libre competencia e intervención estatal. Bogotá: Universidad externado de Colombia.
- HRudnick (s.f.), Resiliencia en el Sistema Eléctrico de Chile. Obtenido de <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/resi/resiliencia.html>.
- IMF (2015), Counting the Cost of Energy Subsidies. Obtenido de <https://www.imf.org/en/News/Articles/2015/09/28/04/53/sonew070215a>.
- IRENA (2020), Obtenido de https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Peer-to-peer_trading_2020.pdf.

Levy Ferre, A., Alberto, T. J., & Di Chiara, L. (s.f.). Integración Eléctrica Regional - Oportunidades y Retos que enfrentan los países de América Latina. Banco Interamericano de Desarrollo.

OSINERGMIN (2020), Observatorio Energético Minero. Obtenido de <https://observatorio.osinergmin.gob.pe/tarifas-electricas-residenciales-latinoamerica>.



NACIONES UNIDAS

Serie

CEPAL

Recursos Naturales y Desarrollo

Números publicados

Un listado completo así como los archivos pdf están disponibles en
www.cepal.org/publicaciones

209. Hacia una planificación sostenible para una transición energética justa en América Latina y el Caribe: análisis de mejores prácticas en países seleccionados. Antonio Levy, Diego Messina y Rubén Contreras Lisperguer (LC/TS. 2021/130), 2021.
208. Contribución de la bioeconomía a la recuperación pospandemia de COVID-19 en el Uruguay: biotecnología y valorización de subproductos agropecuarios y agroindustriales, Magdalena Borges, Atilio Deana, Lucía Pittaluga, Carolina Balian y Adrián Rodríguez, (LC/TS. 2021/112), 2021.
207. Desarrollo de indicadores de pobreza energética en América Latina y el Caribe, Rubén Calvo, Nicolás Álamos, Marco Billi, Anahí Urquiza y Rubén Contreras Lisperguer (LC/TS.2021/104), 2021.
206. Oportunidades de la bioeconomía para la recuperación pospandemia de COVID-19: un análisis basado en las recomendaciones de la Misión Internacional de Sabios Colombia 2019, Rafael H. Aramendis y Adrián G. Rodríguez, (LC/TS. 2021/103), 2021.
205. Políticas regulatorias y tarifarias en el sector de agua potable y saneamiento en América Latina y el Caribe, Diego Fernández, Silvia Saravia Matus y Marina Gil, (LC/TS. 2021/81), 2021.
204. Análisis comparativo de acciones con enfoque del Nexo Agua-Energía-Alimentación: lecciones aprendidas para los países de América Latina y el Caribe, Bárbara A. Willaarts, Elisa Blanco, Alba Llavona y Diego Martínez (LC/TS. 2021/18), 2021.
203. Lecciones del Estado Plurinacional de Bolivia para la adopción del enfoque del Nexo: análisis del Plan Nacional de Cuencas, el Sistema Múltiple Misicuni y las políticas de riego, Alba Llavona (LC/TS.2020/168), 2020.
202. Lecciones de Chile para la adopción del enfoque del Nexo: análisis de políticas de fomento de tecnologías de riego, gestión integrada de cuencas, fondos de agua y energía sostenible. Elisa Blanco (LC/TS.2020/164), 2020.
201. Tendencias estructurales en la agricultura de América Latina: desafíos para las políticas públicas, Mina Namdar-Irani, Octavio Sotomayor, Mónica Rodrigues, Adrián Rodríguez y Paul Wander (LC/TS.2020/156), 2020.
200. Balanza comercial física e intercambio, uso y eficiencia de materiales en América Latina y el Caribe, Mauricio León, José Luis Lewinsohn y Jeannette Sánchez (LC/TS.2020/150), 2020.

RECURSOS NATURALES Y DESARROLLO

Números publicados:

- 209 **Hacia una planificación sostenible para una transición energética justa en América Latina y el Caribe**
Análisis de mejores prácticas en países seleccionados
Antonio Levy
Diego Messina
Rubén Contreras Lisperguer
- 208 **Contribución de la bioeconomía a la recuperación pospandemia de COVID-19 en el Uruguay**
Biotecnología y valorización de subproductos agropecuarios y agroindustriales
Magdalena Borges
Atilio Deana
Lucía Pittaluga
Carolina Balian
Adrián Rodríguez



Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)
Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC)
www.cepal.org



LC/TS.2021/130