

Estudio de Regulación para los Futuros Mercados Eléctricos en América Latina y el Caribe



GET.transform is co-funded by



Elaborado por

Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Sede social
Bonn y Eschborn, Alemania

GET.transform

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn, Alemania
Tel.: +49 228 44601112
Correo electrónico: info@get-transform.eu
| www.get-transform.eu
| www.giz.de

© 2026 Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Todos los derechos reservados. Con licencia para la Unión Europea, el Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania, la Agencia Noruega de Cooperación al Desarrollo, la Agencia Sueca de Cooperación Internacional para el Desarrollo, el Ministerio de Asuntos Exteriores de los Países Bajos y la Agencia Austriaca para el Desarrollo, bajo ciertas condiciones.

Lugar y fecha de publicación

Bonn, junio 2026

Responsable

Antonio Levy y Lucas Kürten, GET.transform

Autor(es)

Gastón Lestard and Rosa Serrano, Grupo Mercados Energéticos (GME)

Créditos de las fotografías

Cover © istock/libre de droit

Agradecimiento

Agradecemos a [OLACDE](#) y [ARIAE](#) por su colaboración y conocimientos técnicos que han aportado a la elaboración de este informe.



La responsabilidad de los contenidos de los sitios web externos enlazados en esta publicación recae siempre en quienes los publican. GET.transform se desvincula expresamente de tales contenidos.

GET.transform es un programa europeo que ofrece a los países en desarrollo y emergentes servicios integrales de asesoramiento para avanzar en la transformación de su sector energético. GET.transform es parte de la plataforma europea de múltiples donantes Global Energy Transformation Programme (GET.pro) y está cofinanciado por la Unión Europea, Alemania, Noruega, los Países Bajos, Suecia y Austria.



Ministry of Foreign Affairs of the Netherlands



Índice

1	Introducción	7
1.1	Objetivo del Estudio	7
2	Benchmarking Internacional	7
2.1	Principales características de los mercados eléctricos	8
2.2	Marco Regulatorio	9
2.3	Organización del Mercado	9
2.4	Incentivos para las Inversiones	10
2.5	Estadísticas Generales del año 2024	10
3	América Latina y Caribe	13
3.1	Cálculo de precios en el mercado spot	14
3.2	Planificación energética	15
3.3	Contratos Bilaterales	16
3.4	Contratos regulados y procesos de licitación	17
3.5	Mercados de Capacidad	21
3.6	Integración Regional	22
3.7	Barreras para nuevas tecnologías	27
4	Modernización de los mercados	29
4.1	Segmentación	30
4.2	Incremento de la participación privada	31
4.3	Creación de Mercados Mayoristas	32
4.4	Modelo de mercado de oferta de precios	37
4.5	Garantía de Suministro	37
4.6	Creación de Mercados Minoristas	40
4.7	Expansión de las redes de transmisión	42
4.8	Servicios complementarios	44
5	Conclusiones	44

Lista de Figuras y Tablas

Figura 1 Subdivisión de la región	13
Figura 2 Generación eléctrica por fuente de las subregiones, 2024	14
Figura 3 Licitaciones de Largo Plazo en Chile	18
Figura 4 Licitaciones Reguladas Chile	19
Figura 5 Experiencias de Integración en Latinoamérica	23
Figura 6 Interconexiones eléctricas en SIEPAC y Sudamérica	23
Figura 7 Iniciativas de Integración Regional Eléctrica	24
Figura 8 Estado de la integración en América Latina	25
Figura 9 Avance de los países de América Latina en dirección al Mercado Minorista de Energía	30
Figura 10 Modelo de Mercado Mayorista	32
Figura 11 Precio de la Energía en el Mercado Diario de Europa 2022-2023	38
Figura 12 Precio Medio Final España 2020-2024	39
Figura 13 Diagrama de evolución de los diseños de mercado	40
Figura 14 Modelo de Mercados con Competencia Mayorista y Minorista	41
Figura 15 Diseño conceptual de los mercados eléctricos modernos	44
Tabla 1 Resumen comparativo de los sistemas estudiados	11
Tabla 2 Principales estadísticas de los sistemas estudiados	12
Tabla 3 Resumen licitaciones en Brasil	20

Lista de Abreviaciones

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil)
ARERA	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (Italia)
BESS	Battery Energy Storage Systems (Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías)
CAISO	California Independent System Operator (Estados Unidos)
CCEAR-D	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por disponibilidade
CCEAR-Q	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por quantidade
CfD	Contracts for Difference (Contratos por Diferencias)
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CNE	Comisión Nacional de Energía (Chile)
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (España)
CRE	Comisión Reguladora de Energía (México)
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia)
CREZ	Competitive Renewable Energy Zones (Zonas Competitivas de Energías Renovables) (Texas, Estados Unidos)
CRMs	Capacity Remuneration Mechanisms (Mecanismos de Remuneración de Capacidad)
DA / DAM	Day-Ahead Market (Mercado del Día Adelantado)
DisCos	Distribution Companies (Empresas Distribuidoras)
DSO	Distribution System Operator (Operador del Sistema de Distribución)
EE. UU.	Estados Unidos de América
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad (Bolivia)
ENEE	Empresa Nacional de Energía Eléctrica
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPE	Empresa de Pesquisa Energética (Brasil)
ERCOT	Electric Reliability Council of Texas
FIT	Feed-in Tariff
FOTAE	Fondo de Operación y Transición a la Energía (México)
GME	Gestore dei Mercati Energetici (Italia)
GSE	Gestore dei Servizi Energetici (Italia)
HVDC	High Voltage Direct Current (Corriente Continua en Alta Tensión)
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Brasil)
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
LIE	Ley de la Industria Eléctrica (México)
MAERCP	Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MER	Mercado Eléctrico Regional (Centroamérica)
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidad
MISE	Ministerio de Empresas y Made in Italy
MITECO	Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico
NEM	National Electricity Market (Australia)
OMIE	Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (España)
OMIP	Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (Portugal)

ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico (Brasil)
PELP	Planificación Energética de Largo Plazo (Chile)
PEN	Plan Energético Nacional (Colombia)
PJM	Pennsylvania, New Jersey, Maryland Interconnection (E.E.U.U)
PPA	Power Purchase Agreement (Contrato de Compra de Energía)
PUCT	Public Utility Commission of Texas
REE	Red Eléctrica de España
RES	Entidad de Recursos (ERCOT)
REPs	Retail Electric Providers (Proveedores Minoristas de Energía)
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central
SIESUR	Sistema de Integración Energética del Sur
SINEA	Sistema de Interconexión Eléctrica Andina
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (El Salvador)
TSO	Transmission System Operator (Operador del Sistema de Transmisión)
TSP	Transmission Service Provider (Texas)
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética (Colombia)
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (Uruguay)

1 Introducción

1.1 Objetivo del Estudio

El objetivo del estudio es brindar una base de conocimiento sobre el estado actual de la regulación del sector eléctrico en los países de la región de América Latina y avanzar hacia una hoja de ruta para facilitar la mayor integración de energías limpias, así como la integración entre los sistemas eléctricos de la región.

Para ello, se presenta un análisis comparativo resumido de la experiencia internacional que señala lo que se espera sean las mejores prácticas entre los países con mercados desarrollados. A continuación, se identifica el funcionamiento general de los países en América Latina. Dado que la región es diversa, los países se encuentran en diferentes estados de desarrollo de sus mercados de energía. La idea es establecer una hoja de ruta en dirección a esa ideación de mercado.

Finalmente, se presentan una serie de recomendaciones y conclusiones al respecto.

2 Benchmarking Internacional

En busca de establecer lo que se podría llamar un plan final de desarrollo de mercado, se realizó una evaluación del funcionamiento de los mercados de países que han logrado un importante avance en la generación. Los casos representan mercados modernos, abiertos a la competencia en los segmentos mayorista y minorista. A continuación, se presenta un resumen del análisis comparativo (“benchmarking”), mientras que el análisis completo está disponible en [un documento anexo separado a este estudio](#).

En esos mercados, la electricidad y los productos relacionados con la energía se intercambian entre los participantes en un entorno competitivo. Los principales participantes son las autoridades reguladoras y planificadoras de la energía, los operadores del mercado y del sistema, los generadores, transportistas, distribuidoras, y los consumidores.

El objetivo del diseño de un mercado mayorista es abastecer a la demanda en forma confiable, sustentable y a un mínimo costo. Esto conlleva un proceso de toma de decisiones a lo largo del tiempo que concluye en el segundo final, cuando dicha demanda es requerida y puede ser abastecida instantáneamente, minimizando costos sistémicos, de manera segura y eficiente.

Con el objetivo de identificar las mejores prácticas regulatorias para abordar los cambios tecnológicos en la generación de electricidad, se seleccionaron tres países como mercados de referencia. Así, a partir de la literatura existente y la legislación actual en esos mercados, se busca obtener una comprensión profunda de las dinámicas, las tendencias emergentes y los desafíos específicos que enfrenta cada uno.

Para las regiones seleccionadas (Italia, Texas y España), se analizaron los conceptos básicos relacionados con el diseño de los mercados y en este estudio se explica un resumen de estos. Esto incluye aspectos como la responsabilidad de las partes, los objetivos de suficiencia en diferentes horizontes de tiempo, los productos comercializados, la cadena de pagos, los compromisos físicos, los servicios complementarios y los mecanismos de comercialización, así como la generación distribuida, entre otros.

El análisis comparativo de los sistemas eléctricos de España, Italia y Texas revela una diversidad de enfoques regulatorios y de organización del mercado, cada uno adaptado a las características y necesidades específicas de su región.

2.1 Principales características de los mercados eléctricos

El estudio realizado (ver Anexo III del documento anexo separado) se enfocó en la descripción, análisis y “benchmarking” de los sectores eléctricos de España, Italia y ERCOT (Mercado Mayorista Eléctrico de Texas). Se analizó la política energética, marco regulatorio general (y específico a la generación renovable, incluyendo incentivos para su promoción), organización, productos comercializados, segmentos de transmisión, distribución y comercialización y participación de la demanda en los mercados.

El foco de dicho estudio fue detectar los aspectos regulatorios de cada mercado que fomentaron la inversión en generación eficiente y particularmente renovable, que permitieron a cada mercado cumplir con sus compromisos ambientales.

A continuación, se resumen las principales conclusiones de un análisis profundo realizado (desarrollado en el documento anexo separado a este informe):

1. Cada región ha adoptado un enfoque único para la liberalización y regulación de su mercado eléctrico. Mientras que España e Italia han implementado pagos de capacidad (España está transicionando a un mecanismo de pago por flexibilidad) y mecanismos específicos para fomentar la integración de energías renovables. Texas se destaca por su enfoque exclusivo en el mercado de energía sin un mercado de capacidad, aunque con sistema de adicionales al precio para incentivar las inversiones.
2. Todos los mercados analizados han desarrollado mercados de ofertas vinculantes con un mercado de *day-ahead* y mecanismos de ajuste intradiario que permiten al agente ir ajustando posiciones.
3. Tanto España como Italia han establecido políticas robustas para la integración de energías renovables, utilizando subastas y tarifas *feed-in-Tariff* para incentivar inversiones. Texas, ha logrado un notable crecimiento en su capacidad eólica gracias a iniciativas como CREZ.
4. La planificación y gestión de la red de transmisión es crítica en los tres mercados. España e Italia utilizan un enfoque regulado y centralizado para la expansión de su infraestructura de

transmisión, mientras que Texas ha implementado proyectos específicos y se basa en las señales de mercado para que los privados realicen inversiones.

5. La desregulación en Texas ha impulsado una mayor innovación y competencia en el mercado minorista, ofreciendo diversas opciones tarifarias y promoviendo el uso de energías renovables. En contraste, los mercados europeos mantienen una estructura más regulada, con mecanismos de apoyo para asegurar la viabilidad económica de nuevas inversiones.
6. Cada mercado ha desarrollado estrategias para garantizar la resiliencia y fiabilidad del suministro eléctrico. España e Italia han implementado mecanismos de planificación energética, mientras que Texas se basa en un mercado de energía altamente competitivo y en la flexibilidad de su red de transmisión.
7. La apertura y competencia en comercialización permite trasladar las ganancias de eficiencia del mercado mayorista al consumidor, a corto plazo. En otro caso, esas ganancias se las queda la regulación tarifaria (a largo plazo), o en el peor de los casos, el distribuidor.

2.2 Marco Regulatorio

- España: El mercado eléctrico español ha evolucionado significativamente desde la liberalización iniciada con la Ley 54/1997. La regulación actual se basa en la Ley 24/2013, que establece un marco claro y refuerza la separación de actividades reguladas y competitivas, y promueve la integración de energías renovables a través de subastas y otros incentivos.
- Italia: Similar a España, Italia comenzó su proceso de liberalización en la década de 1990 con la Ley 481/1995 y el Decreto Legislativo 79/1999 (Decreto Bersani). Italia ha implementado una serie de reformas legislativas adicionales para asegurar un mercado competitivo, incluyendo la transferencia de la gestión de la red al operador del sistema de transmisión eléctrica de Italia, Terna S.p.A.
- Texas: El mercado de Texas, gestionado por el Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), se desreguló completamente en 2002 mediante la Senate Bill 7, permitiendo la competencia tanto en el mercado mayorista como minorista. A diferencia de España e Italia, Texas no cuenta con un mecanismo de capacidad, enfocándose exclusivamente en el mercado de energía.

2.3 Organización del Mercado

- España: el Operador del Mercado Ibérico de Electricidad (OMIE) gestiona el mercado mayorista diario e intradiario, mientras que Red Eléctrica de España (REE) opera la red de transmisión. El mercado está altamente integrado con el europeo a través del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL).

- Italia: el Gestore dei Mercati Energetici (GME) gestiona los mercados mayoristas diarios e intradiarios, y Terna S.p.A. se encarga de la transmisión. Italia utiliza una estructura de precios zonal para gestionar congestiones en la red.
- Texas: ERCOT gestiona tanto el mercado mayorista como la red de transmisión. El sistema se caracteriza por la falta de un mercado de capacidad y una fuerte dependencia en la energía renovable, especialmente eólica. Los mercados de energía han implementado un sistema de precios nodal de gran detalle.

2.4 Incentivos para las Inversiones

- España: Las subastas de energía renovable son el principal mecanismo para fomentar nuevas inversiones, complementadas por pagos por capacidad y otros incentivos regulatorios. En particular, incentivos como las Tarifas reguladas de inyección a red (*Feed-in Tariff*), fueron introducidos con la liberalización en 1998, lo que se mejoró en 2007 por el Real Decreto 661/2007 (*Feed-in Premium*) y se derogó por el Real Decreto-ley 9/2013. A partir del año 2014 se comenzó a aplicar un esquema basado en una retribución razonable (Real Decreto 413/2014) para las instalaciones existentes y un sistema de subastas, para las nuevas.
- Italia: En este caso, los *Feed-in Tariff* fueron introducidos en el 2005 por el Decreto Ministeriale 28 julio 2005 y derogados progresivamente a partir de 2012, sustituyéndolos por subastas de energía renovable para incentivar inversiones. Terna S.p.A. gestiona las inversiones en transmisión bajo un marco regulado por Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA).
- Texas: La principal iniciativa implementada fue las Zonas Competitivas de Energías Renovables (CREZ – Competitive Renewable Energy Zones), fundamentales para el desarrollo de la infraestructura de transmisión necesaria para soportar el crecimiento de la energía renovable. En una primera instancia se establecieron metas de capacidad (por ejemplo, 10,000 MW para 2025, meta que se superó mucho antes de lo previsto). Por otra parte, también se desarrolló un mercado de Créditos de Energía Renovable (RECs) asociado, bajo el cual, el productor recibe un certificado por cada MWh generado que puede vender a los comercializadores minoristas, generando un flujo de ingresos adicional a la venta de energía.

2.5 Estadísticas Generales del año 2024¹

- España: Demanda de energía de 231,938 GWh y capacidad instalada de 130,097 MW, con una mezcla significativa de energías renovables.

¹ Fuente: España: Red Eléctrica Boletín Mensual de Energía Eléctrica Diciembre 2024 <https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada> / Italia: Terna Dati Statistici 2024 <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche> / ERCOT: 2024 Demand and Energy Report ERCOT, MORA January 2025 (Ercot)

- Italia: Demanda de energía de 292,713 GWh y capacidad instalada de 270,963 MW, con una considerable aportación de energías renovables y térmicas.
- Texas: Un mercado altamente dinámico con una demanda de 461,577 GWh y capacidad instalada de 164,630 MW diversificada y con una alta participación de energías renovables, especialmente la eólica.

La siguiente tabla, resume las principales diferencias entre estos tres mercados y una comparación de los tamaños y los recursos con los que cada sistema abastece a su demanda:

Tabla 1 Resumen comparativo de los sistemas estudiados

	ITEM	ESPAÑA	ITALIA	TEXAS
Arquitectura				
Organización del mercado	Política energética	MITECO	MISE	PUCT
	Regulador	CNMC/ MITECO	MISE	PUCT
	Operador del Sistema/Mercado	OMIE/OMIP	GME / GSE	ERCOT
	Operador de la Red	REE	TERNA	TSPs
	Competencia	CNMC	ARERA	PUCT
	Energías Renovables	CNMC/ MITECO	GSE	PUCT
Mercados	Mercado del día siguiente	Si	Si	Si
	Mercado intradiario	Si	Si	Si
	Mercado de Balance	Si	Si	Si
Productos	Energía	Si	Si	Si
	Reserva (SSCC)	Si	Si	Si
	Capacidad	No	Subasta regulada	No
	Precio	Único	Zonal	Nodal/Zonal
Inversión				

Generación	Operación	Mercado de oferta	de Mercado de oferta	de Mercado de oferta	de Mercado de oferta
	Expansión	Planificada indicativa	Planificada	Señales de mercado	de mercado
Transmisión	Operación	Regulada	Regulada	Regulada	
	Expansión	Planificada vinculante	Planificada	Señales de mercado	de mercado
Distribución	Operación	Regulada	Regulada	Regulada	
	Expansión	Planificada indicativa	Planificada	Señales de mercado	de mercado
Incentivos					
	Renovables Almacenamiento	& FIT, Subastas y PPA	Subastas	Señales de mercado	de mercado

Fuentes: MITECO: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico; MISE: Ministerio de Empresas y Made in Italy; PUCT: Public Utility Commission of Texas; CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; GSE: Gestore dei Servizi Energetici; ARERA: Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente; TSP: Transmission Service Provider (Texas)

Tabla 2 Principales estadísticas de los sistemas estudiados

ESTADÍSTICAS 2024		ESPAÑA		ITALIA		ERCOT	
Demanda	GWh	231,938		292,713		461,577	
	MW	37,880		57,513		85,245	
Generación	GWh	252,431	100%	270,963	100%	461,577	100%
Térmica	GWh	106,468	42%	157,755	58%	301,730	65%
Renovable	GWh	145,963	58%	113,208	42%	159,847	35%
Hidroeléctrica	GWh	34,416	14%	54,757	20%	461	0%
Solar	GWh	47,715	19%	35,993	13%	48,222	10%
Eólica	GWh	59,501	24%	22,322	8%	111,744	24%
Otros	GWh	0	0%	0	0%	2,331	1%

ESTADÍSTICAS 2024		ESPAÑA		ITALIA		ERCOT	
Baterías	GWh	4,331	2%	136	0%	-2,910	-1%
Importación/Exportación	GWh	-10,227	-4%	50,999	19%	0	0%


Fuentes: España: España: Boletín Mensual de Energía Eléctrica Diciembre 2024 Red Eléctrica: / Italia: Italia: Terna Dati Statistici 2024 <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/publicazioni-statistiche> / ERCOT: 2024 Demand and Energy Report ERCOT, MORA January 2025 (Ercot)

3 América Latina y Caribe

En esta sección, se busca presentar un diagnóstico regulatorio que identifique las principales barreras para la incorporación de nuevas tecnologías en este sector. Debido a la cantidad de países y a la complejidad de cada zona, se subdividió la región conforme presentada en la Figura 1. En los siguientes capítulos se enfocan y muestran informaciones de Brasil y México y de los países de las subregiones del Cono Sur, de la Zona Andes y de América Central.

Figura 1 Subdivisión de la región

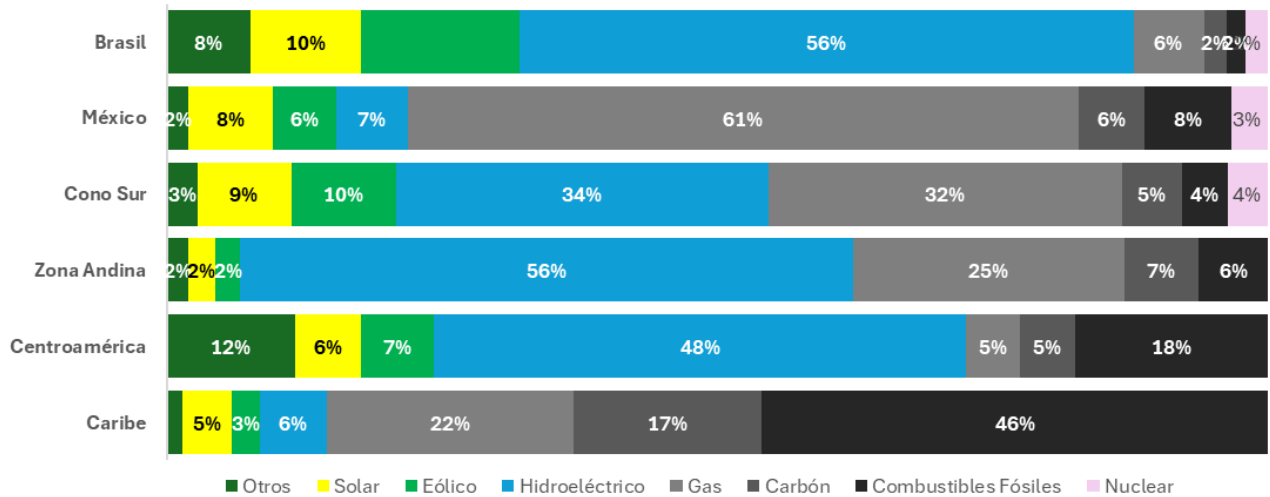
Subregión	Países
Brasil	
México	
Cono Sur	Argentina, Chile, Paraguay y Uruguay
Zona Andes	Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú y Venezuela
América Central	Belice, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá
El Caribe	Barbados, Cuba, Grenada, Guyana, Haití, Jamaica, Dominican Rep, Suriname and Trinidad y Tobago



Fuente: Elaboración propia

La generación de energía en América Latina presenta una diversidad notable en cuanto a las fuentes utilizadas, reflejando las diferencias en políticas energéticas, disponibilidad de recursos naturales y desarrollo de infraestructura en cada región. Analizar la composición de la generación de energía permite entender mejor las estrategias energéticas y la dependencia de cada región de fuentes renovables y no renovables. La siguiente figura muestra la participación por fuente en la matriz de generación.

Figura 2 Generación eléctrica por fuente de las subregiones, 2024



Fuente: Elaboración propia con datos de ourworldindata.org. Último año disponible de cada país.

3.1 Cálculo de precios en el mercado spot

El mercado spot (en LATAM mercado de tiempo real), es el espacio donde se transa la energía (usualmente en MWh) — y su precio está determinado por el costo marginal de abastecimiento del sistema. Este costo representa el valor de generar un megavatio adicional de demanda y es asumido por la unidad marginal, es decir, aquella unidad que se encuentra parcialmente despachada o debe ser puesta en funcionamiento para cubrir dicha demanda adicional.

En la mayoría de los países de América Latina, el cálculo de este precio lo realiza el operador del sistema con base en la normativa vigente. El costo marginal se obtiene considerando el costo variable de la unidad generadora más costosa requerida en un momento dado, incluyendo el precio del combustible, la eficiencia de la planta y los costos de operación y mantenimiento. En sistemas más sofisticados, como aquellos con precios nodales, también se incluyen las pérdidas marginales de transmisión en el cálculo del precio final.

Existen diferencias relevantes entre países respecto a cómo se calcula y aplica el precio spot (calculado como el Costo Marginal). El costo marginal representa el costo incremental mínimo en que incurre el sistema eléctrico para abastecer una unidad adicional de energía, determinado por el costo variable de la unidad generadora marginal. El precio spot, en cambio, es el valor de mercado al que se liquida la energía eléctrica en el corto plazo, para un período y ubicación determinados.

En sistemas con despacho centralizado basado en costos, el precio spot coincide por definición con el costo marginal del sistema, al ser calculado ex post a partir del despacho económico. En mercados de oferta, el precio spot se forma a partir de las ofertas de precio y cantidad presentadas por los agentes,

por lo que puede diferir del costo marginal debido a factores como la existencia de restricciones de red, señales de escasez, poder de mercado, primas de riesgo incorporadas en las ofertas, o reglas específicas de formación de precios del mercado.

Algunas jurisdicciones utilizan un precio único nacional, otras emplean precios zonales, y en algunos casos se aplican precios diferenciados por nodo o subestación, lo que refleja con mayor precisión las condiciones locales de congestión y pérdidas. Además, no todos los costos operativos de las plantas se reflejan necesariamente en sus ofertas al mercado. Cuando estos no están incluidos en el costo variable reconocido, se compensan —aunque no siempre— mediante pagos laterales a generadores o clientes.

El diseño del mercado spot también presenta variaciones importantes entre países. Colombia, por ejemplo, se aparta del modelo de costos tradicional en Latinoamérica, ya que opera bajo un esquema de mercado de ofertas, en el cual los generadores presentan sus precios el día anterior y el despacho se realiza con base en esas ofertas, a través de un modelo de nodo único. Posteriormente, se realiza un cierre con base en la operación real. Brasil, por su parte, también se desmarca del modelo clásico, ya que el precio spot se determina anticipadamente, antes de la operación real, durante la programación operativa del día siguiente. En este caso, las diferencias entre lo previsto y la operación real se compensan con la amplia flexibilidad del parque hidroeléctrico brasileño.

Argentina presenta otro esquema particular: aunque el operador calcula el precio marginal del sistema, este ha dejado de ser la referencia principal para las transacciones. En su lugar, se aplica un “Costo Medio del Sistema”², que incluye el precio spot más una serie de cargos adicionales por despacho, contratos, capacidad, importaciones y servicios administrativos. Esta metodología refleja una evolución hacia un mercado de costos medios, en el cual el precio marginal tiene un rol más bien informativo que operativo.

Adicionalmente, en varios países de la región las transacciones en el mercado spot pueden realizarse en moneda local o en dólares, dependiendo del marco regulatorio y del tipo de contratos vigentes. Esta característica, combinada con la exposición a variaciones del tipo de cambio y precios de los combustibles importados, convierte al mercado spot en un entorno altamente volátil. Por esta razón, la mayoría de los países complementan su esquema de corto plazo con mecanismos de contratación a largo plazo, que permiten mitigar los riesgos asociados a dicha volatilidad, especialmente en el caso de proyectos renovables o inversiones de capital intensivo.

3.2 Planificación energética

La planificación energética es una herramienta estratégica que permite orientar el desarrollo del sistema energético en función de objetivos de largo plazo como la seguridad de suministro, eficiencia económica, sostenibilidad ambiental y diversificación de la matriz. En América Latina, los enfoques

² Válido diciembre 2024.

varían entre modelos centralizados, liderados por entidades estatales, y esquemas más descentralizados que incorporan activamente al sector privado y otros actores. En la práctica, muchos países operan con arreglos híbridos según el segmento del sistema o el tipo de tecnología.

El contenido de los planes energéticos suele incluir proyecciones de demanda, evaluación de recursos, identificación de brechas y propuestas de inversión estratégica, principalmente en generación y transmisión. No obstante, el grado de vinculación legal y operativa de estos planes varía significativamente entre países. En algunos casos, los planes tienen carácter obligatorio y están respaldados por marcos normativos claros, mientras que en otros su implementación depende de la voluntad política, los incentivos económicos y la participación del sector privado.

Por ejemplo, en Brasil, la Empresa de Pesquisa Energética (EPE) elabora anualmente un plan con horizonte a 10 años, que guía tanto la expansión del parque generador como la del sistema de transmisión. Este plan es vinculante para la transmisión (cuasi vinculante para la generación ya que define licitaciones específicas) y está respaldado por instrumentos normativos. En contraste, Chile desarrolla una Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), que posee un periodo de planificación de 30 años, se lleva a cabo cada cinco años —con actualizaciones intermedias— liderada por el Ministerio de Energía con amplia participación técnica y social. Aunque la PELP no es vinculante, sus resultados alimentan directamente la planificación de la transmisión, que sí determina inversiones obligatorias.

En Colombia, el Plan Energético Nacional (PEN), elaborado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), se actualiza cada 10 años y plantea escenarios tecnológicos y estratégicos de largo plazo, alineados con los principios de la transición energética justa, considerando un horizonte de planificación de 30 años. Aunque orientador, el PEN no establece inversiones directas, pero sirve de referencia para la política energética general. Argentina y otros países de la región presentan planes indicativos similares, cuyo cumplimiento depende en buena medida de la alineación entre los sectores público y privado. En el caso de Argentina no existe un proceso formal de planificación ni se ha realizado fijado un horizonte mínimo. Los últimos casos han considerado 25 años de horizonte.

En general, la efectividad de la planificación energética en la región depende no solo de su calidad técnica, sino también de su articulación con los instrumentos regulatorios, la estabilidad institucional y la disponibilidad de mecanismos de financiamiento adecuados.

3.3 Contratos Bilaterales

En los mercados eléctricos de América Latina y el Caribe, la mayoría de los contratos entre generadores y clientes son de naturaleza financiera, aunque también existen contratos físicos, especialmente entre generadores. Ambos tipos de contratos cumplen funciones distintas y responden a necesidades diferentes dentro del sistema eléctrico.

Los contratos físicos (muy raros en Latinoamérica) implican la entrega real de electricidad. Son utilizados para asegurar el suministro o la venta de una cantidad específica de energía en un periodo determinado,

lo que permite a generadores y consumidores contar con mayor previsibilidad operativa y financiera. Cabe señalar de que existen países con contratos físicos, pero solamente entre empresas generadoras.

Por su parte, los contratos financieros no implican intercambio físico de energía, sino que funcionan como instrumentos de cobertura ante la volatilidad del precio en el mercado spot. En estos contratos, las partes acuerdan un precio de referencia y cantidad de referencia, pero el despacho de las unidades de generación es realizado por el operador del sistema en función de las ofertas o declaraciones en el mercado de corto plazo. Las diferencias luego son saldadas en los mercados de corto plazo mediante las reliquidaciones entre lo contratado en los contratos bilaterales y lo realmente generado en el mercado spot.

La principal diferencia entre ambos radica en la entrega: los contratos físicos aseguran el suministro de energía, mientras que los financieros permiten cubrirse contra riesgos de precio. Ambos tipos de contratos son complementarios y cumplen un rol fundamental en la gestión de riesgos tanto operativos como económicos dentro del mercado eléctrico.

3.4 Contratos regulados y procesos de licitación

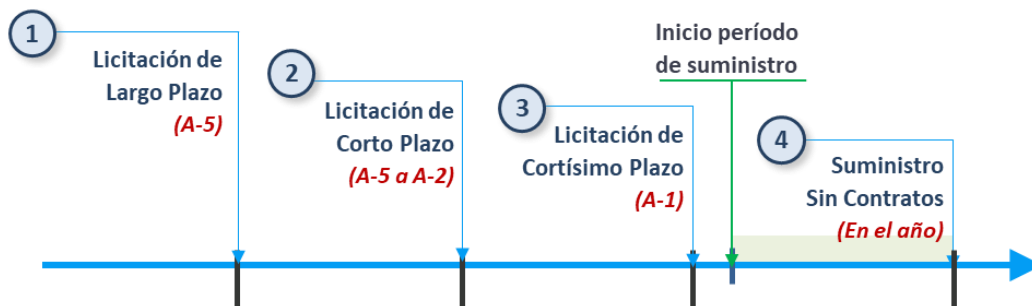
Por lo general en la mayoría de los países con mercado en Latinoamérica y el Caribe se hacen llamados a licitación internacional para abastecer el suministro de clientes regulados. Las obligaciones de las empresas distribuidoras en cuanto a los porcentajes y mecanismos de contratación son variadas.

Por ejemplo, en El Salvador la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) obliga a las empresas distribuidoras a lanzar procesos de licitación para abastecer el 85% de su energía, en Uruguay las distribuidoras tienen una obligación del 80% y Brasil exige que estas abastezcan 100% de la demanda (al igual que Panamá, Perú, y Chile). Sin embargo, para Argentina no existe esta condición, los contratos que se celebran son licitaciones realizadas por el Estado o casos particulares de contratación de únicamente energías renovables entre privados.

En particular en Chile ya desde la publicación de la Ley Corta II en 2005 (2004) los procesos de adquisición de energía para clientes regulados se hacen en procesos de licitación conjunta para todas las distribuidoras. Esta ley introdujo la creación del sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados, estableciendo un proceso competitivo y transparente la contratación del suministro de electricidad a largo plazo. Los contratos de largo plazo (10-15 años, luego extendidos a 20 años) fueron una de las principales innovaciones de esta ley, proporcionando estabilidad y seguridad tanto a los generadores como a los consumidores. Además, la Ley Corta II definió criterios claros y transparentes para la evaluación de las ofertas en las licitaciones, priorizando el precio más bajo, pero permitiendo también considerar otros factores técnicos relevantes. La responsabilidad de organizar las licitaciones fue asignada a las empresas distribuidoras, bajo la supervisión y aprobación de la Comisión Nacional de Energía (CNE).

Una de las innovaciones clave de la Ley 20.805, la cual perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios, fue la flexibilización de los criterios de evaluación de las ofertas, permitiendo considerar factores adicionales al precio, siempre que estuvieran alineados con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico. La ley también estableció mecanismos de mitigación de riesgos, como boletas de garantía y certificaciones de energía firme, para asegurar la seriedad y sostenibilidad de las ofertas. Además, se implementaron mecanismos para regular los suministros en casos donde la demanda efectiva de energía excediera al volumen contratado, mitigando así incertidumbres y riesgos que pudieran impactar los precios y la seguridad del sistema eléctrico. Las licitaciones de largo plazo se establecieron como la norma general para generar mayor certidumbre y competencia, con contratos de hasta 20 años. También se implementaron licitaciones de corto plazo para resolver los descalces entre oferta y demanda a mediano plazo, con contratos de duración variable según la necesidad específica. La Figura 3 ilustra los plazos de antelación para iniciar los procesos de suministro en Chile, de acuerdo al tipo de licitación, largo, corto y cortísimo plazo. El eje horizontal representa la línea temporal, en años.

Figura 3 Licitaciones de Largo Plazo en Chile

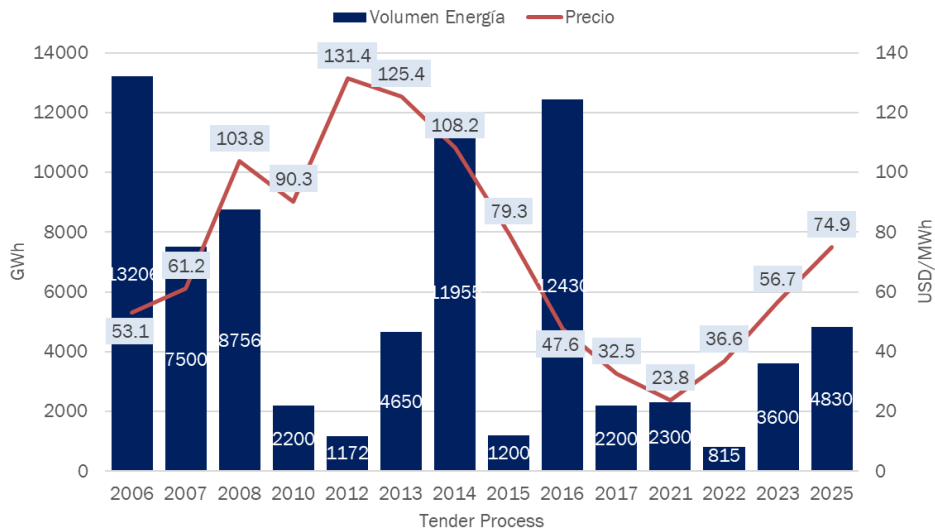


Fuente: Elaboración propia

Otra de las innovaciones más destacadas fue la incorporación de licitaciones por bloque horario (Bloques A, B y C) y zona geográfica. Esta modalidad permite a los generadores ofertar suministro de energía en bloques horarios y zonas específicas, lo que facilita una mejor gestión de la demanda y una mayor integración de energías renovables, que suelen tener variaciones en su producción a lo largo del día o de las estaciones.

La siguiente figura contiene los resultados de las licitaciones reguladas en Chile en los últimos años. El eje X muestra el año en que fue realizada la licitación y en el eje Y, el volumen de la energía licitada y los precios promedio obtenidos por proceso. Se observa desde el 2012, con el incremento de la competitividad de la generación renovable intermitente, una baja sistemática en los precios adjudicados en la licitación, alcanzando un mínimo en 2021. Desde ese momento, como resultado del aumento de los CAPEX post pandemia y el incremento en el riesgo observado (nodales y volatilidad horaria) en el suministro de los contratos renovables, se evidenció un aumento en los precios adjudicados entre el año 2021 y la actualidad.

Figura 4 Licitaciones Reguladas Chile



Fuente: Elaboración propia

En la licitación (2023/01) se incorporaron una serie de cambios, con incentivos para almacenamiento y energías renovables no variables. Según lo indicaban las Bases de la Licitación, para efectos de la evaluación de ofertas económicas al Precio Nivelado de aquellas ofertas en horas no diurnas que tengan respaldo de almacenamiento o Generación con Energías Renovables No Variables, se aplica un descuento de 0,15 US\$/MWh por cada GWh de energía generable, el cual no podrá ser superior a 15 US\$/MWh. Esto implica la introducción de un incentivo claro por parte del regulador para la inversión en almacenamiento.

En Brasil, las licitaciones para la contratación de energía se dividen en dos categorías principales: energía nueva y energía existente. Las licitaciones de energía nueva están diseñadas para promover la construcción de nueva capacidad de generación para satisfacer el aumento de la demanda de las distribuidoras. Los contratos resultantes de estas licitaciones tienen una duración de entre 15 y 30 años, lo que garantiza la recuperación financiera de los proyectos. Existen dos tipos de contratos: los contratos por cantidad o Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por quantidade (CCEAR-Q), que son contratos de "take-or-pay" en los que el distribuidor paga una cantidad definida por la energía contratada (en BRL/MWh) y el generador debe entregar la energía contratada mensualmente, y los contratos por disponibilidad o Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado por disponibilidade (CCEAR-D), en los que el distribuidor paga una cantidad fija al generador (ingresos fijos) que cubre los costos fijos de la planta, garantizando su disponibilidad para generación cuando se le solicite. Además, la energía generada se remunera con un valor variable para cubrir los costos de combustible durante la generación.

Por otro lado, las licitaciones para energía existente se diseñan para cubrir la demanda actual de las distribuidoras, complementando los contratos de nueva energía para cubrir el 100% de la carga. La

duración de estos contratos varía entre 1 y 15 años, y la entrega de energía puede comenzar en el mismo año o en los dos años siguientes. En este contexto, los contratos de ajuste responden al proceso de subasta de ajuste a corto plazo con el objetivo de igualar las diferencias entre la oferta y la demanda contratada, y tienen una duración de hasta dos años, permitiendo a las distribuidoras contratar hasta el 5% de su carga total. Asimismo, existe una subasta especial para contratar generación distribuida ubicada dentro de las redes de distribución, como pequeñas hidroeléctricas, eólica, biomasa, solar, cogeneración, etc., donde las distribuidoras realizan estas subastas a su discreción, y los términos y condiciones contractuales dependen de las partes en el acuerdo. Las subastas de nueva energía siguen siendo la alternativa preferida para los nuevos participantes en el mercado, complementada por otros tipos de contratos. La Tabla 3 presenta un resumen con las principales características de cada tipo de subasta.

Tabla 3 Resumen licitaciones en Brasil

TIPO DE OFERTA	SUBASTA	ENTREGA	DURACIÓN DEL PPA	COMENTARIOS
Nueva Energía	Subasta Principal (A-6)	6 años	15 a 30 años	16 subastas en el pasado. Las tecnologías autorizadas se deciden para cada subasta. Incertidumbre respecto a la proyección de la demanda a 5/6 años.
Subasta Complementaria (A-4)	4 años	15 a 30 años	12 subastas en el pasado. Las tecnologías autorizadas se deciden para cada subasta. Limitado al 2% de la demanda de las distribuidoras 2 años antes de la subasta.	
Energía Existente	A-0, A-1 o A-2	Entre el mismo año y hasta 2 años adelante	1 a 15 años	Para renovar los contratos de energía existentes. La cantidad de energía existente contratada puede reducirse en caso de que un consumidor regulado se desregule o para hacer frente a la incertidumbre de la demanda (hasta el 4% cada año, a discreción de las empresas de servicios públicos, para compensar la incertidumbre de la demanda). En este caso, los generadores asumen los riesgos de esta reducción.
Subastas de Ajuste (A-0)	4 meses	Hasta 2 años		Realizadas para ajustar mejor la demanda y la oferta contratada. Limitadas al 5% de la demanda contratada.

TIPO DE OFERTA	SUBASTA	ENTREGA	DURACIÓN DEL PPA	COMENTARIOS
Reserva de Capacidad	Oferta Existente y Nueva (LRC)	6 años	15 años	Para aumentar la capacidad firme en el sistema. La primera licitación fue en 2021. Los productos licitados fueron capacidad firme y energía firme inflexible (para proyectos térmicos limitados al 30% de la capacidad).
Fuentes Alternativas	Oferta Existente y Nueva (LFA)	2 a 4 años	10 a 30 años	3 subastas en el pasado (2007, 2010, 2015). Competencia entre fuentes renovables.
Generación Distribuida	Oferta Existente y Nueva			Realizada por las distribuidoras, hasta el 10% de la carga de la empresa. Solo para plantas de energía conectadas a la distribuidora.
Proyectos Específicos	A-5 y A-3	5 o 3 años		3 subastas para grandes proyectos hidroeléctricos en el pasado (Santo Antônio, Jirau, Belo Monte).
Energía de Reserva (LER)	Oferta Existente y Nueva		Hasta 35 años	9 subastas para aumentar el margen de seguridad del suministro, desde 2008 hasta 2016. Adjudicados de energía eólica, biomasa, hidroeléctrica y solar.

*Tabla actualizada a julio 2023

Fuente: Elaboración propia

3.5 Mercados de Capacidad

En los mercados eléctricos de la región, los pagos por capacidad son herramientas utilizadas para asegurar la suficiencia del sistema en el largo plazo. Su objetivo es ofrecer señales económicas que incentiven nuevas inversiones en generación y aseguren la disponibilidad de capacidad firme cuando se requiera.

Aunque muchos países utilizan licitaciones de largo plazo que, de forma indirecta, contribuyen a la suficiencia, algunos adoptan esquemas explícitos conocidos como Mecanismos de Remuneración por Capacidad (CRMs) o también denominados Pagos por Potencia. Estos pueden clasificarse según su

diseño: centralizados o descentralizados, basados en precio o cantidad, y administrados de forma regulada o mediante mecanismos de mercado.

El mecanismo más extendido en la región es el pago por capacidad regulado, donde los generadores reciben una remuneración fija por una porción de su capacidad instalada (llamada potencia firme o de suficiencia), según criterios tecnológicos o estadísticos definidos por la regulación. Este esquema se aplica en países como Chile, Perú, Guatemala, Honduras y El Salvador, y aunque opera bajo reglas de mercado, el precio es determinado administrativamente, generalmente como una estimación del costo una unidad de punta adicional en el sistema.

Además de este modelo, algunos países han implementado variantes o mecanismos complementarios:

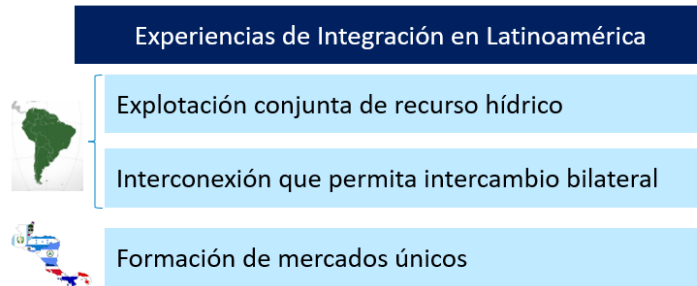
- Subastas de capacidad, donde el operador define la cantidad necesaria y adjudica contratos a través de un proceso competitivo. Pueden ser de corto o largo plazo y configurarse como abiertas o cerradas.
- Obligaciones de capacidad, donde los agentes del mercado deben acreditar capacidad firme a través de contratos o propiedad de plantas. Perú y Brasil aplican este enfoque, exigiendo a los clientes contratar el 100% de su demanda con respaldo físico.
- Reservas estratégicas, utilizadas en forma puntual, como en Brasil, consisten en capacidad bajo control directo del operador, activada cuando el sistema lo requiera.
- Opciones de confiabilidad, implementadas en Colombia, funcionan como contratos donde el generador se compromete a ofrecer energía si el precio de mercado supera un umbral. Es un esquema similar a las reservas estratégicas, pero sin control directo del operador. Este modelo ha sido replicado en mercados como ISO New England (EE. UU.), Irlanda e Italia.

En síntesis, aunque la mayoría de los países de la región optan por mecanismos simples y regulados de pagos por capacidad, existen experiencias más sofisticadas que combinan distintos enfoques. En el caso de Brasil, si bien no hay un mercado formal de capacidad, se exige una contratación del 100% tanto a clientes como a generadores, quienes deben respaldar su energía con garantías físicas, cumpliendo así de forma indirecta la función de suficiencia.

3.6 Integración Regional

Las experiencias de integración en energía eléctrica en América Latina se pueden caracterizar en tres grupos ilustrados en la Figura 5. Como es posible ver, los modelos de explotación conjunta de recurso hídrico e interconexión que permita intercambio bilateral son adoptados en Sudamérica, mientras que la formación de mercados única es adoptada en Centro América.

Figura 5 Experiencias de Integración en Latinoamérica



Fuente: Elaboración propia

La Figura 6 ilustra las interconexiones por redes bilaterales (operativas y en construcción), el Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC), centrales hidráulicas binacionales, así como varios proyectos en estudio (en rojo).

Figura 6 Interconexiones eléctricas en SIEPAC y Sudamérica

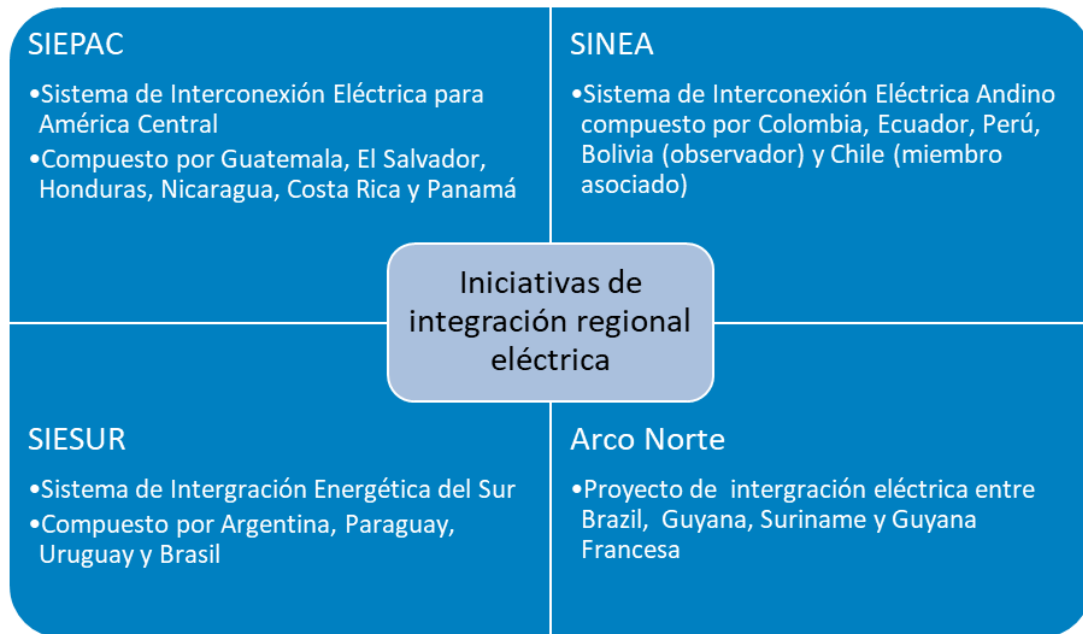


Fuente: RED 21 – Caminos para la integración Capítulo 5 <https://www.caf.com/es/especiales/red/red-2021/>

Las iniciativas de interconexión regional en Latinoamérica se encuentran en distintos niveles de desarrollo. Actualmente existen 4 iniciativas SIEPAC, Sistema de Interconexión Eléctrica Andina

(SIENEA); Sistema de Integración Energética del Sur (SIESUR) e Interconexión Regional Arco Norte (ARCO NORTE), detalladas en la Figura 7:

Figura 7 Iniciativas de Integración Regional Eléctrica

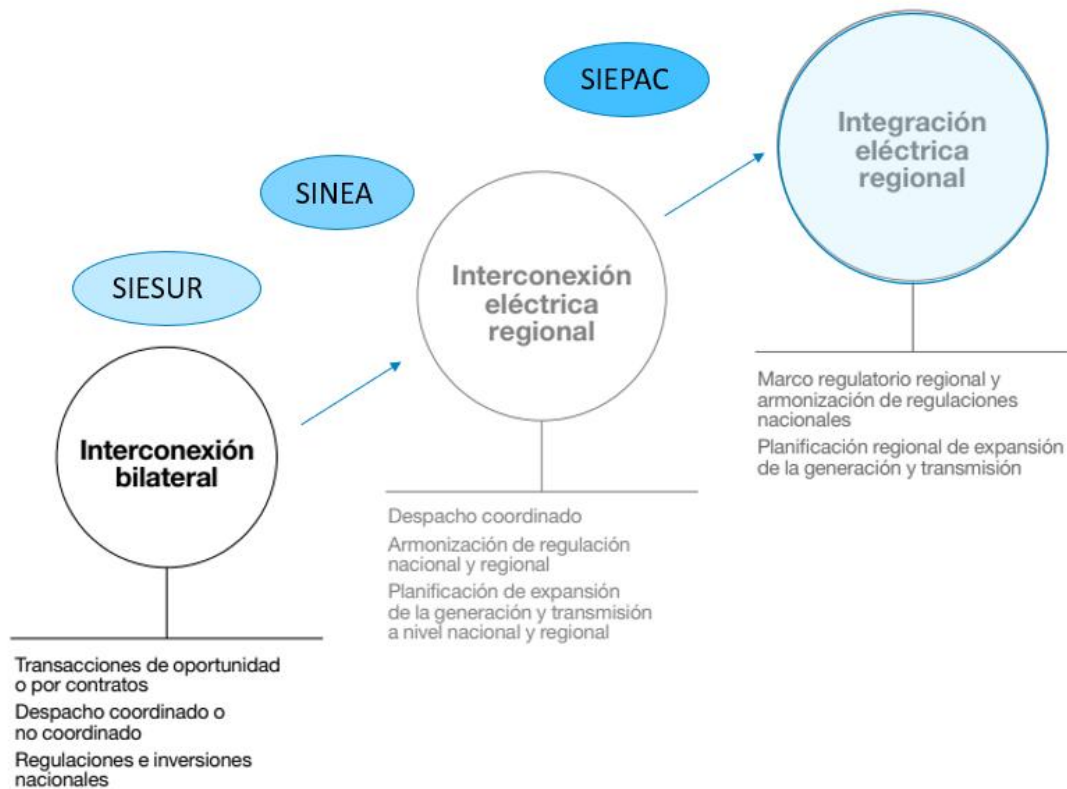


Fuente: Elaboración propia

Las experiencias de integración energética en América Latina son dispares, sobre todo en el nivel de profundidad (o escalones) de integración, los participantes y las reglas bajo las cuales se realizan las transacciones físicas y económicas.

El SIEPAC representa el esfuerzo de integración eléctrica más avanzado en América Latina, conectando a seis países de Centroamérica: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. Sobre los mercados nacionales opera el Mercado Eléctrico Regional (MER), que convive con estructuras diversas, desde monopolios verticalmente integrados, como Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en Costa Rica o Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en Honduras, hasta mercados más abiertos como los de Panamá o Guatemala. Si bien el MER ha generado beneficios en costos, estabilidad de precios e inversión, su potencial sigue limitado por marcos regulatorios nacionales que priorizan el abastecimiento interno, restringiendo el desarrollo de transacciones firmes de largo plazo. Como resultado, la capacidad de interconexión ha sido sistemáticamente subutilizada. La Figura 8 ilustra el estado de implementación de la Integración en América Latina.

Figura 8 Estado de la integración en América Latina



Fuente: Elaboración propia en base a RED 21 – ‘Caminos para la integración’

En la región andina, las transacciones entre Colombia y Ecuador se han basado históricamente en intercambios de corto plazo y criterios de autosuficiencia. No obstante, desde 2017, la Comunidad Andina de Naciones impulsa la creación del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP). En 2023 se aprobaron sus reglamentos operativos y comerciales, y se prevé que comience a operar entre Colombia y Ecuador en Julio 2026, integrando a Perú en 2027 una vez que se concrete su nueva interconexión con Ecuador. Esta iniciativa se enmarca en una agenda más amplia que incluye el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), orientada a integrar gradualmente los sistemas de la Comunidad Andina y Chile, aunque siempre subordinada a la prioridad del abastecimiento nacional.

En el resto de América del Sur, la integración ha avanzado principalmente mediante interconexiones bilaterales, muchas de ellas asociadas al aprovechamiento compartido de recursos hidroeléctricos, como las represas binacionales.

Dado que el gas natural cumple un rol estratégico como combustible de transición, su articulación con los sistemas eléctricos ofrece oportunidades para una integración energética más amplia. Ejemplo de ello son las iniciativas dentro de SIESUR (Argentina-Brasil, Argentina-Chile) o la eventual conexión entre México y el SIEPAC.

No obstante, las experiencias de integración del Cono Sur iniciadas en los años 90 enfrentaron diversos obstáculos —crisis políticas, cambios regulatorios y restricciones tecnológicas— que debilitaron los intercambios, especialmente entre Argentina, Chile y Brasil. Recién en 2018 se retomaron los esfuerzos regionales a través de la iniciativa SIESUR, que busca reactivar y coordinar las interconexiones del Cono Sur con una visión más técnica y realista.

3.6.1 Desafíos

Las experiencias de las últimas décadas muestran que la integración eléctrica en América Latina ha avanzado lentamente, concentrándose en interconexiones bilaterales en Sudamérica y subregionales en Centroamérica. El camino de la integración puede encontrar obstáculos que impiden o, al menos reduzcan los incentivos para avanzar en los procesos de integración eléctrica de la región.

— **Priorización de políticas hacia el autoabastecimiento energético:** Sesgo al autoabastecimiento. Las políticas en este sentido suelen justificarse por:

- Creciente volatilidad de los precios de insumos energéticos,
- Condiciones de escasez y
- Potenciales conflictos geopolíticos con otros países.

El sesgo al autoabastecimiento describe la tendencia de los países a priorizar el suministro de su demanda eléctrica con recursos nacionales, aun cuando existan alternativas de importación más eficientes desde sistemas interconectados, en respuesta a objetivos legítimos de seguridad energética. Sin embargo, este enfoque puede generar ineficiencias económicas al favorecer el despacho de generación local de mayor costo frente a abastecimiento externo más competitivo, y limitar el uso eficiente de la infraestructura de interconexión. Asimismo, en el largo plazo, el énfasis en el autoabastecimiento reduce los incentivos para desarrollar proyectos de generación o transmisión con orientación regional, al disminuir la previsibilidad del acceso a mercados externos y afectar la “bancabilidad” de inversiones con ventajas comparativas a escala regional.

— **Debilidad institucional** o la **falta de mecanismos de resolución de controversias** en los bloques regionales es otra barrera en el camino de la integración.

— **Falta de Reglas estables y previsibles**, que brinden seguridad jurídica a través de mecanismos adecuados para la solución de controversias. Esto ha sido muy difícil de implementar, sobre todo en los países de América del Sur.

Para que los mercados eléctricos regionales integrados —tanto de corto como de largo plazo— funcionen de forma eficiente, es esencial una armonización regulatoria entre los países. Esto incluye definir productos compatibles (como la potencia firme), acordar criterios comunes de reconocimiento de oferta y establecer metodologías equivalentes de evaluación técnica y económica. Sin estos elementos, es inviable garantizar intercambios contractuales confiables entre sistemas.

Además, la viabilidad económica de las interconexiones depende de que existan diferencias estructurales en las matrices de generación y en los costos de producción, que justifiquen los flujos comerciales. De lo contrario, los beneficios de la integración no compensan los costos de inversión en infraestructura.

La resiliencia regional ante eventos externos —climáticos, macroeconómicos o políticos— también representa un factor crítico, ya que puede afectar la continuidad de los intercambios o alterar las condiciones pactadas. La interconexión eléctrica regional constituye un instrumento estructural para fortalecer la resiliencia de los sistemas eléctricos, al permitir el soporte mutuo entre países frente a contingencias operativas, eventos climáticos extremos y variaciones abruptas de la oferta o la demanda. Mediante el intercambio de energía y la eventual compartición de reservas, la integración regional reduce la exposición a fallas locales, diversifica riesgos tecnológicos y climáticos, y mejora la capacidad de recuperación del sistema ante perturbaciones severas. No obstante, el impacto positivo sobre la resiliencia depende críticamente de la disponibilidad efectiva de capacidad de interconexión, de la complementariedad de las matrices energéticas y, especialmente, de la existencia de marcos regulatorios y operativos armonizados que aseguren el acceso firme a los intercambios en situaciones de estrés sistémico.

En el caso de Centroamérica, si bien el MER ha mostrado un crecimiento constante en el volumen de intercambios, persisten obstáculos regulatorios y operativos que deben superarse para avanzar hacia una integración más profunda y sostenible.

3.7 Barreras para nuevas tecnologías

En América Latina, la entrada de nuevas tecnologías de energía enfrenta diversas barreras, incluyendo altos costos iniciales y falta de financiamiento adecuado, lo que dificulta la adopción de tecnologías avanzadas como la energía solar concentrada, el almacenamiento de energía, celdas de combustible de hidrógeno, la utilización de plantas reversibles e, incluso, dificultades regulatorias para el funcionamiento del mercado de generación distribuida. Además, hay desafíos relacionados con la infraestructura insuficiente y la falta de políticas de apoyo o incentivos gubernamentales consistentes. Las cuestiones regulatorias y burocráticas también pueden crear obstáculos, mientras que la necesidad de capacitación técnica y la resistencia de intereses establecidos, como la industria de combustibles fósiles, pueden retrasar la transición hacia fuentes de energía renovables e innovadoras en la región.

3.7.1 Infraestructura de Transmisión

En varios países de América Latina, la lentitud en el desarrollo de proyectos de transmisión eléctrica ha sido un obstáculo crítico para la integración de nuevas centrales renovables. A menudo, los tiempos de construcción de las líneas son mucho más largos que los de las plantas renovables, lo que ha generado congestiones y vertimientos de energía limpia en zonas con alto potencial solar y eólico.

Chile enfrentó vertimientos significativos debido a retrasos en obras clave, como la línea Cardones–Polpaico (500 kV), que se demoró años por conflictos socioambientales. En México, la falta de inversión ha causado retrasos en interconexiones, congestiones regionales y precios ineficientes, especialmente entre el norte renovable y el sur deficitario. En Colombia, los proyectos enfrentan largos plazos de permisos y altos costos sociales y ambientales, como ocurrió en La Guajira, donde una línea tardó más

de cuatro años en ser autorizada. Brasil, por su parte, reportó a fines de 2023 que más del 50% de sus obras de expansión estaban atrasadas, lo que compromete sus metas de descarbonización.

En contraposición, en mercados donde existen mecanismos de decisión y desarrollo privado, en combinación con planificación centralizada, se han logrado desarrollos de líneas de alta tensión en períodos menores (2 a 3 años).

Estas situaciones evidencian la necesidad urgente de mecanismos más ágiles y flexibles para el desarrollo de infraestructura de transmisión, que permitan acompañar el ritmo de expansión de la generación renovable y garantizar su aprovechamiento efectivo.

3.7.2 Complejidad y cambios regulatorios

La inestabilidad normativa y la complejidad regulatoria son barreras importantes para la adopción de nuevas tecnologías en el sector eléctrico de América Latina. Cambios frecuentes en leyes y reglamentos crean un entorno poco predecible que desincentiva la inversión, especialmente en tecnologías emergentes.

En México, las modificaciones recientes a la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) han reforzado el rol dominante de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), afectando la competencia y dificultando el ingreso de nuevos actores. La priorización de generación estatal y los cambios en los procesos de permisos han generado un clima de incertidumbre que frena la inversión en renovables y soluciones innovadoras.

En Brasil, la normativa también es volátil y compleja, y los largos procesos burocráticos para aprobar proyectos limitan el desarrollo de tecnologías clave como los sistemas de almacenamiento en baterías (Battery Energy Storage Systems, BESS). Aunque estos sistemas pueden aportar flexibilidad, estabilidad de red y almacenamiento de excedentes renovables, la falta de un marco regulatorio adaptado impide su integración efectiva.

A nivel regional, la diversidad y fragmentación de marcos regulatorios, junto con mercados de tamaño reducido, dificultan la evaluación de proyectos y elevan los costos de entrada, especialmente para inversionistas internacionales. Además, en muchos casos, la regulación vigente no reconoce la naturaleza multifuncional de tecnologías como el BESS, restringiendo su participación en el mercado y limitando su contribución a la transición energética.

3.7.3 Barreras sociales

En América Latina, numerosos proyectos de infraestructura energética han sido retrasados o cancelados por la oposición de comunidades locales, preocupadas por los impactos sociales, ambientales o territoriales.

Los proyectos hidroeléctricos han enfrentado fuerte resistencia, como ocurrió con Belo Monte en Brasil y HidroAysén en Chile, debido al desplazamiento de poblaciones indígenas y la alteración de ecosistemas. De forma similar, proyectos eólicos y solares han generado conflictos por su cercanía a zonas habitadas o por el uso intensivo del suelo.

Además, la expansión de líneas de transmisión, esencial para conectar nueva generación renovable, también se ha visto afectada por conflictos sociales, dificultando aún más la transición energética sostenible, así como una integración energética sostenible en el continente.

3.7.4 Requisitos y permisos

Los requisitos para obtener permisos y licencias para desarrollar y operar nuevas tecnologías de generación son a menudo extensos y rigurosos. En México, por ejemplo, los proyectos de generación deben obtener una serie de permisos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), así como cumplir con normativas ambientales específicas. Estos trámites pueden tardar meses o incluso años, lo que desincentiva la inversión en tecnologías innovadoras como la energía solar, eólica y los sistemas de almacenamiento de energía. En Brasil, los proyectos de generación deben pasar por una serie de evaluaciones y aprobaciones por parte de la Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) y el Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA). Este proceso incluye estudios de impacto ambiental y consultas públicas, que, aunque son cruciales para garantizar la sostenibilidad, pueden prolongar significativamente el tiempo de desarrollo de los proyectos.

3.7.5 Barreras de competencia

En muchos países de Latinoamérica y el Caribe, hay una dominancia importante de las empresas estatales en el sector eléctrico. Por otro lado, en aquellos países donde el estado no tiene tanta presencia, normalmente son unas pocas empresas las que tienen dominio sobre el sector. Es así como se dificulta la entrada de nuevos actores que puedan traer estas nuevas tecnologías.

4 Modernización de los mercados

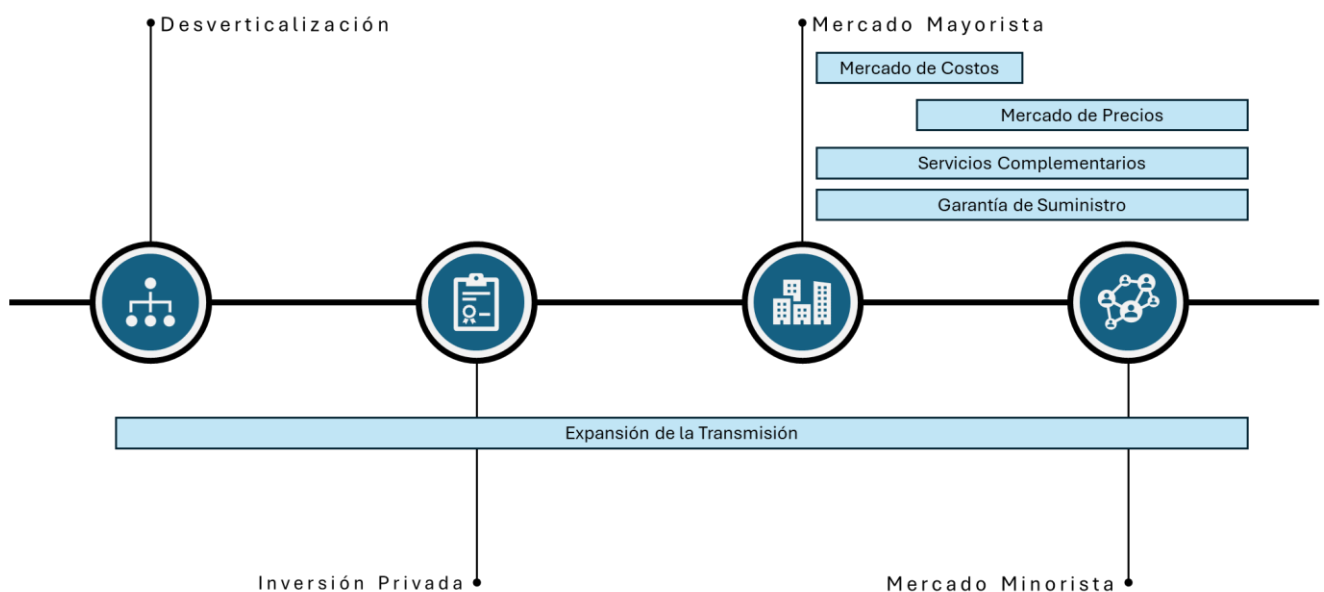
Basándose en el análisis y evaluación previos, el objetivo de la siguiente sección es presentar lineamientos para la creación de una hoja de ruta regulatoria y estratégica para cada grupo de países con similar marco regulatorio.

El diseño de un sector eléctrico desarrollado debe orientarse a la búsqueda de garantizar un abastecimiento eficiente del sistema, minimizando el impacto sobre el medio ambiente, y obteniendo precios de suministro eficientes para la población. En busca de ese objetivo, el diseño del sector se basa en cuatro pilares fundamentales:

1. La libre competencia en la oferta de energía, en busca de los mejores precios de generación, bajo reglamentos de calidad del producto;
2. El libre acceso a las redes de transmisión y distribución de energía, por parte de los generadores, estableciendo igualdad de alcance de los jugadores del mercado;
3. Condiciones similares de competencia para los ofertantes, sin desvíos de mercado por subsidios o beneficios a jugadores específicos; y
4. La posibilidad y libertad para seleccionar su ofertante de energía por parte de los clientes, creando la entidad del mercado minorista, no solamente un mercado mayorista.

Los lineamientos para dicha transición de los mercados energéticos hasta ese mercado ideal son establecidos, para cada agrupamiento de países, dependiendo de su condición actual de avance regulatorio, de acuerdo con las condiciones presentadas en la Figura 9.

Figura 9 Avance de los países de América Latina en dirección al Mercado Minorista de Energía



Fuente: Elaboración propia

4.1 Segmentación

La separación de actividades (generación, transmisión, distribución y comercialización) es el primer paso en las reformas de mercados eléctricos en todo el mundo. Esta segmentación permite diseñar regulación específica para cada función, mejorando la eficiencia, reduciendo riesgos y evitando conflictos de interés.

Para países de la región que aún no han adoptado modelos de mercado —como Venezuela, Paraguay, Ecuador, Puerto Rico, Jamaica, Trinidad y Tobago, Barbados, Cuba, Haití, Belice, Granada, Guyana y

Costa Rica—, esta separación representa el inicio de la hoja de ruta hacia un sistema más moderno y competitivo³.

La apertura del segmento de generación a la competencia (con alta diversificación de agentes) es clave para evitar la concentración del poder de mercado, fomentar la entrada de nuevos actores, mejorar la eficiencia en precios y promover estabilidad. La competencia impulsa la innovación tecnológica y garantiza una mejor calidad del suministro.

En transmisión y distribución, donde existen características de monopolio natural, la desverticalización mejora el foco operativo y permite una regulación más efectiva. Las agencias reguladoras deben garantizar el acceso no discriminatorio a las redes, con reglas claras, control de tarifas y estándares de calidad en el servicio.

4.2 Incremento de la participación privada

El fortalecimiento de la competencia en generación es el segundo paso natural en el desarrollo de mercados eléctricos. La apertura a nuevos actores permite mayor flexibilidad, entrada de capital privado, reducción de conflictos de interés y mejora en la transparencia del sector. Para ello, es fundamental contar con un regulador fuerte, capaz de supervisar condiciones de competencia y evitar abusos de poder de mercado.

Los principios de un mercado eléctrico competitivo buscan emular las condiciones de competencia perfecta: producto homogéneo, información accesible, libre entrada y salida, ausencia de costos de transacción y de externalidades no internalizadas. Bajo estas condiciones, se fomenta la eficiencia, se estimula la innovación y se atrae inversión en infraestructura.

Sin embargo, en algunos países con mercados mayoristas formalmente implementados, persiste una fuerte posición dominante del Estado, como es el caso de Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) en Uruguay, Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) en Bolivia y CFE en México. La concentración limita la competencia efectiva, afectando la eficiencia del mercado y el potencial de reducción de costos para los usuarios finales.

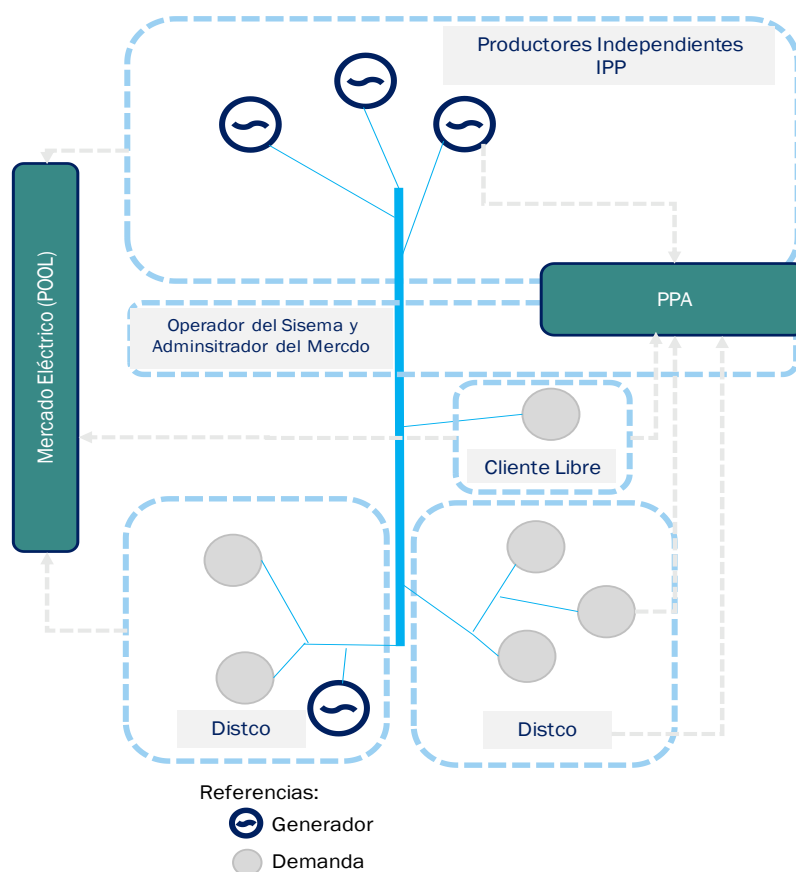
Avanzar hacia una mayor diversificación de agentes y garantizar reglas claras para todos los participantes son condiciones esenciales para consolidar mercados más dinámicos, eficientes y sostenibles.

³ Uruguay tiene un mercado en el segmento de generación. La transmisión y distribución se mantienen bajo responsabilidad exclusiva de UTE.

4.3 Creación de Mercados Mayoristas

La desverticalización del sector eléctrico permite establecer mercados mayoristas en los que generadores y grandes consumidores (distribuidores o usuarios libres) transaccionan energía, principalmente para cubrir los desbalances entre generación, demanda y contratos. Estos mercados operan bajo esquemas abiertos a la competencia y permiten vender productos como energía en tiempo real, potencia firme y servicios complementarios, definidos por el regulador.

Figura 10 Modelo de Mercado Mayorista



Fuente: Elaboración propia

Se puede observar en la Figura 10 un esquema del mercado mayorista. En los mismos, existe un POOL⁴ (Mercado Mayorista) en donde los generadores y grandes demandas pueden transaccionar los productos disponibles. En este modelo, coexisten:

⁴ Un pool eléctrico es un mercado mayorista centralizado en el que se concentran las transacciones de corto plazo y donde, mediante un despacho coordinado, se determina el precio spot de la energía y la programación operativa del sistema.

- Un operador del sistema, que gestiona la operación física de la red.
- Un administrador del mercado, encargado de las liquidaciones económicas.
- Agentes generadores, transmisores, distribuidores, comercializadores y grandes usuarios que interactúan en el mercado.

El diseño implica nuevas premisas:

- La competencia es posible y deseable en generación y comercialización.
- Transmisión y distribución son considerados monopolios naturales, idealmente adjudicados por licitación bajo esquemas de concesión zonal.
- La electricidad se considera un bien transable, y el acceso abierto a las redes es esencial para garantizar condiciones equitativas de competencia.

Los mercados mayoristas operan tanto en el corto plazo (spot) como a través de contratos a plazo, permitiendo a los usuarios elegir entre diferentes productos, horarios o fuentes (por ejemplo, energías renovables). La apertura del mercado, combinada con una mayor diversidad de agentes, mejora la asignación de recursos, promueve la eficiencia y tiende a reducir los precios para el consumidor final.

Además, una infraestructura robusta de transmisión y distribución es clave para integrar nuevas tecnologías y aprovechar todo el potencial de generación. El acceso no discriminatorio a la red es fundamental para eliminar barreras de entrada y permitir el funcionamiento competitivo del mercado.

4.3.1 La participación de la demanda

En varios países, los marcos regulatorios limitan la participación de la demanda regulada en el mercado mayorista de corto plazo, obligándola a abastecerse exclusivamente mediante contratos de largo plazo. Esta medida buscaba proteger a los consumidores de la volatilidad del mercado spot.

Sin embargo, con la rápida evolución tecnológica y la caída de costos en ciertas fuentes de generación, el mercado spot se ha vuelto más competitivo. Al no poder participar en él, los distribuidores perdieron la oportunidad de aprovechar precios más bajos.

Permitir que la demanda combine contratos a largo plazo con compras en el corto plazo puede mejorar la eficiencia del abastecimiento. Un portafolio de compras diversificado ayuda a mitigar riesgos y capturar mejores condiciones de mercado, especialmente en contextos de cambio tecnológico acelerado.

4.3.2 El usuario libre

La participación de los usuarios libres en los mercados eléctricos representa un elemento clave para la promoción de la competencia y la eficiencia en el sector energético. Estos usuarios, que adquieren energía directamente de generadores o comercializadores, sin pasar por las distribuidoras tradicionales,

han emergido como actores fundamentales en la estructura del mercado mayorista, especialmente en países con mercados eléctricos desregulados o en vías de liberalización.

Los usuarios libres son aquellos consumidores que, al cumplir con ciertos requisitos establecidos por la regulación local, tienen la facultad de escoger su proveedor de energía eléctrica. Este grupo generalmente incluye grandes consumidores industriales, comerciales e incluso institucionales, que cuentan con la capacidad técnica y financiera para negociar contratos de suministro de energía en condiciones más favorables que las ofrecidas por las distribuidoras tradicionales.

En mercados más avanzados, la definición de usuario libre se ha ampliado para incluir también a consumidores de menor escala, permitiendo una mayor diversificación y dinamismo en el mercado (este punto será abarcado en el siguiente capítulo). En algunos países de América Latina, los umbrales de consumo para calificar como usuario libre han disminuido progresivamente, facilitando la migración de más consumidores hacia este modelo.

La liberalización del acceso a la compra de energía eléctrica brinda a los usuarios libres varias ventajas significativas. Entre estas, se destacan:

- **Flexibilidad Contractual:** Los usuarios libres pueden negociar contratos bilaterales con generadores o comercializadores, adaptando las condiciones de suministro a sus necesidades específicas en términos de precios, volúmenes, y duraciones. Esto permite optimizar los costos energéticos y gestionar mejor los riesgos asociados a la volatilidad del mercado.
- **Reducción de Costos:** Al eliminar intermediarios y negociar directamente, los usuarios libres a menudo logran acceder a precios más competitivos, especialmente en contextos donde la oferta supera la demanda o donde se incentiva el uso de energías renovables.
- **Incentivo a la Eficiencia Energética:** La posibilidad de escoger su proveedor impulsa a los usuarios libres a adoptar tecnologías y prácticas que optimicen su consumo de energía, contribuyendo así a la sostenibilidad y a la reducción de costos operativos.

Sin embargo, la participación como usuario libre también conlleva desafíos:

- **Gestión de Riesgos:** Los usuarios libres asumen directamente los riesgos asociados al mercado, como la variabilidad de precios y la seguridad del suministro. Esto requiere de una gestión energética más activa y sofisticada.
- **Dependencia de la Infraestructura de Red:** Aunque los usuarios libres compran su energía de manera independiente, siguen dependiendo de las redes de transmisión y distribución, lo que implica costos adicionales por uso de estas infraestructuras y potenciales conflictos regulatorios sobre tarifas y acceso.

La expansión de los usuarios libres ha generado un impacto significativo en la dinámica de los mercados eléctricos de América Latina. La creciente demanda por parte de estos usuarios ha promovido la

diversificación de la matriz de generación, incentivando la inversión en energías renovables y en tecnologías de generación más eficientes. Asimismo, su presencia ha contribuido a una mayor transparencia y competencia en el mercado, presionando a las distribuidoras y generadores a ofrecer condiciones más competitivas para retener a sus clientes.

En países donde el mercado mayorista está bien desarrollado, la participación de usuarios libres ha facilitado la transición hacia un modelo de mercado más competitivo y orientado al consumidor. No obstante, en mercados aún en proceso de liberalización, la integración plena de estos usuarios sigue enfrentando barreras regulatorias y técnicas que requieren ser abordadas para maximizar los beneficios de su participación.

Un aspecto que ha resultado crítico es el impacto de la migración de usuarios regulados a libres, observada en muchos países de la región. La mayor competitividad de la generación nueva (especialmente renovable) generó una dispersión de precios entre la tarifa final ofrecida por un distribuidor (con contratos firmados hace muchos años a precios altos) versus la oferta que puede presentar un nuevo desarrollador que aprovecha las condiciones actuales. A partir de dicho efecto, se observó un fuerte efecto migratorio en países como Chile, Perú, Brasil, Argentina, México. Dependiendo de las condiciones contractuales de las distribuidoras (offtakers de los contratos firmados en el pasado) los riesgos de dichas migraciones fueron asignados al generador (Chile) o al distribuidor (Perú, Brasil), siendo impactada la transacción por la sobrecontratación resultante.

Para fortalecer la participación de los usuarios libres, es crucial que los marcos regulatorios evolucionen de manera que faciliten su acceso y protejan sus intereses sin comprometer la estabilidad del sistema eléctrico. Esto incluye la revisión de los umbrales de consumo, la simplificación de los procesos de migración al mercado libre, y la garantía de un acceso equitativo y no discriminatorio a las redes de transmisión y distribución.

A medida que más países de la región adoptan modelos de mercado abiertos, se espera un crecimiento sostenido en la cantidad y diversidad de usuarios libres, lo que, a su vez, impulsará la innovación, la inversión en infraestructura, y la adopción de tecnologías limpias. Este crecimiento deberá estar acompañado de una regulación robusta que equilibre la competitividad del mercado con la necesidad de mantener un suministro eléctrico seguro, confiable y accesible para todos los usuarios.

4.3.3 La figura del Comercializador Mayorista

Los comercializadores son agentes que se especializan en la negociación y gestión de contratos de energía. No poseen generación ni demanda en el mercado. Son intermediarios en la compra-venta de energía y potencia. Esto les permite ofrecer a sus clientes paquetes de energía que mejor se adapten a sus necesidades en términos de precio, estabilidad, y riesgo.

Entre las funciones específicas del comercializador se incluyen:

- Intermediación Comercial
- Gestión de Riesgo
- Optimización del Portafolio

Existen varios tipos de comercializadores en el mercado mayorista, que se diferencian principalmente por su modelo de negocio y su enfoque de operación:

- Comercializadores Independientes
- Comercializadores Afiliados vinculadas a activos de generación o distribución.
- Agregadores de Demanda

4.3.4 Tecnologías Limpias y Nuevos Productos

Los mercados mayoristas permiten diseñar estrategias que promueven tecnologías limpias, principalmente mediante incentivos financieros, regulatorios y fiscales. En América Latina, muchos países ofrecen subsidios, exenciones tributarias y financiamiento internacional (como del Banco Mundial o BID), facilitando la inversión en energías renovables.

Programas como Proinfa en Brasil, la Ley de Energías Renovables en Chile, o el Fondo de Operación y Transición (FOTAE) en México apoyan la expansión de tecnologías limpias. Además, descuentos en tarifas de conexión para proyectos solares y eólicos son frecuentes, como los aplicados por ANEEL (Brasil), CNE (Chile) y la CRE (México). Igualmente, las regulaciones Arconel 005/2024, Arconel 006/2024 y Arconel 005/2005, que fomentan el autoabastecimiento y venta de energía renovable en Ecuador.

Los consumidores también se benefician ya que existen esquemas como los certificados de energía renovable, tarifas diferenciadas o programas de “net metering”, que les permiten generar ahorros e incentivar el consumo de energías limpias.

La incorporación creciente de generación no sincrónica, el retiro de plantas térmicas y el avance de tecnologías como las baterías, han impulsado el desarrollo de productos innovadores de reserva en mercados avanzados:

- Pennsylvania, Jersey (New Jersey), Maryland Interconnection (PJM) (EE. UU.) reformó su mercado de regulación secundaria bajo un esquema “pay-for-performance”, premiando precisión y rapidez, especialmente útil para baterías.
- CAISO (California) introdujo un producto de rampa flexible para asegurar capacidad de respuesta ante variaciones rápidas de la demanda neta.
- El National Electricity Market (NEM) (Australia) desarrolló un mercado spot de inercia, ante la pérdida de masa giratoria tradicional por el avance renovable, para mantener la estabilidad de frecuencia.

Estos productos no están diseñados para favorecer tecnologías específicas, sino para responder a necesidades del sistema, permitiendo que cualquier tecnología que cumpla los requisitos técnicos pueda competir. La clave está en reflejar correctamente el valor de estos servicios y evitar distorsiones que segmenten el mercado.

4.4 Modelo de mercado de oferta de precios

El mercado eléctrico colombiano opera con un modelo de ofertas vinculantes (precios), similar a los sistemas avanzados. Los generadores presentan ofertas de precio por su energía, basadas en sus costos marginales, mientras que la demanda (distribuidores y grandes usuarios) declara su necesidad estimada. El precio se determina por la intersección entre oferta y demanda, y todos los generadores seleccionados reciben el mismo precio, correspondiente a la última oferta aceptada.

El mercado funciona en modalidad día-adelantado, con diferencias ajustadas posteriormente. Para evitar poder de mercado, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) regula la participación máxima de los generadores y monitorea el comportamiento competitivo.

Aunque el modelo promueve eficiencia y competencia, la alta dependencia en recursos hídricos genera volatilidad de precios, especialmente frente a fenómenos como El Niño. La experiencia de Brasil, con su sistema de optimización hídrica interconectada, muestra cómo la planificación hidrológica también puede generar distorsiones y desafíos similares.

La transición hacia un esquema basado en ofertas también facilita el desarrollo de mercados de día-adelantado e intradiarios, al permitir programar y ajustar generación y consumo con mayor precisión en la medida que se van acercando a la operación en tiempo real. Esto mejora la transparencia, planificación operativa y eficiencia económica, y abre la posibilidad de que los consumidores respondan a señales de precios.

Sin embargo, este modelo requiere inversiones en infraestructura tecnológica, plataformas de negociación, sistemas de monitoreo en tiempo real y ajustes normativos. La regulación debe establecer reglas claras de oferta, conciliación de desequilibrios y resolución de disputas, para asegurar un mercado justo y eficiente.

4.5 Garantía de Suministro

Garantizar el suministro eléctrico a futuro requiere dar señales claras de largo plazo que impulsen la inversión y aporten previsibilidad. Estas señales provienen tanto de los mercados mayoristas (energía, potencia firme) como de los contratos de largo plazo, que ofrecen ingresos estables y permiten mitigar la volatilidad del mercado spot.

El impacto del conflicto Rusia-Ucrania en los precios del gas en Europa evidenció la importancia de contar con contratos estables. En países como España, la exposición al mercado spot elevó rápidamente los costos de los usuarios finales (ver

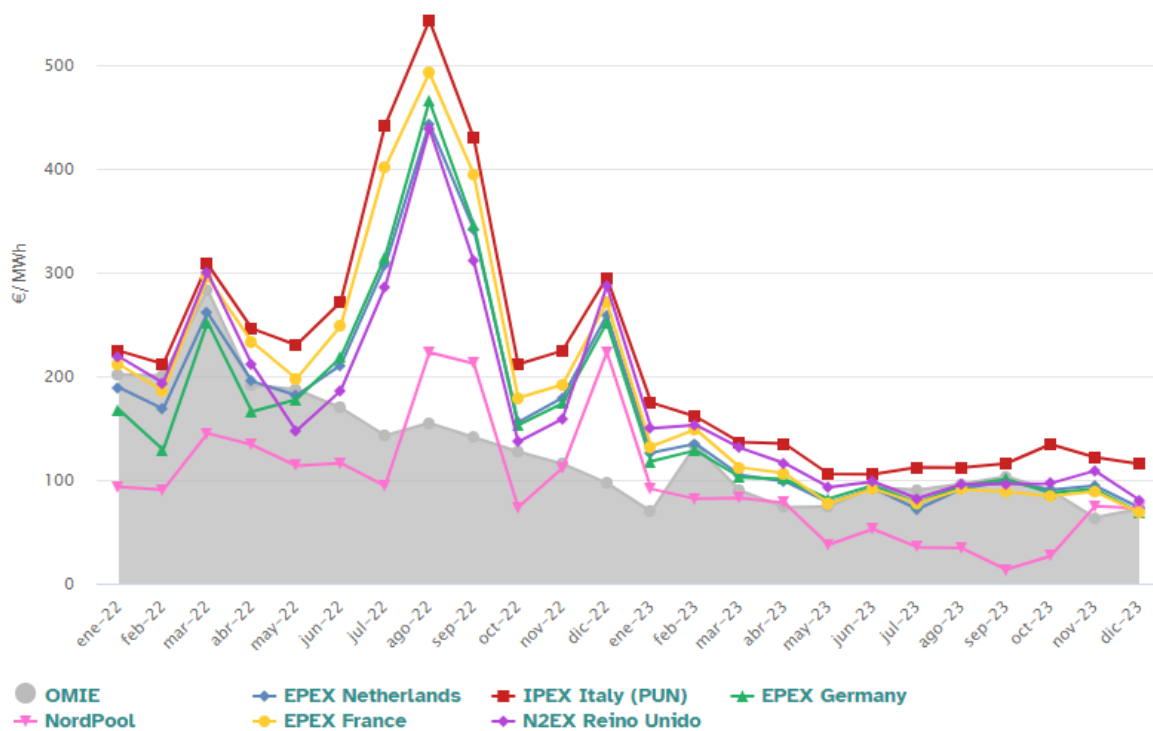
Figura 11 y

Figura 12), reforzando la necesidad de mecanismos de cobertura mediante contratos.

En América Latina, estos mecanismos están bien establecidos y operan a través de procesos de compra competitivos, normalmente mediante licitaciones públicas. Algunas prácticas destacadas incluyen:

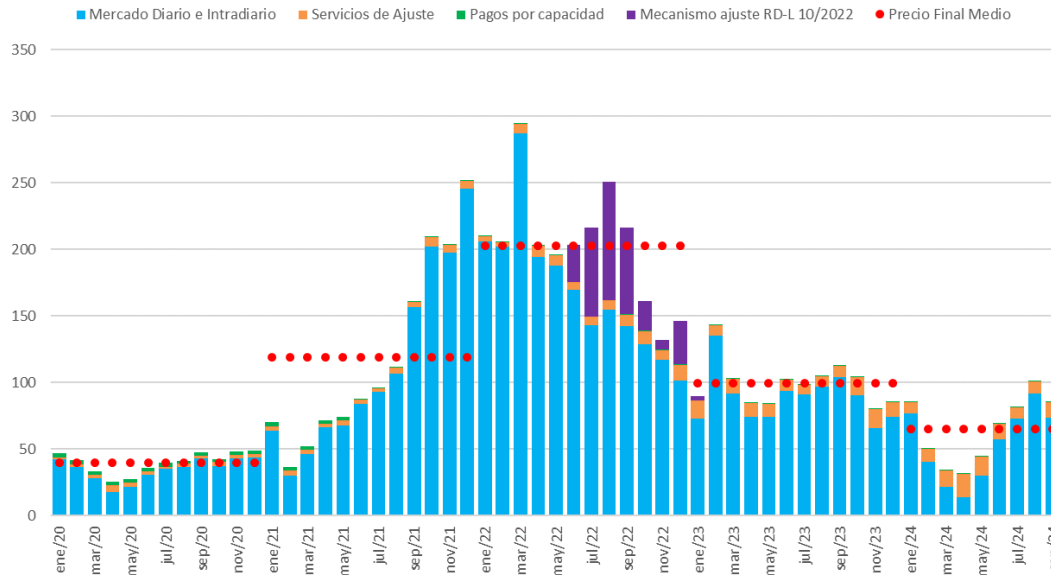
- Flexibilidad en los plazos y volúmenes contratados.
- Licitaciones diferenciadas por productos: energía, potencia firme, etc.
- Procesos abiertos y transparentes que promuevan la competencia tecnológica.

Figura 11 Precio de la Energía en el Mercado Diario de Europa 2022-2023



Fuente: Red eléctrica de España. Informe Anual 2023.

Figura 12 Precio Medio Final España 2020-2024



Fuente: Red eléctrica de España. RedData <https://www.ree.es/es>

Sin embargo, los contratos a largo plazo presentan riesgos de rigidez ante cambios tecnológicos. La caída en los costos de las renovables, por ejemplo, generó distorsiones cuando distribuidoras quedaron atadas a precios antiguos, provocando migraciones masivas a la demanda libre y generando sobrecontratación. El impacto recayó en distribuidores o generadores, según el diseño regulatorio.

Por ello, una estrategia híbrida —que combine contratos de largo plazo con participación parcial en el mercado spot— puede capturar lo mejor de ambos mundos: estabilidad financiera y flexibilidad operativa.

En cuanto a los mecanismos de remuneración por capacidad, se observa una evolución desde esquemas regulados (como los "pagos por capacidad") hacia modelos más competitivos. Estos nuevos enfoques deben considerar características técnicas de cada tecnología, como rampas y flexibilidad, reconociendo su aporte en momentos críticos.

En conclusión, los mercados más maduros (y desarrollados en su regulación, como los estudiados en el capítulo 2) promueven los PPAs como herramienta de cobertura, pero sin imponer la contratación total del consumo. A la vez, adoptan mecanismos modernos de capacidad que promuevan inversión y permitan integrar tecnologías emergentes como el almacenamiento, contribuyendo a sistemas más robustos y adaptables.

4.6 Creación de Mercados Minoristas

Como se mencionó los mercados Latinoamericanos en general están organizando bajo esquemas de comprador único (Costa Rica, Puerto Rico, Jamaica, etc.) o han desarrollado un Mercado Eléctrico Mayorista basados en un mercado de costos (*gross pools*), con la excepción de Colombia donde se ha desarrollado un mercado de ofertas.

En los mercados más desarrollados, la apertura a la competencia ha avanzado hacia el segmento minorista, permitiendo que todos los consumidores —incluidos residenciales y pequeños comercios— elijan libremente su proveedor de energía. Esto requiere separar las funciones de operación de redes (monopolio natural) y la comercialización minorista (actividad competitiva). La Figura 13 ilustra la evolución de los diseños de mercados.

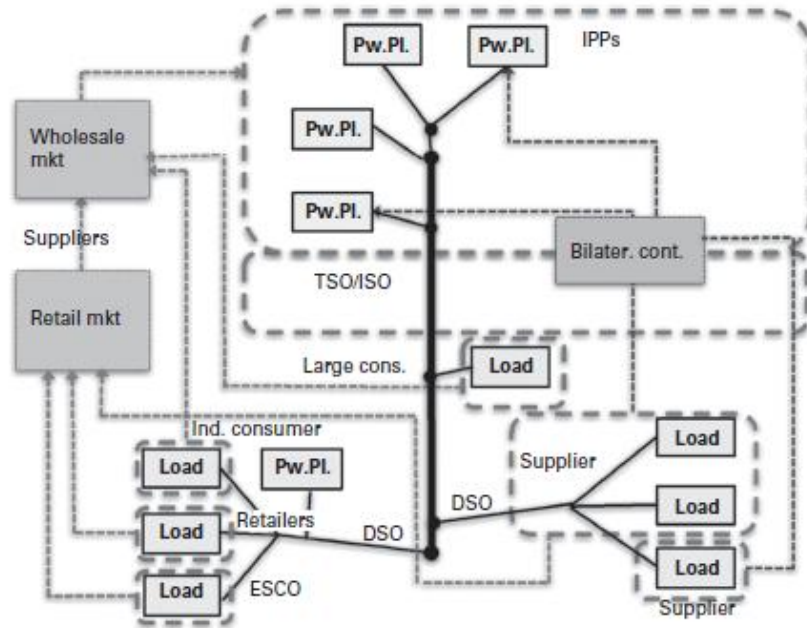
Figura 13 Diagrama de evolución de los diseños de mercado



Fuente: elaboración propia

La Figura 14 ilustra este modelo completamente liberalizado, donde no existen distribuidoras tradicionales, sino operadores de red (DSO) y múltiples comercializadores compitiendo por clientes en cada zona.

Figura 14 Modelo de Mercados con Competencia Mayorista y Minorista



Fuente: Economics of Electricity Markets, Competition and Rules (Anna Creti, Fulvio Fontini)

Entre los beneficios del modelo se encuentran: mejores precios y variedad de productos (ej. tarifas horarias, energía renovable), traslado de eficiencias del mercado mayorista al usuario final, y empoderamiento del consumidor para elegir según sus preferencias.

El objetivo de la creación de estos mercados es trasladar las eficiencias logradas en los mercados mayoristas a los mercados minoristas, y en consecuencia al usuario final.

Actualmente, ningún país de la región cuenta con un mercado minorista en operación, aunque países como Chile, Colombia, Brasil, Perú y México han discutido avanzar en esta dirección. Las barreras que encontraron incluyen:

- Diversidad socioeconómica y políticas sociales para garantizar acceso equitativo.
- Rigideces contractuales con distribuidoras bajo esquemas de subastas.
- Riesgo de desbalance si no se gestiona bien la migración de clientes.

El mercado minorista europeo y norteamericano define incluso un producto base, que facilita al cliente comparar los precios ofertados por diferentes competidores. Otra medida importante establecida por esos mercados es la creación del papel del proveedor de última instancia o proveedor default, que es el agente responsable por atender a los clientes que no optaran por su suministrador o que se quedaron sin proveedor debido a la insolvencia de alguno de los agentes responsables de su suministro. Ese

proveedor de última instancia responsable por atender a los clientes que poseen beneficios y subsidios sociales.

Algunos modelos proponen que el cliente final tenga la obligación de elegir un proveedor después de un período determinado. Es común establecer períodos mínimos de permanencia fuera del proveedor de última instancia, o incluso prohibir el regreso después de haber cambiado, con el fin de asegurar la estabilidad en el suministro por parte de este agente.

Elementos clave para un mercado minorista exitoso:

- Competencia efectiva entre proveedores, con límites a la concentración de mercado.
- Figura del proveedor de última instancia, que atienda clientes sin contrato o vulnerables, con tarifas que no desincentiven el cambio. Idealmente competencia por ser proveedor de última instancia.
- Educación y acceso a la información: el éxito del mercado depende de que los consumidores comprendan sus opciones. Plataformas de comparación de precios, campañas educativas y transparencia en la oferta son fundamentales.

En resumen, el desarrollo del mercado minorista es la etapa final de la liberalización eléctrica. Si se implementa correctamente, puede generar beneficios significativos para todos los segmentos de consumidores. Pero requiere una regulación sólida, transparencia, protección al usuario vulnerable y una estrategia clara de comunicación.

4.7 Expansión de las redes de transmisión

La expansión de redes de transmisión es estratégica para integrar la creciente generación renovable intermitente en América Latina. Países como Brasil, México, Chile y Argentina lideran la incorporación de energía eólica y solar, pero estas plantas suelen ubicarse en zonas remotas, lejos de los principales centros de consumo. Esto exige nuevas líneas de transmisión que permitan transportar la energía y aprovechar plenamente su potencial.

Una red robusta y de acceso abierto no solo mejora la seguridad energética, sino que también fomenta la competencia, al facilitar la entrada de nuevos actores y permitir precios más eficientes para los consumidores.

No obstante, la expansión enfrenta desafíos significativos: complejidad geográfica, altos costos de construcción, resistencia social y barreras regulatorias. Además, requiere planificación integrada y coordinación institucional, considerando tanto la demanda actual como la futura.

Varios países ya impulsan políticas en este sentido. Brasil utiliza subastas para concesionar nuevas líneas, mientras que Chile conecta la gran capacidad solar del Atacama con los centros de consumo del

sur. Asimismo, tecnologías como la transmisión High Voltage Direct Current (HVDC) ganan terreno como solución para largas distancias.

Estas inversiones son clave para reducir congestiones, mejorar la resiliencia del sistema y garantizar la estabilidad del suministro en un contexto de transición energética.

4.7.1 Planificación Centralizada

En la mayoría de los países de América Latina, la expansión de la transmisión se gestiona bajo un esquema de planificación centralizada, donde una autoridad única diseña y coordina el desarrollo de la red. A diferencia de la generación —que suele planificarse de forma indicativa—, la transmisión se define con carácter mandatorio, garantizando que los proyectos se ejecuten según los objetivos nacionales.

Este modelo ofrece ventajas claras:

- Visión integral de la red, considerando generación, demanda y expansión geográfica.
- Coordinación eficiente, evitando duplicaciones y mejorando la operación del sistema.
- Instrumento de política pública, que facilita la electrificación rural y la integración renovable.
- Reducción de riesgos, asegurando coherencia entre proyectos.
- Acceso universal, al incluir zonas donde la inversión privada sería poco atractiva.

Un ejemplo es Brasil, donde el Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS) y la EPE alinean la planificación de transmisión con las subastas de generación y las proyecciones de demanda.

Sin embargo, este enfoque enfrenta limitaciones: la toma de decisiones puede ser lenta y burocrática, y existe riesgo de concentración excesiva de poder. Como resultado, los proyectos de transmisión suelen avanzar más despacio que los de generación, provocando que la infraestructura llegue tarde frente a las necesidades reales del sistema.

4.7.2 Procesos Descentralizados

En los países con mayor participación de agentes privados, la construcción de líneas de transmisión suele ser más eficiente, con menos retrasos e incorporación de innovación tecnológica. Esto se logra mediante esquemas público-privados, donde el Estado define las directrices y los privados licitan, invierten y operan los proyectos.

El modelo híbrido ha demostrado acelerar el desarrollo de infraestructura. En Argentina, por ejemplo, aunque la operación de redes se mantuvo como monopolio natural, la expansión fue abierta a la competencia privada. Se establecieron mecanismos para que los privados propusieran y construyeran nuevas líneas, con costos cubiertos por los beneficiarios directos.

Este tipo de esquemas, bajo supervisión regulatoria, puede ser clave para impulsar la transmisión vinculada a renovables, garantizando inversiones más rápidas y eficientes.

4.8 Servicios complementarios

La descentralización de la planificación energética permite mayor participación privada y eficiencia en los costos de expansión. Para avanzar en mercados de capacidad y servicios complementarios, es clave contar con marcos regulatorios claros, que definan roles, responsabilidades y requisitos de los participantes.

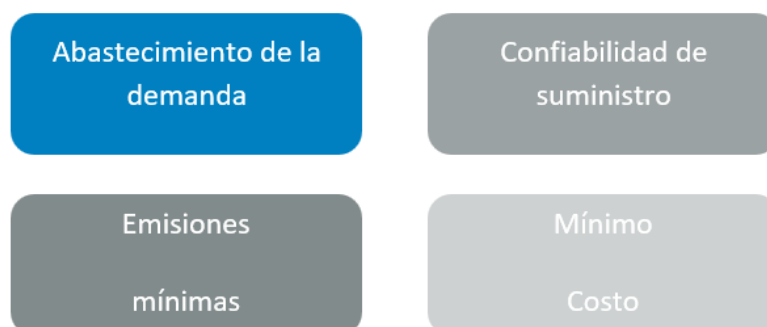
La modernización de estos mercados debe incluir servicios como control de frecuencia y regulación de tensión, esenciales para integrar renovables y mantener la estabilidad del sistema. En Chile, la CNE y el Coordinador desarrollan mecanismos en esta línea, en Ecuador se exige un 10% de almacenamiento de la demanda nominal, mientras que en Brasil se incentiva la participación de recursos distribuidos — como baterías y generación local— en servicios auxiliares.

Además, se requiere infraestructura de comunicación y control, junto con capacitación a reguladores y operadores. El diálogo entre autoridades, operadores y consumidores resulta clave para identificar necesidades y facilitar la implementación de estos mercados en la región.

5 Conclusiones

La penetración de generación renovable en los sectores eléctricos presenta desafíos únicos debido a su variabilidad e intermitencia. Sin embargo, las experiencias internacionales han mostrado que es posible manejar estos desafíos mediante el diseño adecuado del mercado y la implementación de mecanismos regulatorios eficientes.

Figura 15 Diseño conceptual de los mercados eléctricos modernos



Fuente: Elaboración propia

La Figura 15, ilustra los principales aspectos considerados en el diseño conceptual de los mercados eléctricos. El diseño del marco regulatorio del mercado ideal debe estar orientado al cumplimiento de dichas reglas de forma eficiente. Las primeras dos reglas implican que el diseño debe propender a asegurar un abastecimiento confiable de la demanda en la operación real (con sus desafíos) pero también en el largo plazo fomentando las inversiones que el sistema necesita.

Los mercados Latinoamericanos en general están organizados bajo esquemas de comprador único (Costa Rica, Puerto Rico, Jamaica, etc) o han desarrollado un Mercado Eléctrico Mayorista basado en un mercado de costos (gross pools), con la excepción de Colombia donde se ha desarrollado un mercado de ofertas. El Anexo I del documento anexo separado a este informe detalla los principales conceptos asociados al diseño de los mercados eléctricos.

En los mercados más desarrollados, se ha continuado con la apertura a la competencia, especialmente en el segmento minorista. En este sentido, se ha disminuido el umbral para convertirse en usuarios libres y separado las actividades de operación de las redes de distribución y de comercialización de la energía minorista, incorporando competencia en este último segmento.

Muchos países han adoptado modelos de mercado mayorista, desintegramos la verticalidad para permitir competencia en generación y comercialización, manteniendo la transmisión y distribución como monopolios naturales. Este modelo ha llevado a una mayor competencia, permitiendo a usuarios elegibles comprar directamente en el mercado mayorista y, en algunos casos, a la privatización de actividades y retiro del Estado en la toma de decisiones en generación.

La desregulación de la actividad de comercialización tiene sentido si la demanda (representada por los comercializadores) puede tomar posiciones anticipadas y ajustar las mismas (hacia arriba o hacia abajo) con ofertas en diferentes tipos de mercados: contratos físicos, day ahead y/o trading continuo o intradiarios. Estos funcionan como inductores a la competencia, llegando al real time (balancing market) con posiciones ajustadas. El Anexo II del documento anexo separado a este informe detalla cómo opera un mercado de ofertas considerando dos casos de ejemplo: i) Caso de "Day Ahead" más mercado de operación real; ii) y Caso de "Day Ahead", Mercado Intradiario y mercado de operación real.

Los mercados basados en costos regulan en forma ex ante las ofertas (en costo variable) y cantidad (obligación de poner la potencia disponible a disposición del mercado). No parece tener sentido incluir incentivos a la competencia (mercados en adelante) si se mantiene la regulación sobre las ofertas, y viceversa. No tiene sentido desregular el mercado (retail competition) si no se introducen incentivos a la competencia (mercados en adelante).

La infraestructura de transmisión deficiente ha sido una piedra angular que impide el pleno aprovechamiento de las energías renovables. Esto es esencial para el cumplimiento de metas de descarbonización y uso de energías renovables.

La inestabilidad regulatoria también representa un desafío considerable. Cambios frecuentes y complejidades en las leyes y regulaciones crean un entorno impredecible para los inversores, desincentivando la adopción de tecnologías innovadoras. Países como Argentina, Bolivia y México han experimentado dificultades debido a la falta de claridad y estabilidad en sus marcos regulatorios. Establecer una regulación clara, estable y predecible es crucial para atraer inversiones y fomentar la innovación tecnológica en el sector eléctrico.

La integración de tecnologías innovadoras, como los Sistemas de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS), también puede transformar el panorama energético de la región. Los BESS no solo mejoran la estabilidad de la red y permiten el almacenamiento de energía renovable excedente, sino que también pueden proporcionar servicios auxiliares esenciales, como, por ejemplo, regulación de frecuencia y servicios de respuesta rápida. Sin embargo, es necesario adaptar los marcos regulatorios existentes para facilitar su integración y maximizar sus beneficios.

Para que haya ese avance en dirección a un mercado más desarrollado, hay una serie de elementos clave que indican rutas efectivas:

- **Segmentación y Desverticalización:** La segmentación de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización sigue siendo un paso crucial en las reformas del sector eléctrico. La desverticalización ha demostrado ser un mecanismo efectivo para aumentar la transparencia, mejorar la eficiencia operativa y fomentar la competencia dentro del mercado. La implementación de estas reformas es especialmente relevante en países donde los mercados eléctricos aún no están desarrollados, marcando un punto de partida necesario para la transición hacia un mercado más competitivo y eficiente.
- **Participación Privada:** La incorporación de capital privado en el sector de la generación ha sido fundamental para aumentar la competitividad y reducir los costos asociados al suministro eléctrico. Sin embargo, es esencial que esta apertura venga acompañada de una regulación sólida que garantice un entorno de mercado justo, evitando prácticas monopólicas y asegurando que los beneficios de la competencia se traduzcan en mejores precios y servicios para los consumidores.
- **Creación de Mercados Mayoristas:** La transición hacia mercados mayoristas bien regulados ha permitido una mayor eficiencia en la asignación de recursos y ha fomentado la entrada de nuevas tecnologías, especialmente renovables. Una mayor apertura a los clientes libres permite mejorar los niveles de competencia. Es clave incorporar los siguientes elementos:
 - a) Desarrollo de la figura del Comercializador Mayorista
 - b) Incremento de la participación de la demanda en los mercados de corto plazo
 - c) Incorporación de nuevos productos: flexibilidad, inercia, otros.
- **Mercados de Precios u Ofertas Vinculantes:** El desarrollo de ofertas flexibles (dejando a cada agente interiorizar en la oferta su verdadero costo de oportunidad) y de mercados de ajustes intradiarios (subastas y continuo) que permitan a los agentes ajustar sus posiciones en la medida que cuentan con mejor información. Estos mecanismos permiten una mejor asignación de los

sobrecostos que se generan en el sistema (por fallas de pronósticos) a los agentes que los ocasionan.

- **Garantía de Suministro:** El desarrollo de metodologías de reconocimiento de potencia estándar para las distintas tecnologías permitiendo su competencia para el abastecimiento del producto potencia y el desarrollo de mercados que generen eficiencias en la señal de precios obtenida.
- **Creación de Mercados Minoristas:** La integración de mercados minoristas sigue siendo un desafío en la región. La implementación de estos mercados requiere una cuidadosa planificación para asegurar que los beneficios de la competencia sean accesibles a todos los segmentos de consumidores, incluidos los residenciales y comerciales pequeños.
- **Expansión de las Redes de Transmisión:** La expansión y modernización de las redes de transmisión son esenciales para la integración de la generación renovable y para garantizar la seguridad y estabilidad del suministro eléctrico. Los países de la región deben continuar invirtiendo en infraestructura de transmisión para reducir las limitaciones actuales, mejorar la conectividad entre regiones y facilitar la entrada de nuevas capacidades de generación. La planificación centralizada de las redes ha demostrado ser un enfoque eficaz, aunque debe ser complementada con mecanismos que permitan la participación del sector privado para agilizar el desarrollo de proyectos.
- **Intercambios Regionales:** La integración regional permite, a través de la diversificación regional, la optimización en el aprovechamiento de los recursos naturales. En una primera instancia, habilita el desarrollo de grandes proyectos de generación (en muchos casos mayores a la demanda local de cada país) y la mitigación del riesgo asociado a la volatilidad de la demanda y generación por el agrupamiento de la demanda y oferta regional.
- **Servicios Complementarios:** La incorporación de servicios complementarios en los mercados eléctricos es cada vez más necesaria para manejar la creciente variabilidad y complejidad del sistema, especialmente con la entrada de más generación renovable. La creación de nuevos productos de reserva y mecanismos de remuneración específicos para diferentes tecnologías puede asegurar que el sistema eléctrico mantenga su estabilidad y eficiencia operativa.



GET.transform c/o Deutsche Gesellschaft
für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn, Germany
E info@get-transform.eu
I www.get-transform.eu
I www.giz.de

GET.transform is co-funded by



Ministry of Foreign Affairs of the
Netherlands



Sweden
Sverige

