



# NAVEGANDO LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Volatilidad y señalización de precios  
en los mercados eléctricos a corto plazo

Lenin H. Balza • Carlos Mata • David Matías • Ricardo Ríos

Catalogación en la fuente proporcionada por la  
Biblioteca Felipe Herrera del  
Banco Interamericano de Desarrollo

Navegando la transición energética en América Latina y el Caribe: volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo /Lenin Balza, Carlos Mata, David Matías, Ricardo Ríos.

p. cm. — (Monografía del BID ; 1237)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Electric utilities-Prices-Latin America. 2. Electric utilities-Prices-Caribbean Area. 3. Renewable energy sources-Prices-Latin America. 4. Renewable energy sources-Prices-Caribbean Area. I. Balza, Lenin. II. Mata-Martinez, Carlos. III. Matias, David. IV. Rios, Ricardo. V. Interamericano de Desarrollo. División de Energía. VI. Serie.

IDB-MG-1237

Códigos de clasificación JEL: L94, P18, O13, Q41

Palabras clave: empresas eléctricas, precios de la electricidad, diseño de mercado, América Latina y el Caribe

---

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que lo componen. Cualquier error es plena responsabilidad de los autores.

---

Cuidado editorial: Eugenio Monjeau

Diseño y diagramación: [www.souvenirme.com](http://www.souvenirme.com)

Copyright © 2024 Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Esta obra se encuentra sujeta a una licencia Creative Commons CC BY 3.0 IGO (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/igo/legalcode>). Se deberá cumplir los términos y condiciones señalados en el enlace URL y otorgar el respectivo reconocimiento al BID.

En alcance a la sección 8 de la licencia indicada, cualquier mediación relacionada con disputas que surjan bajo esta licencia será llevada a cabo de conformidad con el Reglamento de Mediación de la OMPI. Cualquier disputa relacionada con el uso de las obras del BID que no pueda resolverse amistosamente se someterá a arbitraje de conformidad con las reglas de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil (CNUDMI). El uso del nombre del BID para cualquier fin distinto al reconocimiento respectivo y el uso del logotipo del BID, no están autorizados por esta licencia y requieren de un acuerdo de licencia adicional.

Note que el enlace URL incluye términos y condiciones que forman parte integral de esta licencia.

Las opiniones expresadas en esta obra son exclusivamente de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.





# NAVEGANDO LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Volatilidad y señalización de precios en los mercados eléctricos a corto plazo

Lenin H. Balza<sup>1</sup>, Carlos Mata<sup>2</sup>, David Matías<sup>3</sup>, Ricardo Ríos<sup>4</sup>

<sup>1</sup> Banco Interamericano de Desarrollo. Sector de Infraestructura y Energía. [leninb@iadb.org](mailto:leninb@iadb.org).

<sup>2</sup> Instituto Tecnológico de Morelia, Morelia, México. [carlosmatamtz96@gmail.com](mailto:carlosmatamtz96@gmail.com).

<sup>3</sup> Banco Interamericano de Desarrollo. Sector de Infraestructura y Energía. [edilbertom@iadb.org](mailto:edilbertom@iadb.org).

<sup>4</sup> Tremond Energy, Morelia, México. [rrios@tremondenergy.com](mailto:rrios@tremondenergy.com).



## RESUMEN

El aumento observado en los precios de los combustibles fósiles, exacerbado por eventos climáticos extremos como sequías prolongadas, ha generado una volatilidad significativa en los precios de la electricidad a corto plazo en diversos mercados de América Latina y el Caribe. Paralelamente, la rápida incorporación de energías renovables variables, como la solar y la eólica, imprime nuevos desafíos operativos para los mercados eléctricos. Esta situación ha intensificado el debate sobre el diseño óptimo de los mercados eléctricos, especialmente en términos de eficiencia económica y la adecuada señalización de precios durante la transición energética. En este contexto, surgen preguntas sobre qué ajustes regulatorios pueden mejorar la señalización de precios a corto plazo y garantizar un despacho eficiente y competitivo. **Este estudio examina los principales componentes de los mercados eléctricos a corto plazo en América Latina y el Caribe, identifica las mejores prácticas internacionales, y evalúa las principales fuentes de volatilidad en los precios spot.** Asimismo, se presentan recomendaciones regulatorias dirigidas a mejorar la integración de energías renovables variables en la matriz eléctrica, fortalecer la resiliencia y optimizar la eficiencia operativa de los mercados eléctricos.





## AGRADECIMIENTOS

**Este trabajo es parte de la agenda de conocimiento desarrollada por la División de Energía del Banco Interamericano de Desarrollo.** Los productos de conocimiento generados tienen la intención de informar, guiar y ofrecer un menú de recomendaciones a los hacedores de políticas y participantes activos en los mercados energéticos, incluidos los consumidores, las empresas de servicios públicos y los reguladores.

Los autores agradecen a Marcelino Madrigal (Jefe de la División de Energía) y Tomas Serebrisky (Gerente del Departamento de Infraestructura y Energía) por su apoyo intelectual y por propiciar estimulantes discusiones que motivaron de forma particular la realización de este trabajo. El equipo valora los comentarios y sugerencias de Arturo Alarcon, Jose Manuel Eguiguren, Lina Escobar Rangel, y Karla Arias Marin del Banco Interamericano de Desarrollo. Asimismo, el equipo de trabajo agradece comentarios y observaciones recibidas por un revisor anónimo. Adicionalmente, los autores agradecen a Jimena Vazquez por el diseño de la publicación. Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no necesariamente reflejan el punto de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa. Cualquier error es de nuestra plena responsabilidad.

11

1



Resumen ejecutivo.  
Principales hallazgos  
y consideraciones  
de política

## Introducción

2



18

## Dinámica de los precios a corto plazo de electricidad

3



22

55



Volatilidad en Europa  
y las reformas a los  
mercados mayoristas

Los mercados a corto  
plazo de electricidad  
en América Latina y  
el Caribe



65

101



Reformas a los  
mercados eléctricos  
de América Latina  
y el Caribe





## Conclusiones



## Anexos

## Referencias





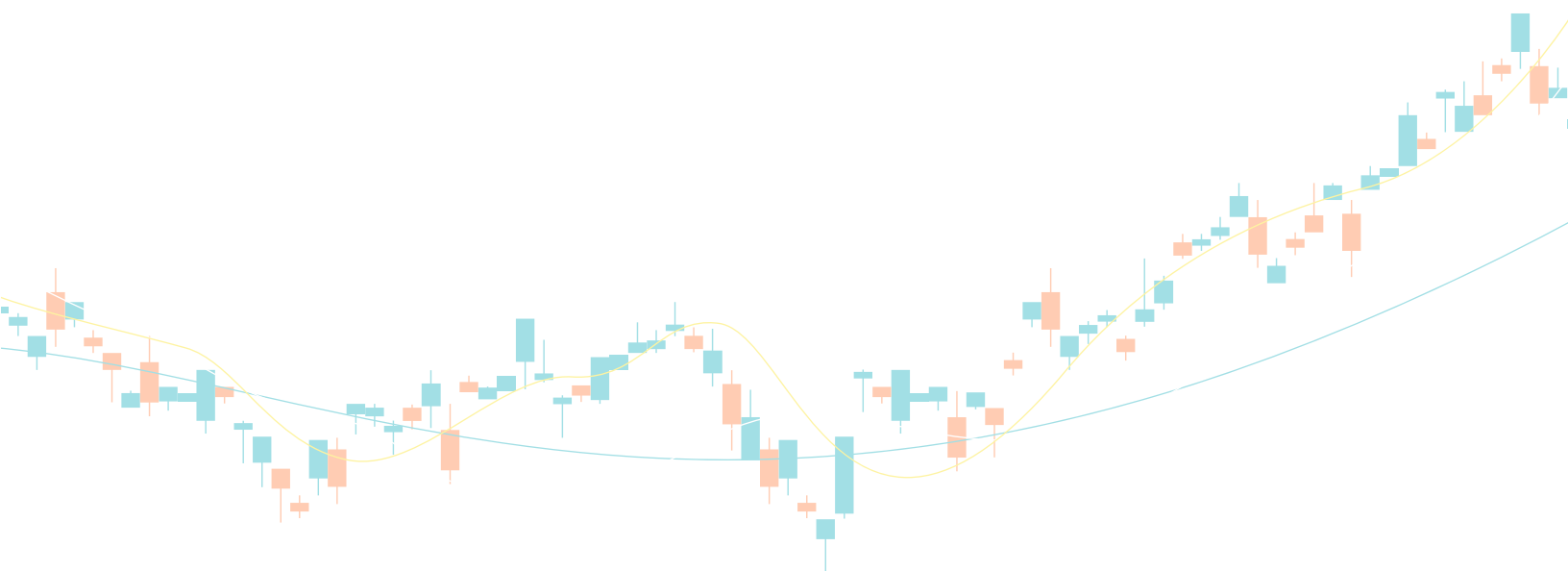
## LISTA DE FIGURAS

|                                                                                                                     |    |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| FIGURA 1. Ejemplo de los principales submercados en los mercados mayoristas de electricidad. . . . .                | 25 |
| FIGURA 2. Factores que influyen en los precios a corto plazo de electricidad . . . . .                              | 27 |
| FIGURA 3. Curvas de oferta y demanda de electricidad . . . . .                                                      | 30 |
| FIGURA 4. Despacho bajo los esquemas de precio marginal y <i>pay-as-bid</i> . . . . .                               | 32 |
| FIGURA 5. Ejemplo de poder de mercado en los mercados eléctricos . . . . .                                          | 38 |
| FIGURA 6. Generación y precio de la electricidad por hora en el mercado de California (CAISO), 2022. . . . .        | 47 |
| FIGURA 7. Volatilidad de los precios de la energía por fluctuaciones de demanda y de generación . . . . .           | 49 |
| FIGURA 8. Precios de los principales combustibles, 1970-2023. . . . .                                               | 51 |
| FIGURA 9. Precios de electricidad y gas natural en Europa, 2018-2023 . . . . .                                      | 58 |
| FIGURA 10. Políticas implementadas por gobiernos europeos en respuesta de la crisis energética en 2021-2022 . . . . | 59 |
| FIGURA 11. Matriz eléctrica de países de América Latina y el Caribe, 2019-2022. . . . .                             | 76 |
| FIGURA 12. Índices de precios de gas natural en América Latina y el Caribe, 2019-2022. . . . .                      | 77 |
| FIGURA 13. Precios a corto plazo de electricidad en América Latina y el Caribe, 2019-2022 . . . . .                 | 78 |
| FIGURA 14. Generación por fuente en Argentina, 2019-2022 . . . . .                                                  | 80 |
| FIGURA 15. Número de horas de operación por tipo de planta y precio <i>spot</i> . Argentina, 2019-2022 . . . . .    | 81 |
| FIGURA 16. Precio a corto plazo de la electricidad y el gas en México, 2019-2022 . . . . .                          | 82 |
| FIGURA 17. Reservas agregadas del SIN. Colombia, 2008-2022 . . . . .                                                | 84 |
| FIGURA 18. Generación y precios de electricidad en Colombia, 2008-2023 . . . . .                                    | 85 |
| FIGURA 19. Precios mayoristas de electricidad en Colombia, 2008-2023 . . . . .                                      | 86 |
| FIGURA 20. Precios y generación de electricidad en Brasil, 2008-2023 . . . . .                                      | 87 |
| FIGURA 21. Generación de energía solar y eólica . . . . .                                                           | 89 |
| FIGURA 22. Generación solar de Chile por hora, 2022. . . . .                                                        | 90 |

|                                                                                                                                    |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| FIGURA 23. Generación y precio de la electricidad por hora en el mercado chileno, enero de 2022. . . . .                           | 91 |
| FIGURA 24. Generación y precio de la electricidad por hora en el mercado uruguayo, 2022 . . . . .                                  | 92 |
| FIGURA 25. Generación y precio de la electricidad en Uruguay, 27 de enero de 2022 . . . . .                                        | 93 |
| FIGURA 26. Precios de electricidad en México y Texas, 2021. . . . .                                                                | 95 |
| FIGURA 27. Variación entre costos nodales de los mercados mayoristas de Perú y Chile, 2022 . . . . .                               | 96 |
| FIGURA 28. Comercio total de electricidad como proporción de la generación eléctrica en América Latina y el Caribe, 2021 . . . . . | 98 |
| FIGURA 29. Transacciones y precio de la electricidad en el MER, 2013-2021 . . . . .                                                | 99 |

## LISTA DE CUADROS

|                                                                                                                           |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| CUADRO 1. Beneficios y desafíos de distintos tipos de granularidad espacial. . . . .                                      | 35  |
| CUADRO 2. Ejemplos de integración de mercados eléctricos . . . . .                                                        | 44  |
| CUADRO 3. Ejemplos de impacto del cambio climático en las plantas generadoras de electricidad. . . . .                    | 52  |
| CUADRO 4. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista en Países de América Latina y el Caribe . . . . .                    | 68  |
| CUADRO 5. Capacidad, generación y comercio transfronterizo de electricidad de mercados eléctricos en ALC, 2022 . . . . .  | 69  |
| CUADRO 6. Principales características de los mercados a corto plazo de América Latina y el Caribe . . . . .               | 72  |
| CUADRO 7. Recomendaciones clave para mejorar los mercados eléctricos a corto plazo en América Latina y el Caribe. . . . . | 106 |



1

# RESUMEN EJECUTIVO. PRINCIPALES HALLAZGOS Y CONSIDERACIONES DE POLÍTICA



## RESUMEN EJECUTIVO. PRINCIPALES HALLAZGOS Y CONSIDERACIONES DE POLÍTICA

**El diseño de los mercados eléctricos es la pieza central en el debate sobre cómo desarrollar mercados de energía sostenibles, asequibles y seguros en América Latina y el Caribe.** Desde las transformaciones iniciadas en los años 90, los marcos regulatorios en el sector eléctrico de la región han sido continuamente adaptados para responder a necesidades sobre continuidad y calidad del suministro eléctrico, fomento de nuevas inversiones, innovación tecnológica, sostenibilidad ambiental, asequibilidad y promoción de la competencia, entre otras. La relevancia del diseño de mercado reside en que la formación adecuada de los precios de electricidad permite la correcta transmisión de señales a los participantes del mercado, desde consumidores domésticos, comerciales e industriales, hasta empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización. Si bien América Latina y el Caribe ha progresado en el desarrollo de mercados mayoristas de electricidad para transacciones a largo plazo, los mercados a corto plazo o *spot* aún permanecen en etapas tempranas de desarrollo en varias partes de la región.

**La reciente volatilidad registrada en los precios a corto plazo de la electricidad, causada por el aumento de los precios de los combustibles fósiles, eventos naturales adversos y la integración de energías renovables variables, ha puesto de manifiesto la necesidad de reformas estructurales en los mercados eléctricos mayoristas de América Latina y el Caribe, así como en otras regiones del mundo.** Aunque el impacto y las respuestas de los países ante estos desafíos han sido diversas, reflejando sus diferentes matrices energéticas y prioridades nacionales, es evidente que existen oportunidades significativas para mejorar la eficiencia en la operación de los mercados. El primer paso hacia esta reforma es identificar los factores que influyen en la formación de los precios mayoristas de electricidad, con el fin de diferenciar los elementos que distorsionan los precios de aquellos que son inherentes a la composición de la matriz energética subyacente.

**La transformación de los mercados eléctricos está marcada por la integración de energías renovables variables, como solar y eólica, lo que plantea retos inéditos en el diseño de estos.** La introducción de nuevas tecnologías demanda una revisión sistemática del diseño de los mercados y la adopción de regulaciones y estrategias orientadas a facilitar la transición hacia fuentes de energía renovable variable (VRE, por sus siglas en inglés) en las matrices eléctricas. El segmento de los mercados mayoristas de corto plazo enfrenta retos aún más significativos, siendo el más impactado por la incorporación de las VRE, las cuales introducen una notable incertidumbre y variabilidad en la generación a corto plazo e inducen a precios *spot* cercanos a 0, lo que eventualmente podría afectar la inversión en el sector eléctrico.

**Este reporte presenta un esfuerzo inicial para comprender el estado actual de los diseños de mercados eléctricos liberalizados en América Latina y el Caribe, identificando sus desafíos y oportunidades.** Este documento tiene como objetivo presentar las principales regulaciones y reglas de mercado que influyen en la formación de precios en los mercados mayoristas a corto plazo en la región, así como las mejores prácticas observadas en los principales mercados de Estados Unidos y Europa para una mejor señalización de precios que representen fielmente las condiciones de oferta y demanda mientras se facilita un despacho eléctrico eficiente y transparente que promueva la integración de tecnologías más limpias en la matriz eléctrica. En particular, este estudio busca: a) identificar los principales factores que inciden en los procesos de formación de precios mayoristas a corto plazo en los mercados eléctricos; b) extraer lecciones aprendidas de los debates sobre las reformas de los mercados eléctricos europeos; c) analizar las principales características de los mercados a corto plazo en mercados liberalizados de América Latina y el Caribe; y d) presentar los principales desafíos y las mejores prácticas regulatorias que los países de América Latina y el Caribe podrían implementar, basándose en experiencias de los principales mercados eléctricos en Estados Unidos y Europa.





## Aspectos destacados de los mercados a corto plazo en América Latina y el Caribe

El diseño de los mercados liberalizados a corto plazo en América Latina y el Caribe se ha desarrollado a partir de las particularidades y características únicas de cada país, incluyendo su disponibilidad de recursos y capacidades institucionales. Estos mercados se caracterizan por tener estructuras donde los precios están más regulados o sujetos a una mayor intervención de los operadores y reguladores que en los mercados eléctricos de Estados Unidos o Europa. En algunos casos, esta intervención resulta en precios a corto plazo que no reflejan el costo de oportunidad de los agentes, lo que tiene implicaciones en su comportamiento, la inversión realizada y la viabilidad financiera de las operaciones. Para identificar posibles ajustes regulatorios que incrementen la eficiencia en la operación de estos mercados, es fundamental identificar las principales características de los mercados mayoristas a corto plazo en la región, las cuales se presentan a continuación. Este análisis permitirá señalar áreas de mejora y desarrollar estrategias para optimizar la eficiencia del mercado a corto plazo.

### Aspecto 1. La asignación de despacho eléctrico basada en el orden de mérito y remuneración por costo marginal ha sido el modelo más utilizado en los mercados eléctricos a corto plazo

Este enfoque, adoptado tanto en América Latina y el Caribe como en los principales mercados eléctricos de Estados Unidos y Europa, favorece primordialmente a las plantas renovables por su menor costo marginal que suelen ser las de menores emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), relegando a las opciones más costosas y por lo general más contaminantes a un segundo plano.

### Aspecto 2. El diseño de los mercados eléctricos a corto plazo aún se encuentra en una etapa de incipiente desarrollo en la mayoría de los países de América Latina y el Caribe

La alta integración de fuentes hídricas con capacidad de almacenamiento y con altos niveles de flexibilidad, ha minimizado la necesidad de desarrollar mercados a corto plazo. Tradicionalmente, los mercados basados en tecnologías térmicas e hídricas se gestionaban adecuadamente con

programaciones semanales o, en algunos casos, diarias para planificar la generación eléctrica. No obstante, estos diseños no están adecuadamente preparados para lidiar con niveles crecientes de energías renovables variables, la flexibilidad requerida, los vertimientos de energía y, en algunos casos, períodos prolongados de costos marginales cercanos a cero. A diferencia de América Latina y el Caribe, los mercados eléctricos de Estados Unidos y Europa han avanzado más rápidamente en el desarrollo de marcos regulatorios que permiten la integración eficiente de estas tecnologías en el sector eléctrico. Este progreso ha resultado en una señalización de precios más precisa en sus dimensiones espaciales y temporales.

### Aspecto 3. Los mercados eléctricos a corto plazo en América Latina y el Caribe se caracterizan por estar basados en costos, donde las ofertas de los generadores están auditadas para asegurar que el costo marginal refleje de manera precisa el costo real

Este modelo responde a preocupaciones sobre el riesgo de manipulación de precios, la concentración en algunos mercados de electricidad y falta de capacidades institucionales en la región. Colombia y el Mercado Eléctrico Regional (MER) en Centroamérica son mercados en América Latina y el Caribe basado en ofertas. En contraste, México implementa un sistema de ofertas limitadas a un margen definido por los costos auditados. A diferencia de estos, los mercados en Estados Unidos y Europa funcionan con un modelo basado en ofertas, lo que representa una divergencia significativa en la estructura y operación de los mercados eléctricos entre estos mercados y América Latina y el Caribe.

### Aspecto 4. Los mercados *spot* en América Latina y el Caribe generalmente han adoptado precios zonales o únicos, aunque algunos países cuentan con precios nodales

A excepción de Chile, Perú, México y el Mercado Eléctrico Regional (MER) que cuentan con mercados nodales, los precios zonales o únicos son la constante en la mayoría de los países de la región. Los mercados con precios zonales o de precio único enfrentan el riesgo de altos costos económicos durante el proceso de redespacho, especialmente si las restricciones del sistema de transmisión no se consideran de manera efectiva. Además, no proporcionan señales

de precio adecuadas para el desarrollo de infraestructura de transmisión y otras soluciones energéticas, especialmente en los mercados de precio único. Sin señales precisas de congestión, es menos probable que se realicen inversiones donde más se necesitan.

#### **Aspecto 5. La mayoría de los mercados eléctricos de América Latina y el Caribe mantienen sistemas de liquidación única limitando su eficiencia**

La integración de nuevas tecnologías demanda el desarrollo de nuevos diseños de mercado que permitan una mejor señalización de los precios. Actualmente, muchos mercados utilizan un mercado del día en adelante (MDA) el cual, en algunos casos, no es financieramente vinculante y dichos mercados dependen de los precios en los mercados de tiempo real (MTR). La experiencia internacional señala que dos mercados ayudarían a una mejor señalización de los precios a corto plazo, ayudando a que los precios reflejen de manera eficiente las condiciones actuales de oferta y demanda, así como ocurre en USA con un MDA y un MTR o en Europa con un MDA y un mercado intradiario (MID).

#### **Aspecto 6. Asegurar la competencia tras la desregulación de los mercados eléctricos ha sido un desafío**

A pesar de la existencia de mercados predominantemente basados en costos en América Latina y el Caribe, persiste el riesgo de prácticas de manipulación de precios y de retención de capacidad. Esta situación ha motivado la implementación de mecanismos de regulación, unidades de monitoreo de competencia y el establecimiento de precios máximos en los mercados spots en la región. Sin embargo, esta problemática no es exclusiva de América Latina y el Caribe; en Estados Unidos y Europa, los mercados frecuentemente exhiben competencia imperfecta y alta concentración. Durante la última crisis energética en la Unión Europea, uno de los principales desafíos discutidos para aumentar la asequibilidad en los precios de electricidad giró en torno a la mejora del marco regulatorio y la implementación de medidas que permitan el desarrollo de los mercados competitivos.

#### **Aspecto 7. La mayor parte de la electricidad en América Latina y el Caribe se comercializa en mercados a largo plazo, mientras que los mercados a corto plazo tienen una relevancia menor**

La alta integración de energía hidroeléctrica en la matriz eléctrica de varios países de América Latina y el Caribe ha resultado en precios bajos y volátiles en los mercados *spot* debido a la dependencia de factores climáticos que afectan la disponibilidad de recursos hídricos. Esta volatilidad ha impulsado el desarrollo de mercados a largo plazo con el objetivo de fomentar inversiones en generación eléctrica, proporcionando certeza financiera a los inversores. Estos mercados han sido cruciales para el desarrollo del sector eléctrico en la región, ya que ofrecen estabilidad a través de contratos que atenúan la fluctuación de los precios *spot*, beneficiando tanto a generadores y distribuidores como a los consumidores finales al garantizar tarifas más estables.

#### **Aspecto 8. La composición del portafolio de generación eléctrica influye directamente en el costo marginal, el cual determina los precios a corto plazo de electricidad**

En países como México y Argentina, donde el gas natural desempeña un papel importante en la matriz eléctrica, los precios del gas natural influyen significativamente en los precios *spot* del mercado eléctrico. Por el contrario, en países con una fuerte presencia de hidroelectricidad, como Brasil y Colombia, los precios suelen estar determinados por el costo de oportunidad del agua almacenada. Por su parte, en países con una creciente integración de fuentes solares y eólicas a la matriz eléctrica, se observa una tendencia hacia precios muy bajos o cercanos a cero durante los períodos del día en que estas fuentes pueden cubrir una parte importante de la demanda. Sin embargo, los precios son más elevados cuando la generación de estas fuentes es insuficiente o nula para satisfacer una demanda alta, requiriendo la entrada de generadores con costos marginales más altos.

## Aspecto 9. La incorporación de fuentes como la solar y la eólica introduce desafíos únicos, principalmente por la necesidad de gestionar la variabilidad de estas fuentes y garantizar su complementariedad con otras tecnologías

Para manejar esta variabilidad, se requiere aumentar la flexibilidad del sistema eléctrico. En países como Chile y Uruguay, se ha observado que cuando la generación de energía renovable opera a su máxima capacidad, los precios marginales tienden a ser muy bajos o incluso cero. Esto conduce a una reducción en los precios promedio de la electricidad, pero también a una mayor variabilidad de estos precios. Además, puede presentarse el problema de exceso de generación, donde la capacidad de transmisión es insuficiente y se debe verter la energía no consumida. Esta situación afecta los ingresos de los generadores que operan principalmente en los mercados *spot* y puede desincentivar la inversión en nuevas capacidades de generación. Es crucial que los mercados incentiven la inversión en tecnologías que aumenten la flexibilidad del sistema eléctrico, como sistemas de almacenamiento de energía, gestión de la demanda y ampliación de la infraestructura de transmisión. Asimismo, es necesario crear nuevos mercados competitivos para productos esenciales como reserva, flexibilidad y regulación. La configuración actual de la mayoría de los mercados eléctricos no promueve de manera efectiva este tipo de inversiones, lo que representa un desafío para integrar eficientemente las energías renovables variables en la matriz energética.

## Aspecto 10. La región se encuentra en una etapa incipiente de integración de mercados eléctricos. La colaboración regional, facilitada por el Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central (SIEPAC) y varias conexiones bilaterales entre países, ofrece beneficios significativos

La evidencia sugiere que el comercio de energía a nivel regional puede desempeñar un papel crucial en la gestión de situaciones de estrés en los sistemas eléctricos, fomenta la incorporación de energías renovables y promueve un uso más eficaz de las tecnologías de generación y de la infraestructura de transporte entre países. En Europa, la integración regional ha probado ser una estrategia efectiva para afrontar crisis energéticas recientes, representando una solución especialmente útil cuando algún país enfrenta dificultades en su capacidad de generación de energía.

## Consideraciones de política

Los mercados de electricidad a corto plazo en América Latina y el Caribe comparten similitudes con los de Estados Unidos y Europa, pero también presentan diferencias significativas. Aunque estos mercados han evolucionado de manera distinta en su operación, todos han implementado reformas orientadas a mejorar la eficiencia en la gestión de la generación eléctrica. En Europa predomina un modelo de mercado descentralizado, mientras que en Estados Unidos el despacho eléctrico está centralizado. En América Latina y el Caribe, el despacho sigue siendo altamente centralizado, y las ofertas de las centrales eléctricas están sujetas a auditorías regulatorias.

Este reporte hace un esfuerzo por identificar los elementos regulatorios que podrían mantenerse, reformarse o actualizarse en los mercados mayoristas de electricidad en América Latina y el Caribe, tomando como referencia las experiencias de Estados Unidos y Europa. Si bien estos cambios deben evaluarse según las particularidades de cada país, el propósito principal es identificar las posibles mejoras regulatorias para los mercados mayoristas de electricidad a corto plazo. A continuación, se presentan consideraciones sobre los ajustes necesarios para mejorar la eficiencia y resiliencia de estos mercados.

### Consideración de Política 1. Es fundamental revisar y actualizar el diseño de los mercados eléctricos a corto plazo para lograr mejorar la eficiencia en el despacho eléctrico, proveer las señales correctas para la inversión, y descarbonizar la matriz eléctrica

La diversidad de los sistemas eléctricos en América Latina y el Caribe exige una evaluación detallada de cada mercado para determinar qué ajustes en el marco regulatorio vigente podrían incrementar la eficiencia del mercado eléctrico a corto plazo. La adopción de un sistema de remuneración marginalista en estos mercados se considera la opción más eficaz para maximizar el uso eficiente de los recursos del sistema eléctrico en comparación con alternativas como el método de *pay-as-bid*. Entre los principales cambios regulatorios se incluyen la transición hacia mercados basados en ofertas, la implementación de mercados con múltiples liquidaciones, y el aumento de la granularidad geográfica y temporal de los mercados. Estas reformas regulatorias resultan necesarias si se quieren alcanzar los objetivos de descarbonización de las matrices eléctricas propuestos.

### **Consideración de Política 2. La transición hacia mercados nodales podría reducir los costos asociados con el redespacho, aunque se debe reconocer la complejidad inherente a este enfoque**

La implementación de precios nodales debe tener en cuenta las condiciones específicas de cada mercado y su nivel de desarrollo. Los precios nodales facilitan que los cambios en la oferta, la demanda y las condiciones de la red se reflejen en los precios, promoviendo así una distribución más eficiente de los recursos. Además de proporcionar señales para la generación, los mercados nodales también ofrecen señales económicas para el desarrollo y ubicación óptima de la infraestructura de transmisión, incentivando inversiones donde son más necesarias. Si bien los precios locales pueden resultar más volátiles, los participantes del mercado pueden mitigar, hasta cierto punto, el impacto de estas variaciones mediante instrumentos financieros como los Derechos Financieros de Transmisión.

### **Consideración de Política 3. La adopción de mercados con múltiples liquidaciones, y con mayor granularidad temporal, desempeña un papel crucial en la integración efectiva de energías renovables variables y tecnologías flexibles dentro de la matriz eléctrica**

La variabilidad inherente de la generación solar y eólica hace necesaria una regulación que fomente la adecuada integración de estos recursos al sistema eléctrico. Los mercados de América Latina y el Caribe deben evaluar evolucionar desde un modelo de liquidación único hacia uno con múltiples liquidaciones. Es decir, que el diseño de mercado incluya tanto un mercado del día en adelante (MDA) que sea financieramente vinculante como un mercado intradiario (MID) o un mercado de tiempo real (MTR). La experiencia internacional indica que la implementación de estos mercados facilita la incorporación de un mayor porcentaje de tecnologías renovables variables en los portafolios de generación. Esto se logra mediante la mejora de las señales de precios a corto y largo plazo, que permiten incrementar la flexibilidad. Permitir que las ofertas se presenten minutos antes del despacho eléctrico, en lugar de horas, facilitaría que los participantes del mercado realicen transacciones lo más cercanas posibles al momento real del suministro eléctrico. Esto podría optimizar el uso de las energías renovables, reduciendo los costos asociados a los desequilibrios.

### **Consideración de Política 4. Promover un entorno favorable para el desarrollo de mercados mayoristas que fomenten competencia conduciría a precios más asequibles. Esto debe ir acompañado de mecanismos de penalización efectivos para combatir las prácticas anticompetitivas**

La persistente preocupación entre reguladores y operadores respecto a la concentración en los mercados subraya la necesidad de promover la competencia, tal como se pretendía originalmente con la desregulación de los mercados. Cualquier cambio regulatorio debe considerar la competencia como objetivo deseable. Entre las acciones para asegurar una competencia efectiva se encuentra: (1) asegurar un acceso libre y sin barreras a la red de transmisión para facilitar la participación equitativa de todos los actores del mercado mayorista; (2) la separación efectiva de las operaciones de transmisión de las actividades de las empresas de generación, minoristas y distribuidoras/comercializadoras para evitar conflictos de interés y fomentar una competencia justa; (3) promover una independencia entre los operadores del mercado y las entidades reguladoras para asegurar la eficiencia y la transparencia del mercado, y (4) establecer mecanismos de mitigación de poder de mercado, sistemas de vigilancia eficaz contra prácticas anticompetitivas y la implementación de sanciones correspondientes para preservar la competencia en los mercados.

### **Consideración de Política 5. La diversificación del portafolio de generación de energía puede ayudar a mitigar los periodos de estrés en los mercados eléctricos**

La integración de tecnologías alternativas a los combustibles fósiles a la matriz eléctrica—como la energía hidroeléctrica, solar y eólica— no solo disminuye la dependencia de los precios del gas natural, carbón y el petróleo, sino que también contribuye a una reducción sostenida de los precios *spot* promedio de electricidad. Esto es particularmente relevante para países que actualmente dependen en gran medida de fuentes fósiles. La transición hacia energías renovables, como la solar y la eólica, ha demostrado ser una estrategia efectiva para reducir los costos de la electricidad en países que tradicionalmente dependían de combustibles fósiles. Además, en los países con mucha generación hidroeléctrica, que suelen tener dificultades para expandirla



y sufren los efectos negativos del cambio climático, es crucial añadir fuentes de energía alternativas para reducir los embates de fenómenos climáticos extremos. Esta política de diversificación no solo promueve la sostenibilidad y la seguridad energética, sino que también fomenta la estabilidad económica al proteger a todos los consumidores de las fluctuaciones extremas en los precios de la energía.

#### **Consideración de Política 6. La integración de fuentes solares y eólicas debe acompañarse de un marco regulatorio que provea flexibilidad en los sistemas eléctricos**

Frente a la creciente incorporación de fuentes renovables variables, es imprescindible implementar medidas regulatorias adecuadas para ampliar la flexibilidad de los sistemas. Desde el lado de la oferta, estas medidas deben incentivar la integración y el aprovechamiento pleno del grado de flexibilidad disponible de los generadores, precios máximos adecuados para incentivar la integración de tecnologías de almacenamiento y plantas flexibles en los mercados mayoristas y la mejora de los mercados de servicios auxiliares. Desde el lado de la demanda, deben permitir que los consumidores sean más responsivos a los precios y la implementación programas de respuesta de la demanda. Uno de los desafíos clave es el diseño de un mercado a largo plazo que fomente la construcción de infraestructuras que habiliten inversiones en nuevas plantas que provean flexibilidad y almacenamiento. Esto puede lograrse mediante mercados de capacidad y/o flexibilidad.



#### **Consideración de Política 7. Intervención limitada en los diseños de los mercados mayoristas de electricidad contribuye a mantener los incentivos de inversión**

Las intervenciones en los mercados eléctricos en periodos de estrés y donde los precios tiendan a incrementar deberán estar enfocadas en mantener el poder adquisitivo de los hogares más vulnerables, ser temporales y promover la eficiencia energética, mientras se mantiene un marco regulatorio estable que no desaliente a los inversores. Cambios imprevistos en la normativa impactan negativamente en la viabilidad financiera de proyectos de energía. Estas medidas pueden erosionar la confianza de los inversores en el marco regulatorio, aumentando así la percepción de riesgo y, como consecuencia, el costo de obtener financiamiento. Este incremento en los costos puede obstaculizar el avance hacia una economía más sostenible, ralentizando el proceso y aumentando los costos asociados a la transición energética.

#### **Consideración de Política 8. Un mayor énfasis debe ser puesto en la integración regional como estrategia de resiliencia ante periodos de estrés, tales como la variabilidad en la generación hídrica o los aumentos en la demanda de electricidad**

La creación de mercados regionales de electricidad puede facilitar un uso más eficiente de los recursos energéticos y de la infraestructura de transporte, minimizando la dependencia de reservas adicionales y posiblemente evitando o retrasando la necesidad de nuevas inversiones en generación. Resulta fundamental fortalecer proyectos como el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), así como promover la consolidación de proyectos como el Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), que tiene como objetivo conectar a Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador y Perú; el Sistema de Integración Energética del Cono Sur (SIESUR), que integra a Argentina, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay; y el Arco Norte, que busca integrar a Guyana, Surinam y la Guyana Francesa con Brasil. Estas iniciativas son esenciales para mejorar la seguridad energética y avanzar hacia la descarbonización de las matrices eléctricas en la región.



## 2

# INTRODUCCIÓN



## INTRODUCCIÓN

La asequibilidad, la seguridad en el suministro y la sostenibilidad ambiental constituyen tres pilares para el desarrollo del sector eléctrico. Estos objetivos, esenciales para toda política energética, se benefician de precios a corto plazo que proporcionen señales adecuadas que permitan un despacho económico eficiente. Más allá de que los precios de la electricidad resulten asequibles para los consumidores, también deben transmitir señales adecuadas al mercado y asegurar a la vez la recuperación de costos, incentivando inversiones que garanticen la capacidad futura de generación y la expansión de la infraestructura de transporte de electricidad. Además, es crucial que estos precios fomenten la transición hacia fuentes de energía renovables, contribuyendo así a la sostenibilidad ambiental.

Recientemente, el tema de los precios *spot* de la electricidad ha alcanzado un primer plano en la agenda de los gobiernos debido a dos eventos de relevancia. El primero es el incremento sostenido en los precios a corto plazo de electricidad que se han trasladado a las tarifas eléctricas en diferentes regiones del mundo, lo que ha erosionado el poder adquisitivo de los hogares e impactado la competitividad de industrias intensivas en el uso de energía. El segundo es la aparición de precios *spot* cercanos a cero o negativos en algunos mercados con alta penetración de energías renovables variables.

Europa, impactada por el aumento en los precios del gas natural, es un claro ejemplo del primer evento; América Latina y el Caribe también han experimentado situaciones similares. Los gobiernos han reaccionado implementando diversas medidas—reducciones de impuestos, congelamiento de precios, transferencias a grupos vulnerables, impuestos sobre las ganancias inesperadas—con el objetivo de amortiguar el impacto económico en la población.

Más allá de estas soluciones de corto plazo, estos incrementos de precios han propiciado un profundo debate sobre la necesidad de adecuar los diseños de mercado en el sector eléctrico. El objetivo último es lograr precios asequibles para el consumidor final y menos dependientes de la volatilidad de los combustibles fósiles, así como proteger a los consumidores de futuros incrementos en los precios de la electricidad y acelerar la penetración de energías renovables.

El diseño de los mercados eléctricos es crucial para entender la dinámica de los precios en el sector. Este diseño influye en las decisiones de inversión, la composición de la matriz eléctrica y la conducta de los participantes del mercado. Aunque el precio que paga el consumidor final es el minorista, su variabilidad se debe principalmente a los precios mayoristas de electricidad. Por ello, estudiar los mercados mayoristas, incluidos sus submercados más importantes, el de corto y largo plazo, es fundamental para comprender las dinámicas de los precios. El primero, que será el foco central de esta publicación, es crucial para proporcionar señales de precios adecuadas para facilitar una operación eficiente de los recursos de generación eléctrica y para informar e incentivar la inversión en el sector.

La eficiencia económica en la operación de los mercados eléctricos mayoristas liberalizados depende de que los diseños de mercado fomenten la formación de precios a corto plazo eficientes y envíen las señales correctas a los participantes del mercado. Surge entonces la pregunta:

¿Qué elementos del marco regulatorio actual incrementan la eficiencia económica del mercado a corto plazo y cuáles la inhiben?

A nivel global, se observa una tendencia hacia la adopción de los mercados basados en ofertas y con mayor granularidad espacial y temporal. Sin embargo, en la región de América Latina y el Caribe, hay una clara preferencia por los mercados basados en costos y, en algunos casos, por los mercados zonales y de liquidación única. Esta elección, arraigada en un contexto histórico y socio-político específico, nos lleva a preguntarnos qué cambios regulatorios pueden implementarse en los mercados eléctricos de la región.

El desafío radica en comprender a fondo las características fundamentales de estos mercados y los factores que inciden en la determinación de los precios a corto plazo, ya sea relacionados con el diseño del propio mercado, la infraestructura eléctrica o factores externos. Este trabajo busca delinear los elementos más relevantes de los diseños de mercados eléctricos a corto plazo en América Latina y el Caribe. Analizamos y contrastamos los modelos de mercados mayoristas a corto plazo en la región, ofreciendo una perspectiva actualizada sobre tendencias, desafíos y posibles reformas.

En regiones como América Latina y el Caribe, aunque los mercados a corto plazo juegan un papel secundario en la determinación de los precios finales de electricidad o tarifas eléctricas, su comprensión es un primer paso para descifrar la estructura y el funcionamiento de los mercados mayoristas de electricidad. Aunque en algunos mercados de la región se han modernizado las reglas del juego, existen oportunidades para incrementar la eficiencia en la operación del mercado a corto plazo, entre las que se encuentra hacer más eficiente el despacho eléctrico mediante precios que mejor reflejen las condiciones de oferta y demanda, establecer mecanismos de mercado y regulación eficaces para garantizar la adecuación de recursos a largo plazo, e implementar estrategias capaces de mitigar el poder de mercado.

En el contexto de la transición energética, uno de los desafíos más apremiantes consiste en sustituir las plantas térmicas, que tienen altos costos marginales ligados a los precios del combustible, por plantas eléctricas con fuertes inversiones iniciales, pero con costos marginales prácticamente nulos y menores emisiones de CO<sub>2</sub>, como es el caso de la energía solar y eólica. Integrar estas fuentes en las matrices eléctricas introduce nuevos desafíos en la estructura del mercado. Entre estos desafíos destaca la necesidad de adaptar el mercado para mantener incentivos a la inversión dando cuenta de las fluctuaciones de las energías renovables y la flexibilidad que la situación requiere. **Un sistema de determinación de precios bien definido es esencial para garantizar una transición energética con una alta integración de fuentes renovables, asegurando un despacho económico eficiente y con menores costos asociados.**

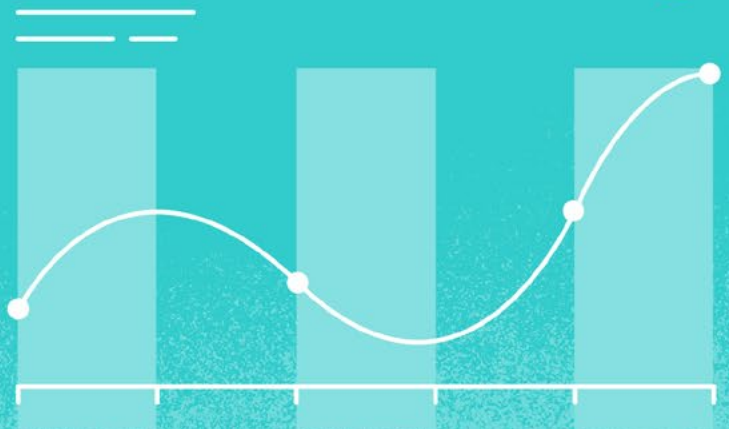
Por otro lado, aunque la reciente escalada en los precios *spot* de la electricidad se ha vinculado al aumento en los precios del gas, **existen otros factores que contribuyen a la volatilidad.** Por ejemplo, la dependencia de la energía hidroeléctrica en ciertos países puede causar aumentos de precios durante períodos de sequía. Otros fenómenos exógenos, como el cambio de la demanda a corto plazo y los eventos climáticos extremos, también juegan un papel crucial en esta dinámica. Es relevante identificar estos factores que inciden en los incrementos de precios a

corto plazo en los mercados eléctricos para diseñar mercados que mantengan la operación eficiente, fomenten el uso de recursos de menor costo y promuevan la sostenibilidad ambiental.

Otras regiones, como Europa y Estados Unidos, ya se encuentran en pleno proceso de **reforma de sus mercados mayoristas a corto y largo plazo**, con el objetivo de gestionar de manera más efectiva los incrementos en los precios a corto plazo de la electricidad, mientras mantienen elementos regulatorios que han demostrado ser efectivos, como el despacho eléctrico basado en el orden de mérito y la remuneración por costo marginal. Dado que en América Latina y el Caribe también hay varias reformas en estado de análisis, es necesario identificar, para cada mercado, qué elementos han funcionado y cuáles no; así como identificar cuáles son las mejoras prácticas en los países desarrollados, para considerarlas en los mercados eléctricos de la región.

**El resto de este trabajo se estructura de la siguiente manera.** La **sección 3** aborda los factores que determinan la formación de precios en los mercados a corto plazo de la electricidad. Esta sección incluye una comparación entre los principales elementos regulatorios de los mercados a corto plazo de América Latina y el Caribe y los mercados más importantes de Estados Unidos y Europa. La **sección 4** se centra en las principales discusiones sobre posibles cambios regulatorios en los mercados mayoristas en Europa en tiempos recientes y revisa algunas de las principales deficiencias en los diseños de mercado y las soluciones propuestas. En la **sección 5** se muestran las características del diseño de mercado de corto plazo en ocho países de América Latina y el Caribe, se explican sus características y se detallan los factores que determinan los precios de la electricidad a corto plazo. La **sección 6** reflexiona sobre las prácticas de mercado que la región podría adoptar, inspirándose en las experiencias de los principales mercados eléctricos en Estados Unidos y Europa, en el contexto de una transición energética.





**3**

# **DINÁMICA DE LOS PRECIOS A CORTO PLAZO DE ELECTRICIDAD**



3

## DINÁMICA DE LOS PRECIOS A CORTO PLAZO DE ELECTRICIDAD

Uno de los principales desafíos que enfrenta el diseño de mercados eléctricos es el de resolver el llamado *trilema energético*: **el sector eléctrico debe proveer una fuente de energía que sea asequible, segura y ambientalmente sostenible.**<sup>5</sup> La conjunción de estos tres elementos constituye un pilar fundamental en los procesos de desarrollo económico de los países.

**La energía eléctrica es un insumo y recurso fundamental para la economía moderna.**

Cualquier variación en sus precios puede afectar de manera significativa a todos los actores de la vida socioeconómica. El impacto de un incremento de precios de la electricidad se pone de manifiesto en los presupuestos de hogares y gobiernos; en la competitividad de las empresas, y, por lo tanto, en la estructura de precios en un mercado global cada vez más interconectado y competitivo. De aquí la importancia que los precios de la electricidad reflejen fielmente

las condiciones de oferta y demanda a corto plazo, se eviten distorsiones y se envíen señales adecuadas al mercado.

Durante los últimos años, los precios de la energía adquirieron una mayor relevancia, debido a un incremento significativo en los precios de los mercados mayoristas a corto plazo de electricidad a nivel global que en muchos casos se reflejaron en las facturas eléctricas, principalmente en Europa. Este fenómeno ha sido impulsado en gran medida por un aumento en los precios de las materias primas energéticas, como el gas natural y el carbón. En este contexto, en Europa se comenzó a discutir una potencial reforma de los mercados eléctricos, para hacer que las facturas de energía de empresas y consumidores fueran más independientes del precio de mercado a corto plazo de la electricidad.

Los debates acerca del diseño de los mercados a corto plazo de la electricidad no son nuevos, pero con la creciente incorporación de fuentes renovables en las matrices eléctricas, la estructura de los precios ha experimentado una

<sup>5</sup> La seguridad energética se define como la capacidad de un país o región para satisfacer su demanda de energía de manera confiable y sostenible. Esto implica la gestión eficiente de los recursos energéticos primarios, tanto nacionales como internacionales, la protección de la infraestructura crítica y la capacidad de los proveedores para responder a las necesidades energéticas actuales y futuras. La asequibilidad implica que los precios de la energía sean accesibles para todos los consumidores. La sostenibilidad ambiental se enfoca en la eficiencia energética en términos de oferta y demanda, así como en el desarrollo de fuentes de energía renovables y con baja emisión de carbono (WEC, 2023).



transformación significativa. Esta nueva dinámica contrasta con la tendencia tradicional observada en los sistemas eléctricos predominantemente basados en plantas despachables ya sean térmicas o hidroeléctricas. La adopción de energías renovables variables (VRE, por sus siglas en inglés), como la solar y la eólica, ha producido menores precios promedio y una mayor volatilidad de estos en los mercados. La adopción de nuevas tecnologías pone en marcha discusiones técnicas en torno al diseño de mercados en los que las VRE estén integradas de manera eficiente.



En América Latina y el Caribe, las causas de los incrementos en los precios a corto plazo de la electricidad varían entre países, especialmente debido a la composición de sus matrices eléctricas. Si bien la predominancia de la energía hidroeléctrica en muchos países de la región hace que fenómenos climáticos adversos, como las sequías, jueguen un papel determinante en el comportamiento de los precios a corto plazo—ya que si la capacidad de generación hidroeléctrica se ve afectada, los precios pueden aumentar sustancialmente—también es importante considerar la dependencia de combustibles fósiles. En países que no producen gas natural, petróleo o carbón y dependen de su importación, los precios de la electricidad están sujetos a shocks externos asociados al costo y disponibilidad de estos insumos. Por lo tanto, la producción o importación de combustibles fósiles como el gas natural y el petróleo influye significativamente en la volatilidad de los precios *spot* de electricidad en la región.

**Los procesos de formación de precios de la energía eléctrica es un tema multifactorial y local, debido a la heterogeneidad de los sistemas eléctricos y del diseño de mercado en cada país.** Algunas propuestas respecto a la gestión de los incrementos de precios abogan por llevar adelante reformas estructurales en los métodos de formación de precios en los mercados eléctricos mayoristas, mientras que otras plantean intervenciones directas, como la

implementación de subsidios o la reducción de los impuestos energéticos, con el fin de amortiguar el impacto de los altos niveles de precios de la energía en la actividad económica.

Identificar los principales factores que afectan los precios es un primer paso para plantear mejoras regulatorias que se pueden implementar en los mercados a corto plazo, asegurando así precios de electricidad más competitivos y un despacho eléctrico más eficiente y transparente.

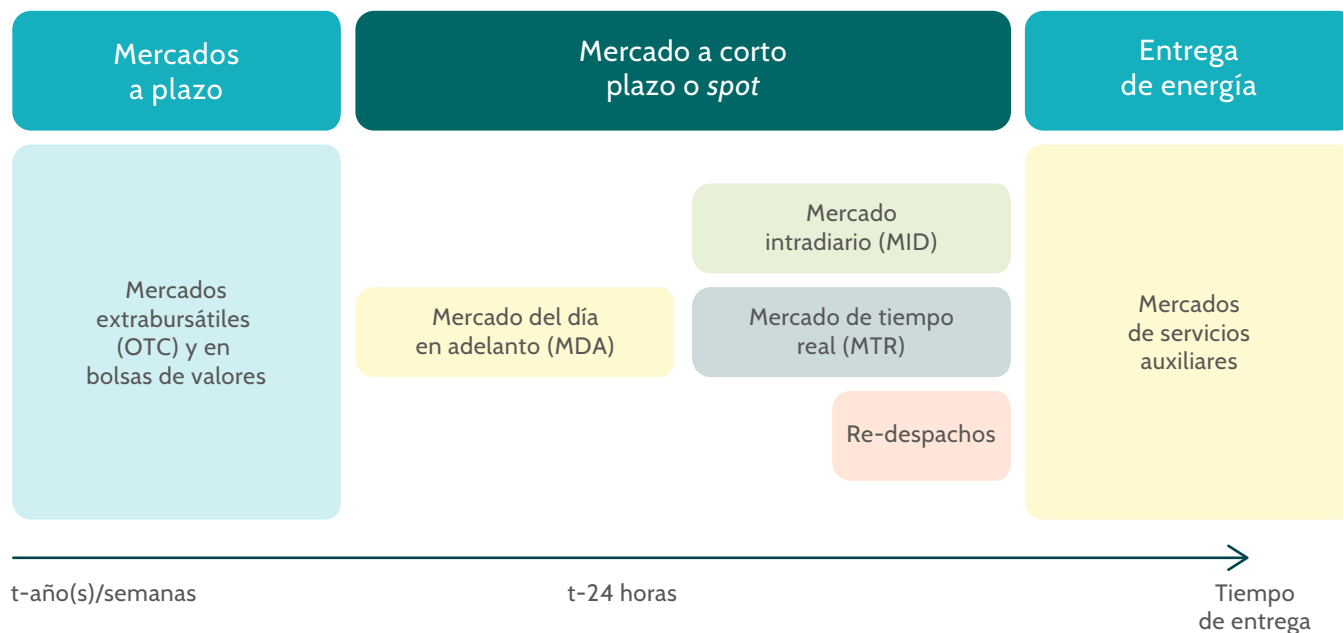
**Es importante diferenciar entre los precios en los mercados mayoristas y minoristas de electricidad en mercados liberalizados.** Un mercado mayorista de electricidad es un sistema organizado donde los generadores y compradores de energía eléctrica realizan transacciones, ya sea para la venta o compra de electricidad en grandes cantidades. Por ejemplo, un generador que, conectado a la red de transmisión, vende su electricidad a entidades como las empresas de distribución de electricidad. Los precios mayoristas son aquellos que pagan los compradores en este mercado.

Dentro de los mercados mayoristas, se han desarrollado múltiples submercados, cada uno con sus propias características y precios. Estos incluyen los mercados a corto plazo (o mercados *spot*), mercados a largo plazo, mercados de servicios auxiliares y mercados de capacidad, entre otros. En la [Figura 1](#) se muestra un panorama general de los principales componentes de los mercados eléctricos mayoristas. En los mercados a corto plazo o mercado *spot* se equilibra la oferta y la demanda a corto plazo de electricidad, además que son ampliamente usados para ajustar las posiciones de largo plazo en periodos cerca de la entrega de electricidad. Asimismo, los precios de estos mercados son utilizados como referencia en mercados a largo plazo y otros submercados.

En los mercados liberalizados de electricidad, el mercado a corto plazo suele ser abierto y competitivo; sus precios responden a una serie de factores institucionales, exógenos y relacionados con la infraestructura eléctrica (ver [Figura 2](#)). Aunque la matriz eléctrica (el conjunto de fuentes de energía utilizadas) determina en gran medida la dinámica de los precios mayoristas, esta matriz también está influenciada por los factores mencionados anteriormente. Por ejemplo, en un mercado con predominancia de generación térmica, los precios *spot* pueden verse ampliamente afectados por factores externos como la dinámica de los precios de los combustibles. Además, las restricciones de transmisión pueden exacerbar los aumentos de precios si la infraestructura no permite distribuir eficientemente la energía generada hacia los centros de consumo.



**FIGURA 1.** Ejemplo de los principales submercados en los mercados mayoristas de electricidad



Fuente: elaboración propia basado en Ahlqvist *et al.* (2022) y Ribeiro *et al.* (2023).

*Nota:* los mercados a plazo operan en periodos que van desde años hasta semanas antes de la entrega efectiva de energía eléctrica y se dividen en dos tipos principales. Por un lado, los mercados extrabursátiles (OTC) destacan por su alta flexibilidad, permitiendo a las partes involucradas diseñar contratos a medida de sus necesidades. Por otro lado, las bolsas de valores reducen el riesgo de crédito para los participantes del mercado mediante la implementación de una cámara de compensación central (CCP), que actúa como contraparte central, y facilitan las negociaciones de productos estandarizados o derivados. En estos mercados, los precios subyacentes de los contratos de energía eléctrica a plazo se basan en los precios a corto plazo. A pesar de la mayor parte de países cuentan con mercados de día de adelanto, en algunos no son financieramente vinculantes y los precios se establecen de manera *ex post* o *ex ante*.



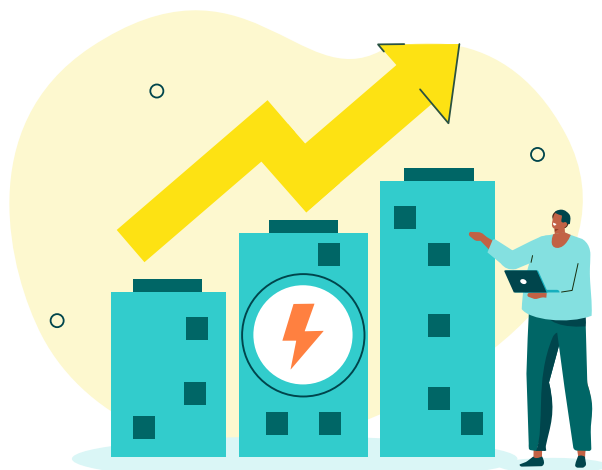


Los mercados a largo plazo juegan un rol importante en muchos países en América Latina y el Caribe, y generalmente concentra la principal actividad de comercialización de electricidad en los mercados mayoristas. Asimismo, la necesidad de garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico en el corto y en el largo plazo ha impulsado la creación de mercados especializados en ciertos países, incluyendo los mercados de servicios auxiliares<sup>6</sup> y los de capacidad.<sup>7</sup>

En los mercados mayoristas, los proveedores minoristas de energía compran la electricidad para venderla a los clientes finales. Los precios minoristas son los que paga el consumidor final, como por ejemplo los hogares o empresas que están conectados a la red de distribución. Por lo general, estos precios incorporan, además del costo de la energía en sí misma, los costos asociados con la transmisión, distribución y comercialización de la electricidad. La composición de los precios minoristas acostumbra a estar sujeta a regulaciones más estrictas, que limitan su volatilidad y aseguran la asequibilidad para el consumidor final.

Este estudio se centrará en los precios de los mercados a corto plazo, ya que su mayor dinamismo y menor regulación permiten analizar con más profundidad los factores en juego. Es importante señalar que cualquier cambio en los precios mayoristas puede tener un impacto en los precios minoristas. Sin embargo, el grado de este impacto dependerá de dos factores principales: el volumen de electricidad que se comercializa en el mercado de corto plazo y el grado de influencia que este mercado ejerce sobre los otros submercados. En esta publicación, utilizaremos los términos “mercado de electricidad” o “precio de electricidad” para referirnos específicamente a los precios o mercados a corto plazo de la electricidad.

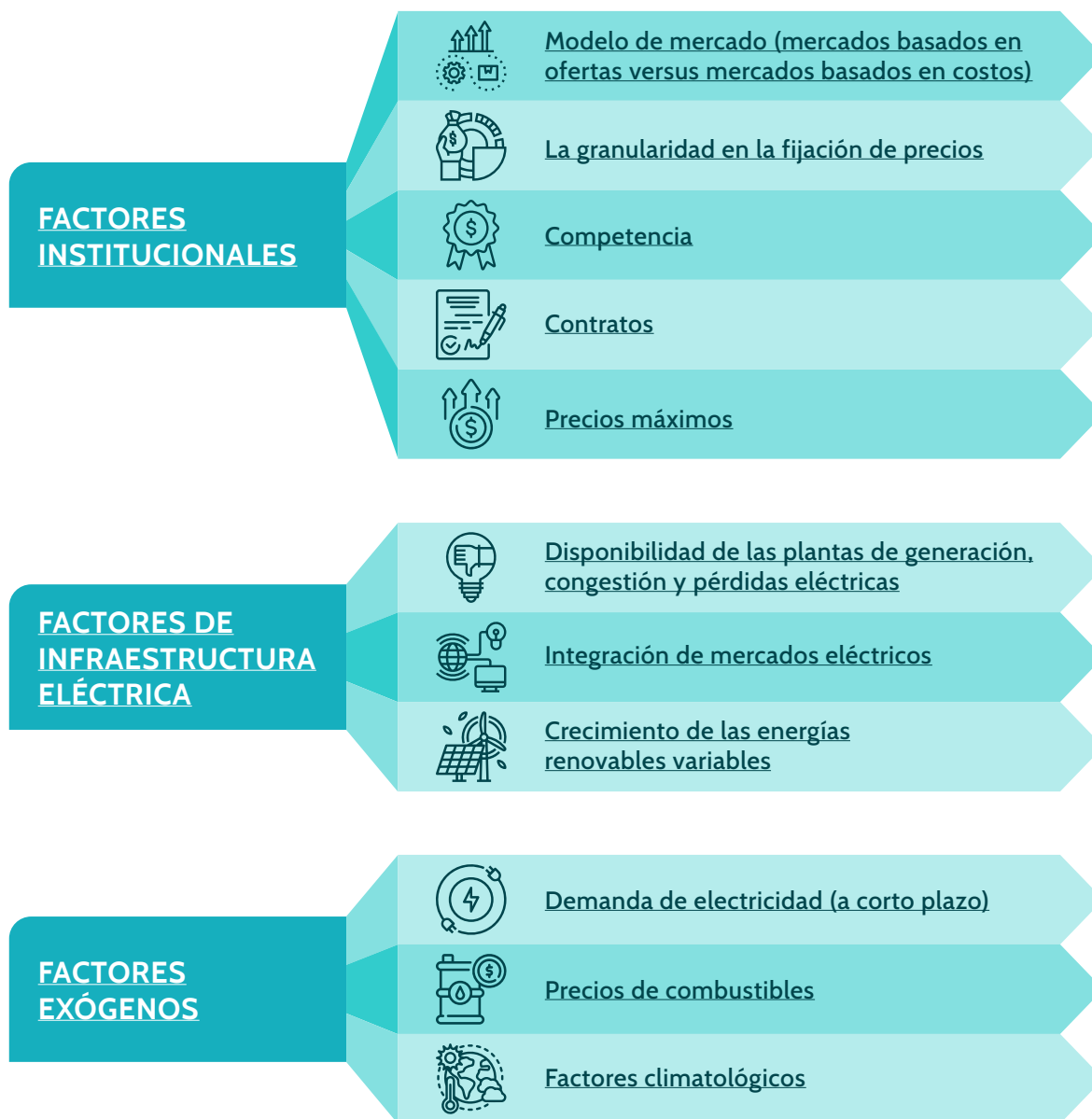
En esta sección, se describen los principales factores que intervienen en la determinación de los precios de la electricidad en los mercados a corto plazo. La sección sentará las bases de los siguientes capítulos, en los que revisaremos acontecimientos recientes en Europa y América Latina y el Caribe. También nos ocuparemos de las propuestas de mejoras en los mercados mayoristas que, según cada contexto, podrían implementarse para que los precios de la electricidad transmitan correctamente las señales a todos los participantes del mercado, desde consumidores hasta empresas.



<sup>6</sup> Estos mercados operan en paralelo a los mercados de corto plazo de energía, y permiten gestionar desequilibrios en el suministro y la demanda. Su principal tarea es la de regular la frecuencia y prevenir caídas de tensión. En este ámbito, los generadores ofertan parte de su capacidad para responder a variaciones imprevistas y garantizan la continuidad y calidad del suministro eléctrico.

<sup>7</sup> El principal objetivo de estos mercados es reforzar la fiabilidad a largo plazo, pues garantizan que exista suficiente generación para demandas futuras. A diferencia de los mercados en el corto plazo que remuneran la producción efectiva, los de capacidad compensan a los generadores por la capacidad potencial que prometen. Los generadores cuyas ofertas son aceptadas en este mercado reciben pagos basados en el mercado por su capacidad, además de pagos por suministrar energía y servicios auxiliares, a precios también determinados por el mercado.

**FIGURA 2.** Factores que influyen en los precios a corto plazo de electricidad



Fuente: elaboración propia.

Nota: la figura muestra los principales factores que influyen en los precios en los mercados eléctricos y los clasifica en tres categorías. Los institucionales engloban las normativas y las reglas que dictan la operatividad de los mercados eléctricos. Los factores de infraestructura eléctrica son inherentes al mecanismo interno de funcionamiento de los mercados. Por último, los factores exógenos son aquellas variables que, aunque afectan los precios de la energía, son ajenas al funcionamiento intrínseco de los mercados eléctricos.

## 3.1 Factores institucionales

**El diseño actual de los mercados eléctricos es el legado de las reformas del sector implementadas en los años noventa**, las cuales buscaban aumentar la eficiencia, promover la competencia y atraer inversiones. Estas reformas trajeron consigo tres modificaciones estructurales fundamentales (Foster y Rana, 2020; Schmalensee, 2019). Primero, se desarticuló la figura de la empresa eléctrica verticalmente integrada, en la cual un solo ente se encargaba de todos los procesos asociados al suministro eléctrico. En su lugar, surgieron entidades dedicadas a funciones específicas para cada segmento del mercado. Segundo, se abrió la puerta a la participación del sector privado,<sup>8</sup> sobre todo en los segmentos de generación y distribución/comercialización de la electricidad,<sup>9</sup> y además se establecieron mercados mayoristas de electricidad, con lo que se abandonaron los monopolios y se fomentó la competencia en el sector.<sup>10</sup> Finalmente, en términos de regulación, la medida más significativa fue la creación de entidades autónomas, como operadores de mercado y reguladores independientes, encargadas de coordinar estos mercados emergentes.



Se trató, en líneas generales, de un proceso de desregulación y promoción de la competencia que resultó, en numerosos casos, en una notoria mejora en la eficiencia del sector (Davis y Wolfram, 2012; Cicala, 2015; Balza *et al.*, 2020; MacKay y Mercadal, 2023).

Los procesos de reforma en los mercados mayoristas han variado de un país a otro y se han adaptado a las circunstancias y las necesidades específicas de cada región.

En estos mercados liberalizados se crearon mercados a corto plazo de electricidad con el objetivo de mejorar la eficiencia, confiabilidad y competitividad del sector eléctrico. Por ejemplo, estos mercados a corto plazo permiten realizar ajustes necesarios debido a las diferencias entre lo proyectado—como la demanda y la hidrología—y lo realmente ocurrido. Sin estos mecanismos de ajuste, los mercados serían muy rígidos, dificultando la capacidad de respuesta ante variaciones y contingencias propias del sector eléctrico.

Entre las principales características que ejercen una influencia directa en los mecanismos de formación de precios en los mercados a corto plazo se encuentran los métodos de subasta, la granularidad de los precios, el nivel de competencia en los mercados, los contratos y las intervenciones en los precios. En las siguientes subsecciones se revisa cada uno de estos factores y se presenta una discusión sobre su influencia en los niveles de los precios a corto plazo.

### 3.1.1. Mercados basados en ofertas versus mercados basados en costos

**Debido a que la energía eléctrica es un bien muy costoso de almacenar, se requiere un equilibrio constante entre generación y demanda.** Mientras que la demanda a corto plazo se presenta de manera exógena y suele ser poco flexible, son los diseños de los mercados eléctricos los que determinan cómo se estructuran las curvas de oferta.<sup>11</sup> En los mercados, el despacho eléctrico es el mecanismo que determina el orden en el que cada central eléctrica inyecta su energía a la red durante un período específico. Este proceso prioriza la eficiencia, de modo que la unidad generada más barata es la primera en inyectar su energía a la red. Sin embargo, esta descripción es una simplificación, ya que en la práctica el despacho eléctrico debe considerar diversas restricciones y condiciones adicionales. Entre ellas se incluyen las restricciones operativas de las centrales eléctricas (como tiempos de arranque y parada, velocidades de rampas y mínimos técnicos), los límites de transmisión en la red

<sup>8</sup> En regiones como ALC, una de las principales motivaciones detrás de la reestructuración de los mercados eléctricos fue atraer al sector privado a todos los segmentos de la industria. Esto se dio en un contexto en el que existía una limitada inversión en el sector con una demanda de electricidad creciente (Wolak, 2003).

<sup>9</sup> La separación entre la generación y la transmisión es una medida clave para asegurar la competencia en los mercados mayoristas de electricidad. Esta medida previene que se otorguen ventajas indebidas en dichos mercados.

<sup>10</sup> La teoría argumenta que si los mecanismos de mercado competitivos están adecuadamente diseñados y no existen abusos de poder de mercado, los generadores de energía, al competir, deberían tener incentivos para optimizar sus costos, garantizar la capacidad para satisfacer la demanda, buscar innovaciones, e invertir para ingresar al mercado y retirarse de él a fin de minimizar pérdidas esperadas (Joskow, 2019). El desarrollo de una competencia efectiva enfrenta numerosos desafíos. Por ejemplo, considerando la naturaleza inelástica de la demanda en los mercados mayoristas de energía, las situaciones en que la demanda es máxima y se usa la totalidad de la capacidad disponible permiten que el ejercicio del poder de mercado, mediante la restricción de la oferta, ocasione considerables fluctuaciones en los precios (Schmalensee, 2021).

<sup>11</sup> Para ver una descripción detallada de cómo funcionan los mercados eléctricos, ver el [Anexo A](#).



eléctrica (que pueden limitar el flujo de energía entre diferentes zonas) y las necesidades de reserva para garantizar la confiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico.

El operador eléctrico decide las cantidades que cada planta debe inyectar a la red y es, por lo tanto, el encargado de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda del sistema, considerando todas estas restricciones. El operador considera la curva de oferta agregada —las ofertas o costos auditados de las centrales eléctricas— necesaria para satisfacer la demanda del sistema junto con las restricciones operativas y de transmisión para determinar el precio en equilibrio y las cantidades de despacho de cada generador.

La Figura 3 muestra una configuración de despacho por orden de mérito, en donde suele despacharse la electricidad generada a partir de diferentes tecnologías en función de la demanda del mercado. Por lo general, son las plantas eólicas y fotovoltaicas las primeras en despachar, dada la naturaleza de sus costos marginales cercanos a cero, mientras que las plantas térmicas son las últimas, pues su costo marginal se determina principalmente por los costos de los combustibles. Las centrales hidroeléctricas también juegan un papel crucial en este orden de mérito, pero su tratamiento varía según el tipo de planta. Las centrales hidroeléctricas de pasada se tratan de manera similar a las eólicas y solares, ya que tienen costos marginales cercanos a cero y generan electricidad conforme al flujo natural del agua sin capacidad de almacenamiento significativo. En cambio, las centrales hidroeléctricas de embalse suelen incorporar el costo de oportunidad del agua almacenada en sus decisiones de despacho. Esto significa que el despacho de estas plantas considera el valor futuro del agua, especialmente en escenarios de posibles sequías, así como los precios esperados de otros combustibles como el gas natural o el carbón. Esta consideración agrega complejidad al cálculo de su costo marginal. Debido a esto, en países con una alta proporción de generación hidroeléctrica, los mecanismos de despacho son más complejos y no se basan únicamente en el costo marginal inmediato de la hidroeléctrica.

La configuración de la curva de oferta varía según la composición del portafolio de generación de cada país. Allí donde predomina la generación térmica, se observa una menor variabilidad en los precios en comparación con sistemas que cuentan con una alta proporción de fuentes renovables. Tomando como ejemplo la Figura 3, en un escenario de baja demanda, el costo marginal podría llegar a converger hacia el límite inferior de cero, oscilando en un rango que podría alcanzar hasta US\$ 180 por MWh. Contrariamente, en un país cuyo portafolio energético esté compuesto principalmente por plantas térmicas, aunque la volatilidad de precios pueda ser más contenida, es probable que los precios medios sean comparativamente superiores.

También respecto de la Figura 3, el análisis inicial sobre cómo se forman los precios debe centrarse en el diseño del mercado eléctrico. La forma en que está concebido el mercado dicta las reglas de juego para los participantes de los mercados eléctricos y establece las condiciones bajo las cuales se despacha la energía, los criterios de prioridad y las interacciones económicas entre generadores y compradores de electricidad.

En ese sentido, existen dos diseños predominantes:



**Ofertas o subastas**, donde las generadoras presentan ofertas de precio y cantidad en una subasta del mercado mayorista;



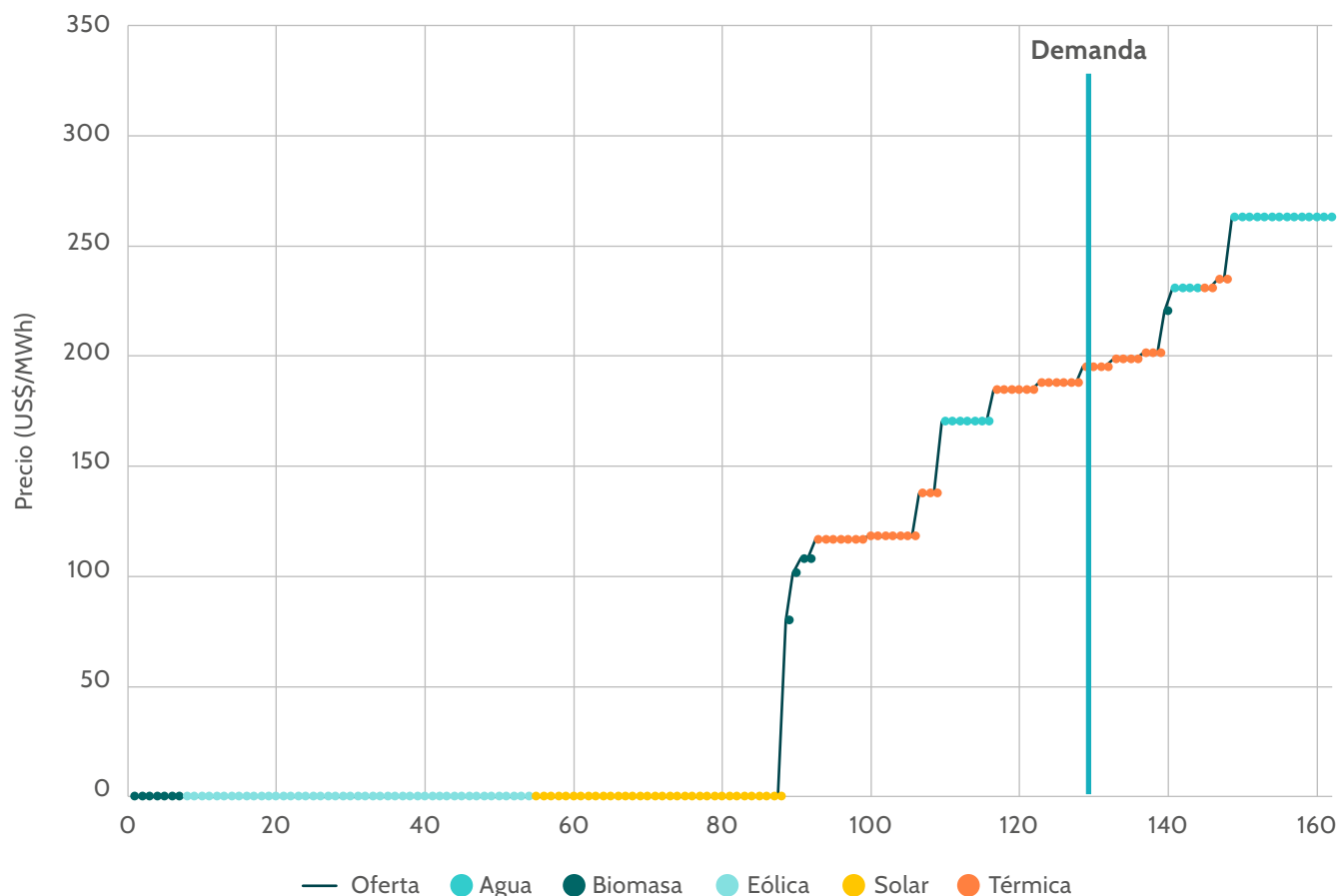
**Costos**, donde esas propuestas están auditadas por el ente regulador.



En los mercados basados en costos, el despacho de electricidad esta centralizado. El operador del mercado analiza en detalle las ofertas de las plantas generadoras y se apoya en la información proveniente de los participantes para determinar tanto los precios como las cantidades de electricidad que genera cada planta. Este enfoque aparece principalmente cuando existe desconfianza de parte del regulador respecto de que los participantes actúen de manera competitiva.

Esta inquietud es particularmente relevante en varios países de América Latina y el Caribe. En estos sistemas eléctricos, la concentración del mercado en pocas empresas de generación eléctrica ha suscitado preocupaciones sobre la posibilidad de manipulación de precios y cantidades en las ofertas. Además, en mercados con alta participación estatal, existe el riesgo de que las empresas públicas presenten ofertas que distorsionen el mercado, afectando la operación eficiente del despacho.

**FIGURA 3.** Curvas de oferta y demanda de electricidad



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) de Uruguay.

Nota: la figura ilustra la oferta y la demanda eléctrica del mercado mayorista uruguayo a las 18 h del 27 de enero de 2023. Se seleccionó el día únicamente con fines ilustrativos. La línea celeste representa la demanda, mientras que cada punto indica el costo marginal o variable de cada planta generadora. Los costos se muestran por tipo de fuente de generación y están ordenadas de menor a mayor, de modo que la planta más eficiente (en términos de costos) es la primera en inyectar su energía a la red. El precio se establece donde las curvas de oferta y demanda se cruzan.

El mercado basado en ofertas es predominante en los mercados mayoristas de electricidad en Europa y Estados Unidos, mientras que los mercados basados en costos son predominantes en países de América Latina con una fuerte presencia de la hidroelectricidad, como Brasil, Chile y Perú. Sin embargo, este método no se limita solo a esta región; en Estados Unidos e Irlanda se utiliza cuando el regulador identifica una situación de poder de mercado a nivel local, y se adopta durante el redespacho en algunos mercados eléctricos europeos (Ahlqvist, Holmberg y Tangerås, 2022; Munoz *et al.*, 2018). Desde el punto de vista económico, uno de los principales inconvenientes de los mercados basados

en costos es que —aunque el ejercicio del poder monopolístico por parte de los actores en el mercado está bastante restringido— los operadores desempeñan un papel esencial en la estimación del costo marginal. La evaluación de este costo puede ser complicada, como queda claro con el cálculo del costo marginal en las plantas hidroeléctricas, que es habitualmente una fuente de disputas entre generadores y reguladores (Fischer y Serra, 2000). El precio del agua almacenada en una presa es normalmente determinado por la expectativa de futuras lluvias, los niveles actuales de las presas, los planes de futuras plantas y los costos marginales esperados de las plantas térmicas.

Una ventaja de los mercados basados en costos respecto de aquellos basados en ofertas es su predictibilidad en los precios *spot* de la electricidad. Al eliminar las fluctuaciones que surgen de las ofertas de los proveedores, estos mercados podrían reducir la incertidumbre y el costo de firmar contratos a futuro. En consecuencia, los participantes del mercado pueden proyectar precios futuros usando datos públicos y el algoritmo de despacho basado en costos (Wolak, 2003).

**Los mercados basados en ofertas pueden ser organizados de manera descentralizada o centralizada (Ahlqvist, Holmberg y Tangerås, 2022; Pollitt *et al.*, 2022).**

En un sistema descentralizado como el predominante en los mercados europeos, cada planta decide cuánta electricidad quiere producir en el *day-ahead market* (mercado anticipado, del día siguiente, o DAM),<sup>12</sup> según obligaciones contractuales, precios de mercado y otras condiciones internas y externas. La lógica detrás de esta organización es que, a la hora de tomar una decisión, los agentes están mejor informados que una autoridad central. Los mercados de electricidad en Europa están descentralizados en el sentido de que se les permite a los productores utilizar el autodespacho en el mercado anticipado. En estos mercados, las transacciones se realizan en quince bolsas de energía o *power exchanges*, o PX.<sup>13</sup> En estos espacios, los participantes del mercado puedan comercializar electricidad (Herrero, Rodilla y Batlle, 2020). La gestión del sistema eléctrico se separa del mercado, quedando bajo la supervisión de los operadores del sistema de transmisión, quienes garantizan la confiabilidad del sistema. Bajo este enfoque descentralizado, se espera que los participantes del mercado tomen un papel más activo en la gestión eficiente de los recursos de generación y que comuniquen de forma clara y simple sus necesidades de compra o venta de energía.

En términos generales, las ofertas se basan en precios y cantidades que los vendedores realizan, aunque en realidad existen un conjunto de formatos de oferta más complejas, como las ofertas por bloque.

En mercados con un sistema centralizado, el operador es responsable del funcionamiento de todos los mercados a corto plazo y se vale de la información que los productores proporcionan sobre sus costos. Basándose en esta información, el operador decide cuánto debe producir cada unidad de generación para el mercado del día siguiente. Los principales mercados eléctricos de Estados Unidos, incluyendo PJM, ERCOT, MISO y CAISO, operan con un sistema de despacho centralizado. En estos mercados, los participantes envían sus ofertas, que incluyen el costo marginal, su costo fijo (por ejemplo, por hora) y los costos de inicio de operación de la planta. En el caso de los mercados basados en costos, la centralización va más allá de la decisión de despacho, los operadores tienen la tarea de auditar los costos marginales de generación.

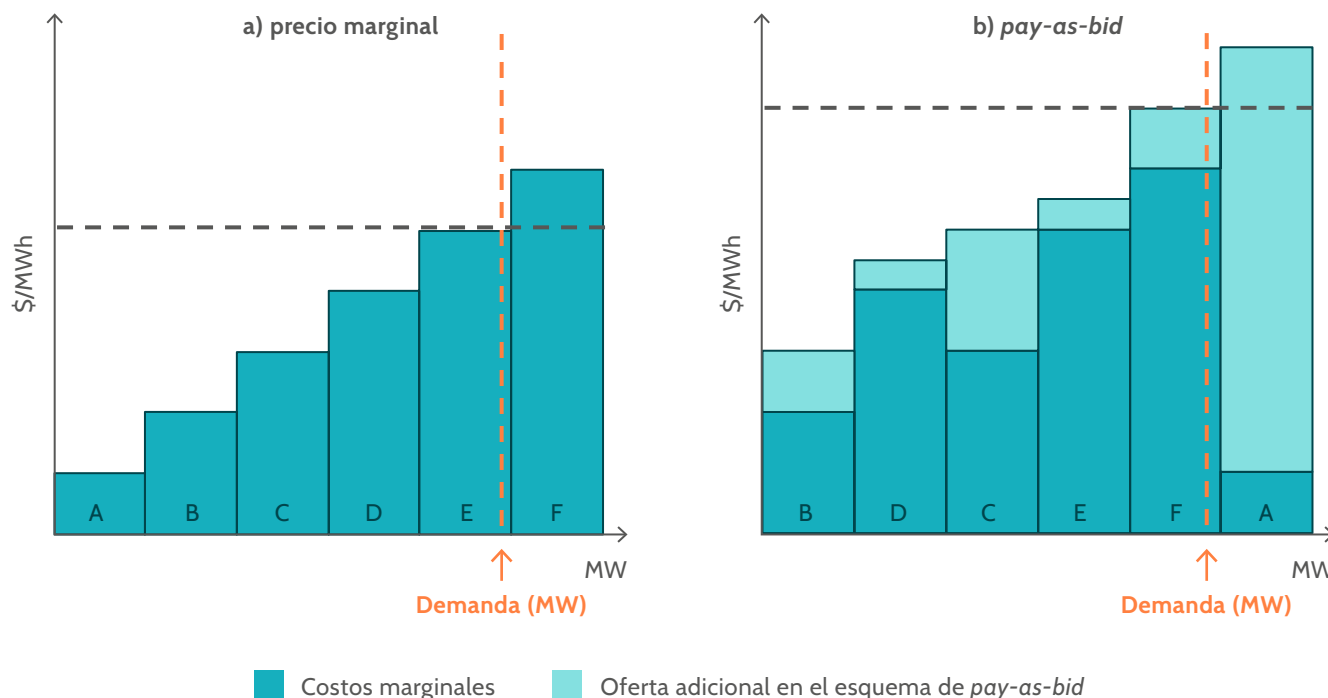
**Existen dos tipos de reglas de determinación de precios en los mercados ya sea basados en ofertas o costos.**

Por un lado, el esquema de precios marginales o subasta de precio uniforme, utilizado en la mayoría de los mercados eléctricos. Con este método, todos los participantes del mercado reciben un pago basado en el costo marginal del mercado. Por otro, en el mercado *pay-as-bid* (pago por oferta) los generadores reciben un pago exactamente igual a la oferta que presentaron. La [Figura 4](#) muestra el mecanismo de despacho utilizando esquemas de precio marginal y *pay-as-bid*. Las ofertas se despachan según el orden de mérito, de acuerdo a los precios presentados por los participantes.

<sup>12</sup> Muchos mercados eléctricos operan basándose en transacciones acordadas un día antes y son conocidos como mercados del día siguiente, debido a los tiempos de arranque requeridos por algunos tipos de plantas eléctricas.

<sup>13</sup> Un *power exchange* es una entidad que proporciona un mercado *spot* para la comercialización de energía eléctrica en un mercado intradiario o de adelanto.

**FIGURA 4.** Despacho bajo los esquemas de precio marginal y *pay-as-bid*



Fuente: elaboración propia a partir de Tierney, Schatzki y Mukerji (2008).

Nota: la línea naranja señala la demanda en ambos casos. Las ofertas de los participantes están indicadas por las letras A-F. Las ofertas aceptadas son aquellas que se encuentran antes de la demanda. En el esquema de precio marginal (a), los participantes reciben el precio de mercado y tienen así un margen de ganancia. En el esquema *pay-as-bid* (b), los participantes reciben su precio ofertado. En el esquema *pay-as-bid*, los actores pueden adoptar comportamientos estratégicos, al incrementar sus propuestas de precios con el objetivo de maximizar sus beneficios. Esta conducta puede derivar en un despacho económico subóptimo y en un alza en los precios de equilibrio.

A partir de distintos estudios se pueden establecer las siguientes ventajas para el esquema marginalista de remuneración (Cramton, 2004; Oren, 2004; Ren, 2004; Tierney, Schatzki y Mukerji, 2008):

- ⚡ El **margen de ganancia** con que cuentan los participantes en este esquema —la diferencia entre la oferta y el precio de equilibrio de mercado— proporciona un medio para que recuperen parte de sus costos fijos.
- ⚡ El **esquema motiva a mejorar la eficiencia y el rendimiento de las centrales de generación**, dado que los oferentes tienen un incentivo para revelar sus costos marginales reales. Así, el despacho se vuelve eficiente.

⚡ El **esquema marginalista no solo es un modelo eficiente**, sino también justo, debido a que todos los ganadores —es decir, las ofertas aceptadas— pagan o reciben el mismo precio, y aquellos que ofertaron fuera de la curva de ofertas aceptadas no son despachados, porque no reciben/pagan un precio al que no estaban dispuestos a vender/comprar.

⚡ A diferencia del mecanismo de *pay-as-bid*, el **esquema de precios marginales refleja el excedente o el déficit de capacidad de generación** y envía señales económicas e incentivos a los potenciales inversionistas en el segmento de generación.



En cuanto a las desventajas o dificultades del método marginalista, podemos detallar las siguientes:

- ✦ **Un problema potencial de este esquema es que siempre que un oferente pueda influir en el precio,** tendrá la oportunidad de ejercer poder de mercado, al ofertar por encima de su costo marginal. Esta situación se agrava cuando un oferente posee varias plantas o tecnologías de generación. En este caso, puede manipular el precio del mercado ajustando la oferta de una de sus unidades, lo que le permite obtener beneficios adicionales en todas sus plantas que reciben el precio marginal del mercado. Esta oportunidad de ejercer poder de mercado puede mitigarse si la regulación del mercado establece que las ofertas deben basarse en costos y ser auditables por el operador del mercado.
- ✦ **En países con un elevado porcentaje de generación hidroeléctrica,** dada de la flexibilidad que presentan las centrales de este tipo, los actores del mercado pueden influir en los precios durante períodos de escasez o donde la generación disponible esté reducida.

En el método *pay-as-bid* los generadores son remunerados de acuerdo con el precio que ofertaron, por lo que el precio de mercado es independiente de la tecnología marginal. En este método se crean incentivos para que las plantas —sobre todo aquellas con costo marginal cercano a cero— hagan ofertas con precios por encima de su costo marginal para recuperar sus costos, pero también por debajo del precio de la última planta de despacho. Esto lleva a que, de haberlos, los participantes que tengan información acerca de las diferentes ofertas puedan beneficiarse de este sistema.

A continuación se detallan algunas características del esquema *pay-as-bid* (Haghighat, 2012; Kahn, 2001; Willems y Yu, 2022):

- ✦ **En el esquema más básico de *pay-as-bid*, la eficiencia puede ser inferior a la obtenida en un sistema marginalista.** Esto se debe a que los generadores no

tienen incentivos para presentar ofertas que reflejen sus costos variables. En cambio, se ven obligados a presentar ofertas que se acerquen al costo o al precio del generador más costoso necesario para satisfacer la demanda. Por lo tanto, no se garantiza que se obtengan precios más bajos en comparación con los de un modelo marginalista. Adicionalmente, se corre el riesgo de distorsionar el despacho económico.<sup>14</sup>

- ✦ **En el modelo de despacho por orden de mérito, algunas ofertas con menores costos marginales no serán aceptadas,** por presentar precios mayores a los de algunas centrales de mayores costos marginales que hubieran presentado ofertas con precios más conservadores.
- ✦ **El esquema introduce un aumento en la volatilidad de los precios de la energía** y dificulta el pronóstico de precios en el corto y mediano plazo, además de que la rentabilidad de las centrales dependerá fuertemente de un pronóstico exitoso.
- ✦ **El método de *pay-as-bid* no refleja la existencia en el mercado de un superávit o un déficit de capacidad de generación** y, en el largo plazo, no transmite señales económicas claras a los potenciales inversionistas.

Una versión posible del esquema de *pay-as-bid* es que los generadores hagan ofertas basadas en sus costos totales, de acuerdo con un factor de planta esperado o histórico. Con este esquema los costos totales de las plantas termoeléctricas convencionales amortizadas por completo serán básicamente aquellos relacionados con los costos del combustible; por ello, estas plantas podrán parecer más económicas que una central nuclear o hidroeléctrica nueva con altos costos de inversión no amortizados y muy bajos costos variables. Esto distorsionaría el despacho sin ningún sentido económico.

<sup>14</sup> El Anexo A ofrece un análisis comparativo entre la aplicación de costos variables y costos unitarios totales en el despacho de energía y en la expansión de capacidad. Dicho análisis evidencia que la utilización de costos variables es más eficaz en términos de eficiencia.

### 3.1.2. La granularidad en la fijación de precios

En el diseño de mercados eléctrico, una distinción clave, aparte de la forma en que se construye la curva de oferta, es la granularidad con la que operan estos mercados y se forman los precios, que puede variar tanto en dimensiones espaciales como temporales.

**Los mercados mayoristas de corto plazo pueden presentar distintos niveles de segmentación o granularidad en su dimensión espacial:**  
1) modelo de precios marginales locales (PML);  
2) modelo de precios zonales; y 3) modelos de precio único.

**La principal diferencia entre ellos radica en el modo en que el sistema de precios refleja la capacidad limitada de las redes de transmisión.**

Los modelos de precios zonales o de zona única han sido implementados en todos los países de la Unión Europea (UE)<sup>15</sup> y en ciertos países de América Latina y el Caribe. En este esquema se establece un único precio de mercado en intervalos de tiempo definidos para toda la zona o subzonas en cuestión. El supuesto inicial que subyace a los mercados zonales es que la capacidad de transmisión en el sistema de redes eléctricas es infinita, y solo reconoce las restricciones existentes entre zonas. Sin embargo, en la práctica, las redes de transmisión tienen limitaciones físicas que pueden provocar congestiones cuando la demanda de transferencia de electricidad excede la capacidad disponible.

Para gestionar estas congestiones y mantener la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, se realiza el redespacho. El redespacho es un proceso mediante el cual los operadores de sistemas de transporte (TSO, por sus siglas en inglés) ajustan el despacho inicial de generación, incrementando la producción en algunas plantas y

disminuyéndola en otras, con el fin de respetar las restricciones de transmisión (Antonopoulos *et al.*, 2020). Esta dinámica puede motivar a las centrales más costosas a maximizar sus beneficios ofreciendo precios considerablemente elevados, en comparación con los que se establecerían en un mercado nodal. Este proceso genera costos adicionales, ya que puede implicar el uso de generadores menos económicos y pagos de compensación a los generadores afectados. Este comportamiento puede traducirse en un aumento en los precios de la electricidad en los mercados a corto plazo.<sup>16</sup> Estas pérdidas de eficiencia emergen como consecuencia de no reconocer de modo adecuado las restricciones de la transmisión eléctrica en el modelo de precios zonales (Eicke y Schittekatte, 2022). Esta realidad llevó a la concepción y el desarrollo de un enfoque alternativo, el modelo de PML, o de precios marginales locales o nodales.

El modelo de PML parte de la base de que la capacidad de transmisión no es infinita y establece un precio para cada nodo de la red eléctrica, basado en la oferta, la demanda, las pérdidas eléctricas y los costos debidos a las restricciones de transmisión asociadas a cada nodo. En otras palabras, el modelo de PML reconoce que la ubicación es un importante aspecto de la electricidad y que debe ser reflejada en cada nodo de electricidad (Chao y Peck, 1996; Schweppe *et al.*, 1988). En este mecanismo se modelan las características de la red de transmisión, incluyendo restricciones de seguridad, y se obtienen como resultado los precios nodales, que reflejan el costo de la energía determinado por las restricciones debidas a las limitaciones de la red.

Los PML ofrecen una imagen más precisa y realista de la economía subyacente en la transmisión eléctrica y permiten una asignación de recursos más eficiente en el sentido que se evitan redespachos que pueden resultar costosos. Además este modelo ofrece un incentivo para las inversiones en infraestructura de transmisión, que mejoran la eficiencia del sistema en su totalidad (Eicke y Schittekatte, 2022). Este marco más sofisticado y preciso resulta en una representación más fidedigna de las dinámicas operativas y económicas que rigen los sistemas de transmisión eléctrica en la actualidad.

<sup>15</sup> En la mayoría de los países de la Unión Europea, existe una sola zona de oferta de electricidad, que coincide con los límites territoriales de los países. Sin embargo, en algunos países, existen múltiples zonas de oferta dentro de los límites geográficos del país en cuestión. Por ejemplo, Dinamarca se divide en dos zonas de oferta, mientras que Italia tiene seis, Noruega cuenta con cinco y Suecia tiene cuatro.

<sup>16</sup> En un contexto de mayor integración de energías variables como la solar y la eólica, las restricciones de red imponen una menor utilización de estas fuentes renovables y por lo tanto potenciales mayores precios.



El modelo de PML, al considerar de manera explícita la estructura de la red de transmisión en su determinación de los niveles de despacho, tanto internamente como entre regiones, puede incrementar en gran medida el volumen de comercio interregional.

Las señales de los precios nodales, debido a su capacidad para reflejar con exactitud las condiciones locales, tienden a ser intrínsecamente más volátiles a corto plazo, en

comparación con las de los precios zonales (ENTSO-E, 2021). La implementación de mecanismos de cobertura con el fin de mitigar la volatilidad de los precios nodales puede ser más complicada si hay baja liquidez en el mercado. Esto se debe a que, en cada nodo, existe un número restringido de contrapartes comerciales (Eicke y Schittekatte, 2022).

La literatura señala que, si bien los precios zonales tienden a ser más estables que los del sistema nodal, es evidente en ellos el riesgo de sobrecostos relacionados con el mercado de redespacho. La efectividad y los desafíos de cada sistema, en realidad, se determinan según las prioridades establecidas en los mercados eléctricos. **En el Cuadro 1 se muestran los principales beneficios y desafíos de cada sistema.**

**CUADRO 1.** Beneficios y desafíos de distintos tipos de granularidad espacial

| Granularidad | Beneficios                                                                                                                                                                                          | Desafíos                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|--------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Nodal        | <ul style="list-style-type: none"> <li>» Despacho eficiente de generación</li> <li>» Señales/incentivos locales a largo plazo a las inversiones</li> <li>» El redespacho no es necesario</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>» Alta complejidad del sistema</li> <li>» Muchos submercados pequeños con posible baja competencia y con abuso de poder de mercado</li> <li>» Precios locales fluctuantes</li> </ul>                                                                                                                                                                   |
| Zonal        | <ul style="list-style-type: none"> <li>» Número reducido de precios diferentes</li> <li>» Mayor competencia intrazonal</li> <li>» Estabilidad de precios</li> </ul>                                 | <ul style="list-style-type: none"> <li>» Señales reducidas de flexibilidad</li> <li>» Sin señales/incentivos locales para inversiones a largo plazo</li> <li>» Difícil determinación de los límites zonales</li> <li>» Posibles costos altos de redespacho y problemas de reasignación</li> <li>» Dificultad de definir una remuneración adecuada para los servicios de redespacho</li> </ul> |
| Único        | <ul style="list-style-type: none"> <li>» Alta liquidez de mercado</li> <li>» Baja complejidad del sistema</li> <li>» Competencia relativamente alta</li> <li>» Estabilidad de precios</li> </ul>    | <ul style="list-style-type: none"> <li>» Posible ineficiencia de inversiones a largo plazo</li> <li>» Posibles costos altos de redespacho y problemas de reasignación</li> </ul>                                                                                                                                                                                                              |

Fuente: Heffron et al. (2022).

## La granularidad temporal de los mercados

Las estructuras de liquidación en los mercados eléctricos son el mecanismo fundamental mediante el cual se compensan las operaciones realizadas en el corto plazo.

Se las puede clasificar en dos categorías esenciales: liquidación única y liquidación múltiple.

En el modelo de liquidación única, existe un solo mercado de corto plazo en el cual todas las transacciones se compensan y liquidan según un único precio de mercado determinado. Este modelo es utilizado por la mayoría de los países de América Latina y el Caribe. La simplicidad de este enfoque facilita la operación y reduce la complejidad administrativa, pero puede limitar la flexibilidad de los participantes para adaptarse a cambios en la demanda o en la generación.

En el modelo de liquidación múltiple se involucran al menos dos mercados de corto plazo: por un lado, el mercado del día en adelante (MDA); por el otro, el mercado intradiario (MID) en Europa o bien el mercado de tiempo real (MTR) en los mercados mayoristas de Estados Unidos.

En el MDA se determinan los precios conocidos como del día siguiente. Este mercado, prospectivo, funciona como un espacio en el que, en un día específico ( $t$ ), se establece el precio para la energía que será entregada al día siguiente ( $t+1$ ). En este mercado los participantes presentan ofertas de manera diaria para cada hora o incluso cada media hora del día siguiente. En este espacio se establecen los precios de equilibrio que determinan las cantidades que cada participante comprará o venderá. A medida que los mercados eléctricos se enfrentan a las demandas cambiantes en el día de operación, surgen el MID y el MTR. Estos mercados tienen la función de brindar a los participantes cierta flexibilidad, para que puedan adaptarse a situaciones imprevistas que surjan tras el cierre del MDA. Estos mecanismos se activan en el intersticio entre  $t$  y  $t+1$  y permiten a los agentes rectificar sus posiciones frente a variaciones imprevistas o cambios en las proyecciones iniciales. Además, proporcionan al operador del sistema las herramientas para realizar ajustes esenciales de último minuto y garantizan así la operación segura y eficiente del sistema eléctrico.

Los precios y las cantidades del MDA representan compromisos financieros, y los mercados subsiguientes —MID/MTR— solo fijan los precios de los incrementos/decrementos respecto al mercado inmediatamente anterior. De esa manera, los participantes del mercado pueden alterar sus posiciones de acuerdo con la información actualizada y el operador del sistema consigue mantener la seguridad de la operación.

Los precios en los MDA y MID suelen establecerse *ex ante*, es decir, previamente a llevar a cabo el despacho de energía. Sin embargo, en los MTR la determinación de precios puede realizarse tanto *ex ante* como *ex post*.

El modelo de liquidación única, empleado en América Latina y el Caribe en países como Brasil, Chile y Colombia, se caracteriza por la posibilidad de fijar precios de electricidad antes o después del despacho. En el caso de Brasil, los precios se establecen para cada una de las cuatro zonas un día antes del despacho ( $t$ ) y se calculan de manera horaria. Este costo marginal se determina mediante algoritmos computacionales que consideran la demanda, la oferta y las limitaciones del sistema. En este modelo, todas las transacciones eléctricas, incluyendo las del día anterior y los redespachos, se remuneran con el precio establecido en el mercado del día anterior. En consecuencia, la intersección de la oferta y la demanda real no influye en la fijación de precios, ni en el mercado del día anterior ni en el tiempo real.





En mercados como el de Colombia, donde el precio se determina después del despacho, el precio establecido en un día específico ( $t$ ) para el mercado del día siguiente ( $t+1$ ) sirve solo como referencia y no es financieramente vinculante. Tras este mercado, los redespachos ajustan la oferta y demanda debido a eventos del sistema. Estos redespachos podrían no ser eficientes para integrar grandes cantidades de tecnologías renovables, dado que la falta de señales de precio no permite asignar eficientemente los costos adicionales generados por los redespachos y desequilibrios, ni aprovechar recursos baratos disponibles en el horizonte intradiario (Mastropietro *et al.*, 2020). Finalmente, se calcula un despacho ideal uninodal después del despacho real, en ( $t+2$ ), estableciendo los precios de corto plazo y donde se realizan las reconciliaciones. El despacho ideal es la generación que utiliza los recursos más económicos para satisfacer la demanda total, considerando la disponibilidad comercial y las características técnicas de los generadores, sin tener en cuenta las restricciones del sistema.



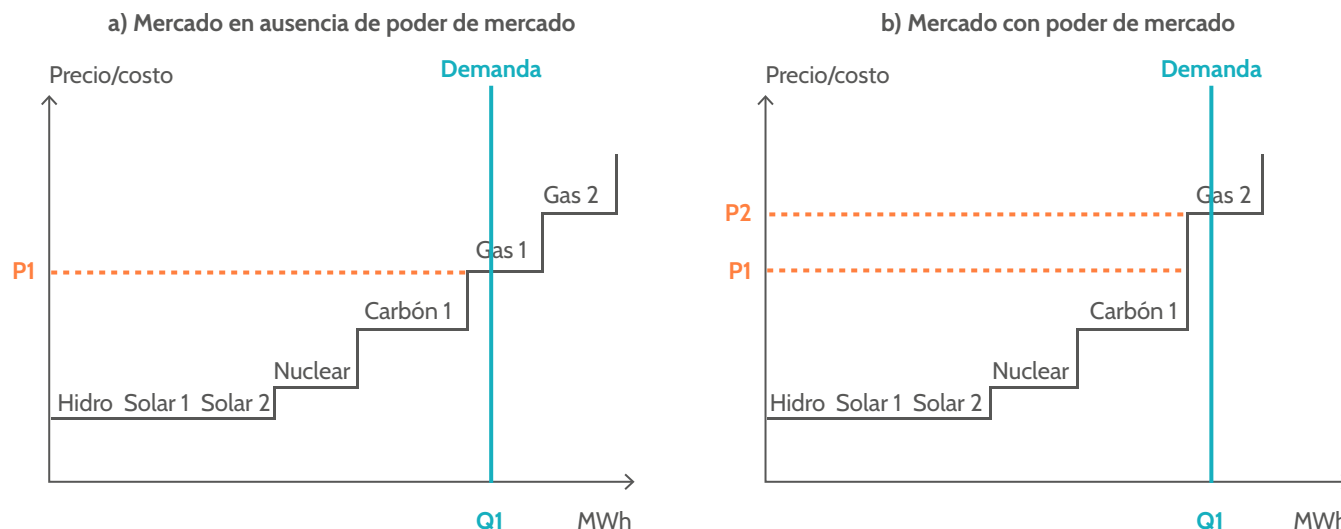
La granularidad varía y también lo hace el horizonte de los mercados. El MDA generalmente tiene una granularidad horaria y un horizonte de un día, mientras que el MID suele tener un horizonte más reducido y una granularidad más fina. Este espacio facilita la transacción de electricidad tras finalizar las operaciones del MDA y poco antes de la actividad en tiempo real —comúnmente unas horas previas al despacho—; el MTR opera muy cerca del momento real del despacho de electricidad, lo cual implica intervalos de ajuste que pueden oscilar entre cinco minutos y una hora.

### 3.1.3. Competencia

**El poder de mercado —la capacidad de elevar precios por encima de los niveles competitivos— es una preocupación recurrente para los reguladores de los mercados eléctricos.** Aunque no hay consenso sobre qué tipo de despacho y qué nivel de granularidad de mercado fomentan una mayor competencia entre los participantes, la competencia en el mercado se verá influida por las vulnerabilidades de la red que puedan ser explotadas en cualquier sistema (Eicke y Schittekatte, 2022). Por lo general, el poder de mercado puede ejercerse reteniendo físicamente la generación o solicitando en las subastas un precio superior al costo marginal, principalmente en los mercados basados en ofertas (Pham, 2019). En el [Panel A de la Figura 5](#) se muestra cómo se determinan los precios en un mercado competitivo. La planta Gas 1 establece el precio *spot* de acuerdo con una demanda específica. Sin embargo, un escenario en el que una sola empresa es dueña de las plantas Solar 1, Nuclear y Gas 1 y ejerce su poder de mercado reteniendo la generación de Gas 1, da como resultado la puesta en marcha de Gas 2, que tiene costos marginales superiores. Como consecuencia, el precio se eleva de P1 a P2 (véase el [Panel B](#)) y se podrían generar mayores beneficios para la empresa.

Otra estrategia para ejercer poder de mercado, durante las subastas, consiste en presentar una oferta con un precio que supera el costo marginal sobre todo cuando la demanda es elevada, pues la demanda se desplaza a la derecha de la curva de orden de mérito, alcanzando costos marginales más altos. Aunque en situaciones de escasez los precios pueden alcanzar niveles muy elevados, a veces se tolera el ejercicio del poder de mercado dado que estos altos precios son necesarios para crear incentivos que fomenten las inversiones en mercados exclusivos de energía.

**FIGURA 5.** Ejemplo de poder de mercado en los mercados eléctricos



Fuente: elaboración propia basada en Pham (2019).

Nota: la línea celeste señala la demanda en ambos casos. Las ofertas de los participantes están indicadas según las tecnologías de las plantas. En el primer escenario, un mercado competitivo, el Panel A ilustra el precio de equilibrio basado en una demanda específica. En el segundo escenario, si imaginamos que un participante del mercado controla las plantas Solar 1, Nuclear y Gas 1 y decide no usar la capacidad de Gas 1 por ser la menos rentable, entonces la planta Gas 2 tendría que operar para cubrir la demanda. En este caso, el costo marginal de Gas 2 establecerá el precio de mercado (P2). A pesar de que este participante no utiliza una de sus plantas, obtiene mayores beneficios en este equilibrio con poder de mercado.

En un contexto con muchos productores e información completa, todos los diseños de mercado potencialmente dan como resultado el mismo despacho eficiente (Holmberg y Lazarczyk, 2015; Fabra, Von der Fehr y Harbord, 2006). La mayor parte de la literatura señala que si los generadores pueden actuar estratégicamente, el *pay-as-bid* tiende a ser más eficaz para frenar el poder de mercado (Dechenaux y Kovenock, 2007; Fabra, 2003; Kahn, 2001). Sin embargo, también hay evidencia de que las subastas *pay-as-bid* pueden incrementar el ejercicio del poder de mercado (Heim y Götz, 2021; Cramton y Stoft, 2007). Los mercados que se basan en costos no están exentos de comportamientos estratégicos por parte de los participantes. A pesar de que los costos marginales estén auditados, los actores del mercado pueden operar estratégicamente, principalmente en mercados concentrados y con barreras de entrada. Esto podría guiar el mercado hacia un equilibrio a largo plazo con precios que superaran los de un mercado competitivo, sobre todo si las inversiones no están reguladas (Muñoz *et al.*, 2018).

**Un requisito esencial para lograr mercados competitivos y eficientes es garantizar el acceso sin restricciones a la red de transmisión para todos los vendedores y compradores mayoristas.**

Dada la importancia crítica del sector de transmisión a la hora de promover una competencia mayorista efectiva, es crucial asegurar la independencia de las operaciones de transmisión respecto de otros actores del mercado, como las empresas de generación, las minoristas y las distribuidoras/comercializadoras (World Bank, 2013; Lee y Usman, 2019). Para garantizar la eficiencia y la transparencia de los mercados también es fundamental promover una independencia robusta entre los operadores de mercado y las entidades reguladoras. Finalmente, es esencial además establecer un monitoreo efectivo de las prácticas anticompetitivas y aplicar las sanciones pertinentes.

**La granularidad espacial de los mercados determina los comportamientos que los participantes adopten para influir en los precios de mercado.** Bajo el modelo de precios zonales, el redespacho incentiva el juego entre el mercado mayorista y el mercado de servicios auxiliares para resolver las limitaciones de la red. En este contexto, se pueden producir, como resultado, pagos adicionales a los productores en zonas con restricciones de exportación, si obtienen una ganancia del arbitraje de las diferencias de precios entre el mercado zonal y la etapa de redespacho (Alaywan, Wu y Papalexopoulos, 2004; Graf *et al.*, 2021; Holmberg y Lazzarczyk, 2015), estrategia que se conoce como el juego de aumentar-disminuir (*inc-dec*, en inglés). Hirth y Schlecht (2020) destacan que tal juego es posible incluso sin poder de mercado, pero el poder de mercado aumenta aún más la magnitud del problema. En términos generales, el redespacho en mercados basados en ofertas tiende a ser más vulnerable ante las estrategias de juego y el ejercicio del poder de mercado en comparación con el redespacho basado en costos.

El sistema de fijación de precios nodales tiene la ventaja de evitar el juego *inc-dec*, ya que no existe inconsistencia entre el área de comercio y la física de la red de transmisión (Eicke y Schittekatte, 2022). No obstante, la fijación de precios nodales también ha sido foco de críticas, dada la presencia de poder de mercado en los mercados mayoristas (ENTSO-E, 2021; Antonopoulos *et al.*, 2020). La configuración nodal, al determinar los precios en cada nodo, abre la puerta a la posibilidad de que actores estratégicamente ubicados en la red ejerzan una influencia desmedida en los precios de electricidad. En situaciones en que la red está restringida puede surgir una alta concentración de mercado en un nodo o conjunto de nodos. Esto se traduce en que uno o pocos generadores controlan una gran porción de la capacidad de generación en un área de mercado reducida en el tiempo. Tal concentración puede presentar oportunidades para la manipulación de precios.<sup>17</sup>

### 3.1.4. Contratos

**El precio mayorista de la electricidad puede estar determinado tanto por los mercados a corto plazo como por los mercados de contratos a mediano y largo plazo.** Los participantes utilizan contratos de cobertura a mediano y largo plazo como estrategia para protegerse ante la volatilidad en los precios de los mercados a corto plazo.

Además, estos contratos a menudo sirven como herramientas para garantizar la disponibilidad suficiente de activos de generación, ofrecer protección contra la variabilidad de precios y satisfacer los requerimientos de los servicios auxiliares necesarios en el sistema eléctrico. **Dependiendo de la sofisticación, la envergadura y la capacidad de negociación de los usuarios finales, estos contratos pueden establecerse mediante acuerdos bilaterales o a través de subastas.** En el primer caso, las partes involucradas tienen la libertad de diseñar el contrato de acuerdo con sus necesidades específicas, estableciendo parámetros como la duración y la indexación del precio. Estos contratos bilaterales pueden extenderse por plazos considerables, incluso superiores a cinco años. Su propósito principal es brindar predictibilidad y garantizar tanto al comprador como al vendedor un precio preestablecido para la cantidad acordada, lo que permite a ambos resguardarse de las fluctuaciones del mercado. En el caso de las subastas, la asignación de contratos se realiza mediante un mecanismo competitivo en el cual múltiples participantes presentan sus ofertas, y los precios resultan de la interacción entre la oferta y la demanda del mercado.

Los Acuerdos de Compra de Energía (PPAs) son contratos entre empresas consumidoras de energía y generadores de energía que se realizan a través de subastas o acuerdo bilaterales, donde la empresa se compromete a comprar energía futura del generador a precios preestablecidos. Los PPAs son beneficiosos para los generadores, ofreciendo certeza de precios para su generación de energía, lo cual es ventajoso frente a los precios fluctuantes del mercado a corto plazo. Si bien los PPAs garantizan a los generadores ingresos predecibles, pueden “congelar” los precios en tecnologías como la solar y la eólica, cuyos costos están en constante disminución. Esto puede resultar en que las empresas compradoras paguen precios superiores a los del mercado. Además, la variabilidad en la producción de los generadores de energía renovable puede presentar desafíos técnicos y financieros tanto para las empresas compradoras como para los generadores, dependiendo de quién asuma el riesgo en los contratos.

En algunos casos, el generador asume el riesgo de la volatilidad del mercado y garantiza la entrega de energía al precio acordado, protegiendo así al comprador. En este tipo de contratos, si el generador no puede producir la energía comprometida, debe adquirirla en el mercado a corto plazo para cumplir con sus obligaciones, asumiendo él el riesgo asociado a la variabilidad en la generación y los precios.

<sup>17</sup> En mercados nodales de Estados Unidos se han establecidos mecanismos para contrarrestar el poder de mercado. Se evalúan automáticamente posibles abusos antes de la liquidación y se limitan las ofertas de generadores con ubicación estratégica y potencial de influencia (Anselm y Schittekatte, 2022).

**Los tipos de contratos de cobertura de riesgos financieros más comunes son los contratos tipo opción (*call option*) y los contratos por diferencias (CFD, por sus siglas en inglés).**

En los contratos *call option*, el comprador tiene el derecho, pero no la obligación, de comprar una cantidad determinada de energía eléctrica a un precio preestablecido (precio de ejercicio, o *strike price*) dentro de un periodo determinado. En el modelo estándar de un *call option*, para que el comprador tenga este derecho se le asigna una prima económica por MW contratado, un costo hundido para el comprador que no debería influir en decisiones posteriores. Las primeras aperturas en América Latina a la inversión privada se dieron a través de procesos competitivos cuyo resultado era un contrato tipo *call option*, con pagos por capacidad disponible y pagos por energía despachada. El riesgo del combustible —por ejemplo, gas natural— corría por cuenta del comprador, con lo que el generador se podía considerar como un maquilador de energía, con un régimen térmico establecido por contrato.

**En un contrato tipo *call option*, el comprador fija un techo en el precio de la energía. Si el precio de la energía eléctrica en el mercado subyacente (MDA/MTR) es superior al precio de ejercicio, el titular ejecuta la opción de compra.** En cambio, si el precio de la energía eléctrica es inferior al precio de ejercicio, el titular no tiene la obligación de ejecutar la opción de compra, debido a que es más barato adquirir la energía directamente en el mercado.

**En los CFD se establecen pagos por la diferencia entre el precio de mercado (PML en el MDA/MTR) y el precio contractual por la cantidad contratada.** Si la diferencia es positiva, el vendedor paga al comprador, y si es negativa el comprador paga al vendedor. El precio contractual puede ser determinado por subastas o por el regulador. Las cantidades contratadas pueden ser fijas (en el caso de contratos puramente financieros), o bien por un porcentaje de la energía realmente generada —algo usual para generadores intermitentes—, con balances periódicos (mes/año).

Los mercados de electricidad a largo y corto plazo se complementan de manera significativa, proporcionando un equilibrio en los mercados eléctricos. Por ejemplo, en los contratos bilaterales, las empresas involucradas en estos contratos a menudo recurren al mercado a corto plazo para ajustar sus posiciones en función de sus necesidades reales. Por ejemplo, si una empresa subestima su demanda de energía en un contrato bilateral, necesita comprar electricidad adicional en el mercado a corto plazo para cubrir el déficit. Por otro lado, si sobrestima su demanda, puede optar por vender el excedente en este mercado. Estos ajustes se vuelven más relevantes con la variabilidad de generación de los generadores de energía renovable. Adicionalmente, cuando los precios en el contrato bilateral difieren de los precios del mercado *spot*, las empresas pueden utilizar los CFD. Estos CFD permiten ajustar las diferencias entre el precio acordado en el contrato y el precio de mercado, proporcionando así un mecanismo flexible para alinear los compromisos contractuales con las condiciones del mercado. Otra relación adicional es que algunos submercados a largo plazo utilizan los precios del mercado *spot* como referencia, ya que estos precios representan el costo final de la electricidad bajo las condiciones actuales de oferta y demanda. En consecuencia, los mercados de derivados, incluyendo los contratos a plazo y opciones, son influenciados en gran medida por las proyecciones y expectativas sobre cómo evolucionarán estos mercados a corto plazo en el futuro.

### 3.1.5. Precios máximos

Mediante reformas a los sistemas eléctricos en el mundo, se implementaron mercados de corto plazo y se alcanzó un consenso sobre la importancia de que estos mercados emitieran las señales adecuadas, para informar e incentivar inversiones, minimizando las intervenciones que pudieran distorsionar esas señales. En la actualidad, muchos mercados mayoristas de electricidad a corto plazo presentan límites en los precios de las ofertas, o en la magnitud del precio de equilibrio del mercado.<sup>18</sup> Las razones son variadas, incluyendo limitar el poder de mercado de los participantes y evitar subidas extremas en las tarifas eléctricas.

<sup>18</sup> La Comisión Federal Reguladora de la Energía de Estados Unidos ha impuesto límites en los precios de las ofertas en los mercados mayoristas de energía (FERC, 2016). Estos límites se establecen de tal manera que permiten una recuperación de costos a las empresas.

No obstante, estos topes también reducen los ingresos que las empresas generadoras pueden recibir durante condiciones de escasez (Wolak, 2021; Schmalensee, 2019), lo que se conoce como el problema del dinero faltante para las plantas de generación. Los precios máximos pueden generar distorsiones que afecten la liquidez de los mercados a largo plazo. En períodos de alta demanda, la ausencia de señales de precios de mercado para equilibrar la oferta y la demanda tiende a resultar en apagones continuos, afectando a todos los participantes del mercado y generando pocos incentivos para participar en los mercados a largo plazo.<sup>19</sup>



Las intervenciones regulatorias, destinadas a modificar los resultados de mercado no deseados, deberían considerarse solo medidas de emergencia. Es esencial evitar acciones que distorsionen de manera significativa la dinámica del mercado, tales como la implementación de máximos de precios demasiado bajos. Los topes de precios, por ejemplo, deben ser lo suficientemente elevados como para estimular la inversión (Wolak, 2003).

Las intervenciones regulatorias no justificadas pueden desincentivar a los inversionistas. Se debe buscar un equilibrio entre la gestión de los riesgos asociados a un poder de mercado excesivo y las regulaciones restrictivas que podrían perjudicar el funcionamiento del mercado. Las intervenciones, e incluso la suspensión de los mercados, podrían justificarse en casos donde, por ejemplo, se retenga capacidad de generación y se produzcan riesgos para la confiabilidad del suministro eléctrico. Dicha intervención debería seguir un proceso racional y predecible, idealmente especificado en reglas y procedimientos concretos. Sin embargo, siempre existe el peligro de que las disposiciones para la intervención del mercado se utilicen con fines políticos, como cuando se busca reducir la volatilidad de los precios de la

electricidad en época de campaña electoral si se perciben como demasiado altos para ser trasladados a los hogares. Es esencial que las adaptaciones al mercado, impulsadas por objetivos de política pública, sirvan para aprovechar los beneficios de la competencia y establezcan que los incentivos de inversión son el medio más eficiente para alcanzar los resultados deseados (Foster y Rana, 2020).

En el caso de los mercados basados en costos auditados, dado que el regulador verifica los costos de generación, de cierta forma les impone límites, lo cual se puede considerar una forma de intervención del mercado. **Si bien estos límites podrían reducir la capacidad de poder de mercado, también reducen sustancialmente los ingresos que podrían percibir las empresas en condiciones de escasez.**

## 3.2

### Factores asociados a la infraestructura eléctrica

**Los límites físicos intrínsecos determinan la capacidad máxima de energía que los sistemas de transmisión pueden transportar, lo cual incide directamente en la estructuración de los precios a corto plazo. Entre las restricciones posibles resaltan la congestión de las redes, las pérdidas eléctricas inherentes y las restricciones operativas por confiabilidad.** La ampliación de la capacidad de transmisión interregional puede reforzar la fiabilidad de la red, promover la integración de nuevos recursos de generación y, por lo tanto, reducir los precios a corto plazo de electricidad. Por su parte, la intermitencia inherente a las fuentes renovables como la solar y la eólica representa un cambio de paradigma en la dinámica de precios del sector eléctrico. Dada la naturaleza no constante de estas fuentes, es necesario complementarlas con otras formas de generación durante sus períodos de no producción o de almacenamiento. Esto conlleva una notable variabilidad en los precios: cercanos a cero cuando estas fuentes pueden cubrir la demanda, y superiores a cero cuando es otra tecnología—por lo común, las plantas térmicas—la que establece el precio en el mercado. En la subsección siguiente se explica cómo influyen estos factores en la determinación de los precios en los mercados eléctricos mayoristas.

<sup>19</sup> Este problema genera una externalidad conocida como mercado faltante. La externalidad surge cuando los minoristas o grandes consumidores no internalizan el costo de apagones y prefieren no comprar energía a futuro. Por ejemplo, imaginemos un escenario en que un minorista adquiere el suministro necesario en el mercado de futuros para cubrir su demanda mientras que un segundo minorista no lo hace. Paradójicamente, ambos minoristas enfrentan una probabilidad equiparable de sufrir reducciones en sus suministros, por lo que se desdibujan los incentivos para la contratación de sus necesidades energéticas en el mercado de futuros.



### 3.2.1. Disponibilidad de las plantas de generación, congestión y pérdidas eléctricas

**La disponibilidad de las plantas de generación eléctrica juega un rol crucial en la conformación de la curva de oferta de electricidad, especialmente durante los picos de demanda.** La indisponibilidad de plantas eléctricas puede deberse a factores técnicos, como paradas programadas (mantenimiento) y paradas no programadas (fallas y problemas eléctricos), o a factores no técnicos, como la escasez de insumos de producción (combustibles fósiles o agua), factores políticos y regulaciones ambientales, incluyendo políticas de retiro de plantas de carbón.

Es importante destacar que las paradas programadas, como el mantenimiento, son planificadas con anticipación y comunicadas al operador del sistema. Cuando plantas eléctricas con menores costos marginales no están disponibles debido a estos factores, el precio a corto plazo suele ser mayor, ya que se deben despachar plantas con mayores costos para cubrir la demanda. En situaciones extremas de picos de demanda, la falta de disponibilidad de plantas eléctricas y la ausencia de incentivos en los precios para reducir la demanda pueden llevar a apagones debido a la generación insuficiente. Por otro lado, las paradas no programadas podrían requerir el despacho de plantas que suelen tener mayores costos marginales para cubrir la demanda.

Entre los factores no técnicos que afectan la operación de las centrales eléctricas, las regulaciones ocupan un lugar destacado. Por ejemplo, en el caso de las centrales hidroeléctricas, el uso del agua puede estar dictado por otras prioridades, como el riego agrícola. Esto implica que la planta puede generar electricidad cuando se necesita agua para riego, no necesariamente cuando se requiere para satisfacer la demanda eléctrica, alterando así la estructura del orden de despacho y potencialmente aumentando los costos del sistema al tener que recurrir a otras fuentes de generación más costosas.

**La congestión en las líneas de transmisión es una de las condiciones de los sistemas eléctricos que afectan a los precios de la electricidad.**

Debido a que la energía es costosa de almacenar, la congestión en las líneas de transmisión puede provocar que los precios de la energía se eleven dramáticamente con el correr el tiempo y según la ubicación. La congestión en las líneas de transmisión existe cuando el flujo de potencia en una línea es igual a su límite operativo, lo que obliga a utilizar un suministro local, con centrales más costosas, para satisfacer la demanda. En esencia, la congestión es el costo de no poder satisfacer la demanda desde regiones exportadoras menos costosas (Hadsell, 2006; Hadsell, 2009). Además, cuando la energía eléctrica va desde las plantas generadoras hasta los transformadores encuentra resistencia en las líneas de transmisión. Esa resistencia, inherente a los materiales conductores, provoca que parte de la energía se disipe en forma de calor, lo que se conoce como pérdidas eléctricas en la transmisión de electricidad.

Un mercado basado en precios nodales típicamente refleja en cada precio la congestión y las pérdidas eléctricas. Los precios zonales ignoran estos costos, pero los incluyen en los costos de redespacho. Dado que los precios nodales incorporan fluctuaciones en factores tales como las pérdidas y la congestión, son intrínsecamente más volátiles que los precios zonales.<sup>20</sup> La intención es proporcionar señales económicas precisas a los participantes del mercado y permitirles ajustar sus decisiones operativas y estratégicas en función de las condiciones reales de la red. Se busca incentivar a los productores, consumidores y operadores de almacenamiento para que elijan ubicaciones estratégicas, alineadas con las condiciones del mercado y las particularidades de la red de transmisión (Eicke y Schittekatte, 2022; Antonopoulos *et al.*, 2020).

**Hadsell (2009) menciona dos potenciales remedios para la congestión: sumar capacidad de transmisión y sumar capacidad de generación cerca de áreas con gran demanda. Ambas soluciones presentan desafíos.** Los problemas principales con la primera solución son la recuperación de costos y la oposición de las regiones exportadoras. En cuanto a la adición de capacidad de generación en zonas de gran demanda, no es una tarea fácil, pues se enfrenta con restricciones políticas, sociales y ambientales.

<sup>20</sup> Al no integrar estas restricciones, los precios zonales tienden a ser más estables.



Una manera de mitigar la volatilidad de precios nodales por congestión es adquirir Derechos Financieros de Transmisión (DFT), también conocidos como contratos de congestión de transmisión. Este instrumento financiero permite protegerse ante la congestión entre dos regiones.

Los DFT asignan competitivamente la capacidad limitada de las líneas de transmisión, permitiendo a los titulares recibir compensaciones o pagar cargos basados en las diferencias de precios entre los nodos de origen y destino. Sin embargo, es importante destacar que los DFT no resuelven la congestión en sí misma; la capacidad de la línea sigue teniendo un límite físico. Los DFT simplemente proporcionan un mecanismo para gestionar el riesgo financiero asociado con la congestión y asignar eficientemente la capacidad disponible.

### 3.2.2. Integración de mercados eléctricos

La integración de los mercados eléctricos —de forma bilateral, multilateral o con un mercado unificado— ofrece una serie de beneficios, entre los que se encuentran la posibilidad de tomar ventaja de las economías de escala, habilitar el desarrollo de grandes proyectos de generación y facilitar el acceso a fuentes más baratas para la generación eléctrica. Incrementar el número de generadores en el sistema ayuda a gestionar los picos de demanda eléctrica al compartir las reservas entre los mercados. Además, una mayor competencia favorece a las plantas con costos marginales más bajos y desplaza a aquellas con costos más elevados. La integración en el comercio de energía puede tomar varias formas, según la cantidad de jurisdicciones involucradas y de cómo se estructuren y coordinen las responsabilidades dentro del sistema.

A continuación, se describen las principales modalidades de la integración:

⚡ **Integración bilateral:** los intercambios de energía ocurren entre dos jurisdicciones y la coordinación y la administración se llevan a cabo directamente entre las partes, sin involucrar entidades adicionales.

⚡ **Integración multilateral:** tres o más jurisdicciones pueden comerciar energía entre sí. Las estructuras de mercado subyacentes dentro de las jurisdicciones pueden variar considerablemente, pero la coordinación se realiza mediante el desarrollo de instituciones regionales, que actúan como facilitadoras y ayudan a administrar el comercio sin reemplazar a las instituciones locales existentes.

⚡ **Modelos unificados de integración:** las instituciones regionales asumen un papel más prominente y toman todas o algunas de las responsabilidades de administración del sistema de energía a través de múltiples jurisdicciones, lo cual puede incluir la organización del mercado y en algunos casos también las operaciones del sistema.

En el modelo de integraciones multilaterales, la coordinación del comercio de excedentes de generación es crucial para la estabilidad y el funcionamiento eficiente del sistema. En el caso de que cierto mercado experimente un exceso de generación en determinado momento, es posible comerciar dicho exceso con otros mercados que puedan tener una demanda adicional. Este proceso de comercialización debe ser coordinado por instituciones regionales especializadas, con mandatos específicos para recopilar información detallada sobre la oferta y la demanda excedentes en las diferentes jurisdicciones, igualar los intercambios potenciales y supervisar la recaudación y la distribución de los ingresos correspondientes. Estas instituciones no reemplazan las instituciones locales.

**Las integraciones también pueden ser completas o parciales.** Una integración completa del mercado eléctrico se logra cuando se consolidan los mercados en un solo despacho eléctrico en su totalidad. Esto se contrapone a las integraciones parciales, que pueden incluir componentes a largo plazo, como la planificación del sistema y los acuerdos de compra de energía, y a corto plazo, como los servicios auxiliares y el despacho en tiempo real. La integración total supone una coordinación más estrecha y un alineamiento de las operaciones en todos estos niveles y permite una mayor eficiencia y flexibilidad en el sistema eléctrico en general (IEA, 2019).

**En la región, predominan las formas de integración bilateral, que representan la primera fase hacia una eventual integración de mercado.** Estos tipos de integración se detallan en el Cuadro 2. Dentro de este contexto, se ha desarrollado el Mercado Eléctrico Regional (MER) y se ha construido la infraestructura del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC).

## CUADRO 2. Ejemplos de integración de mercados eléctricos

| Tipo de integración                                        | Mercado                                                                                                                                                      |
|------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Bilateral                                                  | Colombia-Ecuador<br>Ecuador-Perú<br>Chile-Argentina<br>Argentina-Paraguay<br>Brasil-Paraguay<br>Argentina-Uruguay<br>Uruguay-Brasil<br>Estados Unidos-México |
| Regional                                                   | SIEPAC (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá)                                                                                    |
| Estructura de mercado unificada, operaciones diferenciadas | Nord Pool (Países nórdicos y bálticos)                                                                                                                       |
| Mercado y operaciones unificados                           | PJM (Estados Unidos)<br>Mercado Nacional de Electricidad de Australia                                                                                        |

Fuente: elaboración propia a partir de IEA (2019).

*Nota:* en la integración completa de mercados, como PJM en Estados Unidos, tanto las operaciones del mercado como las del sistema están contenidas en una sola institución. Nord Pool, por su parte, es un mercado de energía regional que funciona en varios países, cada uno de los cuales mantiene un control total sobre las operaciones del sistema.

Los principales órganos del MER son la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), que es el ente regulador; el Ente Operador Regional (EOR), y el Consejo Director del MER (CDMER), que es el órgano encargado de monitorear y orientar la implementación de políticas en la región.

La integración eléctrica regional presenta beneficios importantes, que pueden favorecer la consolidación de precios más competitivos.

**De acuerdo con IEA (2019) y Levy, Tejeda y Di Chiara (2020), entre estos beneficios se encuentran los siguientes:**

⚡ **Mejora de la eficiencia económica:** la integración fortalece la gestión de la demanda de los mercados involucrados y promueve un uso más eficaz de las tecnologías de generación y de la infraestructura de transporte entre países. Esto reduce la necesidad de reservas y puede permitir a los países posponer o evitar inversiones adicionales en generación.

⚡ **Combinación de curvas de demanda:** La integración permite sumar y combinar las curvas de demanda de diferentes países o regiones. Esto puede resultar en una demanda agregada más equilibrada, con picos menos pronunciados o distribuidos en distintos horarios.

⚡ **Compensación de recursos renovables:** En regiones extensas que se interconectan, la integración eléctrica permite aprovechar la complementariedad de diferentes recursos energéticos renovables. Las variaciones en la disponibilidad de recursos hídricos (hidrologías) y de viento (regímenes eólicos) en distintas áreas pueden compensarse entre sí.

⚡ **Mayor integración de energías renovables:** una mayor integración también puede aumentar la penetración de energías renovables y, dados los bajos costos marginales de estas tecnologías, generar una disminución en los precios.

⚡ **Aprovechamiento de economías de escala:** la integración regional facilita la realización de proyectos a gran escala en generación, transmisión e interconexión internacional. Esto puede conducir a una mayor eficiencia y a menores costos en la producción y la entrega de energía.

⚡ **Creación de mercados competitivos:** la integración promueve la competencia en el mercado de la energía. Un mercado de mayor tamaño permite una mayor liquidez en estos productos, aumenta la competencia y minimiza el riesgo de comportamientos oligopólicos.

⚡ **Mitigación de impactos macroeconómicos:** la integración eléctrica atenúa las repercusiones económicas derivadas de las fluctuaciones en los precios de combustibles en los mercados globales. Esta mitigación se manifiesta en la balanza de pagos, particularmente en relación con los insumos de generación, tales como los combustibles importados, y en el índice de precios al consumidor.

En el contexto de la integración interregional, hay particularidades que pueden intensificar la volatilidad de los precios energéticos.

A partir de estudios como los de Oseni (2016) y Zareipour (2007) podemos destacar algunas desventajas que se deben tener en cuenta en la integración de los mercados eléctricos:

⚡ **Fallas en las transacciones de importación:** las fallas en las transacciones de importación fuerzan al operador del mercado a instruir el despacho de centrales eléctricas con elevados costos de producción, lo cual puede causar picos inusuales en los precios e incrementar su volatilidad.

⚡ **Fallas en las transacciones de exportación:** las fallas en las transacciones de exportación fuerzan al operador del mercado a no despachar energía de algunas de las centrales marginales, lo cual puede causar precios inusualmente bajos e incrementar la volatilidad de los precios de la energía.

⚡ **Volatilidad importada:** las regiones que internamente presenten una mayor volatilidad en los precios de la energía podrán exportar su volatilidad a otras regiones. Esta volatilidad se puede mitigar realizando contratos a largo plazo.

### 3.2.3. Crecimiento de las energías renovables variables

Se anticipa que la energía renovable variable ocupará una posición destacada en el mercado global de suministro eléctrico en los próximos años. Este fenómeno se deriva de las metas y planes agresivos de descarbonización adoptadas en los mercados eléctricos de numerosos países, y se ve facilitado por la disminución sostenida de los costos asociados a las tecnologías renovables y su incremento en eficiencia, que las vuelve cada vez más competitivas frente a las plantas térmicas alimentadas por combustibles fósiles (IRENA, 2023). La expansión en la oferta de energías renovables ha sido particularmente notable sobre todo por la penetración de las fuentes solares y eólicas (IEA, 2023). Se trata de una transformación profunda de los mercados dominados anteriormente por energías convencionales.

El aumento en la penetración de las VRE tiene el potencial de modificar los patrones de precios en los mercados a corto plazo de la electricidad y desviarlos considerablemente de los modelos tradicionales (Seel, Mills y Wiser, 2018). El costo marginal de las energías renovables, frecuentemente cercano a cero debido a sus bajos costos operativos, es diferente al de las plantas térmicas que tradicionalmente marcaban el precio marginal y representaban el costo de añadir una unidad extra de energía. Esta nueva dinámica puede influir en las señales de precio que incentivan inversiones futuras, ya que los bajos precios marginales pueden no reflejar adecuadamente la necesidad de nueva capacidad de generación o de infraestructura de respaldo para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico. Las consecuencias específicas de este impacto variarán dependiendo de las particularidades de cada mercado, y factores tales como los patrones de demanda, la calidad y la naturaleza de las VRE, la composición de la matriz eléctrica y las plantas de respaldo existentes jugarán roles determinantes en la configuración de los precios mayoristas (Felder, 2011; Wiser et al., 2017).

En términos generales, los impactos de una mayor implementación de fuentes renovables sobre los precios son los siguientes, de acuerdo con Seel, Mills y Wiser (2018):

- ✦ Se observarán **precios más bajos durante los períodos de alta generación de VRE y precios más altos cuando la generación de VRE sea baja.**
- ✦ **Es probable que aumenten la volatilidad y la imprevisibilidad de los precios,** reflejando la naturaleza variable —dependiente del clima— de la generación de VRE.
- ✦ **Cambiarán los patrones geográficos de los precios mayoristas de electricidad** y esto resultará en precios más bajos en las regiones con un despliegue concentrado de VRE.
- ✦ **En un contexto de costos marginales bajos (o incluso negativos), los precios del mercado mayorista de electricidad tenderán a ser menores,** especialmente antes de lograr un equilibrio de la capacidad. Esto ayudará a retirar más rápidamente las plantas con costos mayores.
- ✦ **En cuanto al equilibrio de la capacidad,** habrá una tendencia hacia mayores ingresos de los mercados de servicios auxiliares y de los mercados de capacidad (donde existen), o de eventos de escasez;<sup>21</sup> en contrapartida, podrán derivarse menos ingresos del mercado de energía a corto plazo.



En general, los efectos de la integración de energías renovables en el mercado eléctrico se manifiestan a través de una disminución de los precios de la electricidad a corto plazo y de un incremento de su volatilidad. En el corto plazo, el aumento de la participación de las energías renovables puede reducir los precios del mercado *spot*, lo cual es atribuible al efecto de despacho por orden de mérito (Browne, 2015). En cuanto a la volatilidad de los precios, esta se debe especialmente a las posibles fluctuaciones en la generación (Blazquez, 2018; Baule, 2019; Kettener, 2014; Gilmore *et al.*, 2015; Wiser *et al.*, 2017).

Un ejemplo ilustrativo lo ofrece la zona del Operador del Sistema Independiente de California (CAISO, por sus siglas en inglés), que representa una de las regiones con mayor integración de fuentes renovables en Estados Unidos. En 2022, aproximadamente el 21% de la electricidad de esta región fue generada por plantas solares. La [Figura 6](#) muestra la relación entre la operación de plantas solares y los precios de la electricidad en este mercado.<sup>22</sup> Se observa una tendencia según la cual los precios de la electricidad tienden a disminuir durante los períodos en los que las plantas solares están en funcionamiento. Por el contrario, cuando —en consonancia con su ciclo diario— cesan su operación, los precios tienden a aumentar. Este fenómeno, si bien contribuye a disminuir los precios mediante la operación de plantas solares, también introduce una volatilidad de precios a nivel intradiario.

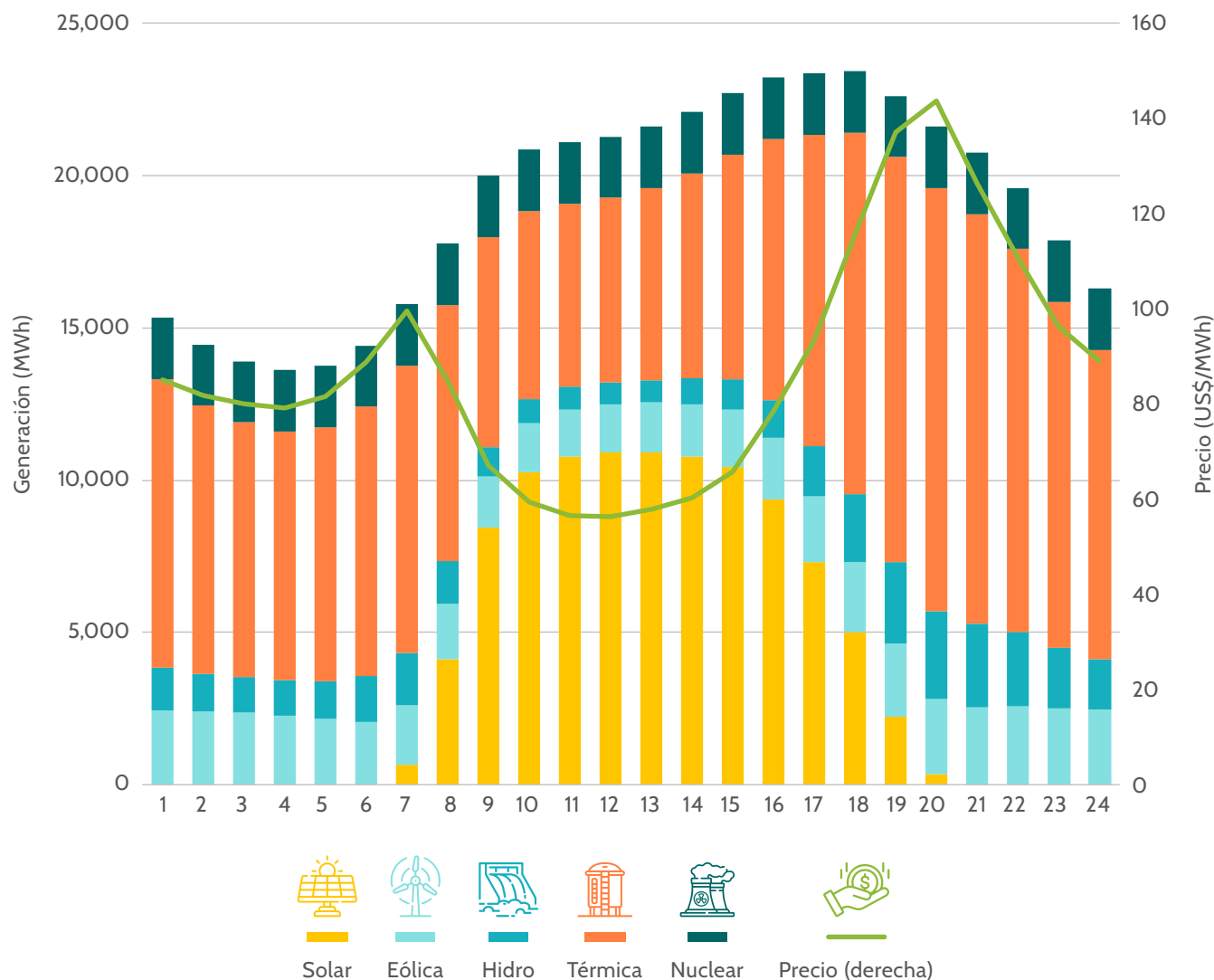
**La integración podría ser más efectiva si se la acompaña de un incremento en la capacidad de despacho de fuentes con menores costos, como la hidroeléctrica, la geotérmica, o almacenamiento.** Estas fuentes pueden servir como amortiguadores que permitan gestionar y mitigar la volatilidad inherente a las fuentes de VRE. Aumentar la capacidad de almacenamiento y mejorar la gestión de la demanda son estrategias clave para facilitar una transición más ordenada hacia un mayor porcentaje de energías renovables (IEA, 2023). Por el contrario, depender únicamente de plantas térmicas como respaldo puede perpetuar la volatilidad en los precios, debido a la naturaleza del sistema de orden de despacho en los mercados eléctricos.

<sup>21</sup> Los ingresos en eventos de escasez se refieren a la idea de elevar los precios de la energía por encima del costo marginal de la unidad generadora en funcionamiento cuando el sistema carece de capacidad de generación. Estos precios por escasez resultan en ganancias para las plantas generadoras que contribuyen a cubrir los costos de capital de estas unidades.

<sup>22</sup> El mercado de CAISO se presenta como un caso de estudio relevante debido a la destacada integración de las energías renovables en su matriz energética. Esta alta incorporación brinda una perspectiva clara sobre los posibles efectos y desafíos que conlleva tal transición hacia fuentes de energía más limpias.



**FIGURA 6.** Generación y precio de la electricidad por hora en el mercado de California (CAISO), 2022



Fuente: elaboración propia.

**Nota:** la línea verde señala el promedio anual de 2022 del precio del día siguiente por hora del sistema CAISO. Este fue estimado como el promedio por hora del precio marginal local. Las barras muestran el promedio de generación por hora según tecnología en el sistema CAISO. Se observa que los precios marginales promedio de electricidad disminuyen a medida que la generación solar aumenta.

### 3.3 Factores exógenos

Entre los factores exógenos que afectan a los precios en los mercados eléctricos, tienen una relevancia destacada la demanda a corto plazo, los precios de los combustibles (en el caso de las termoeléctricas) y las condiciones medioambientales (en el caso de las plantas de energía renovable). La demanda de energía a corto plazo va a determinar las plantas generadoras requeridas para la operación del mercado. Los precios de los combustibles como el carbón, el gas natural y el petróleo —ampliamente afectados por las dinámicas de los mercados globales y por las políticas gubernamentales— determinan los costos marginales de las plantas termoeléctricas (Tamayo, 2016). Las condiciones medioambientales, como la intensidad del sol, la velocidad del viento y la disponibilidad de agua, afectan directamente la eficiencia y la capacidad de producción de las plantas de energía renovable, y pueden resultar en fluctuaciones imprevistas en la oferta de energía y en volatilidad de los precios.

#### 3.3.1. Demanda de electricidad (a corto plazo)

La demanda a corto plazo es muy inelástica y generalmente está desvinculada de la oferta de electricidad, dado que la mayoría de los consumidores paga un precio fijo por la electricidad, precio que se determina de forma mensual o bimestral. No obstante, la demanda tiene un rol central en la determinación de los precios. En un modelo de despacho por orden de mérito, las centrales eléctricas se organizan del menor al mayor costo de producción y se despachan aquellas necesarias para satisfacer la demanda real del sistema. Aunque en esta estructura de mercado la planta marginal es la que determina los precios, tal determinación estará directamente influida por la demanda de energía eléctrica.

**En un mercado eléctrico tradicional que utiliza principalmente plantas despachables térmicas y/o hidroeléctricas como fuente de energía base, la dinámica del precio se caracteriza por tres períodos diferenciados: baja demanda, demanda media y alta demanda.**

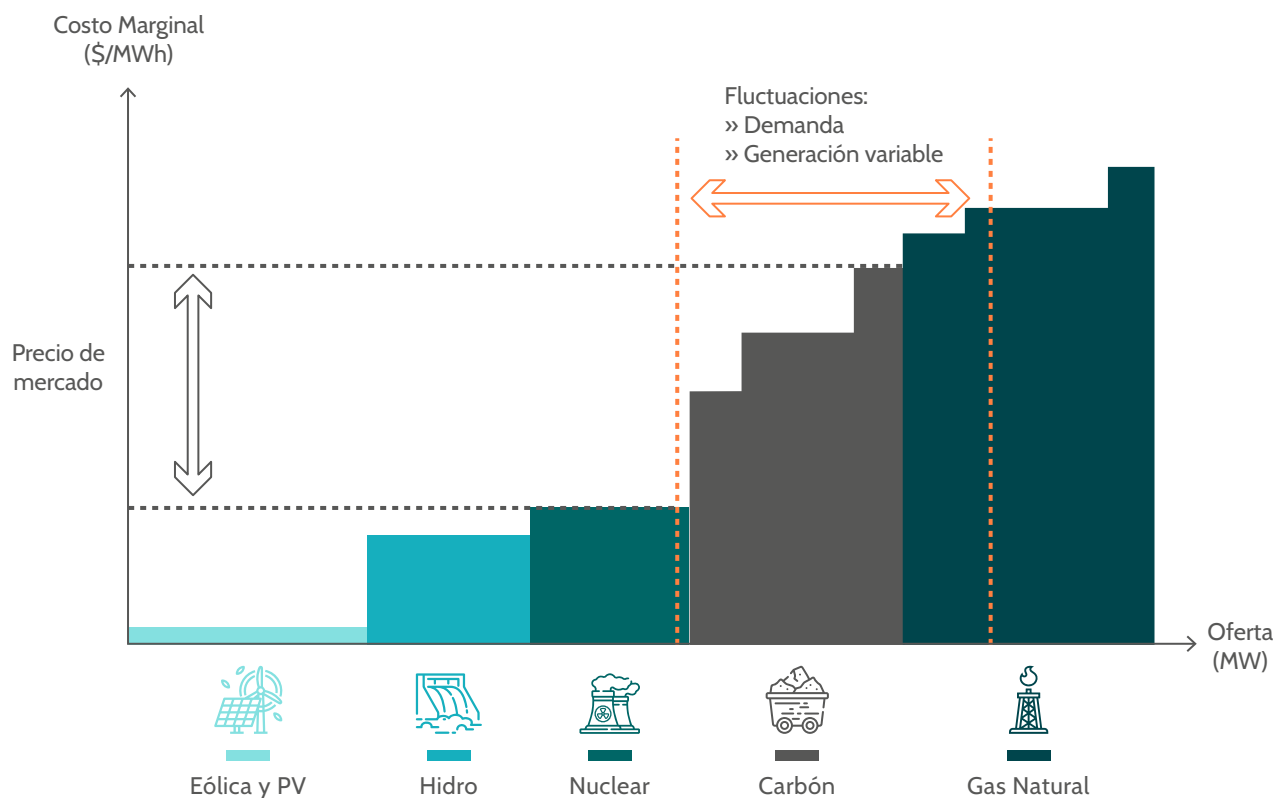
⚡ **Durante los períodos de baja demanda**, las plantas de base son las que inyectan energía a los sistemas. Por lo tanto, el costo de generación se vincula estrechamente con las tecnologías de base del sistema.

Por ejemplo, en los países en que la hidroelectricidad tiene una presencia significativa en la matriz energética, el costo se asocia principalmente al de las centrales hidroeléctricas.

- ⚡ **Durante los períodos de demanda media**, además de las plantas de base, es esencial activar las plantas de costos marginales intermedios para cubrir las necesidades energéticas. En este escenario, el precio se alinea con el costo de funcionamiento de estas últimas.
- ⚡ **Durante los períodos de picos de demanda**, el precio se configura de tal forma que se busca un equilibrio entre la oferta y la demanda para garantizar que la demanda no sobrepase la capacidad total de generación. Esto podría llevar a un costo combinado que superaría al de todas las tecnologías. En este contexto, surge lo que se conoce como “renta de escasez”; las plantas con mayores costos marginales son las que operan y, por lo tanto, determinan el precio de mercado (Pollitt *et al.*, 2022). Desde el punto de vista económico es eficiente, dado que la planta de base de bajo costo funciona todo el tiempo, mientras que la tecnología que opera en picos de demanda y que es más costosa solo funciona cuando es necesario. Sin embargo, esta dinámica ha cambiado en mercados donde las fuentes de energía renovable variable (VRE) pueden satisfacer los picos de demanda, lo que evita que las plantas más costosas se activen durante estos períodos.

Los altos costos de almacenamiento de la energía han obligado tradicionalmente a mantener un balance permanente entre generación y demanda, lo que resulta en una alta volatilidad de precios. Un cambio mínimo en la demanda a corto plazo puede afectar el despacho de las centrales eléctricas en un sistema y provocar que los precios se eleven o disminuyan por períodos cortos o largos antes de regresar a su condición normal, un efecto conocido como *mean reversion* (Hélyette, 2006). Sin embargo, los precios de las baterías han disminuido sustancialmente en los últimos años y podrían volverse competitivos y escalables en un futuro próximo. Esto abriría la posibilidad de almacenar energía y, por lo tanto, disminuir la volatilidad de precios en el mercado eléctrico. En este contexto, la matriz eléctrica, las salidas forzadas de generación y las condiciones del sistema juegan un papel crucial en la dinámica entre oferta y demanda, determinando cuáles tecnologías son la base de generación y cuáles plantas satisfacen los picos que determinan los niveles de precios de la energía a corto plazo, tal como se muestra en la [Figura 7](#). Estos factores inciden en la determinación del precio independientemente del diseño de mercado.

**FIGURA 7.** Volatilidad de los precios de la energía por fluctuaciones de demanda y de generación



Fuente: elaboración propia.

Nota: la línea naranja señala la demanda. Las ofertas de las diferentes participantes por tecnología están indicadas por los colores. Las ofertas aceptadas son aquellas que satisfacen la demanda.

Los *price spikes* (picos de precios) pueden presentarse cuando la demanda es inelástica, lo cual provocará que el suministro se logre sirviéndose de plantas de generación pique-ras. Esto, sumado a la congestión de la red, puede disparar el precio de la energía (Asadinejad, 2017).

### 3.3.2. Precios de combustibles

En los mercados con alta presencia de generadores convencionales, los precios de la energía dependen de los costos de combustibles, pues estas centrales son normalmente las generadoras marginales en el mercado. Es decir, el precio *spot* de la energía está altamente relacionado con el precio de los combustibles utilizados para generar energía. A pesar de que los precios de los combustibles fósiles

muestran patrones similares en el largo plazo, presentan una alta volatilidad en el corto (Mohammadi, 2009; Oberndorfer, 2009). El efecto de traspaso de los precios de combustibles a la electricidad dependerá en gran medida del grado de cobertura que tengan los participantes del mercado que utilicen estos insumos. El mundo ha experimentado múltiples shocks en los precios de materias primas energéticas en los últimos cincuenta años como se observa en la [Figura 8](#) (Hamilton, 2009; World Bank, 2022).

Estos shocks han impactado de manera significativa en los mercados eléctricos, y en particular en los precios.

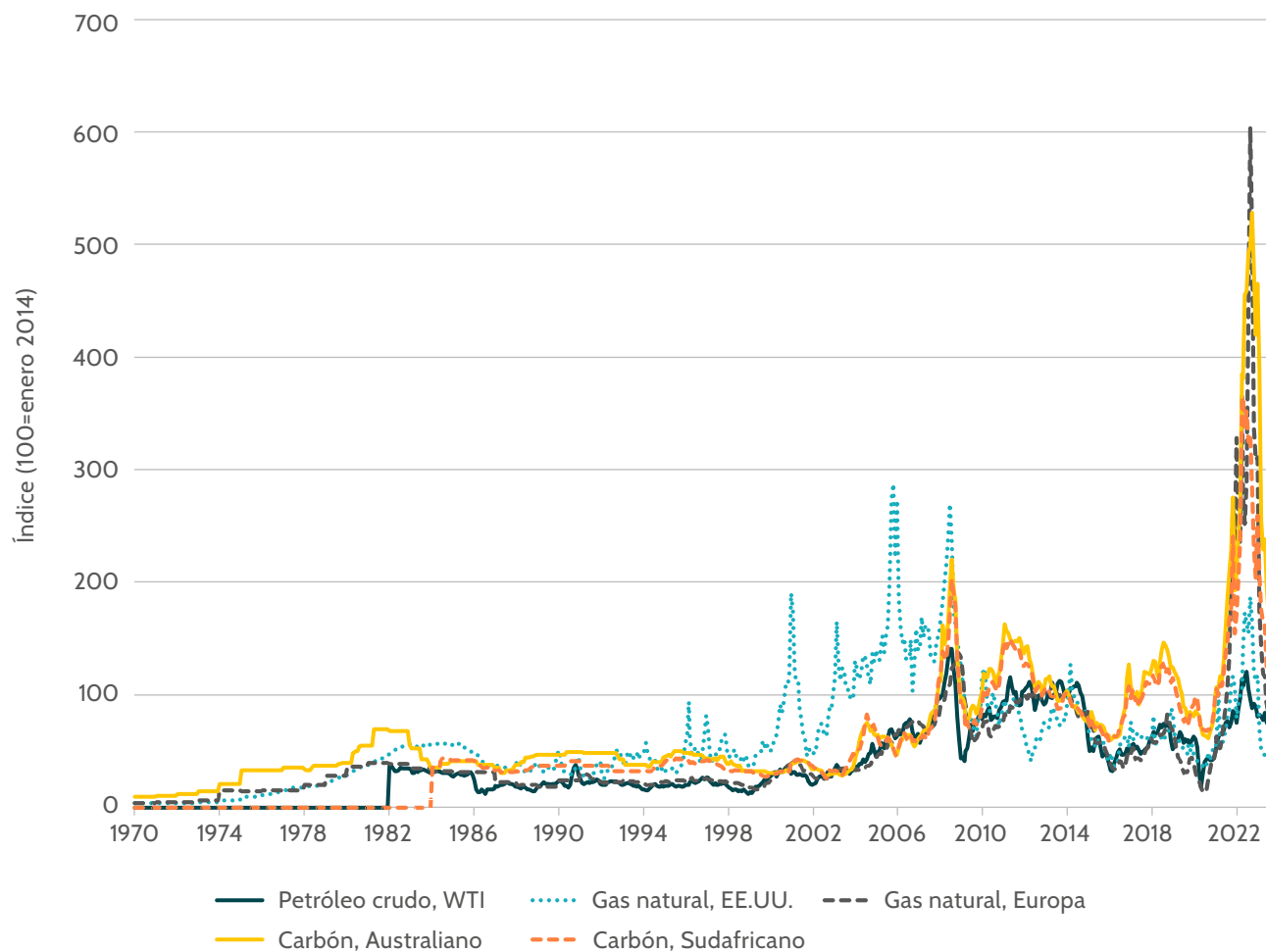
Fue en respuesta a los altos precios que se implementaron políticas encaminadas al desarrollo o la sustitución de ciertas fuentes de energía dentro de las matrices eléctricas. Por ejemplo, como consecuencia de los shocks de precios de la década de 1970 cayó el consumo de petróleo en las economías avanzadas, principalmente debido a que se prohibió la construcción de centrales eléctricas alimentadas con petróleo, que fueron reemplazadas por centrales nucleares y de carbón (Scott, 1995; World Bank, 2022). Durante la década de 2000, los altos precios del petróleo y ciertos cambios en las políticas gubernamentales indujeron una vez más mejoras en la eficiencia en el uso del petróleo, mientras que hubo menos sustitución del petróleo por otras fuentes, pues fue mucho menor la cantidad de este insumo utilizada en la generación de electricidad. La crisis energética del 2022 en Europa, provocada por la interrupción del suministro de gas natural y la alta dependencia de este combustible, desencadenó un aumento abrupto en los precios del gas. Ante esta coyuntura, numerosos países europeos tomaron la decisión de acelerar sus planes de transición hacia fuentes de energía renovables, como la energía solar y eólica.

Esta decisión estratégica se fundamenta en la mayor seguridad energética que ofrecen las fuentes renovables, al no estar expuestas a las interrupciones derivadas de conflictos geopolíticos.

**En el contexto actual, entender la volatilidad de los precios en los mercados de materias primas energéticas, ilustrada en la Figura 8, es crucial para conocer la dinámica de los mercados eléctricos globales.** El fenómeno se ha vuelto cada vez más prominente en las últimas décadas, con shocks que han llevado a incrementos de gran impacto en los precios y han causado disrupciones no solo en los mercados eléctricos, sino en la economía en general. Por ejemplo, en un estudio realizado por Gelos y Ustyugova (2017) que abarca un conjunto de países desarrollados y países emergentes entre 2000 y 2010, se muestra que aquellos con un uso más intensivo de combustibles fósiles están más expuestos a efectos inflacionarios sostenidos a raíz de los shocks en los precios de las *commodities*.



**FIGURA 8.** Precios de los principales combustibles, 1970-2023



Fuente: elaboración propia con datos de *commodity markets* de World Bank.

Nota: la figura muestra un índice base (enero de 2014) para los precios de las principales materias primas energéticas en el mundo. Se observa que los precios de los principales combustibles fósiles presentan alta volatilidad. Esta volatilidad suele reflejarse en los mercados eléctricos en la mayoría de los casos.



### 3.3.3. Factores climatológicos

Las centrales eléctricas renovables aprovechan insumos naturales como el agua, el viento y el sol, lo que las vuelve vulnerables a los cambios del clima.

Las fluctuaciones climáticas pueden alterar considerablemente la capacidad de generación de estas centrales (ver Cuadro 3). Por ejemplo, en las centrales hidroeléctricas, un período prolongado de sequía puede reducir la

disponibilidad de recursos hídricos y disminuir drásticamente la capacidad de generación. Del mismo modo, las centrales solares y eólicas están sujetas a las respectivas variaciones en la radiación solar y en la velocidad del viento. Cuando disminuye la capacidad de generación de las energías renovables, usualmente se les sustituye con generación de plantas térmicas, que suelen tener mayores costos marginales. Esto puede llevar a mayores precios de la energía. Además, en mercados con una dependencia significativa de la generación hidroeléctrica, la gestión de los embalses puede crear volatilidad adicional en los precios. Como señala Tamayo (2016), el nivel, las aportaciones, y el uso de los embalses determinan el costo de oportunidad del agua, lo que puede influir en los métodos de formación de precios en esos mercados.

**CUADRO 3.** Ejemplos de impacto del cambio climático en las plantas generadoras de electricidad

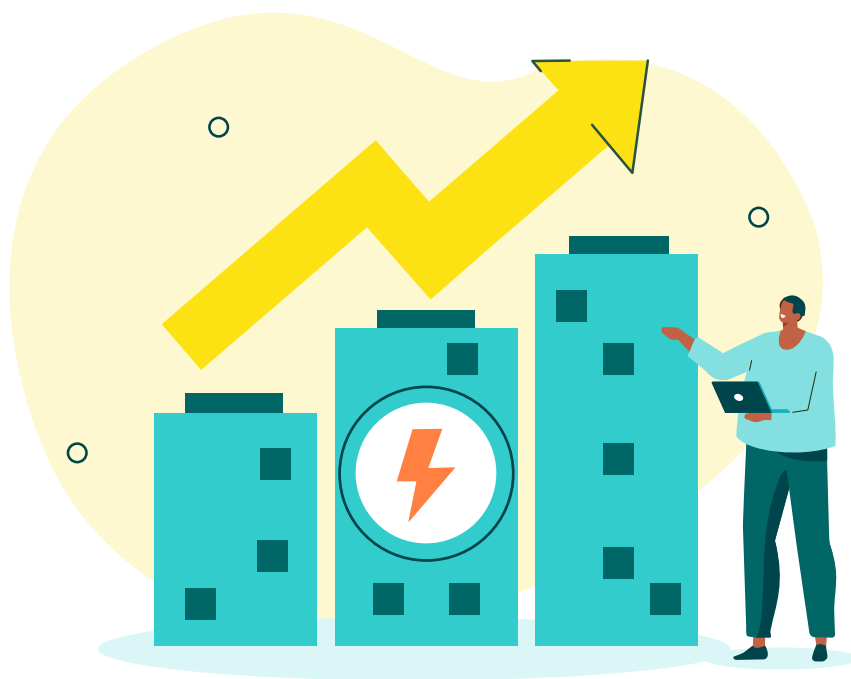
| Tipo de planta                                                                                    | Tipos de impacto                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|  Hidroeléctrica | <ul style="list-style-type: none"> <li>» Cambio del potencial de generación debido a fluctuaciones en los patrones de precipitaciones.</li> <li>» Disminución del potencial de generación debido al aumento de las pérdidas por evaporación de los embalses.</li> </ul>                                                                                                                                                        |
|  Solar         | <ul style="list-style-type: none"> <li>» Cambios en el contenido de vapor de agua atmosférico, nubosidad y características de las nubes, todo lo cual afecta el potencial solar.</li> <li>» Reducción de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos solares y las plantas de energía térmica debido a las olas de calor y los incendios forestales.</li> </ul>                                                                 |
|  Eólica        | <ul style="list-style-type: none"> <li>» Cambios en la distribución geográfica y la velocidad del viento, lo cual afecta el potencial de generación.</li> <li>» Mayor incidencia de tormentas que obligan a limitar la producción.</li> </ul>                                                                                                                                                                                  |
|  Térmicas      | <ul style="list-style-type: none"> <li>» Menor eficiencia de las tecnologías de centrales térmicas con refrigeración por agua debido al aumento de la temperatura del agua de refrigeración.</li> <li>» Reducción parcial de la producción o parada total de las centrales térmicas por insuficiente disponibilidad de agua de refrigeración.</li> <li>» Límites al transporte fluvial de carbón en caso de sequía.</li> </ul> |

Fuente: elaboración propia con base en IEA (2021).

En América del Sur, el fenómeno de El Niño<sup>23</sup> tiende a afectar el desarrollo normal del mercado, debido a cambios en las precipitaciones, la temperatura, los patrones de viento y la radiación solar. En el norte de América del Sur, Colombia, Venezuela y el norte de Brasil son afectados por un déficit de lluvias, que provoca sequías, aumento en la temperatura (y la consiguiente demanda de energía), reducción de recursos hídricos de generación, e incrementa la volatilidad de los precios de la energía. Por otro lado, en el sur de la región, en países como Argentina, Bolivia, Paraguay, Perú y Uruguay, y también en el sur de Brasil, el fenómeno de El Niño causa fuertes lluvias que pueden traer inundaciones e inhabilitar centrales de generación, incrementar la demanda eléctrica y afectar las redes de transmisión/distribución (Tamayo, 2016).



Estos factores resaltan la necesidad de una planificación y una gestión cuidadosa de la integración de las fuentes de energía renovable. Se requiere una comprensión profunda de los patrones climáticos, la diversificación en las fuentes de energía y el diseño de mercados eléctricos que puedan adaptarse a estas fluctuaciones naturales.



<sup>23</sup> Evento con un lapso de ocurrencia de cada dos a siete años, relacionado con la temperatura de las aguas superficiales del océano Pacífico tropical. La fase cálida se conoce como El Niño, y la fase fría como La Niña.





4

# VOLATILIDAD EN EUROPA Y LAS REFORMAS A LOS MERCADOS MAYORISTAS



4

## VOLATILIDAD EN EUROPA Y LAS REFORMAS A LOS MERCADOS MAYORISTAS

Durante 2021 y 2022, los precios a corto plazo de la electricidad en el mundo alcanzaron niveles que superaron por gran margen lo inicialmente anticipado.

Esta escalada de precios impulsó a diversos gobiernos a implementar medidas de emergencia para aligerar el impacto en las facturas eléctricas de los consumidores. Frente a este escenario, surgieron voces críticas que argumentaron que esas soluciones temporales eran insuficientes y abogaron en cambio por reformas más profundas de los mercados eléctricos. Un claro ejemplo de estas discusiones se suscitó en la Unión Europea (UE), donde el tema cobró especial relevancia y generó un amplio debate.

**Aunque los países de América Latina y el Caribe no fueron completamente inmunes a este shock de precios, su impacto fue relativamente menor en la región, gracias a la significativa presencia de renovables en su matriz**

**energética y que la comercialización ocurre principalmente en los mercados a largo plazo.** Además, a diferencia de Europa, donde los precios del gas natural fluctuaron de manera notable, en América Latina y el Caribe —y en otras regiones del mundo— esos incrementos se mantuvieron en niveles relativamente moderados. Las diferencias en los diseños de mercado también cumplieron un rol. En los principales mercados de la Unión Europea, el mercado eléctrico se caracteriza por una estructura donde los mercados a corto plazo tienen una mayor relevancia en comparación con América Latina y el Caribe. El modelo europeo se basa en un sistema de ofertas descentralizado, precios zonales, y mercados de liquidación múltiple.

La crisis europea reciente ofrece lecciones cruciales sobre la evolución de los mercados mayoristas, lecciones que pueden servir a la región de América Latina y el Caribe para crear mercados que alcancen un mayor grado de eficiencia en la operación y resilientes a este tipo de eventos. En la siguiente sección se muestran los principales hechos estilizados de la crisis energética en Europa y las recomendaciones de política energética surgidas de ella.



## 4.1 El rol del gas natural

**El incremento en los precios de los combustibles fósiles ha tenido un profundo impacto en la volatilidad de los mercados eléctricos globales, en particular en Europa.** Entre los factores detrás de este aumento se cuentan la recuperación de la demanda global tras la crisis de la pandemia de COVID-19 y las disrupciones en el comercio de combustibles debidas a la invasión de Rusia a Ucrania (World Bank, 2022). El impacto en los precios fue exacerbado por la reducida disponibilidad de recursos hidráulicos y de centrales nucleares. Este impacto fue heterogéneo en función de las diferentes matrices eléctricas de cada país, su diseño de mercado, sus regulaciones, sus interconexiones con países vecinos y las políticas implementadas (Ari *et al.*, 2022; Eicke y Schittekatte, 2022).

Como mencionamos en el capítulo anterior, existe una estrecha relación entre los precios de los combustibles fósiles como el gas natural y los precios de la electricidad, dado que las plantas que operan con este insumo generalmente son las marginales. Esta relación es mayor en países con matrices eléctricas más dependientes de combustibles fósiles como Alemania, España, Italia, Países Bajos y Portugal.

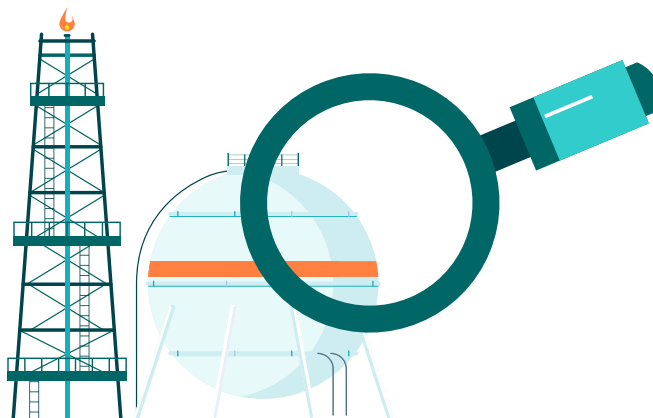
**En la UE, los generadores alimentados a gas natural son determinantes del precio a corto plazo de electricidad.**

Este papel determinante del gas natural se ha visto intensificado desde 2015 por una serie de factores, como la reducción de precios de este combustible que tuvo lugar antes de la pandemia y el incremento en los precios del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE, que ha

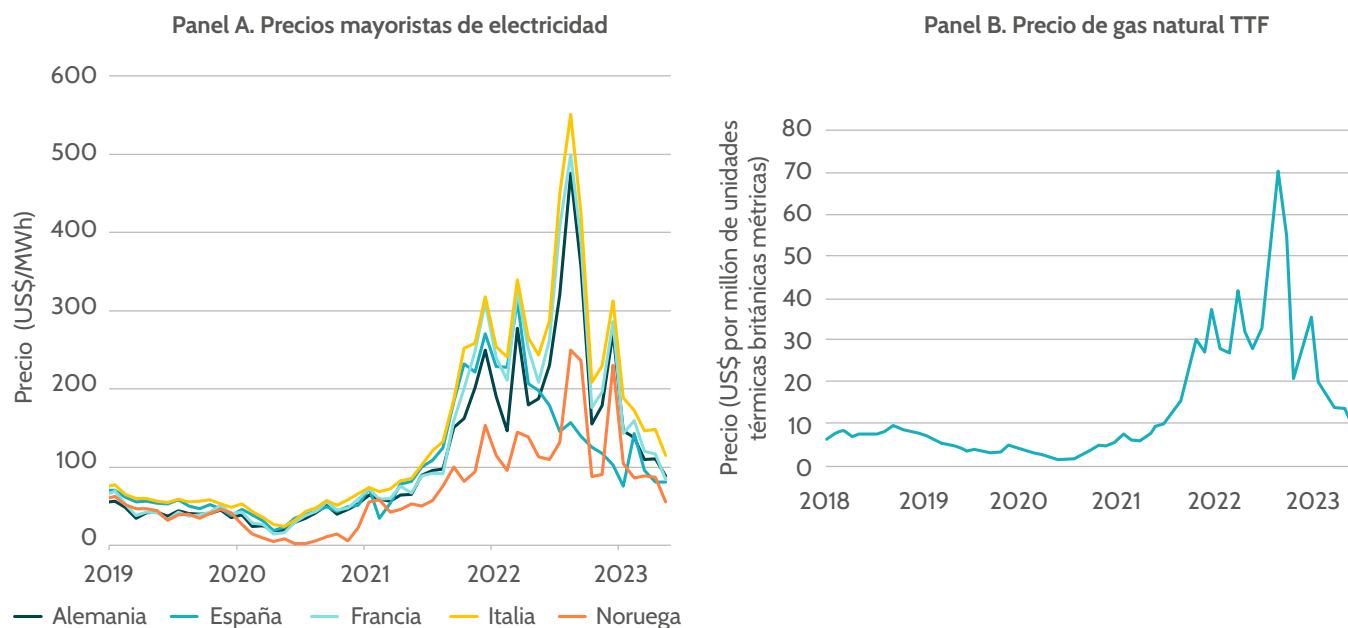
favorecido al gas por encima del carbón (Zakeri *et al.*, 2022). Es también gracias a su flexibilidad y a sus menores emisiones de carbono que las plantas de gas se han vuelto un actor central en la fijación de precios en los mercados europeos, al mismo tiempo que la relevancia del carbón en la estructura de los precios de la electricidad en Europa ha ido disminuyendo.

Ari *et al.* (2022) señalan que aproximadamente el 90% del aumento de los precios mayoristas de electricidad en Europa fue atribuible a incrementos en el costo del gas natural. La [Figura 9](#) ilustra la relación entre la volatilidad experimentada en ciertos mercados eléctricos en Europa y los precios del gas natural. Esto se debe principalmente a que en el mercado europeo las ofertas de las plantas térmicas establecen el precio del mercado sobre todo cuando la demanda es alta. El impacto en los precios mayoristas de electricidad derivado del incremento del gas se exacerbó por una ola de calor en Europa y la baja disponibilidad de plantas nucleares, hídrica y eólica (Fabra, 2023).

Las características únicas de la matriz eléctrica de cada país pueden influir en su vulnerabilidad a las fluctuaciones de los precios globales de las materias primas energéticas. En el período 2019-2022, el gas natural aportó el 16% de la matriz de generación eléctrica en Alemania; el carbón, el 28%. En contraste, en Noruega, la generación de gas fue de apenas el 1%; la restante energía fue renovable, de acuerdo con datos de Ember (2023). Esta disparidad es evidente en el [Panel A de la Figura 9](#), en el que se observa que los precios en Alemania fueron consistentemente más altos que en Noruega. Ambos mercados fueron afectados por los cambios en los precios del gas, pero en grados diferentes. En el caso de Noruega, los principales factores fueron la importación de la volatilidad del mercado integrado europeo al que pertenece, los bajos niveles de reservas hidroeléctricas y, posiblemente, el ejercicio del poder de mercado por parte de algunos participantes del mercado mayorista (Zhu *et al.*, 2024).



**FIGURA 9.** Precios de electricidad y gas natural en Europa, 2018-2023



Fuente: elaboración propia de acuerdo con datos de ENTSO-e, EMBER y Nasdaq.

Nota: el Panel A muestra los precios mayoristas diarios (*day-ahead*) de la electricidad para países europeos seleccionados. El Panel B muestra los precios del gas natural (Netherlands TTF Natural Gas Forward Day). Se observa que a finales de 2021 los precios mayoristas de electricidad se incrementaron de manera sustancial y algunos días alcanzaron € 700 por MWh. La tendencia en los precios de electricidad coincide con la de los precios de gas natural, debido a que comúnmente el gas natural es la planta marginal, por lo que establece los precios de mercado.

## 4.2

### Medidas en respuesta a los incrementos de los precios de la electricidad

Ante los drásticos aumentos en los precios mayoristas de la electricidad durante 2021 y 2022, los gobiernos europeos implementaron medidas de protección para los consumidores, incluyendo subsidios, establecimiento de precios máximos en los mercados mayoristas y regulación de las ganancias de los generadores.<sup>24</sup>

**El costo estimado de estas intervenciones alcanzó los € 651 mil millones desde el inicio de la crisis energética en septiembre de 2021 hasta mediados de 2023 (Sgaravatti et al., 2023).**

Este monto se destinó a diversas medidas implementadas por los países europeos (incluyendo a los miembros de la Unión Europea, Noruega y el Reino Unido) para proteger a los consumidores y las empresas del aumento de los precios de la energía.

La mayoría de estas medidas, no implicaron una intervención directa en los mercados mayoristas de energía, sino que se centraron en mantener la capacidad adquisitiva del consumidor (ver [Figura 10](#)). Estas estrategias reflejan una preocupación por hallar un equilibrio entre la necesidad de aliviar la carga financiera para los consumidores y el respeto de los mecanismos de precios en los mercados mayoristas, pues alterarlos podría tener efectos secundarios no deseados en la eficiencia del mercado energético. Las recomendaciones de la Comisión Europea (CE), presentadas en su documento “*Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support*”, sugieren que los miembros de la UE deben implementar estrategias que estén alineadas con las reglas que imperan en esa asociación de países y busquen mitigar

<sup>24</sup> Cabe mencionar que algunas de estas medidas, como la reducción de impuestos de la electricidad, también fueron implementadas durante la crisis económica derivada de la epidemia de COVID-19 (Zakeri et al., 2022).

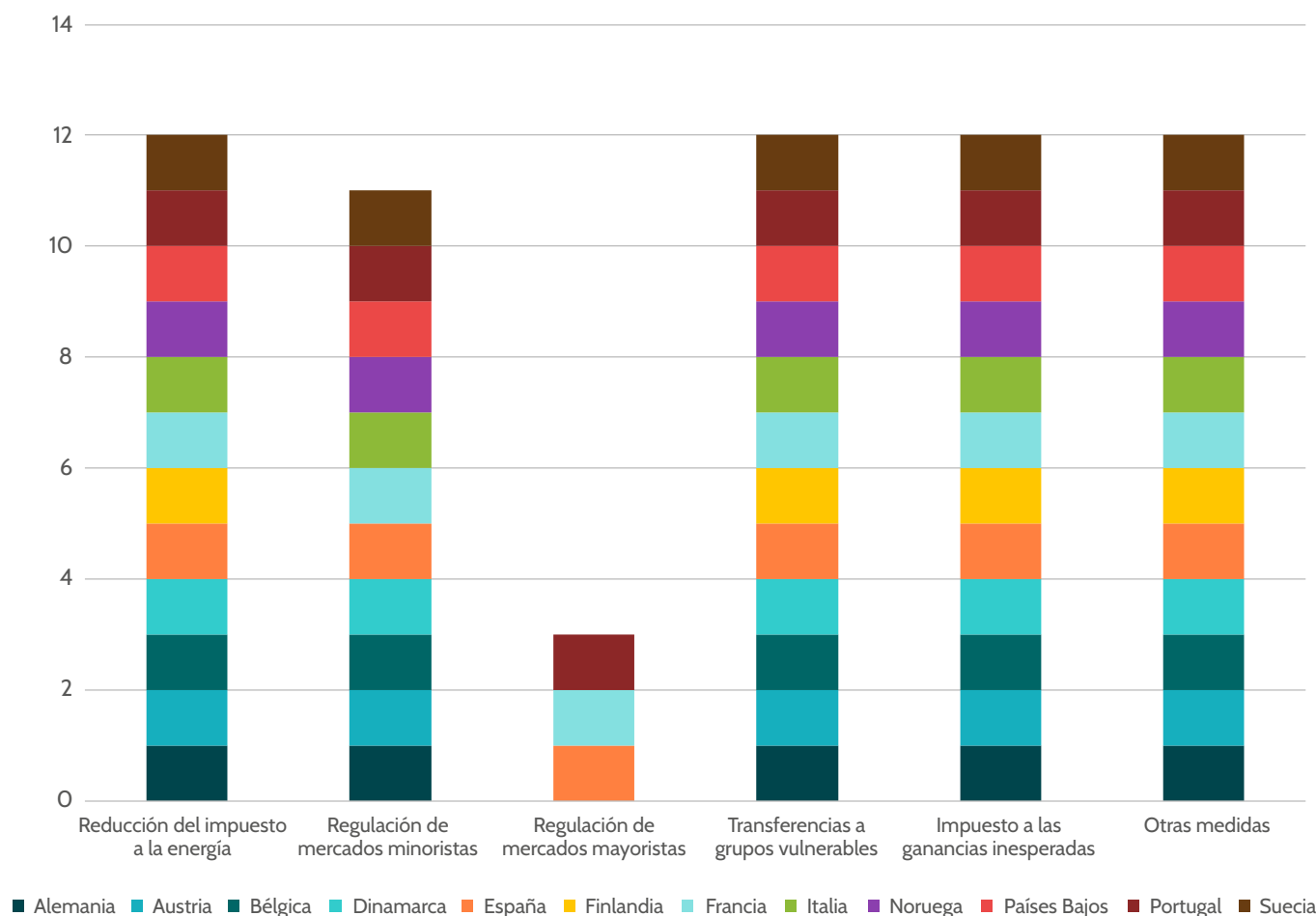
el impacto en las facturas eléctricas de los consumidores finales. Se implementaron medidas como transferencias a grupos vulnerables, reducción de impuestos energéticos, postergación de desconexiones eléctricas y descuentos en facturas, beneficiando ampliamente a los hogares más vulnerables.

Entre las estrategias fuera del *toolbox* estuvo, como se mencionó anteriormente, la regulación, mediante impuestos, de las ganancias extraordinarias de algunos generadores de electricidad. Los altos precios de la electricidad, derivados

de las unidades marginales, hicieron que las plantas con menores costos variables, como las nucleares, las eólicas o las solares, tuvieran beneficios de magnitudes considerables. Por ejemplo, España instituyó un mecanismo para reducir los ingresos de las plantas no emisoras de carbono y estableció un impuesto inicial sobre las ganancias extraordinarias. Las plantas no emisoras de carbono debían reintegrar los ingresos que excedieran lo que habrían obtenido si el precio del gas hubiera tenido un límite de € 20 por MWh, según una fórmula establecida (Batlle, Schittekatte y Knittel, 2022a).

FIGURA 10.

### Políticas implementadas por gobiernos europeos en respuesta de la crisis energética en 2021-2022



Fuente: elaboración propia a partir de Sgaravatti *et al.* (2023).

Nota: la figura muestra las principales medidas empleadas por algunos gobiernos europeos para contener el incremento de los precios de la energía y proteger a los consumidores. Medidas como la reducción de impuestos a la energía tuvieron como objetivo reducir la factura eléctrica del consumidor, a costa de una menor recaudación fiscal. La regulación de los mercados minoristas se instrumentó mediante el establecimiento de precios máximos. La regulación de mercados mayoristas incluyó medidas como el subsidio a los precios mayoristas de combustibles. Los impuestos a las ganancias inesperadas estuvieron destinados a reducir los ingresos de las plantas eléctricas no térmicas.



En esta crisis se buscó no intervenir en los mercados, o intervenir lo menos posible. Las inversiones a largo plazo, como las realizadas en energías renovables, conllevan riesgos, el mayor de los cuales es el regulatorio. Medidas retroactivas como los impuestos sobre las ganancias extraordinarias se traducen en impactos de miles de millones de euros, que dañan la credibilidad regulatoria y aumentan la percepción de riesgo. Entre los riesgos de la intervención en el mercado se encuentra el incremento de los costos de financiamiento y la posibilidad de litigación/arbitraje por parte de los inversionistas, que puede llevar, como consecuencia, a ralentizar y encarecer la transición energética (Batlle, Schittekatte y Knittel, 2022b).

Algunas lecciones generales que se obtuvieron de la asignación de recursos derivada de esta crisis fueron las siguientes: focalizar los apoyos para reducir los impactos fiscales —priorizando los hogares con menores ingresos e implementando estos programas de manera temporal—; incluir incentivos para reducir la demanda de energía; acelerar el despliegue de plantas solares y eólicas —para reducir la vulnerabilidad ante los incrementos de los precios de los combustibles—; e incrementar la seguridad energética (Arregui *et al.*, 2022).

## 4.3

### Discusiones sobre el diseño del mercado mayorista

Dada la volatilidad de los precios de corto plazo de la electricidad y las preocupaciones acerca de la seguridad del suministro, varios gobiernos señalaron la necesidad de proceder con una reforma de los mercados mayoristas de electricidad (Schittekatte y Batlle, 2023). En 2022, la CE convocó a una serie de discusiones para una reforma estructural del mercado eléctrico. El objetivo principal fue proteger a los consumidores de las fluctuaciones en los precios de la electricidad, al complementar los mercados a corto plazo con un rol más pronunciado de los de largo plazo, fomentando un mayor uso de los contratos de compra de energía y facilitando la inversión en energías limpias.

Los principales desafíos que debe atender el mercado mayorista de electricidad según la CE (2023) son los siguientes:

- ⚡ **Mecanismos insuficientes de protección de los consumidores** ante los incrementos de los precios de corto plazo de la electricidad.
- ⚡ **La excesiva influencia de los precios a corto plazo, derivada de los incrementos en los precios de los combustibles fósiles**, en las tarifas eléctricas.
- ⚡ La baja capacidad para que el **costo reducido de las energías renovables se refleje en las facturas eléctricas**.
- ⚡ **El impacto de la extrema volatilidad** y de las intervenciones regulatorias en la inversión.
- ⚡ **La falta de flexibilidad suficiente en las fuentes no fósiles** y en lo que respecta al almacenamiento y la respuesta de la demanda.
- ⚡ **Reducida liquidez en los contratos** a plazo en muchos Estados miembros.
- ⚡ La limitada capacidad de elección de los consumidores de los tipos de contrato.
- ⚡ **Las dificultades para acceder directamente a la energía renovable** a través de *energy sharing*.
- ⚡ **La necesidad de un monitoreo más robusto del mercado eléctrico**, para una mejor protección en contra del abuso del poder de mercado.

La CE sostiene que su modelo de mercado basado en ofertas con remuneración del costo marginal es eficiente, ya que motiva a los generadores a minimizar costos y presentar las ofertas más competitivas. Estas ofertas se organizan de la más económica a la más costosa y el precio de mercado se fija según el costo del último productor requerido para cubrir la demanda. Este enfoque no solo apoya la transición hacia la descarbonización, al priorizar fuentes renovables por su eficiencia en costos, sino que también promueve la flexibilidad, la transparencia y la competencia. Además, el mercado integrado de la CE está especialmente capacitado para abordar problemas de seguridad en el suministro a corto plazo. Al considerar reformas en el diseño del mercado,

señala la CE, es esencial no perder de vista todos estos factores, pues el sistema eléctrico debe seguir operando de forma fiable mientras se electrifica la economía y se descarboniza el sector eléctrico. La CE también prevé que la incorporación de una mayor generación renovable atenúe la dependencia respecto de los precios del gas natural. Para 2030, se espera que las fuentes renovables constituyan más de dos tercios de la electricidad de la UE.

De acuerdo con Batlle, Schittekatte y Knittel (2022b), Fabra (2023), Schittekatte y Batlle (2023a), Zachmann y Heussaff (2023) y la Comisión Europea (2023), las recomendaciones más destacadas para mejorar la eficiencia en la operación de los mercados mayoristas de electricidad e incrementar la resiliencia de estos mercados ante factores exógenos que lleven a un incremento sostenido de los precios de electricidad en la UE son las siguientes:

- ⚡ **Mejorar y focalizar esfuerzos en la construcción de mercados a largo plazo más eficientes** que permitan la integración de energías renovables variables (VRE), limitando la relevancia de los mercados a corto plazo para reducir su impacto en las tarifas de electricidad.
- ⚡ **No modificar el enfoque marginalista del mercado del día siguiente y las principales regulaciones** de los mercados a corto plazo.<sup>25</sup> Los precios altos del gas (o del carbón) seguirán disparando los precios de la electricidad en el corto plazo, pero con la integración de energías renovables su influencia cada vez será menor.
- ⚡ **Mejorar la recolección de datos y el monitoreo del mercado;** fortalecer las investigaciones; armonizar las sanciones, para ofrecer una protección más eficaz contra el abuso de poder de mercado y lograr que los mercados se comporten de manera competitiva.
- ⚡ **Incrementar la liquidez de los contratos de largo plazo.** Así, más proveedores y consumidores tendrían la capacidad de resguardarse de las drásticas fluctuaciones de precios a lo largo de períodos más extensos.
- ⚡ **Incentivar los contratos de largo plazo** (más de diez años), incluyendo contratos por diferencias y acuerdos de compra de energía (*power purchase agreements*, PPA, por sus siglas en inglés) a fin de ofrecer precios más estables a los consumidores.<sup>26</sup>
- ⚡ **Mejorar el funcionamiento de los mercados *forward*** (hasta tres años) para reducir el grado de exposición a la volatilidad de precios.
- ⚡ **Establecer nuevos tipos de contratos**, como las opciones asiáticas, que son una subasta centralizada y regulada en la que una entidad central adquiere opciones de compra de larga duración de los generadores en representación de un grupo de consumidores. Estas opciones, denominadas “opciones de estabilidad”, actúan como un estabilizador automático. El propósito es transferir las ganancias de los generadores en períodos de altos precios sostenidos de la energía hacia los consumidores “protegidos”. A cambio de esta protección, estos consumidores pagan una prima vía las tarifas eléctricas y evitan fluctuaciones sorpresivas en sus facturas mensuales.
- ⚡ **Regular los precios que afrontan los consumidores finales en casos de emergencia** (subsidios hasta un nivel determinado de consumo), y regular también los precios de manera indirecta, como con el uso de *vouchers* para la población vulnerable.
- ⚡ **Implementar programas para reducir la demanda de energía** en momentos de crisis.
- ⚡ **Incentivar la flexibilidad:** generación con capacidad de rampa; administración de la demanda, básicamente refinando las señales de los precios a los que están expuestos los consumidores (por ejemplo, tarifas horarias que reflejen los precios de mercado, incluyendo los precios de los servicios conexos); almacenamiento.

<sup>25</sup> Las inversiones a largo plazo, especialmente en energías renovables, presentan riesgos que pueden desincentivar a los inversionistas. El riesgo regulatorio se refiere a posibles cambios en el ambiente normativo y a intervenciones en los mercados mayoristas como los impuestos a las ganancias inesperadas. Las medidas que dañan la confianza en el marco regulatorio pueden desacelerar la transición energética y hacerla más costosa.

<sup>26</sup> La crisis energética ha puesto de manifiesto que muchos proveedores no estaban bien protegidos frente a un aumento de los precios mayoristas. En cambio, estos proveedores habían confiado en comprar en el mercado mayorista de corto plazo incluso cuando ofrecían contratos minoristas a sus clientes de una duración de un año o más. La razón por la que estos proveedores no cubrieron sus posiciones puede ser, por supuesto, que su experiencia fue que la cobertura era innecesariamente costosa; después de todo, la cobertura tiene un costo.



⚡ **Acelerar la penetración de las energías renovables**, incluida la generación distribuida colectiva. Esto contribuiría a reducir la dependencia de la UE respecto de agentes externos y, por lo tanto, también reduciría los precios de la energía, aunque con un aumento de su volatilidad.

⚡ **Atender a la flexibilidad de los mercados**, que se presenta como un aspecto más vulnerable ante la integración de más fuentes de energía renovable. La CE sugiere ajustar el horario de cierre de las operaciones intradiarias transfronterizas para acercarlo al momento real. Permitir ofertas minutos antes del despacho eléctrico en lugar de horas permitiría a los actores del mercado realizar transacciones lo más próximas posibles al tiempo real del suministro eléctrico, optimizando el uso de energías renovables y reduciendo los costos de desequilibrios. Un sistema flexible, con generación de energía adaptable, almacenamiento eficiente y consumidores que ajustan su demanda, puede estabilizar precios e integrar más energías renovables.

### Las recomendaciones asociadas con la integración de energías renovables presentadas se relacionan y complementan con las iniciativas del Pacto Verde Europeo y los objetivos de descarbonización del Plan REPowerEU.

También se han retomado discusiones sobre reformas más profundas, que ya se habían iniciado por razones diferentes, como la alta penetración de fuentes renovables variables, principalmente la solar y la eólica (Fabra, 2023). El Mercado Interno de Electricidad de la UE se ha enfocado más en el corto plazo y ha dejado las decisiones de largo aliento en manos de las regulaciones nacionales, como sucede en el Mercado Eléctrico Regional de América Central.

**En el contexto del debate acerca de la reforma estructural de los mercados eléctricos, se presentaron algunas propuestas para el Mercado Interno de Electricidad de la UE. Las más radicales incluyen:**

⚡ **Para el mercado de corto plazo**, la implementación de un modelo *pay-as-bid* en sustitución del modelo marginalista.

⚡ **La separación del mercado en dos:** uno para la energía variable (solar fotovoltaica y eólica) y otro para la energía firme (nuclear, carbón, gas).

Las dos estrategias de fijación de precios más populares son el *pay-as-bid* y el precio marginal. Como se mostró en el [capítulo 3](#), estas estrategias de precios tienen características y ventajas únicas que las hacen adecuadas para diferentes contextos. El modelo de *pay-as-bid* ha destacado desde hace varias décadas como un modelo apto para implementar en contextos de precios de electricidad muy elevados, los cuales pueden surgir de posibles abusos de posición dominante, pero también como resultado de una falta de capacidad de generación (Willems y Yu, 2022). Una de las principales críticas al modelo marginalista en la reciente crisis europea se basó en que, idealmente, se requería una reforma que vinculara los precios de mercado a un precio promedio, en lugar de hacerlo con respecto al marginal (Batlle, Schittekatte y Knittel, 2022a; Pollitt *et al.*, 2022).

El argumento principal de quienes proponen implementar el mecanismo de *pay-as-bid* es que los generadores inframarginales reciben rentas excesivas.<sup>27</sup> Cuando los generadores en un mercado marginalista tienen total libertad para establecer sus ofertas de venta basadas en estrategias comerciales y no en sus costos reales, el abuso de posición dominante puede resultar en un aumento de los precios. El mercado eléctrico de Inglaterra y Gales es probablemente el que más reformas ha experimentado, siempre con la intención de evitar los abusos de posición dominante en la generación y así proteger a los consumidores; otro caso relevante es el del mercado eléctrico de California. Pero en un mercado marginalista fundado en el despacho económico y cuyas ofertas de generación se basan en costos variables, los ingresos de los generadores inframarginales son indispensables para la recuperación de los costos de inversión, tal como se muestra en el [Anexo A](#). De otra manera, las ofertas deberían reflejar explícitamente los costos de inversión, lo que llevaría a distorsiones, potencialmente muy costosas, del despacho económico, como también se muestra en el [Anexo A](#).

Otra propuesta controversial que circula en la UE es la de dividir el mercado de acuerdo con la tecnología en cuestión: un mercado para las tecnologías renovables y otro para las

<sup>27</sup> A pesar de que el *pay-as-bid* no ha sido explícitamente considerado en las propuestas (Schittekatte y Batlle, 2023a), la implementación de este modelo ha sido considerada por ciertos académicos como una medida adicional que ayudaría a reducir la volatilidad de los mercados eléctricos.

energías convencionales (Keay y Robinson, 2018). Esta propuesta consiste en la creación de dos mercados de acuerdo con el tipo de energía: “según disponibilidad” y “bajo demanda”. Las plantas intermitentes —solar y eólica— participarían en el primer mercado con una remuneración equivalente a su tendencia del costo marginal a largo plazo o costo nivelado de la electricidad. El mercado bajo demanda actuaría como un mercado que, alcanzando un balance entre la oferta y la demanda en el sistema, despacharía las centrales firmes según el orden de mérito. Ambos precios se reflejarían en las tarifas de suministro. Por el lado de la demanda, los consumidores tendrían la opción de elegir el mercado en el que desearan participar, o bien una combinación de ambos.

Las propuestas en la UE no detallan los aspectos de su implementación; por ejemplo, el uso de la red de transmisión asociado a cada uno de los mercados propuestos. Sin embargo, existen experiencias en otras latitudes respecto de la implementación práctica de mercados eléctricos superpuestos que utilizan la misma red de transmisión, como el Mercado Eléctrico Regional de América Central, donde conviven en la misma red de transmisión siete mercados: seis nacionales y uno regional. También ha sido muy analizada la propuesta de modificación de la Ley de la Industria en México, que, por razones no de orden tecnológico sino relativas a la propiedad, considera dos mercados ejecutados secuencialmente.

La ejecución de dos mercados de manera secuencial presenta los siguientes problemas:

- ⚡ El primer despacho es necesariamente miope, pues no tiene información de lo que ofrece el segundo mercado, lo cual puede causar congestiones innecesarias.
- ⚡ El segundo despacho presenta una región de factibilidad reducida, por la utilización de la red de transmisión por parte del primer despacho, y puede plantear problemas poco explorados en cuanto a precios, como precios negativos causados por “contraflujos” respecto de los flujos causados por el primer despacho.

Lo anterior tiene como consecuencia inevitable un uso subóptimo de la red de transmisión, además de que los precios podrían no tener sentido económico. Por supuesto, existen otras alternativas de implementación de dos despachos; por ejemplo, cooptimizados en un solo modelo matemático.

Es importante recalcar que un resultado similar al asociado a la propuesta de dos mercados se ha logrado con la realización de subastas para energías renovables; los compradores/consumidores pagan efectivamente los precios de los contratos implícitos en las subastas. En la UE, la idea del establecimiento de dos mercados nace de la percepción de que el diseño actual (marginalista) es inadecuado (Schittekatte y Batlle, 2023a), en especial en un mercado con una alta penetración de generación de energía renovable variable.









5

# LOS MERCADOS A CORTO PLAZO DE ELECTRICIDAD EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE



5

## LOS MERCADOS A CORTO PLAZO DE ELECTRICIDAD EN AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Los mercados mayoristas de electricidad en América Latina y el Caribe exhiben una gran diversidad en cuanto a su organización. Esta diversidad se manifiesta en modelos que van desde la competencia mayorista con predominio de la participación privada hasta esquemas verticalmente integrados, donde el Estado conserva un control mayoritario. Aproximadamente la mitad de los países en la región han adoptado modelos de competencia mayorista que incluyen mercados a corto plazo.

Como consecuencia de los distintos diseños de los mercados mayoristas en la región, así como de las diferentes matrices eléctricas, se observa un comportamiento muy diverso en los precios a corto plazo de la electricidad. Aunque la mayoría de estos mercados se basan en costos, la diversidad de fuentes de energía y diseño de mercado implica que cada país responde de manera única a diversas circunstancias. En algunos países, los precios a corto plazo de la electricidad están estrechamente vinculados al precio del gas natural, mientras que en otros, los factores climáticos, como sequías o lluvias intensas, tienen un impacto considerable en los precios.

Es importante destacar que cada mercado se encuentra en una fase distinta de desarrollo, lo que presenta desafíos específicos para cada país.

Sin embargo, hay retos comunes en toda la región, como la integración de las energías renovables variables (VRE), el alza en los precios de los combustibles y los impactos del cambio climático. Estos desafíos subrayan la necesidad urgente de diversificar las fuentes energéticas, actualizar los diseños de mercado y fortalecer la colaboración regional.

Este capítulo se centra en analizar las características distintivas de los mercados a corto plazo en ocho países, así como los factores que influyen en la formación de sus precios. Los objetivos principales del capítulo son: 1) identificar las características fundamentales de estos mercados en la región; 2) determinar los factores clave que impactan los precios a corto plazo; y 3) identificar los desafíos que enfrentan estos mercados.



## 5.1 Diseño de mercados eléctricos de corto plazo en América Latina y el Caribe

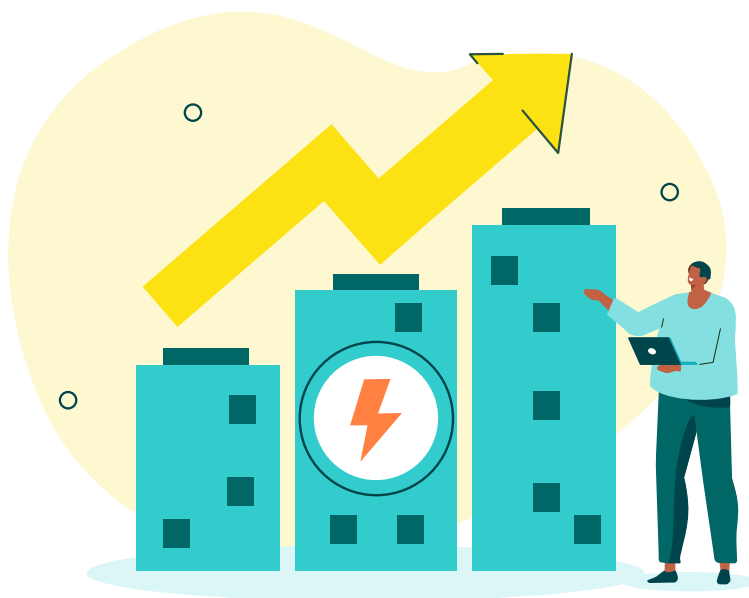
A partir de la década de 1980, muchos países de América Latina y el Caribe iniciaron un profundo proceso de reforma en el sector eléctrico. La desregulación de la generación eléctrica derivó en la creación de mercados mayoristas de electricidad y fomentó una mayor competencia. Estas transformaciones estuvieron motivadas por las ineficiencias operativas de empresas con estructuras verticalmente integradas, la incapacidad de los sectores públicos para financiar las inversiones necesarias y el mantenimiento de la infraestructura, y la imperante necesidad de aliviar el estrés fiscal proveniente del compromiso estatal con la provisión de servicios eléctricos (Besant-Jones, 2006; Gratwick y Eberhard, 2008).

Cada país ha atravesado su propio proceso de reformas en el sector eléctrico, pero con el objetivo común de incrementar la competencia y mejorar la eficiencia económica, ante un escenario de empresas verticalmente integradas. Las reformas no han sido un proceso estático, sino que han evolucionado dinámicamente en respuesta al panorama económico de cada país y a sus necesidades energéticas. El proceso de reforma en América Latina y el Caribe comenzó en Chile en la década de 1980. En 1992, Argentina adoptó

medidas de reforma en su sector eléctrico, y luego siguieron Bolivia, Colombia y Perú. En la segunda mitad de la década de 1990, países como Brasil, El Salvador, Guatemala y Uruguay reformaron sus mercados eléctricos (ver [Cuadro 4](#)).

Las reformas implementadas impulsaron la creación de organismos reguladores con el objetivo de garantizar una gestión eficiente de los mercados eléctricos de corto plazo. No obstante, en varios países de la región persisten modelos de empresas verticalmente integradas o con una participación privada limitada. Este reporte analiza los mercados a corto plazo de ocho países representativos de la región, donde se ha implementado la competencia en los mercados mayoristas.

Como se observa en el [Cuadro 5](#), existe una gran disparidad en el tamaño de los mercados eléctricos de los ocho países analizados. Brasil, con una capacidad instalada y una generación eléctrica significativamente mayores, se posiciona como el mercado eléctrico más grande de la región. En contraste, El Salvador presenta un mercado mucho más reducido, con una notable dependencia de las importaciones de electricidad. Las diferencias en el tamaño de los mercados de electricidad se explican en gran medida por los diferentes tamaños de población, el nivel de desarrollo económico y la disponibilidad de recursos energéticos. Países con mayor población y mayor nivel de industrialización, como Brasil y México, tienden a tener mercados eléctricos más grandes. Por otro lado, economías más pequeñas, como El Salvador suelen tener mercados eléctricos más reducidos.



CUADRO 4.

Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista en Países de América Latina y el Caribe

| País                                                                                                   | Estructura del Mercado          | Año de Implementación del modelo de competencia mayorista |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------------------------------|
|  Argentina            | Competencia Mayorista           | 1992                                                      |
|  Bahamas              | Empresa Verticalmente Integrada |                                                           |
|  Barbados             | Empresa Verticalmente Integrada |                                                           |
|  Belice               | Modelo de Comprador Único       |                                                           |
|  Bolivia              | Competencia Mayorista           | 1996                                                      |
|  Brasil               | Competencia Mayorista           | 1998                                                      |
|  Chile                | Competencia Mayorista           | 1989                                                      |
|  Colombia             | Competencia Mayorista           | 1995                                                      |
|  Costa Rica           | Modelo de Comprador Único       |                                                           |
|  República Dominicana | Competencia Mayorista           | 1999                                                      |
|  Ecuador              | Modelo de Comprador Único       |                                                           |
|  El Salvador         | Competencia Mayorista           | 1998                                                      |
|  Guatemala          | Competencia Mayorista           | 1998                                                      |
|  Guyana             | Empresa Verticalmente Integrada |                                                           |
|  Haití              | Modelo de Comprador Único       |                                                           |
|  Honduras           | Modelo de Comprador Único       |                                                           |
|  Jamaica            | Modelo de Comprador Único       |                                                           |
|  México             | Competencia Mayorista           | 2014                                                      |
|  Nicaragua          | Competencia Mayorista           | 1998                                                      |
|  Panamá             | Competencia Mayorista           | 2014                                                      |
|  Paraguay           | Empresa Verticalmente Integrada |                                                           |
|  Perú               | Competencia Mayorista           | 1994                                                      |
|  Surinam            | Empresa Verticalmente Integrada |                                                           |
|  Trinidad y Tobago  | Modelo de Comprador Único       |                                                           |
|  Uruguay            | Competencia Mayorista           | 1997                                                      |
|  Venezuela          | Empresa Verticalmente Integrada |                                                           |

Fuente: elaboración propia con base en Akcura (2024).

Notas: En la mayoría de los mercados de competencia mayorista en la región, la electricidad se comercializa mediante contratos bilaterales y un mercado *spot* basado en costos auditados. Colombia opera con comercio bilateral y un mercado *spot* basado en ofertas. A pesar de haber implementado un mercado mayorista hace más de dos décadas, Uruguay ha mantenido un alto grado de concentración en el sector eléctrico, donde la empresa estatal UTE ha sido el principal comprador de energía. Una de las principales causas de esta situación radica en las barreras regulatorias, incluyendo la exigencia de proveer potencia firme, que han dificultado la participación de productores privados. El modelo de Comprador Único se refiere a un esquema en el que un único comprador adquiere toda la electricidad generada, pudiendo o no poseer o controlar activos de generación. En el caso de una Empresa Verticalmente Integrada (EVI), la empresa eléctrica controla la generación, transmisión y distribución de electricidad. Esta empresa puede tener propiedad mayoritariamente privada o ser gestionada por privados, aunque los activos sean estatales.

CUADRO 5.

Capacidad, generación y comercio transfronterizo de electricidad de mercados eléctricos en ALC, 2022

| País                                                                                          | Capacidad (GW) | Generación (GWh) | Importación (GWh) | Exportación (GWh) |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|----------------|------------------|-------------------|-------------------|
|  Argentina   | 42.9           | 145,057          | 6,310             | 31                |
|  Brasil      | 206.4          | 677,133          | 17,887            | 4,979             |
|  Chile       | 33.2           | 83,210           |                   |                   |
|  Colombia    | 18.8           | 76,905           | 159.2             | 465.3             |
|  El Salvador | 2.8            | 6,383            | 706.0             | 338.3             |
|  México      | 87.1           | 333,963          | 79.2              | 0.1               |
|  Perú        | 15.7           | 59,745           | 32                | 4                 |
|  Uruguay     | 4.7            | 12,784           | 31                | 1,366             |

Fuente: elaboración propia con base en los informes anuales del regulador eléctrico o secretaria de energía del país.

Tal como vimos en el capítulo 3, los mercados mayoristas de electricidad se dividen principalmente en los mercados *spot* y los mercados a término. El mercado *spot* refleja las transacciones de electricidad en tiempo real y puede experimentar fluctuaciones significativas debidas a la oferta y la demanda inmediatas. Los mercados a término, que pueden ser regulados o libres, ofrecen contratos para la entrega futura de electricidad, y permiten así conseguir una mayor estabilidad y mitigar los riesgos propios de la volatilidad del mercado *spot*. En esta subsección se explorarán las principales características de los mercados *spot* de los países seleccionados.

La relevancia de los mercados de corto plazo varía significativamente entre los países de la región. Por ejemplo, en Colombia, el 22% de la energía transada se comercializó en el mercado de corto plazo o Bolsa de Energía en 2022, mientras que en México, el 22% de la energía requerida para el Suministrador de Servicios Básicos, o usuarios de baja demanda, se negoció en estos mercados. En Uruguay, el 7.8% del total de energía transada se realizó a través del mercado *spot*, y en El Salvador, el 23% de la energía se comercializa en este mercado, conocido como el Mercado Regulador del Sistema. Esta diversidad se explica en gran medida por las diferencias en la estructura de generación, la demanda y el

marco regulatorio de cada país. No obstante, es importante destacar que un mayor volumen de transacciones en estos mercados puede generar mayor volatilidad en las tarifas de electricidad, lo que requiere mecanismos de gestión del riesgo más sofisticados.

Las reformas implementadas en los mercados eléctricos de América Latina y el Caribe han dado lugar a una mayor diversidad en los diseños de mercado. Si bien la mayoría de los países ha adoptado modelos basados en costos, existen diferencias significativas en los mecanismos de formación de precios. Una característica unificadora entre esta diversidad es la presencia de mercados mayoristas de electricidad que operan en horizontes de corto plazo y la existencia de operadores y reguladores independientes. Estas entidades operadoras de mercado y entidades reguladoras son las encargadas de supervisar y garantizar el adecuado funcionamiento de los mercados. El Cuadro 6 muestra las principales características de los diseños de mercado mayoristas a corto plazo en ocho países de la región. La integración de energías renovables variables ha planteado nuevos desafíos para los operadores de mercado, quienes deben desarrollar herramientas y mecanismos para gestionar la volatilidad en la generación y garantizar la seguridad del suministro.

En la región ha predominado la adopción de mercados con liquidación única, complementados con la implementación del método de costo marginal auditado. **Entre los factores por los que se han adoptado los costos auditados en la región se encuentran los siguientes:** incrementar la transparencia, garantizar la eficiencia en el despacho en las centrales hidroeléctricas y evitar los problemas del poder de mercado asociados a los métodos de subastas (Barroso *et al.*, 2021). Países como Argentina, Bolivia, Chile y Perú adoptaron el modelo de despacho de costo marginal auditado, mientras que Colombia utiliza un modelo de ofertas que opera con la lógica del precio marginal. México tiene un sistema híbrido, en el que los participantes pueden enviar ofertas que se encuentren en cierto rango respecto de sus costos auditados. Los operadores de mercado cobran mayor relevancia en un sistema de costos auditados, dado que auditan todos los parámetros de la generación y los costos variables de cada planta generadora para estimar sus costos marginales. En cuanto al valor del agua, se estima a partir de una serie de supuestos y con la ayuda de modelos estocásticos de optimización.

De acuerdo con Ribeiro *et al.* (2023), en países con mercados basados en costos —con predominio de hidrogenación— la participación activa del operador previene las manipulaciones de precios por parte de las plantas ubicadas río arriba y protege a las situadas río abajo. Pero actualizar constantemente la información de las reservas tiene un alto costo, y calcular el valor del agua resulta ser un desafío. Si el operador gestiona la generación y la determinación de los valores del agua, las eventuales discrepancias sobre los supuestos mediante los que el operador estima el valor del agua pueden ocasionar conflictos legales. Aunque un sistema de ofertas descentraliza la responsabilidad volcándola hacia los participantes, los reguladores han sido cautelosos al adoptarlo, debido a sus elevados costos y a los desafíos que entraña la mitigación del poder de mercado en los mercados basados en ofertas (Barroso *et al.*, 2021).



**En Argentina, el mercado eléctrico opera bajo un modelo basado en costos con una estructura de liquidación única, con despacho horario.** La entidad encargada de gestionar el Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA) actúa como el Organismo Encargado del Despacho (OED) para el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Es tarea del OED calcular el precio *spot* de la energía. En Argentina, existe un sistema de peaje donde el regulador establece los precios de la electricidad y determina los precios de referencia para el combustible, con el objetivo de amortiguar la volatilidad inherente a los precios *spot*. Este sistema de precios estabilizados se

denomina de precio estacional. Establecido cada semestre, este esquema busca proteger a los distribuidores de electricidad de las fluctuaciones bruscas en los precios.



**El mercado *spot* eléctrico de Brasil es supervisado por el operador de mercado, la Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).** El mercado *spot* brasileño opera a través de un sistema de liquidación única, en el que el despacho se basa en los costos auditados y se determina el precio del mercado para 4 zonas de forma *ex ante*. A partir de 2020, los precios se determinan un día antes, para cada hora, este cambio surgió a partir de la creciente integración de las energías solar y eólica en el sistema. El costo marginal de la hidroelectricidad se basa principalmente en el costo de oportunidad del agua almacenada en los embalses, determinado por factores como el comportamiento proyectado de las afluentes hidroeléctricas, el despacho previsto de otros generadores, el costo marginal de los generadores térmicos en línea y el costo de cualquier déficit para los consumidores (Hochberg y Poudineh, 2021).



**Desde 2011, El Salvador ha adoptado un mercado basado en costos con precio único, reemplazando un sistema basado en ofertas.** El precio *spot* se calcula para cada hora con base en el costo marginal de corto plazo, que corresponde al costo variable de la última unidad generada. Este mercado cuenta con un sistema de liquidación única. El operador del mercado, la Unidad de Transacciones (UT), gestiona el programa diario del sistema, ajustando ofertas y demandas, bajo supervisión de una comisión intersectorial, y garantiza la continuidad y la seguridad del suministro eléctrico. Asimismo, El Salvador junto con otros cinco países de la región pertenece al Mercado Eléctrico Regional (MER). Las transacciones del mercado mayorista se realizan en el Mercado de Contratos Regional o en el mercado *spot* llamado Mercado de Oportunidad Regional (MOR). El operador de este mercado regional es el Ente Operador Regional (EOR). El mercado a corto plazo basado en subastas funciona a través de ofertas diarias de inyección y retiro de energía a nivel nodal. Las transacciones en el MOR son producto de un predespacho regional que se realiza el día anterior y de la operación en tiempo real. Antes del predespacho en el MER, los mercados nacionales llevan a cabo un predespacho de acuerdo con las reglas de cada país, sin considerar importaciones o exportaciones y a partir de este predespacho se realiza el predespacho regional con base a las ofertas de inyecciones o retiros de energía de los países.



**En Perú, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) regula un mercado nodal basado en costos, actuando como un operador independiente del sistema.**

El despacho en tiempo real se basa en el orden de mérito de los costos variables, lo cual resulta en un precio *spot* mayorista que se determina de forma *ex post*. Cada media hora, se calculan precios marginales en más de cien nodos, considerando el costo de energía, congestión de la red y pérdidas. El mercado *spot* se organiza allí como un “pool obligatorio”; los generadores suministran toda la energía y los usuarios extraen según su necesidad, independientemente del generador específico con el que puedan tener un contrato.



**En Uruguay, el mercado *spot* concilia excedentes y faltantes surgidos del despacho y la operación en contraste con los compromisos contractuales y el consumo real.**

Este mercado opera con un predespacho diario y horario, también con liquidación única, y los precios se determinan *ex post*. La Administración del Mercado Eléctrico (ADME) es la entidad pública encargada de la gestión del mercado mayorista de electricidad y de la operación del Despacho Nacional de Cargas.



**El mercado mayorista eléctrico de Chile se basa en costos auditados con un mecanismo de precio uniforme (*pay-as-clear*).**

El mercado *spot* opera con precios nodales determinados *ex post* y a cada hora. En el mercado de costos auditados, las plantas de energía proporcionan al Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) de Chile las características técnicas de sus unidades y los contratos de insumos —como gas natural—, con sus respectivos precios. A partir de esta información, el CEN calcula diariamente el costo de arranque y el costo operativo variable de cada unidad. Mediante este detalle de los costos, la demanda y su modelo de red, el CEN determina el despacho de menor costo considerando las restricciones de transmisión.



**En Colombia, el precio de bolsa se establece por hora y de manera *ex post*,**

basado en las ofertas de las unidades generadoras y la demanda remanente, teniendo en cuenta la demanda potencial del sistema y la demanda a ser cubierta por los contratos bilaterales. Todas las unidades deben ofertar cada día, indicando precio y capacidad para el día siguiente, y trimestralmente especifican un costo de arranque. El Centro Nacional de Despacho (CND) organiza la subasta, definiendo un programa de generación diario que cubra la demanda al menor costo. El precio *spot* horario se determina por la unidad despachada con el precio más alto, y todas las unidades reciben este precio por su producción. Los precios son de liquidación única.



**En México, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) funciona como un operador independiente,**

encargado del despacho de la generación y la coordinación de la operación de la red de transmisión. El mercado eléctrico a corto plazo opera bajo un diseño de precios nodales basado en costos, con un sistema que comprende cerca de 2500 nodos. Las empresas proporcionan al CENACE detalles técnicos sobre sus plantas de generación. A partir de esta información y mediante una fórmula de precio del combustible, el CENACE estima el costo marginal de producción para cada planta. Todos los días, estas empresas envían ofertas de cantidad y precio para el mercado del día siguiente. Antes de determinar el despacho, el CENACE contrasta el precio ofertado con el costo marginal estimado y descarta las ofertas que varíen en más del 10% respecto del costo. A cada nodo se le asigna un precio por hora que refleja el costo marginal de cubrir un aumento de demanda de 1 MWh en dicho nodo. México es el único mercado de la región que cuenta con un mercado en tiempo real y un mercado del día siguiente.



CUADRO 6.

Principales características de los mercados a corto plazo de América Latina y el Caribe

| País                                                                                          | Granularidad (espacial)   | Granularidad (temporal)                              | Tipo de mercado de corto plazo                                    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
|  Argentina   | Único                     | Liquidación única                                    | Costo marginal auditado                                           |
|  Brasil      | Zonal                     | Liquidación única                                    | Costo marginal auditado                                           |
|  Chile       | Nodal                     | Liquidación única                                    | Costo marginal auditado                                           |
|  Colombia    | Único                     | Liquidación única                                    | Mercados basados en ofertas                                       |
|  El Salvador | País: único<br>MER: nodal | País: liquidación única<br>MER: Liquidación múltiple | País: Costo marginal auditado<br>MER: mercados basados en ofertas |
|  México      | Nodal                     | Liquidación múltiple                                 | Híbrido                                                           |
|  Perú        | Nodal                     | Liquidación única                                    | Costo marginal auditado                                           |
|  Uruguay     | Único                     | Liquidación única                                    | Costo marginal auditado                                           |

Fuente: elaboración propia.



A pesar de los avances considerables en la optimización de los mecanismos de fijación de precios en los mercados de corto plazo, los mercados eléctricos de la región aún se enfrentan a retos para limitar la volatilidad extrema y mitigar el poder de mercado. Entre las herramientas desarrolladas para abordar este problema están el establecimiento de precios máximos, la supervisión de la competencia en el mercado, las interconexiones transfronterizas, y los mercados a largo plazo.

Al igual que en los mercados eléctricos de Estados Unidos, una estrategia adoptada en algunos países de la región es la implementación de precios máximos para los precios de electricidad a corto plazo, con el fin de evitar el ejercicio del poder de mercado en momentos de estrés de los mercados. En el mercado mayorista de Uruguay, por ejemplo, el precio *spot* se determina basándose en el costo marginal de la opción más económica entre las unidades de generación disponibles que no necesitan ser despachadas. Sin embargo, hay una restricción: si ese precio supera los US\$ 250 por MWh, automáticamente se fija el precio *spot* en ese tope de US\$ 250 por MWh. Por su parte, en Argentina, donde el gas natural proviene de fuentes tanto nacionales como importadas (GNL Bolivia), el precio se define internamente, de acuerdo con una política del mercado de gas. Este país estableció un precio *spot* máximo (Resolución 323/2023), que en este caso está fijado en AR\$ 2,691 por MWh en períodos en los que el riesgo de apagones proyectados es muy bajo. Similarmente, en Brasil, el costo marginal, conocido como Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), tiene límites máximo y mínimo establecidos.

A pesar de las reformas introducidas, los mercados eléctricos en América Latina y el Caribe aún enfrentan obstáculos derivados de estructuras oligopólicas y concentraciones del poder de mercado, lo que resulta en precios más altos en los mercados a corto plazo comparado con lo que se observaría en mercados competitivos. Otro desafío subyacente lo constituye la presencia de infraestructuras de transmisión que no están adecuadamente dimensionadas para sostener una competencia mayorista efectiva. Por ello, es crucial que los mercados eléctricos cuenten con reglas claras, estructuras de mercado apropiadas y una regulación robusta. Y en caso de no ajustarse a las reglas de juego, las penalizaciones deben ser lo suficientemente severas y aplicarse consistentemente para desincentivar incumplimientos y asegurar la transparencia y la equidad (Wolak, 2003).

Las fluctuaciones en los ciclos hídricos también pueden llevar a períodos de escasez y darles la oportunidad a ciertos actores de ejercer su influencia en el mercado eléctrico para elevar los precios. McRae y Wolak (2017) analizaron los precios en el mercado eléctrico colombiano durante los

eventos de estrés hídrico causados por los fenómenos de El Niño en 2009 y 2015. Encontraron que los precios en 2015 fueron considerablemente más altos que en 2009, a pesar de que el mercado eléctrico experimentó condiciones similares. Determinaron que esta disparidad se debió principalmente a la capacidad de ciertos actores de ejercer el poder de mercado, derivada de que la inversión en nueva generación de energía fue menor en comparación con el aumento de la demanda.

**Diversos países han adoptado medidas para limitar el ejercicio del poder de mercado por parte de los principales actores de los mercados mayoristas.**

**En 2018, México puso en marcha el Manual de Vigilancia del Mercado**, enfocado en monitorear la operación del MEM y el comportamiento de sus participantes, con el objetivo de garantizar la eficiencia del mercado y el respeto de las reglas vigentes. Por ejemplo, se procura establecer alianzas con la Comisión Federal de Competencia Económica para combatir las prácticas monopolísticas. Aunque México opera bajo un esquema de mercado basado en ofertas con rangos en torno de los costos auditados, no está exento del ejercicio del poder de mercado. McRae (2019) muestra que los esquemas de este tipo no erradican por completo estos abusos, y toma como ejemplo, precisamente, las conductas de las principales empresas generadoras del mercado eléctrico mexicano. El autor sugiere que existen al menos dos estrategias mediante las cuales los actores pueden manipular el mercado: la alteración estratégica de los precios de los insumos, principalmente los combustibles fósiles, y la gestión táctica de la disponibilidad de las plantas generadoras mediante la interrupción de sus operaciones.

**En Chile, a mediados de la década de 2000, se tomaron medidas significativas para fomentar la competencia en el sector energético (Serra, 2022):** se completó una profunda revisión regulatoria, que incluyó la supervisión de las redes de transmisión y distribución; se consolidaron las entidades sectoriales; se modificaron las reglas de subasta, con el propósito de incrementar la cantidad de participantes dispuestos a suministrar energía a los consumidores regulados. Pese a estos esfuerzos, la entrada de nuevos generadores al mercado fue limitada, en gran medida debido al estancamiento en la construcción de plantas de energía convencional, una situación favorecida por las regulaciones ambientales más estrictas y una creciente resistencia por parte de la ciudadanía. Como resultado, se observó un alza en los precios de la energía, hasta que la situación dio un

giro con la disminución de los costos asociados a las tecnologías de energía solar y eólica. Complementado con políticas de incentivo a las energías renovables, el escenario propició la entrada de más competidores en el mercado y, como consecuencia, se registró una tendencia decreciente en los precios.

También fue en Chile que se estableció la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC) para supervisar prácticas anticompetitivas en el sector energético. Su principal objetivo es asegurar que los precios reflejen la escasez real de energía y se eviten distorsiones causadas por el poder de mercado de algunas empresas. La UMC evalúa aspectos como la disponibilidad de combustibles, parámetros técnicos, licitaciones de transmisión y otros factores relevantes. También investiga situaciones específicas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a partir de sus propios hallazgos o de informes de terceros. Si detecta posibles violaciones a la libre competencia, la UMC remite la información a la Fiscalía Nacional Económica para una investigación. Según el último informe de la UMC, al 31 de diciembre de 2022, el índice Herfindahl-Hirschman (HHI, por sus siglas en inglés) a nivel nacional, sin distinción horaria o de subsistema, registró un valor cercano a 1,001. A primera vista, esto podría sugerir que el mercado es desconcentrado, pero al analizar la distribución del HHI por hora y tomando en cuenta cada subsistema durante el período enero-diciembre de 2022, se advierte que, en su mayoría, el mercado tiende a ser de concentración media o alta. El informe señala que las principales estrategias mediante las cuales se puede ejercer el poder de mercado son la retención física o económica de la capacidad y la manipulación de los precios de los combustibles.

**En Colombia también se han implementado mecanismos para fomentar la competencia en el sector eléctrico.** La cuota de mercado de una empresa generadora se determina tomando en cuenta la energía en firme de todas sus plantas y dividiéndola por la energía en firme total de todas las empresas de generación en el país. Paralelamente, se emplea el IHH para evaluar el nivel de concentración del mercado. Según la regulación vigente, si la participación en generación de una empresa está entre el 25% y el 30% y el IHH es superior a 1800, la empresa estará bajo supervisión especial de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). En caso de que la participación de una empresa exceda el 30% de la generación y el IHH sea mayor a 1800, estará obligada a liberar la energía suficiente a otros agentes del mercado, con el objetivo de reducir su cuota para que quede por debajo del límite establecido.

## El rol de los mercados de largo plazo

**Los mercados mayoristas típicamente cuentan con un segmento de contratos a largo plazo, regulados o libres.**

**Los contratos a largo plazo no afectan directamente el despacho económico, y en algunos casos se mantienen independientes de los precios establecidos en los mercados de corto plazo.** En Colombia, por ejemplo, existe un mercado de contratos bilaterales a largo plazo, con la participación de diversos agentes y de naturaleza esencialmente financiera o de cobertura, lo que significa que no influyen en la operación comercial del mercado *spot* ni determinan el despacho real de energía. En cambio, en Brasil, el precio a corto plazo está estrechamente vinculado con el mercado libre de energía. Este último actúa como un punto de referencia clave para determinar los precios dentro de dicho mercado.

Aunque en América Latina y el Caribe se ha avanzado en la implementación de mercados eléctricos a corto plazo, en muchos casos no son los principales canales de comercio de electricidad; al igual que en los mercados de los países desarrollados (Wolak, 2003), son los contratos a largo plazo los que ostentan una mayor relevancia. Un caso ilustrativo es el de Perú, donde el mercado mayorista de electricidad más relevante es el de contratos bilaterales, y en segundo lugar el mercado al contado. El diseño del mercado eléctrico peruano estipula que todas las distribuidoras establezcan un contrato con una empresa generadora para el suministro de sus requerimientos eléctricos, abarcando tanto energía como capacidad (Rudnick y Velasquez, 2019).

De manera análoga, la Unidad Técnica (2023) de El Salvador señala que en 2022 el 73% de la energía se transó a través de contratos, que comprenden acuerdos bilaterales, de libre concurrencia y de índole pública. En contraste, solo el 27% de la energía se comercializó mediante el mercado a corto plazo. En Brasil, el mercado al contado y el mercado de contratos libres han sido históricamente menos relevantes que el mercado regulado de contratos a largo plazo, donde se comercializa la mayor parte de la energía del país (Hochberg y Poudineh, 2021). **El potencial efecto de la volatilidad de los mercados a corto plazo en los precios minoristas de la electricidad dependerá de dos factores principales:** primero, del volumen de energía que se

comercializa en estos mercados; y segundo, de si estos precios de mercado *spot* se utilizan como referencia en otros submercados.

A pesar de que los volúmenes de compraventa en los mercados de corto plazo suelen ser limitados, los precios de los contratos a largo plazo con alta liquidez reflejan las expectativas de los precios del mercado *spot* (Schittekatte y Batlle, 2023b). Cuando los precios del mercado *spot* no son eficientes, pueden generar distorsiones en la cadena de mercados y ocasionar costos adicionales, que en última instancia impactan sobre las decisiones de inversión y la elección de tecnologías en el sector eléctrico.

### Las subastas de electricidad a largo plazo han sido claves para la expansión del sector eléctrico en América Latina y el Caribe.

Iniciadas en la década de 2000 en países como Brasil, Chile, Colombia y Perú, estas subastas fueron diseñadas inicialmente para promover la inversión privada y mantener la seguridad de suministro del sistema eléctrico. Con el tiempo, han adquirido un rol esencial en el desarrollo y expansión de la industria eléctrica en la región. No solo han resuelto problemas de inversión anteriores, sino que también han jugado un papel importante en la mejora de la liquidez y eficiencia del mercado (Barroso *et al.*, 2021).

La literatura reciente recomienda enfáticamente complementar los mercados eléctricos de corto plazo con mecanismos que garanticen inversiones en capacidad y flexibilidad en el largo plazo. (Munoz *et al.*, 2021; Ribeiro *et al.*, 2023). La capacidad instalada de un país cobra especial relevancia en situaciones críticas y frente a una demanda en ascenso, escenarios en los que una oferta limitada de energía se traduce en precios más altos en los mercados a corto plazo. Se han establecido mecanismos que buscan recompensar la capacidad de cumplir con el suministro de energía en situaciones de pico de demanda o de restricción de la oferta. Estos están diseñados para reforzar las señales del mercado, ofreciendo una remuneración adicional que estimula la inversión en generación, asegurando así la confiabilidad en el suministro. Entre estos mecanismos se incluyen los mercados de requerimientos de capacidad, que obligan a la compra de cierta capacidad para satisfacer la demanda; los mercados de cargos por capacidad, que remuneran a los generadores por la disponibilidad de sus activos; y el cargo por confiabilidad, que remunera a los generadores para mantener el suministro en momentos críticos.



En países, donde la generación hidroeléctrica es predominante, se han creado mecanismos que remuneran especialmente la generación de energía en períodos de sequía. Estos mecanismos, llamados de energía firme, funcionan por ejemplo en Brasil y Colombia.

En América Latina y el Caribe se han implementado múltiples soluciones para garantizar la seguridad del suministro del sistema eléctrico, soluciones que cobran especial relevancia en un contexto en que, tras la introducción de energías renovables como la solar y la eólica, el precio del mercado *spot* en ciertos períodos es cercano a cero. México, por ejemplo, ha creado el Mercado para el Balance de Potencia, un mercado anual diseñado para reflejar la escasez o el exceso de capacidad generadora mediante señales de precios. Su propósito es asegurar que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tenga capacidad suficiente para cubrir los períodos de máxima demanda anual.

En Colombia se añade un cargo por confiabilidad al precio mayorista de la energía. Este cargo actúa como un incentivo para asegurar la generación futura y garantizar el suministro a largo plazo, especialmente durante períodos de sequía. Chile ha implementado un mecanismo que opera mediante pagos por capacidad, otorgados a las unidades de generación tomando como referencia una estimación administrativa del costo de capital. Esta referencia se ajusta proporcionalmente según la capacidad nominal, modulada a su vez por un factor de disponibilidad.



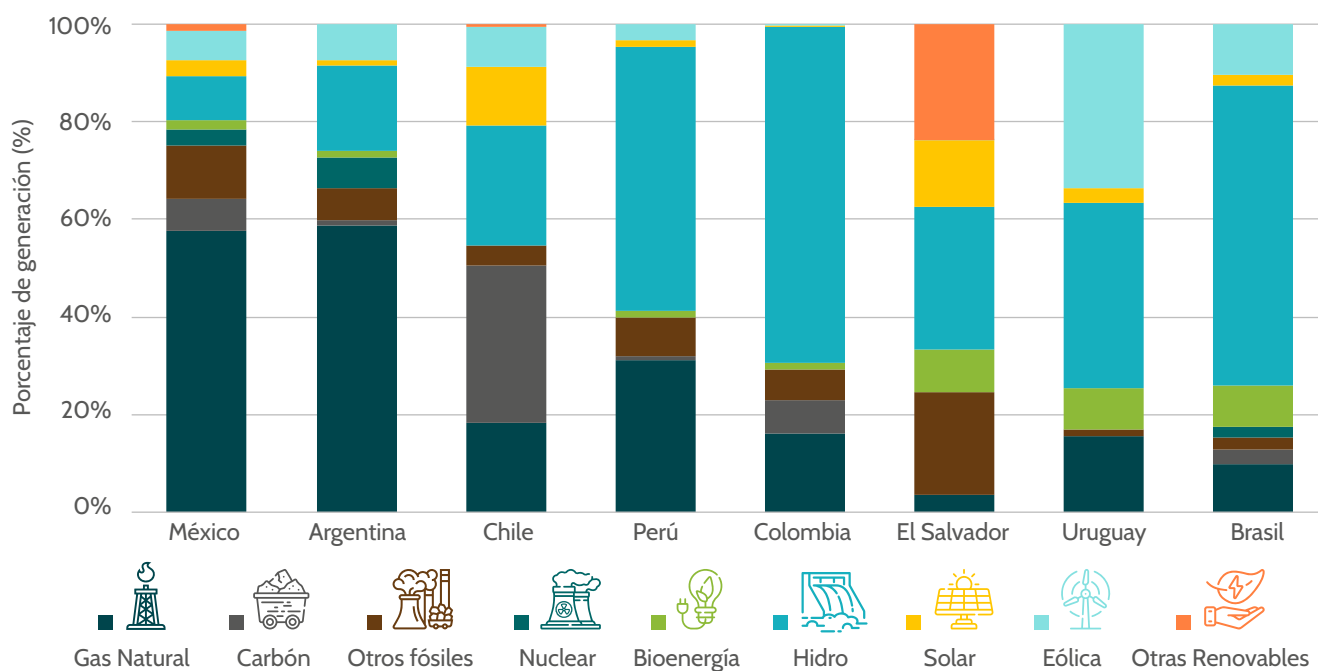
## 5.2 La volatilidad de los mercados a corto plazo experimentada en América Latina y el Caribe

La diversidad en la estructura del sector eléctrico de la región —en lo que refiere a la propia matriz eléctrica, los mercados mayoristas, las regulaciones, las políticas de intervención— lleva a que ante shocks externos los resultados sean distintos. La crisis más reciente, derivada de los incrementos en el precio del gas natural, puso en situación de estrés a los mercados de manera diferente en cada país. En Europa, los precios de la electricidad aumentaron uniformemente en la mayoría de los países, pero América Latina y el Caribe experimentó impactos heterogéneos. Una de las principales razones de que los precios del gas en América Latina y el Caribe no se incrementaran en la magnitud en que lo hicieron los países europeos es que los mercados están segmentados regionalmente dados los requerimientos de infraestructura para el transporte, como ductos y terminales de importación y exportación de GNL.

La magnitud del impacto estuvo estrechamente relacionada con el uso del método de costo marginal —es decir, las plantas marginales establecen los precios *spot* de la electricidad—, adoptado por los mercados eléctricos mayoristas de corto plazo en la región. A medida que las fuentes de energía renovable de bajo costo, como la hídrica, la eólica y la solar, ganan terreno en el mix del suministro eléctrico, las plantas de generación más costosas, como las basadas en combustibles fósiles, están siendo desplazadas o relegadas a un papel marginal en la región. Este fenómeno es conocido como el efecto orden de mérito (ver [Anexo A](#)).

**Los países con mayor proporción de energías renovables sufrieron un impacto menor.** En estas circunstancias, la incorporación de dichas fuentes puede contribuir a que las plantas de menores costos se conviertan en las marginales. La [Figura 11](#) muestra la composición de la matriz eléctrica en un conjunto de países de América Latina y el Caribe entre 2019 y 2022 y revela una notable variabilidad. Por ejemplo, en países como Argentina y México, más del 50% de la electricidad proviene del gas natural, mientras que en Colombia y Brasil la generación hidroeléctrica supera el 50%.

**FIGURA 11.** Matriz eléctrica de países de América Latina y el Caribe, 2019-2022



Fuente: elaboración propia con datos de EMBER (2023).

Nota: la figura muestra el promedio del porcentaje de generación por tecnología para ciertos países de ALC. Se observa una amplia heterogeneidad entre los países. México es el país con mayor uso de energías fósiles; Brasil es el que tiene la matriz más limpia.



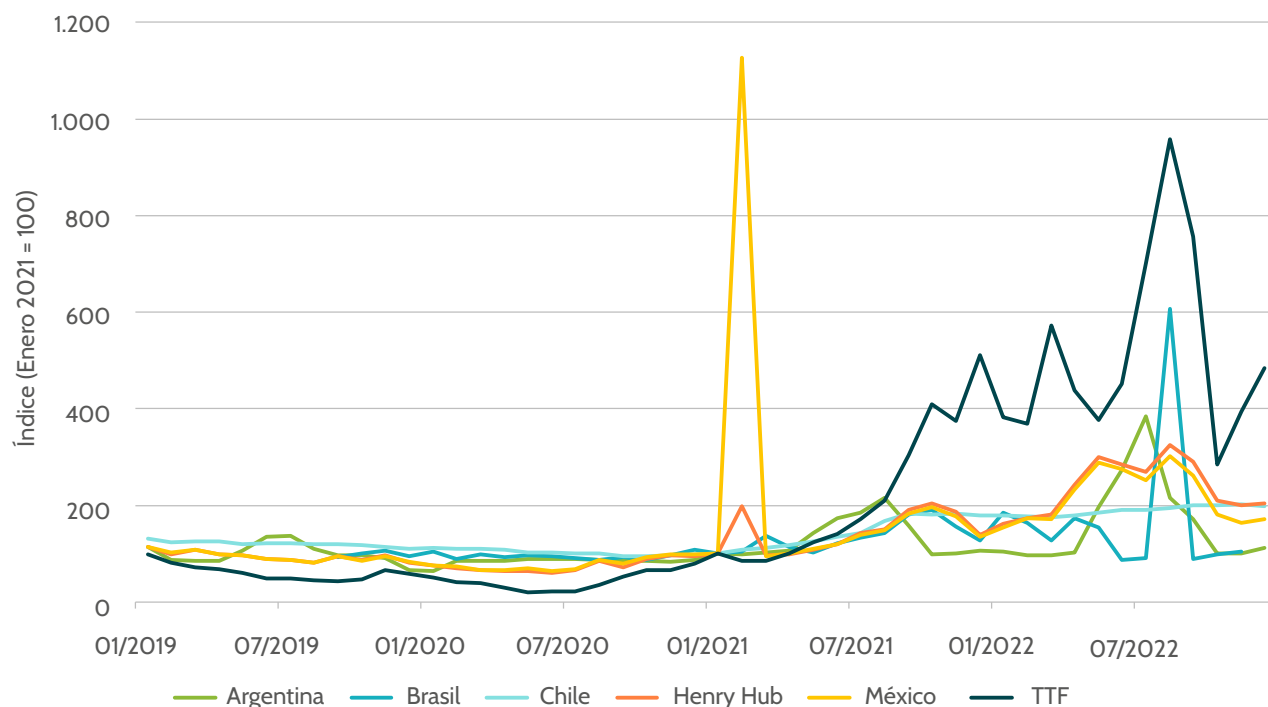
El mercado del gas natural está segmentado, por lo que los precios del gas natural se determinan, en principio, a nivel regional, aplicando diferentes fórmulas y tomando de referencia otros combustibles como el petróleo. Pero como el mercado europeo de gas natural ha ganado influencia en los mercados globales, muchos países toman como referencia el precio del gas natural TTF —el *hub* de gas natural más importante de Europa—, y en consecuencia la mayoría de los países importadores observaron un incremento en sus precios (Pescatori *et al.*, 2022). Por otra parte, si bien el gas natural de América del Norte tiene una alta influencia, sobre todo en México, su impacto todavía es limitado en los mercados globales de GNL. Además, en países productores como Bolivia y Perú, los precios internos del gas natural suelen estar desacoplados o parcialmente regulados respecto a los mercados internacionales, especialmente en el caso de Bolivia, donde el gas destinado a la generación eléctrica tiene precios fuertemente controlados por el gobierno.

La influencia del precio del gas natural europeo se hizo evidente en los precios del gas en América Latina y el Caribe durante el último episodio de volatilidad.

La [Figura 12](#) muestra los precios de los principales mercados de América Latina y el Caribe entre 2019 y 2022. Se observa que los precios mensuales del gas natural durante los dos años previos a la pandemia fueron relativamente estables, pero a mediados de 2021, y principalmente en 2022, muchos mercados experimentaron incrementos sustanciales, aunque cada uno con sus propias dinámicas. Por ejemplo, los precios del gas natural aumentaron notoriamente en Estados Unidos y México en febrero de 2021 a causa de eventos climáticos que afectaron la disponibilidad del recurso (tal como se explica en la [subsección 5.6](#)). Este incremento de precios es de gran relevancia para el sector

FIGURA 12.

Índices de precios de gas natural en América Latina y el Caribe, 2019-2022



Fuente: elaboración propia con datos de los mercados mayoristas de ALC y Federal Reserve Economic Data (FRED).

Nota: la figura muestra un índice del promedio mensual de los precios del gas natural en la región. Los precios de ALC son los promedios de los precios del gas natural que las plantas generadoras de electricidad pagaron al mes.

eléctrico. Las plantas de gas natural resultan ser en muchos casos las plantas marginales que determinan los precios del mercado de corto plazo, sobre todo en momentos de menor generación de energía renovable y durante períodos de alta demanda, por lo que el impacto se trasladó en muchos casos a los precios de la electricidad.

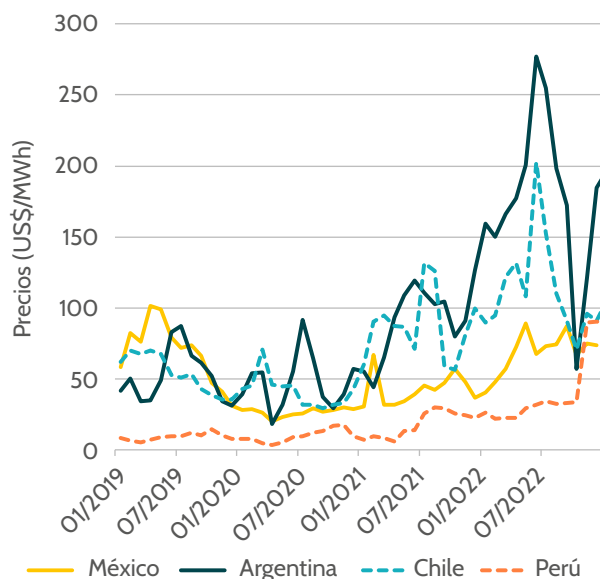
**Los países con una matriz eléctrica más dependiente de las energías fósiles experimentaron mayores incrementos de precios que aquellos con mayor uso de renovables.** La Figura 13 muestra los impactos en los precios de corto plazo para la selección de países de América Latina y el Caribe. El Panel A muestra los países con un mayor uso de combustibles fósiles y el Panel B aquellos con una matriz eléctrica mayormente renovable. En los países del Panel A se observa un incremento consistente en los precios de la electricidad durante los episodios de volatilidad de los precios del gas natural; como ya se dijo, esto está relacionado con el hecho de que cuando la dependencia del gas natural es alta, la planta marginal es frecuentemente una que opera con gas. En los países del Panel B se aprecia una historia

diferente. En estos países, la planta marginal es con menor frecuencia una que opera con gas natural, siendo esta la que determina el precio generalmente en períodos de picos de demanda o de baja producción hidroeléctrica, solar o eólica.

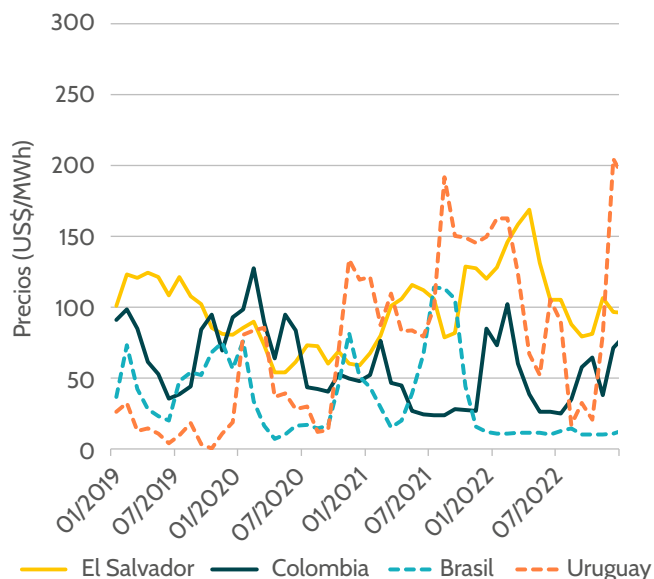
En los mercados eléctricos con una alta participación de energías renovables, los precios a corto plazo de la electricidad pueden alcanzar niveles comparables a los que existen en los mercados con predominancia de combustibles fósiles. Es lo que sucede en Brasil y Colombia, cuya generación se basa en su mayoría en fuentes hídricas. Aunque durante gran parte del tiempo estos mercados han mantenido precios promedio inferiores a los US\$ 50 por MWh, durante períodos de escasez hídrica, por lo general causados por fenómenos climáticos como El Niño o La Niña, se ha observado un alza de precios. Lo mismo ocurre en Uruguay. A pesar de su alta dependencia de la energía renovable, el país ha reportado precios a corto plazo, en ocasiones, superiores a los presentes en países con escasa integración de estas fuentes.

**FIGURA 13.** Precios a corto plazo de electricidad en América Latina y el Caribe, 2019-2022

Panel A. Precios en países con mayor integración de fósiles



Panel B. Precios en países con mayor integración de renovables



Fuente: elaboración propia con datos de los operadores del mercado.

Nota: la figura muestra el promedio mensual de los costos marginales para cada mercado. En México se utilizaron los precios marginales locales (PML) del mercado del día en adelante; en Argentina, el costo marginal operado; en Chile, el costo marginal real promedio de las principales barras; en Perú, el costo marginal promedio de las principales barras; en El Salvador, el precio spot promedio; en Colombia, el precio promedio ponderado (PPP) de la Bolsa Nacional; en Brasil, el precio promedio de compensación de energía (PLD) de las cuatro zonas; en Uruguay, el promedio mensual del costo marginal de operación.

En las siguientes subsecciones se exponen algunos factores y características relevantes de los mercados de América Latina y el Caribe que ayudan a explicar la variabilidad de precios. Se analiza el impacto en los precios de la electricidad en países con una predominante integración de combustibles fósiles en sus matrices eléctricas. Se estudia también el efecto de las sequías en países que dependen en gran medida de la generación hidroeléctrica. Se considera la influencia de la incorporación de energías renovables y la naturaleza de los precios nodales. Además, se examinan episodios de volatilidad extrema en los precios, como el ocurrido en México y Texas en febrero de 2021.

### 5.3 Precios de la electricidad en matrices eléctricas con alta dependencia de combustibles fósiles

Aunque América Latina y el Caribe posee una matriz eléctrica muy limpia en comparación con otras regiones, algunos de sus países aún mantienen una fuerte dependencia de los combustibles fósiles, y en particular del gas natural. Económicamente hablando, el gas se ha consolidado no solo por sus precios competitivos, bajos costos de inversión y mejoras en la eficiencia de las turbinas de ciclo combinado, sino también por su rol estratégico en la transición energética, al servir de puente entre fuentes altamente emisivas como el carbón y las fuentes limpias renovables. Además, el gas natural ha desempeñado un papel crucial en la estabilización de algunos mercados eléctricos, proporcionando la flexibilidad necesaria para integrar energías

renovables variables, como la eólica y la solar. A mediano plazo, la generación con gas natural seguirá siendo esencial para gestionar la intermitencia de las energías renovables en aquellos países que no cuenten con hidroeléctricas capaces de proporcionar flexibilidad, hasta que las tecnologías de almacenamiento sean económicamente viables y los programas de respuesta a la demanda sean ampliamente adoptados.

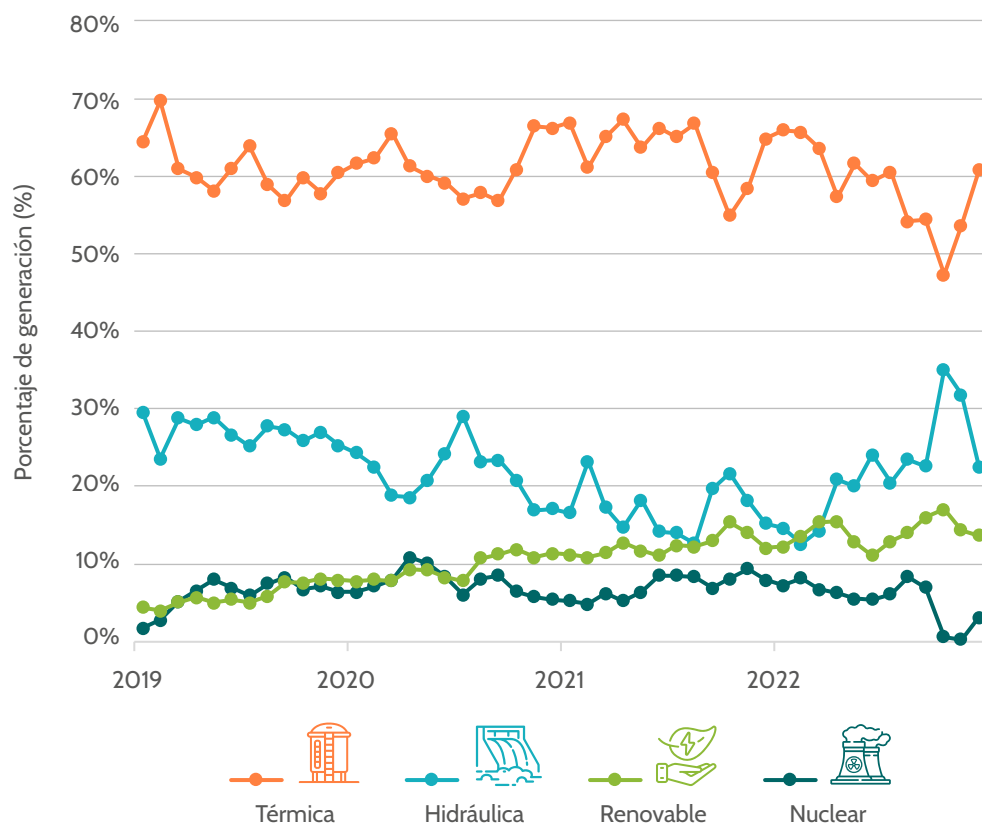
**Argentina ha venido diversificando su matriz eléctrica en los últimos años con el objetivo de reducir su dependencia de las fuentes fósiles y mitigar su impacto ambiental.**

A pesar de que las plantas térmicas han tenido históricamente un papel dominante en el país, tal como se muestra en la [Figura 14](#), con un 60% de la generación, también se han realizado inversiones significativas en energías renovables. La energía eólica, en particular, ha ganado terreno, debido a las condiciones favorables de la Patagonia y la región pampeana. **A la par de esta transición, de todas maneras, las plantas térmicas juegan un papel crucial en la estabilidad de los precios spot en el mercado eléctrico argentino.** Esta dinámica es relevante ya que, en momentos de menor generación hidroeléctrica —debido a factores estacionales o a las sequías—, las plantas térmicas suelen compensar el déficit energético, lo que puede generar variaciones en los precios. Se debe tener en cuenta que esta interrelación entre la generación hidroeléctrica y la generación térmica es una constante en muchos sistemas eléctricos, pues se debe mantener un suministro constante y confiable de energía, de acuerdo con las fluctuaciones naturales y la demanda del mercado.



FIGURA 14.

### Generación por fuente en Argentina, 2019-2022



Fuente: elaboración propia con datos de Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA).

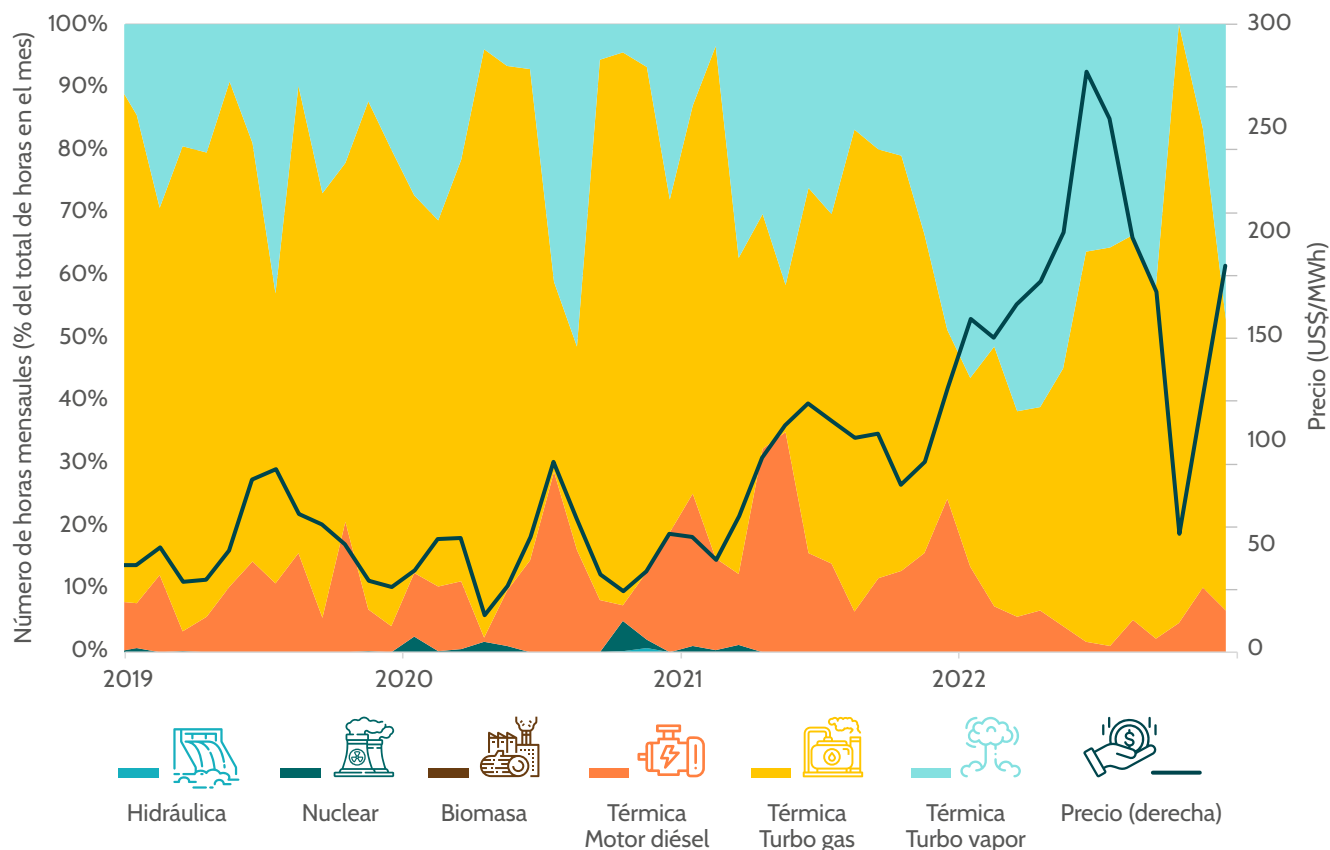
Nota: el gráfico representa el porcentaje mensual de generación eléctrica según fuente en el MEM de Argentina. La categoría "energía renovable" engloba la energía eólica, solar, biomasa, biogás e hidroeléctrica renovable con una capacidad de  $\leq 50$  MW. Es evidente que, aunque la generación térmica predomina en el mercado, la participación de las energías renovables está en ascenso.

En la [Figura 15](#), se presenta el porcentaje de horas en las que cada tipo de planta, según su fuente de generación, establece el precio marginal en el mercado *spot* de Argentina. Esto significa que se muestra cuál planta actúa como referencia para la determinación del precio *spot* en cada momento. Las plantas térmicas con motores de turbo gas son las que fijan el precio durante la mayor parte de las horas, seguidas

por las plantas de turbo vapor y diésel. Este panorama pone de manifiesto la vulnerabilidad de la matriz eléctrica argentina ante las fluctuaciones en los precios internacionales de los combustibles. Aunque la integración de fuentes renovables puede ayudar a estabilizar y potencialmente reducir los precios del mercado *spot*, la influencia de los precios de los combustibles fósiles seguirá siendo significativa.

FIGURA 15.

Número de horas de operación por tipo de planta y precio *spot*. Argentina, 2019-2022



Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA.

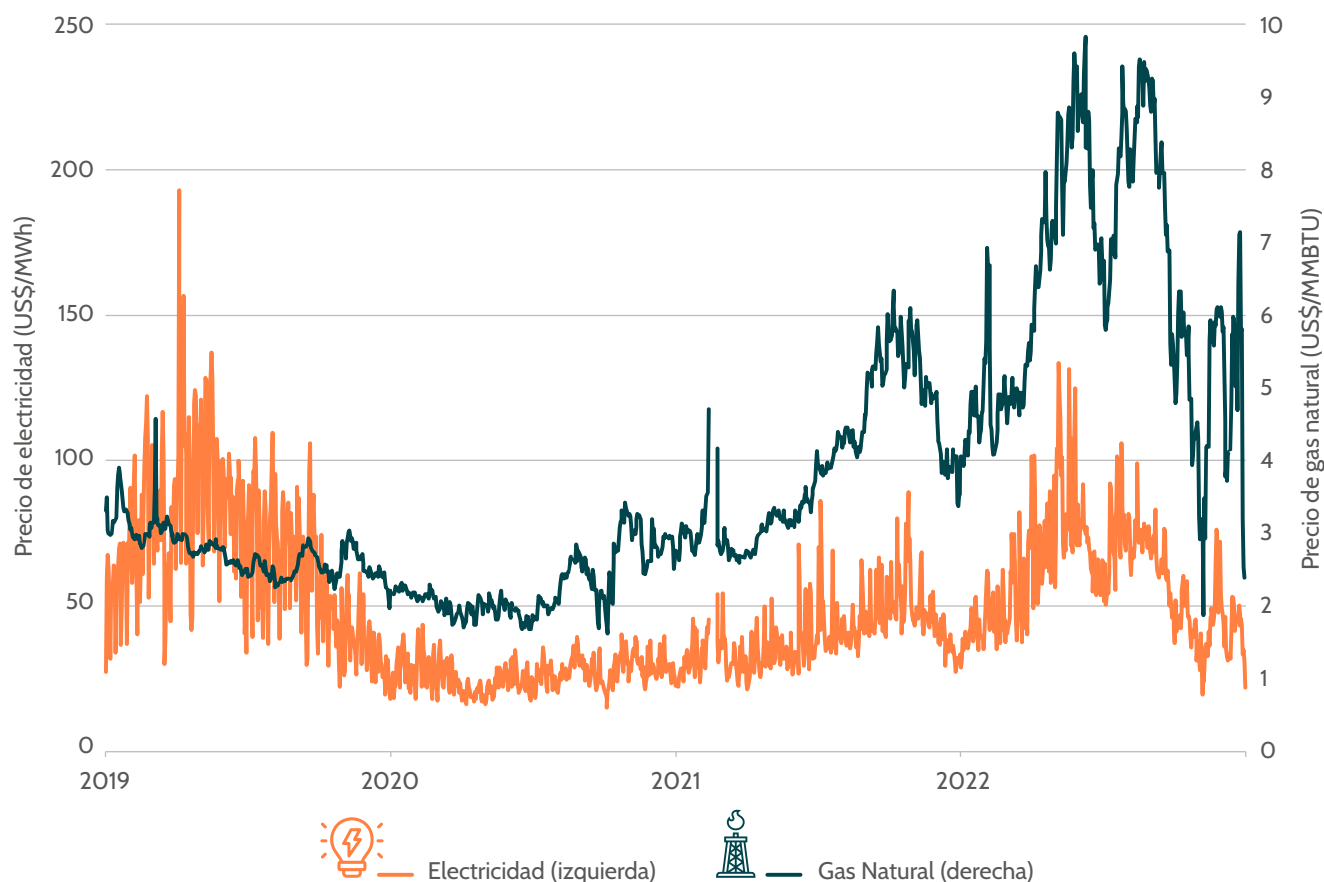
Nota: este gráfico ilustra el porcentaje de horas en que cada tipo de planta establece el costo marginal mensualmente en el MEM de Argentina. Las plantas de turbo gas predominan en la determinación del precio, seguidas de las de turbo vapor y diésel. En el eje de la derecha se muestra el precio *spot*. Se observa que el costo marginal suele estar influido por los precios de los combustibles fósiles, como el gas natural, ya que se sigue la misma tendencia del índice mostrado en la [Figura 9](#).

En México, al igual que en Argentina, el gas natural ocupa un lugar prominente en la matriz de generación eléctrica. Estas plantas son esenciales para determinar el precio a corto plazo de la electricidad. Esta relación se manifiesta claramente en la [Figura 16](#), donde se muestran una clara relación entre los precios del gas natural y de la electricidad. Esta dinámica no es exclusiva de estos países. Como se mostró en el [capítulo 4](#), países europeos como Alemania e Italia han registrado incrementos en sus precios mayoristas por la influencia del precio del gas natural en sus matrices eléctricas.

Tanto Argentina como México se enfrentan a retos similares a los de los países europeos. Se plantea entonces la pregunta de cómo reducir la dependencia del precio mayorista de la electricidad de los costos de los combustibles fósiles. Los países europeos han respondido incrementando sustancialmente las energías renovables, esperando desvincular en el futuro el precio de la electricidad del costo del gas natural para procurar una mayor estabilidad en los precios mayoristas.



**FIGURA 16.** Precio a corto plazo de la electricidad y el gas en México, 2019-2022



Fuente: elaboración propia con datos de CENACE.

Nota: el eje izquierdo refleja el costo marginal promedio diario de la electricidad en México, mientras que el eje derecho representa el precio del gas natural, según lo reportado por CENACE en sus documentos de costos totales nivelados por tecnología de generación de referencia. Es evidente la correlación entre los precios del gas natural y los precios de la electricidad. Para una visualización más clara de la vinculación entre ambas variables, los precios de febrero de 2021 han sido omitidos.



## 5.4 El rol de las hidroeléctricas en los precios

**América Latina y el Caribe cuenta con un alto porcentaje de energía renovable debido, principalmente, a la significativa generación hidroeléctrica.**

En países con una fuerte dependencia de la generación hídrica, el valor del agua es crucial para determinar los precios de la electricidad. Dicho de otro modo, los precios a corto plazo de electricidad están atados a los ciclos hídricos y a la disponibilidad de agua. Los cambios en los patrones de precipitación y los eventos climáticos extremos, como sequías prolongadas, representan los principales desafíos para el sector eléctrico de muchos países de la región. Estos factores añaden complejidad a la planificación operativa y al manejo del sistema energético.

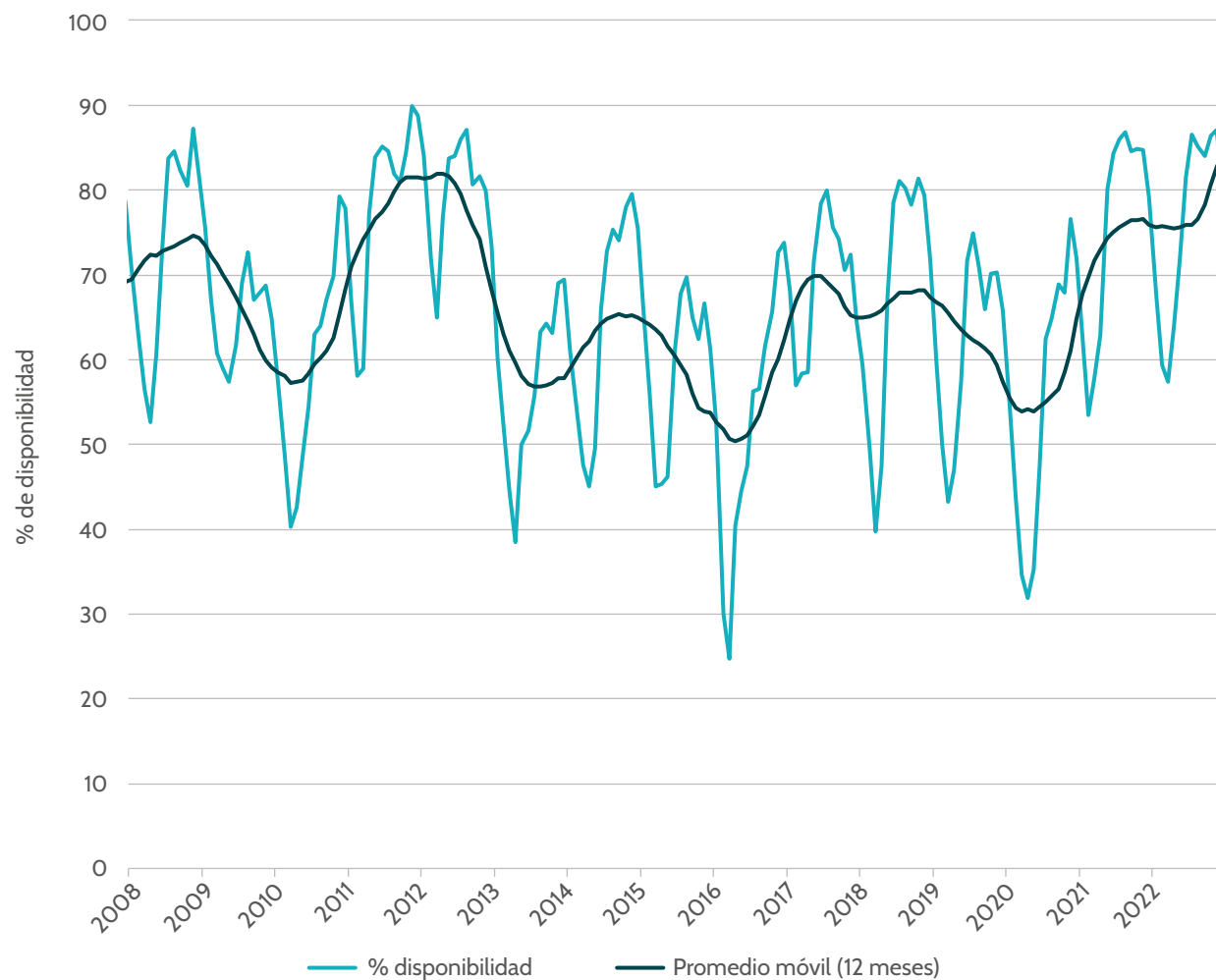
Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) señala que América Latina y el Caribe experimentará condiciones aún más variables y extremas que las actuales, lo que podría resultar en periodos de sequía más largos y episodios de lluvia más cortos e intensos, además de inundaciones (Castellanos *et al.*, 2022). Las principales sequías en la región han estado asociadas al fenómeno de la oscilación del sur de El Niño (ENSO, por sus siglas en inglés), que exacerba estos patrones.<sup>28</sup>

El sector eléctrico colombiano enfrenta retos constantes: el riesgo de déficit en la producción de energía hidroeléctrica y el posible racionamiento de la demanda durante los episodios de El Niño son los más apremiantes. Por ejemplo, durante los últimos quince años, Colombia ha experimentado tres episodios notables de El Niño, en 2010, 2015 y finales de 2019. Estos episodios provocaron sequías pronunciadas en distintas regiones de América Central y América del Sur. La [Figura 17](#) ilustra las reservas acumuladas del sistema interconectado nacional (SIN) de Colombia y muestra una reducción notable en estos periodos. Las sequías repercuten en los niveles de agua de los ríos que alimentan las centrales hidroeléctricas, alteran los flujos estacionales y aumentan la evaporación en los embalses.



<sup>28</sup> El fenómeno ENSO tiene tres fases: El Niño, La Niña y una fase neutral. El Niño implica un calentamiento anómalo del océano en el Pacífico tropical central y oriental, lo que disminuye las lluvias en Indonesia y las aumenta en el Pacífico tropical, debilitando los vientos del este. La Niña, en cambio, se caracteriza por un enfriamiento anómalo en las mismas áreas, con un aumento de las lluvias en Indonesia, una disminución en el Pacífico tropical central y un fortalecimiento de los vientos del este.

**FIGURA 17.** Reservas agregadas del SIN. Colombia, 2008-2022



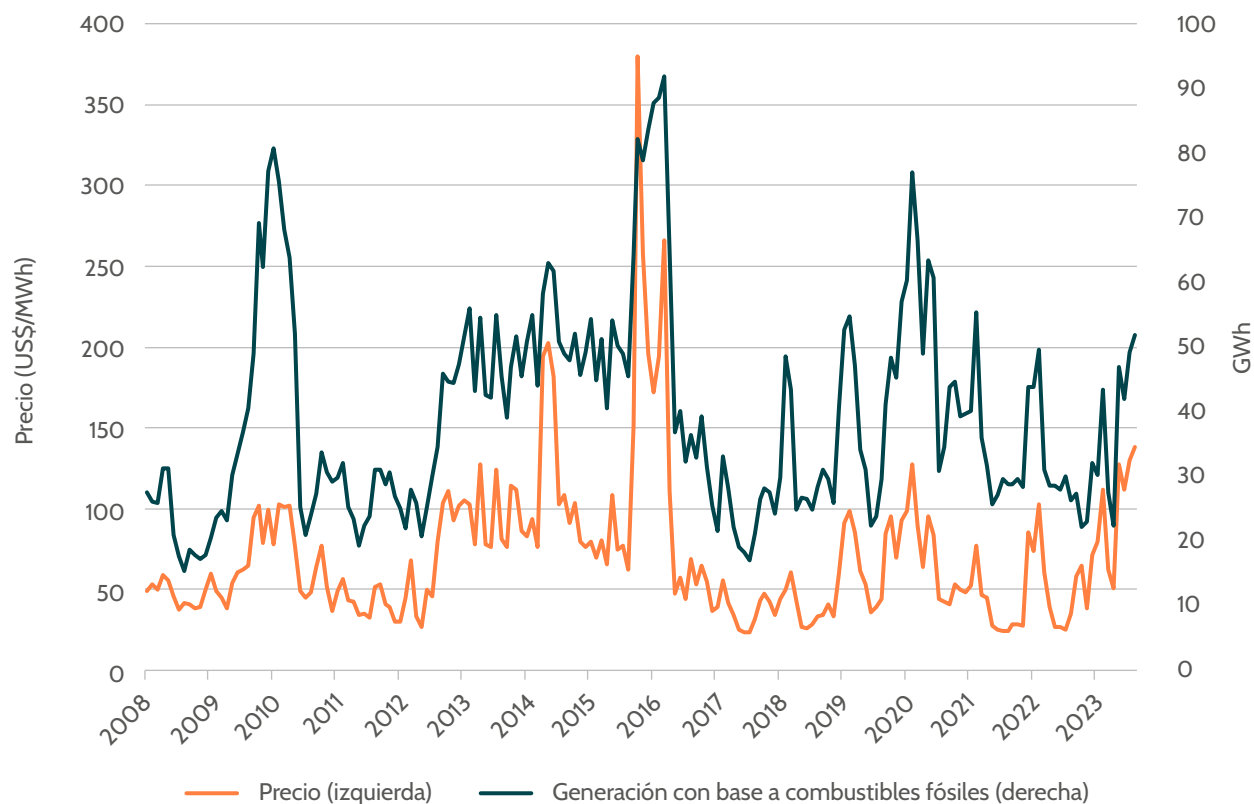
Fuente: elaboración propia con base en datos de XM.

Nota: las reservas energéticas del sistema interconectado nacional de Colombia (SIN) se basan en el agua útil almacenada en los embalses para generar electricidad. Se mide sumando el volumen de todos los embalses del SIN y se representa como un porcentaje de su capacidad total. En cuatro ocasiones, las reservas han caído por debajo del 60%, lo que impacta en el portafolio de generación eléctrica del país; la deficiencia se compensa con energía de plantas térmicas.

Una consecuencia directa de El Niño para Colombia ha sido la necesidad de incrementar la participación de las plantas térmicas, aunque de manera estacional y generalmente por períodos no muy prolongados. La [Figura 18](#) ilustra la relación entre la generación de energía a partir de combustibles fósiles y el precio de la energía en el mercado mayorista colombiano. Durante períodos de estrés hídrico, la generación basada en fósiles se incrementa notablemente, y este

aumento está a su vez estrechamente vinculado a un alza en los precios de electricidad a corto plazo. Esta situación se ve agravada por episodios donde ciertos actores ejercen poder de mercado. De hecho, el alza en los precios durante el período de estrés hídrico de 2015-2016 se puede atribuir, en gran parte, al incremento en la capacidad de propietarios de unidades generadoras de ejercer poder de mercado (McRae y Wolak 2017).

**FIGURA 18.** Generación y precios de electricidad en Colombia, 2008-2023



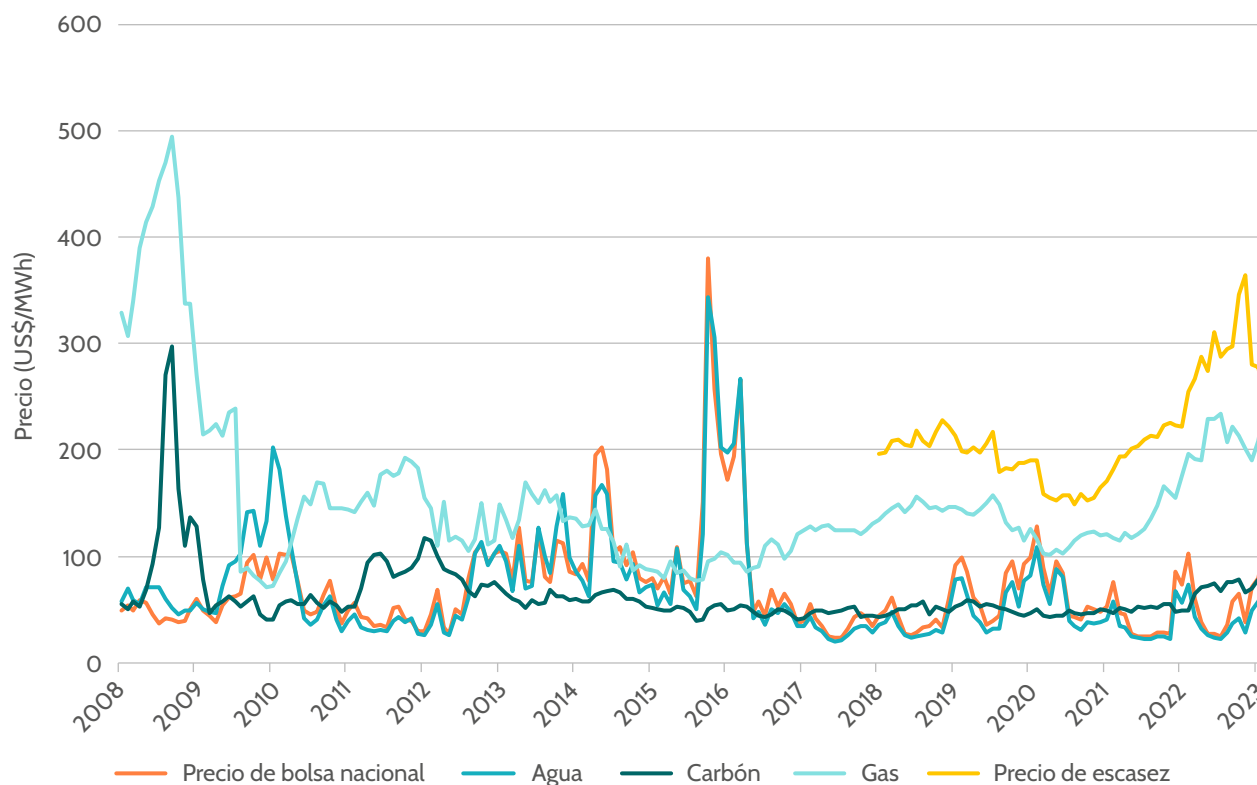
Fuente: elaboración propia con datos de Sinergox.

Nota: la figura muestra el precio promedio ponderado (PPP) de la Bolsa Nacional. Este precio corresponde al mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar electricidad en el despacho ideal y que no presentan inflexibilidad. La figura también presenta la generación real mensual del Sistema Interconectado Nacional.

Dentro del mercado de subastas de Colombia, los precios spot son determinados en mayor medida por las ofertas emergentes de las plantas hidroeléctricas que por los precios establecidos de las plantas térmicas. La Figura 19 ilustra el comportamiento promedio de los precios de las ofertas en función de la tecnología de generación y el precio

en bolsa. Para contrarrestar estos episodios de precios elevados, se estableció un límite superior, denominado precio de escasez. El precio de escasez actúa como mecanismo regulador; evita alzas drásticas en el precio y fija un límite en los incrementos de la tarifa eléctrica.

**FIGURA 19.** Precios mayoristas de electricidad en Colombia, 2008-2023



Fuente: elaboración propia a partir de Sinergox.

Nota: la figura muestra el precio promedio ponderado (PPP) de la Bolsa Nacional. Este precio corresponde al mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el despacho ideal y que no presentan inflexibilidad. También se muestran las ofertas de precios promedio para los MWh generados a partir de hidroeléctricas, plantas térmicas y el precio de escasez. El precio de escasez es el valor máximo de la electricidad, determinado mensualmente según regulaciones y se basa en costos variables del Sistema Interconectado Nacional y del combustible.

### Al igual que Colombia, Brasil posee una matriz eléctrica dominada por la generación hidroeléctrica.

La electricidad de origen hídrico ha constituido más del 70% del total en las últimas dos décadas.

Si bien los eventos que afectan la disponibilidad hídrica impactan en los precios mayoristas de electricidad en ambos países, no lo hacen del mismo modo. Brasil se distingue por gestionar su mercado eléctrico con un sistema basado en costos auditados, en lugar del sistema de subasta colombiano.

Debido a las grandes dimensiones del sistema eléctrico brasileño y a las variaciones hidrológicas entre regiones y estaciones, las centrales hidroeléctricas generan volúmenes

de energía variables. Para mitigar este riesgo, Brasil utiliza un mecanismo de realocación de energía en el mercado de corto plazo que distribuye la variabilidad entre todas las hidroeléctricas del país, compensando las diferencias regionales y estacionales. Este sistema garantiza una mayor estabilidad en el suministro eléctrico, evitando que las fluctuaciones en una región afecten significativamente el mercado y por lo tanto a los precios a corto plazo.

En Brasil y otros mercados que se basan en costos, es esencial para los operadores y los reguladores determinar el valor económico del agua. En América Latina y el Caribe, este valor se establece mediante simulaciones que toman en cuenta diferentes escenarios hidrológicos. En situaciones de sequía, el valor del agua se asemeja al costo de racionar la electricidad, dado que no se puede cubrir la demanda completa. Con reservas hídricas medias, el valor del agua se relaciona con la planta térmica más eficaz, la cual suple la falta de generación hidroeléctrica. Pero en tiempos de

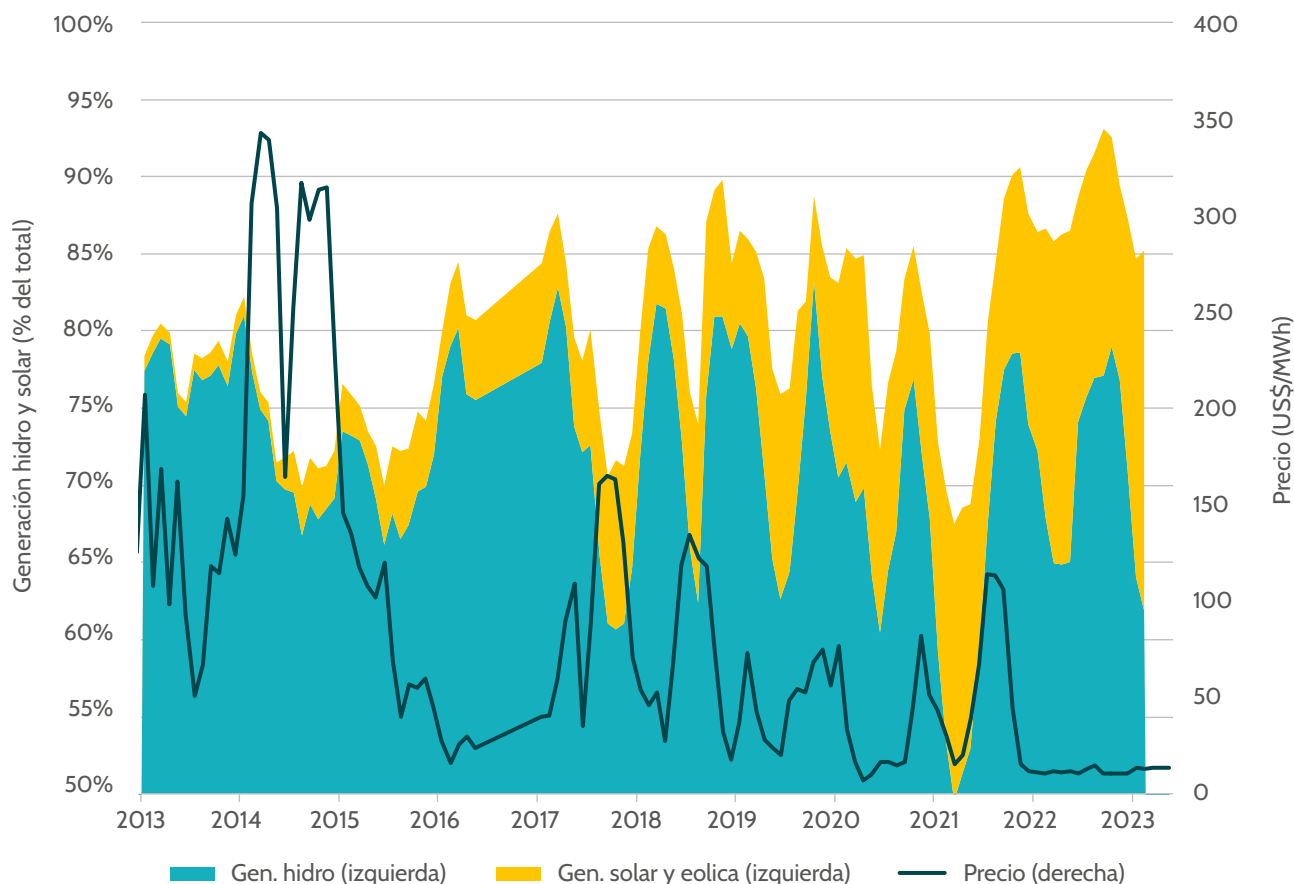


abundantes lluvias, cuando los embalses se llenan excesivamente, el valor del agua se vuelve nulo (Barroso *et al.*, 2021). Esto se puede ver en la [Figura 20](#), que muestra cómo los precios en el mercado mayorista de Brasil suben cuando la generación hidroeléctrica disminuye.

El año 2014 fue un claro ejemplo. La escasez de agua llevó los precios eléctricos a casi US\$ 300 por MWh. Ese año, Brasil produjo 590 TWh de electricidad, un aumento del 3.6% respecto de 2013. La disminución del 4.5% en la generación hidroeléctrica, debido a la sequía, fue compensada por aumentos significativos en la generación termoeléctrica, especialmente de petróleo (43.4%), carbón (24.2%) y gas natural (17.5%) (EPE, 2015).

**En años recientes, Brasil ha logrado reducir la dependencia del mercado eléctrico hacia los recursos hídricos.** La integración de las energías solar y eólica, que poseen costos marginales cercanos a cero, ha atenuado los aumentos de precios provocados por las disminuciones en la generación hidroeléctrica. Además, Brasil cuenta con una ventaja al incorporar estas fuentes renovables: su capacidad de almacenamiento hidroeléctrico existente, que no solo permite una gestión a corto plazo, sino que también favorece el equilibrio a largo plazo de la oferta y demanda de energía renovable variable (Schmidt, Cancelli y Pereira, 2016).

**FIGURA 20.** Precios y generación de electricidad en Brasil, 2008-2023



Fuente: elaboración propia con datos de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Nota: el gráfico ilustra el precio promedio de compensación de energía (PLD) en las zonas del mercado brasileño y el porcentaje mensual de generación proveniente de energías renovables, desglosado por tipo de fuente. Cuando la producción hidroeléctrica decrece, los precios suelen subir. Adicionalmente, la energía solar y la eólica han venido a reforzar la producción hidroeléctrica, aumentando la proporción de energías renovables en la matriz eléctrica y, por lo tanto, contribuyendo a que haya precios más bajos en el mercado spot.

El impacto de los fenómenos climáticos en los sistemas eléctricos se vuelve más crítico al considerar que, en las próximas décadas, ciertas zonas de América del Sur, como gran parte de Chile y partes de Argentina —desde los Andes centrales hasta la Patagonia—, y México experimentarán disminuciones en las lluvias y los flujos pluviales (IEA, 2021a). Estas condiciones podrán impactar negativamente en la producción de energía a partir de fuentes hidroeléctricas. Es posible que Argentina y Chile enfrenten descensos en la generación hidroeléctrica y que, al mismo tiempo, las regiones costeras de países andinos como Colombia, Ecuador y Perú experimenten un aumento en sus niveles de precipitaciones.

## 5.5 Volatilidad de precios en un contexto de mayor integración de la energía solar y eólica

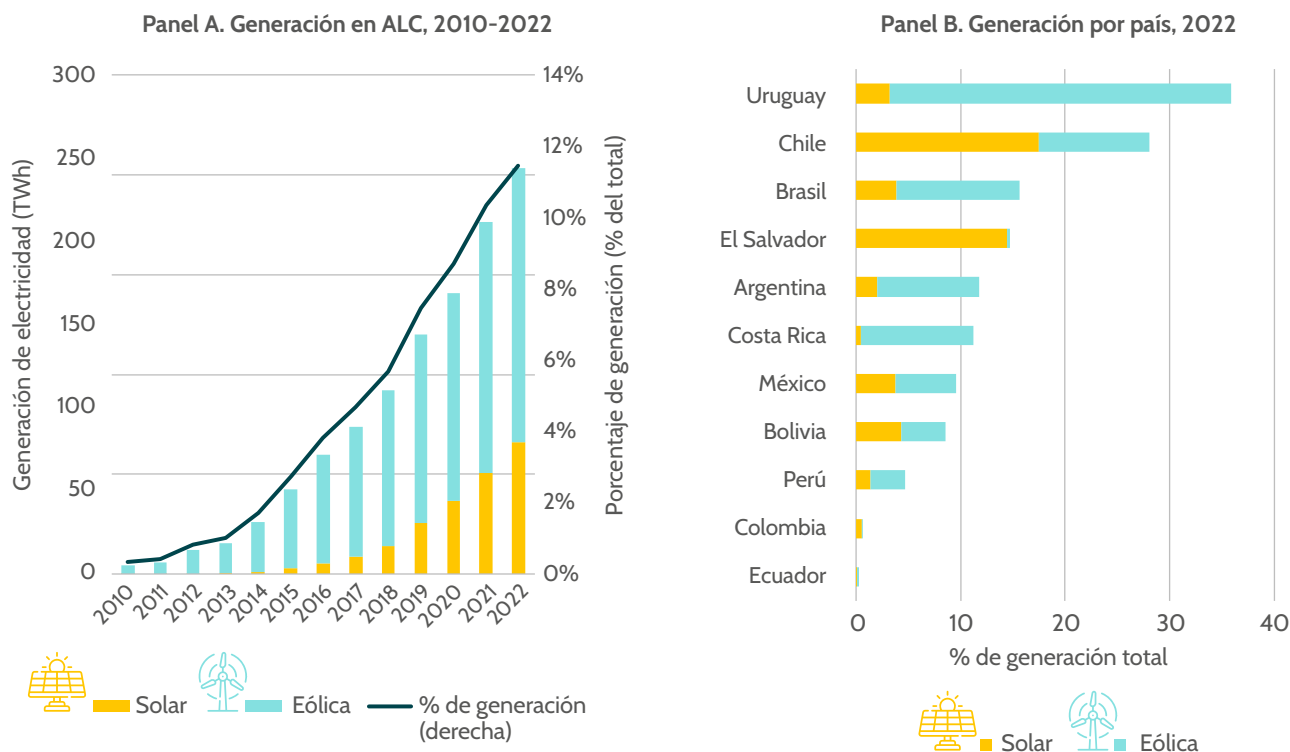
La integración de las energías solar y eólica presenta nuevos desafíos a los mercados mayoristas, como se mostró en el [capítulo 3](#). Estas energías, al haberse incrementado su relevancia en los últimos 10 años, llevan a preguntarse si

los diseños de mercado actuales son capaces de garantizar el suministro eléctrico a corto y largo plazo ante la incertidumbre inherente a su generación y sus costos marginales cercanos a cero. América Latina y el Caribe ha presenciado una rápida integración de las energías solar y eólica en la última década (ver [Figura 21](#)). De generar 4,6 TWh en 2010, en 2022 la región generó 230 TWh con estas tecnologías, siendo la eólica la de mayor integración. Estas tecnologías representaron en 2022 el 12% de la generación. Su adopción en los distintos países ha sido heterogénea.

En la vanguardia de la adopción de tecnologías solares y eólicas se encuentran países como Uruguay, Chile y Brasil, tal como se ilustra en el [Panel B de la Figura 21](#). La incorporación de estas tecnologías se ve influida por marcos regulatorios, estructuras institucionales y disponibilidad de recursos, factores que estos países han logrado capitalizar favorablemente para potenciar la generación de energía solar y energía eólica. Uruguay va liderando estos esfuerzos de manera relativa, con aproximadamente el 35% de su energía proveniente de estas fuentes renovables y la eólica llevándose el mayor porcentaje. Le siguen Chile, que genera el 18% de su energía utilizando estas tecnologías, y Brasil, con un 15%.



**FIGURA 21.** Generación de energía solar y eólica



Fuente: elaboración propia con datos de EMBER.

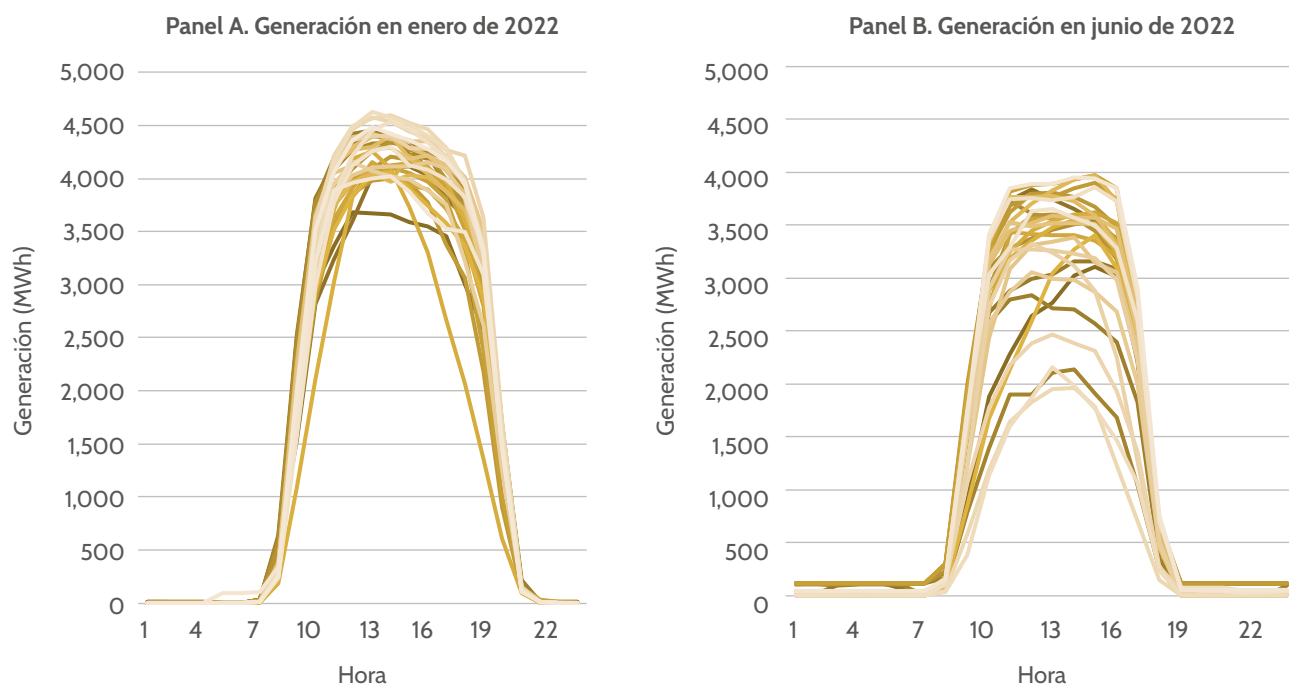
Nota: el gráfico muestra la evolución anual de la generación de energía solar y eólica en ALC. La producción solar ha aumentado considerablemente a lo largo del período analizado, con una tasa de crecimiento anual compuesta del 70%. Por su parte, la energía eólica ha presentado una tasa de crecimiento del 30%. Gracias a la rápida adopción y el despliegue de estas tecnologías, para 2022 ambas fuentes representaron alrededor del 12% del total de la electricidad generada en la región, como se puede observar en la línea azul del gráfico del Panel A. El Panel B muestra los porcentajes de generación de energía solar y eólica en relación con el total de la energía para diversos países de la región. Uruguay, Chile y Brasil encabezan la lista en cuanto a la integración de estas fuentes de energías renovables, y Uruguay en particular se destaca por un extenso despliegue de energía eólica en relación con su producción total. Chile es el país con la proporción más alta de energía solar respecto de la energía total.

### La incorporación de fuentes energéticas como la solar y eólica trae consigo los retos propios de su naturaleza intermitente.

La capacidad de control sobre la producción eléctrica de estas fuentes es limitada; el factor de carga fluctúa según la estación del año y el momento del día. De hecho, un análisis más detallado sobre la operación de los sistemas eléctricos con generación solar solo puede lograrse al observar su producción horaria. La [Figura 22](#) muestra la intermitencia de la generación solar en Chile, que varía entre las horas del día

y entre los días del mes. Eventualidades tan simples como las nubes pueden influir significativamente en la capacidad generadora de esta tecnología. El [Panel A](#) exhibe la generación por hora durante los días de enero de 2022. En este mes de verano el pico de generación solar se alcanza entre las 13 h y las 16 h, aunque no consistentemente todos los días. El [Panel B](#) presenta la generación solar durante junio, mes invernal en el hemisferio sur: en ciertos días la producción fue apenas la mitad de lo registrado en los veraniegos días de enero. Esta variabilidad implica que, a corto plazo, el mercado mayorista deba incentivar la operación de plantas, principalmente térmicas o hidroeléctricas, capaces de proporcionar la flexibilidad a la que estas fluctuaciones obligan.

**FIGURA 22.** Generación solar de Chile por hora, 2022



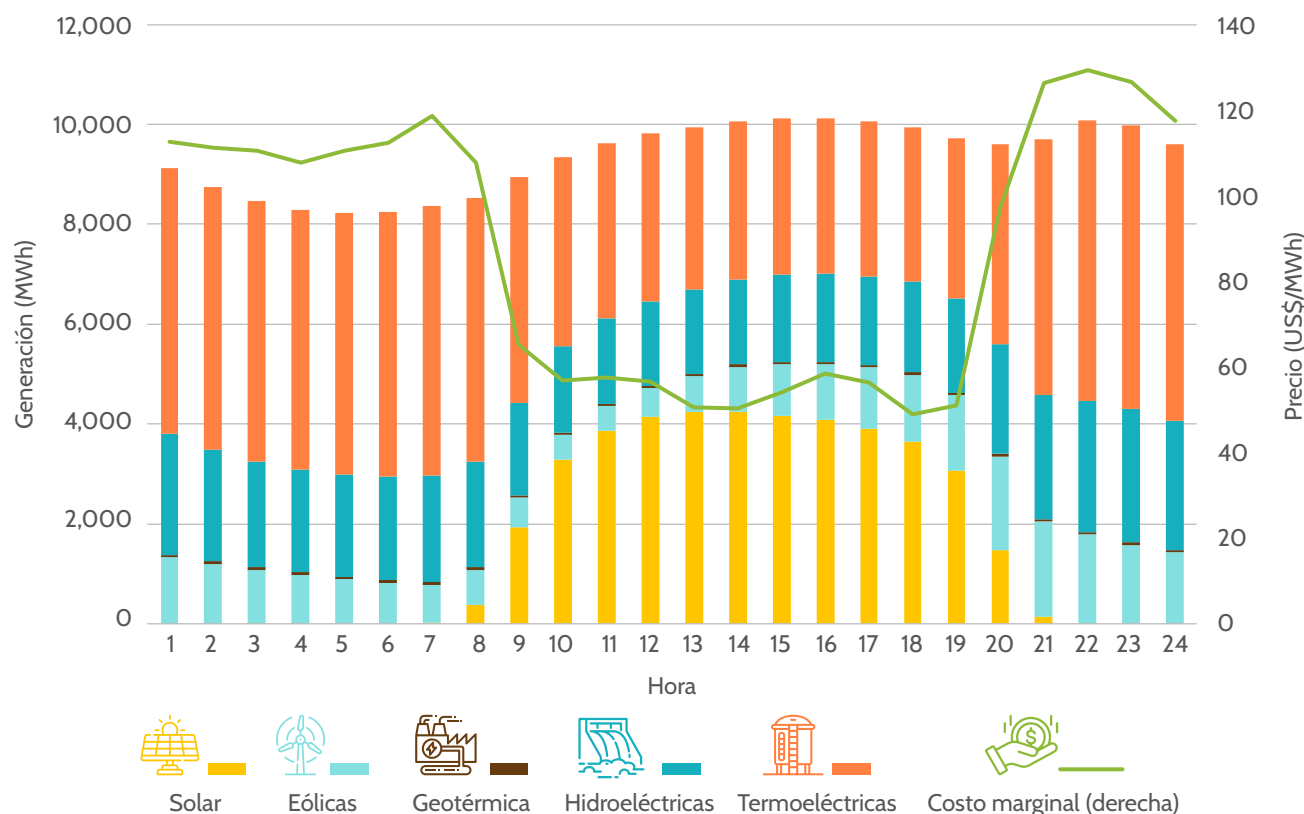
*Fuente:* elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

*Nota:* en la figura, cada panel despliega, para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile, la generación solar diaria por hora en el respectivo mes. La generación solar presenta variaciones incluso entre días consecutivos de una misma estación. Estas fluctuaciones pueden atribuirse a diversas condiciones atmosféricas, como la presencia de nubes, que impactan negativamente en el rendimiento de los paneles solares y disminuyen el factor de planta. La figura también resalta claramente la estacionalidad inherente a la generación solar. Enero, pleno verano en el hemisferio sur, muestra una generación energética superior en comparación con junio, mes invernal. Este contraste estacional subraya la dependencia de la energía solar respecto de las condiciones climáticas y la posición relativa del sol durante las diferentes épocas del año.

El efecto en los precios *spot* se manifiesta con claridad: a medida que se integra más generación de energía solar, se observa una variabilidad creciente. En general hay dos periodos en el comportamiento de los precios. En el primero, en donde la generación solar es inexistente, el precio de equilibrio en el mercado refleja el costo marginal de las plantas térmicas, que suelen tener un costo más alto. Segundo, cuando las instalaciones solares generan electricidad, este costo marginal se reduce, ya que se priorizan

plantas con costos más bajos que las de un escenario sin energía solar. Aunque la incorporación de energía solar lleva a una disminución en los precios promedio mayoristas, la variabilidad de estas fuentes introduce una significativa fluctuación en los precios a lo largo del día. La [Figura 23](#) presenta la generación promedio por hora durante enero de 2022 en el SEN chileno. Cuando las instalaciones solares no aportan electricidad, las centrales térmicas asumen su lugar.

**FIGURA 23.** Generación y precio de la electricidad por hora en el mercado chileno, enero de 2022



Fuente: elaboración propia con datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

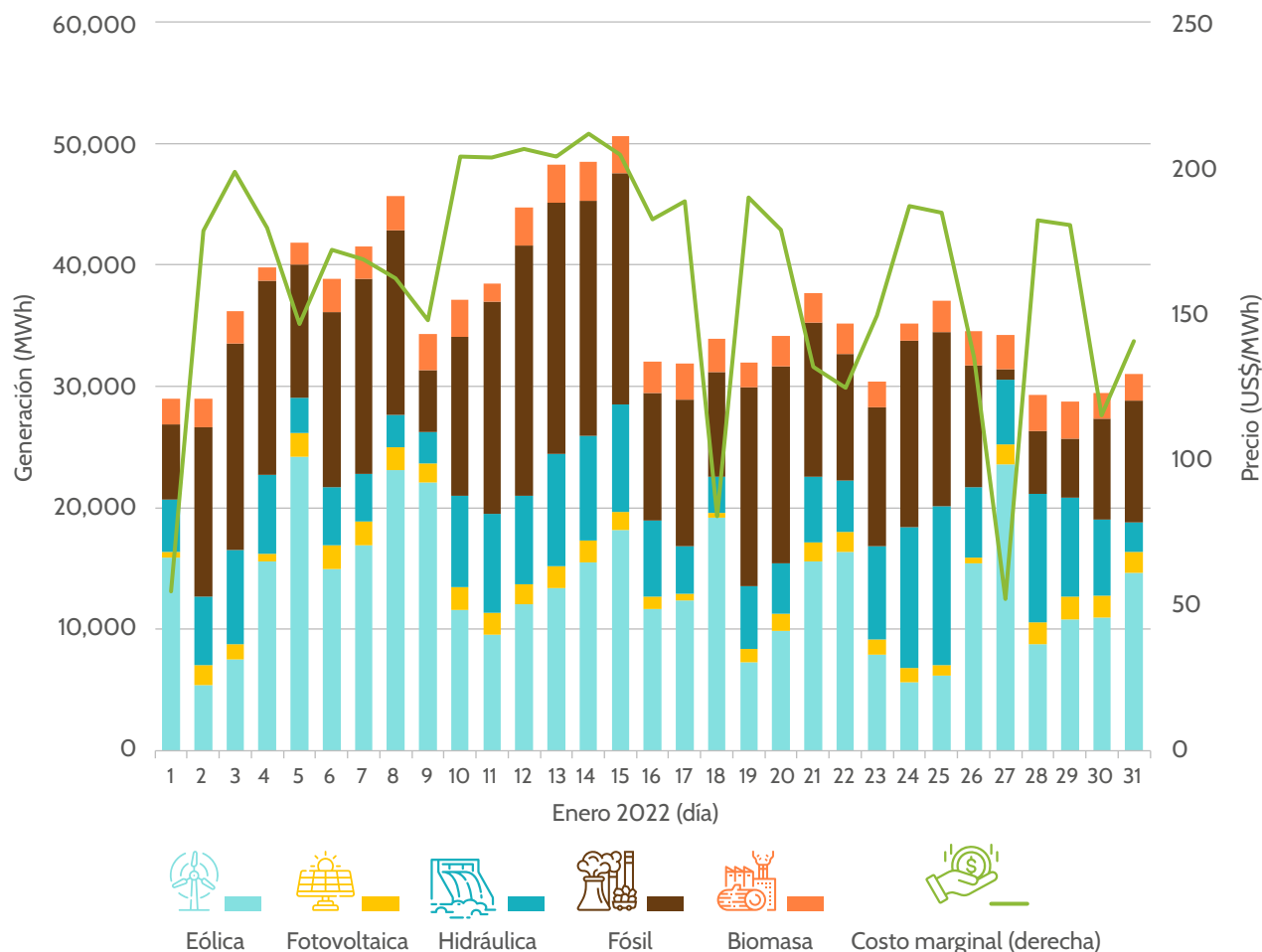
Nota: la línea verde señala el precio promedio mensual nodal de enero de 2022 por hora en el SEN de Chile. Este fue estimado como el promedio por hora del precio marginal local. Las barras muestran el promedio de generación por hora según la tecnología en el Sistema Interconectado Nacional, que incluye las principales tecnologías de generación. Los costos marginales de electricidad del mercado disminuyen a medida que la generación solar aumenta. Estos días se eligieron únicamente con fines ilustrativos.

Al igual que la energía solar, la producción de energía eólica también es intermitente. Uruguay se distingue por ser uno de los líderes en la integración de energía eólica en América Latina y el Caribe y resulta por lo tanto un buen ejemplo. En la [Figura 24](#) se ilustra la generación de energía por tipo de tecnología a lo largo de enero de 2022 en el sistema eléctrico uruguayo. En los días con predominancia de generación de energía con combustibles fósiles los precios suben hasta alcanzar valores cercanos a US\$ 200 por MWh. Inversamente, en períodos con menor dependencia de estas centrales los precios suelen decrecer.

La variabilidad de precios parece estar determinada por al menos dos factores. Primero, la generación eólica: en jornadas con escasa producción eólica, los precios aumentan. Segundo, la demanda eléctrica: en días con picos de demanda, se requiere una mayor contribución de la generación térmica, lo que también provoca un aumento de los precios. La Figura sugiere que, a pesar del compromiso de Uruguay con las energías renovables, las plantas marginales —que en muchas ocasiones son térmicas— continuarán dictando los precios.



**FIGURA 24.** Generación y precio de la electricidad por hora en el mercado uruguayo, 2022



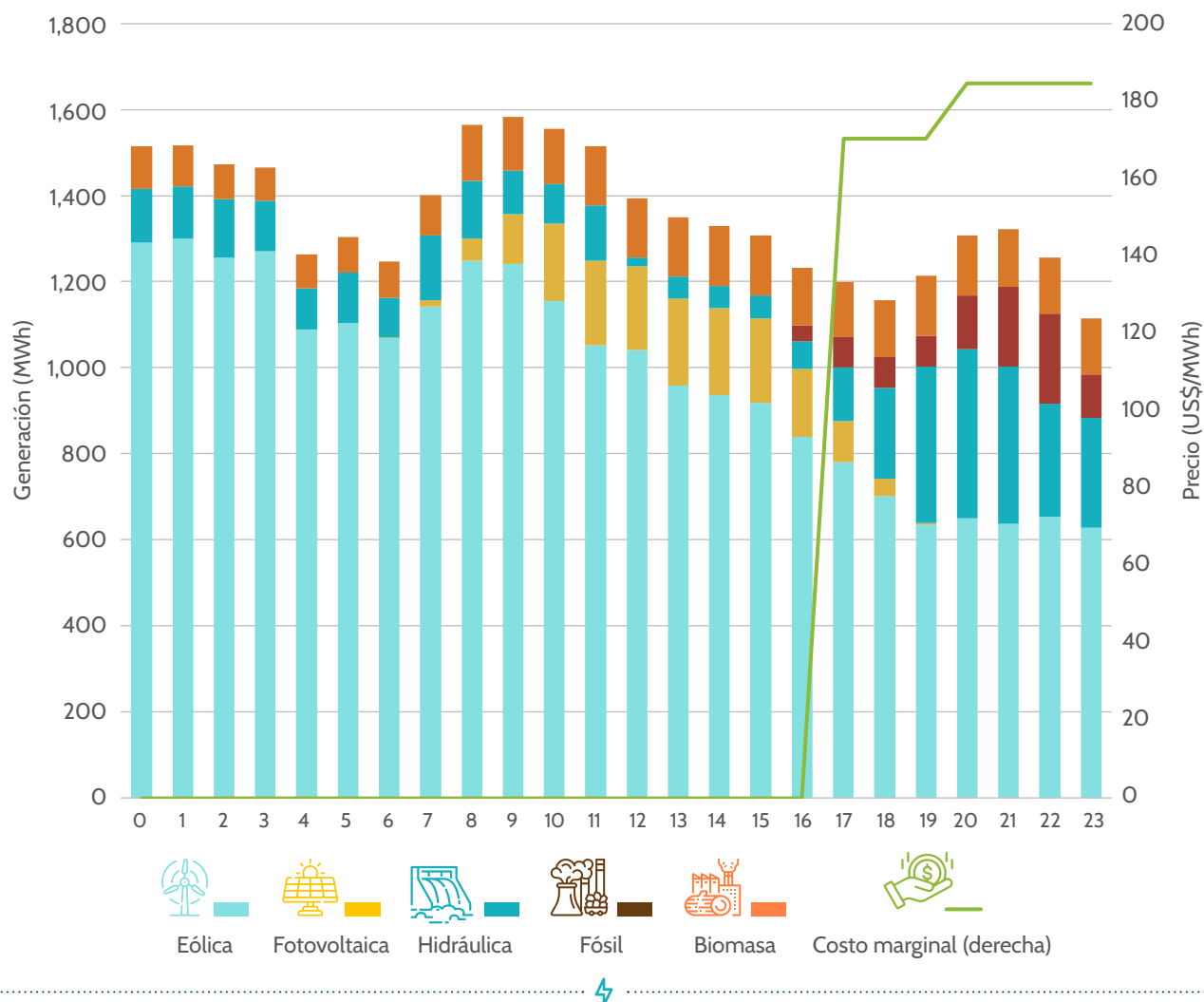
Fuente: elaboración propia con datos de ADME.

Nota: la línea verde señala el promedio diario de enero de 2022 del costo marginal por día de la electricidad. Los precios son los comercializados en el Despacho Nacional de Cargas (DNC) de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) de Uruguay. Las barras muestran la generación por hora y por tecnología en el mercado mayorista. En periodos con mayor generación de energía con combustibles fósiles los precios tienden a aumentar hasta alcanzar US\$ 200 por MWh. En los periodos con menor requerimientos de estas plantas los precios tienden a ser menores. Al menos dos componentes podrían explicar la variabilidad de precios: primero, la generación eólica, pues en días con poca generación eólica los precios tienden a ser mayores; segundo, la demanda eléctrica: en días con más picos de demanda se requiere mayor generación térmica y aumenta el precio. La figura muestra que a pesar de que Uruguay tiene alta penetración de energías renovables, la planta marginal, que en muchos casos es térmica, seguirá determinando los precios.

En escenarios con una marcada integración de la energía eólica, ¿es posible que se presenten periodos en que los costos marginales se aproximen a cero? La Figura 25 ilustra un día en el cual, durante gran parte de la jornada, los

precios efectivamente convergen a cero, como resultado de una importante generación eólica y solar y una baja demanda de electricidad en el mercado uruguayo.

**FIGURA 25.** Generación y precio de la electricidad en Uruguay, 27 de enero de 2022



Fuente: elaboración propia con datos de ADME.

Nota: la línea verde indica el costo marginal diario de la electricidad, con precios reflejados en el Despacho Nacional de Cargas de la Administración del Mercado Eléctrico en Uruguay. Las barras representan la generación eléctrica por hora y por tecnología el 27 de enero de 2022. Durante la mayor parte del tiempo, las energías eólica y solar hacen que el costo marginal sea cero. En momentos de menor generación a cargo de estas fuentes, las plantas térmicas intervienen y determinan el precio *spot* en el mercado.

### Los mercados con alta integración de fuentes renovables ponen en evidencia la necesidad de flexibilidad en los mercados y redes de electricidad.

La gestión adecuada de estos desafíos es crucial para prevenir el retiro prematuro de plantas eléctricas que, a pesar de no operar constantemente, resultan esenciales en situaciones de escasa generación eólica o solar, así como en picos de demanda, y garantizan así la confiabilidad en la prestación del servicio eléctrico. En un contexto en que predominan los costos marginales nulos, posiblemente se obligaría a algunas plantas a dejar de operar; en episodios de estrés, se requerirían

cortes de energía para equilibrar la oferta y demanda, y todos los participantes del mercado se verían afectados. La situación plantea interrogantes acerca del diseño actual del mercado mayorista para asegurar operaciones eficientes y vuelve a subrayar la importancia de contar con un soporte financiero adecuado, por un lado, para conservar generadores existentes que equilibran el sistema y, por el otro, para fomentar la incorporación de sistemas de almacenamiento y de generadores nuevos y flexibles, además de inversiones en los sistemas de transmisión.

## 5.6

### Eventos climatológicos extremos y sistemas eléctricos

**El sistema eléctrico se enfrenta a la presión creciente que representa el cambio climático.** El calentamiento global, los cambios permanentes en los patrones de precipitación, el aumento del nivel del mar y los eventos climáticos extremos representan hoy por hoy un desafío considerable para la resiliencia de los sistemas eléctricos e incrementan la probabilidad de cortes en el suministro eléctrico. El cambio climático afecta directamente cada segmento del sistema eléctrico, desde la generación hasta la demanda. En muchos países, la frecuencia y la intensidad crecientes de fenómenos climáticos muy severos —sequías, olas de calor, olas de frío, incendios forestales, ciclones e inundaciones, entre otros— se han convertido en la principal causa de los apagones a gran escala. Los recientes cortes de energía en California debido al calor extremo, en Texas por olas de frío y en Australia por incendios forestales ponen de manifiesto la vulnerabilidad actual de los sistemas eléctricos frente a estos peligros climáticos (IEA, 2021b). Se vuelve a verificar una y otra vez la importancia de la diversificación de la matriz eléctrica para hacerles frente a los fenómenos de este tipo.

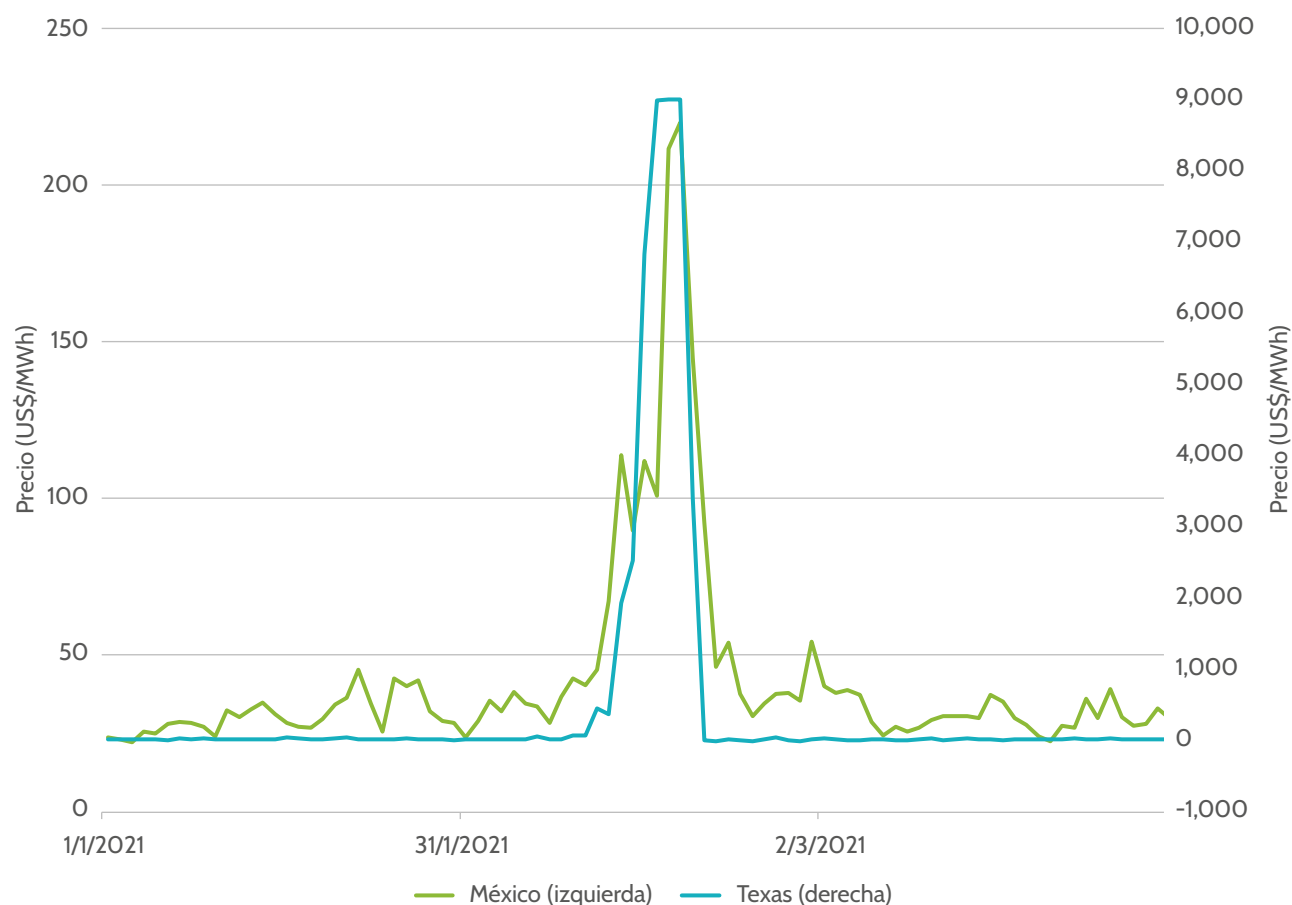
**En febrero de 2021, Texas vivió un evento climático que puso a prueba la robustez de su infraestructura eléctrica.** Entre el 14 y el 18 de ese mes, el estado de la Estrella Solitaria padeció temperaturas extremadamente bajas, tormentas de nieve y formaciones de hielo. El Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), responsable de la gestión de la red eléctrica, enfrentó dificultades sin precedentes. Para el 16 de febrero, casi un tercio de su capacidad de invierno se encontraba inoperativa (King *et al.*, 2021). Durante la tormenta invernal, diversas fuentes de energía, incluida la eólica, alcanzaron un nivel de generación por debajo de las expectativas y la red se desestabilizó. ERCOT, conocido por su alta integración de energía eólica, cuenta con recursos flexibles para contrarrestar la intermitencia propia de este

tipo de energía en situaciones atípicas. Pero la magnitud del evento superó las previsiones. Los cortes en la cadena de suministro de gas natural cumplieron un papel crucial en las fallas de sus generadores. La oferta de electricidad insuficiente para satisfacer la demanda llevó a ERCOT a implementar apagones programados en toda la región para evitar una falla catastrófica en el sistema. Dentro del ámbito de ERCOT, 263 plantas sufrieron interrupciones, 95 de las cuales fueron totales. Las razones detrás de estas desconexiones fueron variadas, pero el gas natural y las fuentes eólicas cumplieron un papel destacado en la catástrofe, cada uno contribuyendo con cerca del 41% de la capacidad no disponible (Hartley, Medlock y Hung 2022).

**México, estrechamente conectado con Texas en términos de intercambio energético, no fue ajeno a las complicaciones que surgieron de la tormenta invernal.** Dada su dependencia del gas natural texano, el sistema eléctrico mexicano enfrentó graves desafíos cuando se vio limitada la exportación de este recurso esencial desde Texas. El 13 de febrero, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México declaraba un estado de alerta en el sistema interconectado nacional y señalaba directamente a las limitaciones en el suministro de gas natural como la causa principal de la situación. Los precios del gas y de la electricidad alcanzaron niveles récord en el país.

La [Figura 26](#), al comparar los precios de la electricidad en Texas y México, ofrece una perspectiva clara del impacto diferenciado en ambos mercados. Si bien ambos países experimentaron alzas en sus precios, el incremento en Texas fue descomunal, hasta cuarenta veces superior al registrado en México. Dado que ERCOT es un mercado únicamente de energía con un precio máximo de electricidad de US\$9,000 por MWh, este evento provocó que se alcanzara dicho límite en los mercados a corto plazo. Estas cifras ponen de manifiesto la magnitud del estrés que sufrió el sistema texano y el mexicano. Ciertamente, hay que señalar que el efecto domino de la crisis no se limitó solo a la electricidad, sino que afectó a otros sectores y aspectos de la infraestructura energética.

**FIGURA 26.** Precios de electricidad en México y Texas, 2021



Fuente: elaboración propia con datos de CENACE y ERCOT.

Nota: la línea verde claro muestra los precios MDA de México mientras que la celeste muestra los precios del día de adelanto de Texas. La figura muestra el evidente efecto en los precios derivados de las condiciones climáticas extremas en Texas.

## 5.7

### Dinámica de los precios nodales y zonales

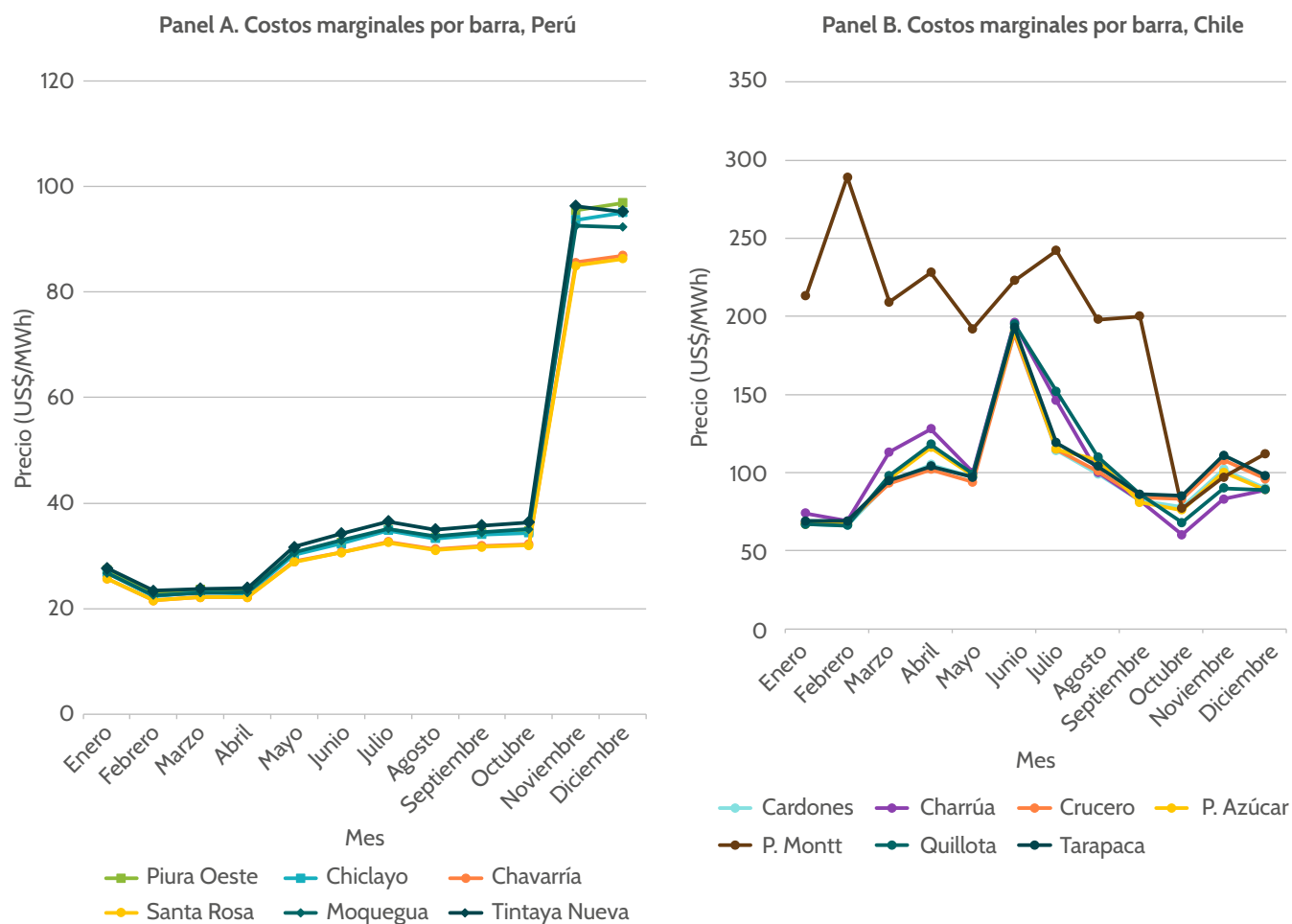
El modelo de precios nodales tiende, por su naturaleza, a ser más volátil que el de precios zonales, ya que refleja los periodos de congestión en la transmisión y las pérdidas asociadas. De hecho, los precios nodales son generalmente más afectados por la volatilidad espacial de la demanda eléctrica, lo que puede aumentar la volatilidad de los precios de la electricidad. Chile, México y Perú han optado por un modelo de precios nodales (ver Cuadro 6).

En la región, los diferenciales de precios marginales entre nodos constituyen un mecanismo para estimular la inversión en redes eléctricas en zonas con menor infraestructura. La Figura 27 ilustra la volatilidad entre nodos dentro de los mercados mayoristas peruano y chileno. El Panel A muestra los promedios mensuales de los costos marginales de las principales barras (o nodos) del mercado eléctrico peruano. El contraste de precios es especialmente notable entre las barras situadas en las zonas centrales (las proximidades de Lima, la capital del país) y aquellas localizadas en los extremos sur y norte del país. Las barras centrales suelen reflejar precios inferiores, un indicativo de la calidad y la capacidad de la infraestructura en esas áreas y sus cercanías a las plantas de generación eléctrica. Según la lógica del

mercado nodal, los precios elevados en zonas con infraestructura deficiente deberían incentivar inversiones para mejorar y expandir la infraestructura existente. El Panel B muestra los costos marginales de las principales barras en Chile. Como en el caso peruano, las diferencias en los costos nodales dan cuenta de la congestión y las pérdidas eléctricas asociadas. En la barra de Puerto Montt los precios han superado a los de otros nodos debido, en gran parte,

a las labores de reemplazo de conductores y la incorporación del Sistema de Transmisión Subestación Tineo (Nueva Puerto Montt). **Estos ejemplos subrayan cuán importante es monitorear y entender la estructura y la dinámica de los precios nodales, ya que reflejan directamente las condiciones y los desafíos de infraestructura de los mercados eléctricos en la región.**

**FIGURA 27.** Variación entre costos nodales de los mercados mayoristas de Perú y Chile, 2022



Fuente: elaboración propia con datos de los reguladores.

Nota: ambos paneles muestran los costos marginales mensuales promedio registrados en las principales barras de cada mercado. El Panel A muestra el caso de Perú. Si bien se observa que hay períodos en los que los niveles de precios son similares, tienden a divergir en períodos de congestión; las barras que se encuentran en zonas con mayor congestión o pérdidas son las de precios más volátiles. Algunas barras con menores redes de transporte, tanto del norte (Piura Oeste, Chiclayo) como del sur (Moquegua, Tintaya Nueva) tienden a mostrar mayores costos.



A diferencia del modelo de precios zonales, el diferencial de costos en el corto plazo permite evitar redespachos caros e incentiva la respuesta de demanda en áreas con costos elevados. Además, el modelo optimiza la capacidad de la red y la generación mediante señales de precios y fomenta las inversiones en áreas con diferencias de precios significativas (IRENA, 2019a). En el largo plazo, las señales de precios de los mercados nodales incentivan inversiones en capacidad de red y generación.

Ciertos factores exógenos, como los fenómenos climáticos o las interrupciones en el suministro de insumos esenciales, pueden influir en los precios nodales de manera uniforme, como sucedió en Perú durante noviembre y diciembre de 2022. La generación hidroeléctrica experimentó una disminución significativa a causa de un desfase en la temporada de lluvias, a consecuencia del fenómeno de La Niña. Paralelamente, la generación de plantas de gas natural también enfrentó restricciones, debido a insuficiencias en el suministro del recurso. La operatividad de ciertas centrales térmicas quedó limitada, según reportes del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). Estas circunstancias propiciaron un incremento en el precio a corto plazo de la electricidad, a causa de la incorporación de la reserva fría, basada en carbón y diésel, al sistema eléctrico.

## 5.8 Integración regional

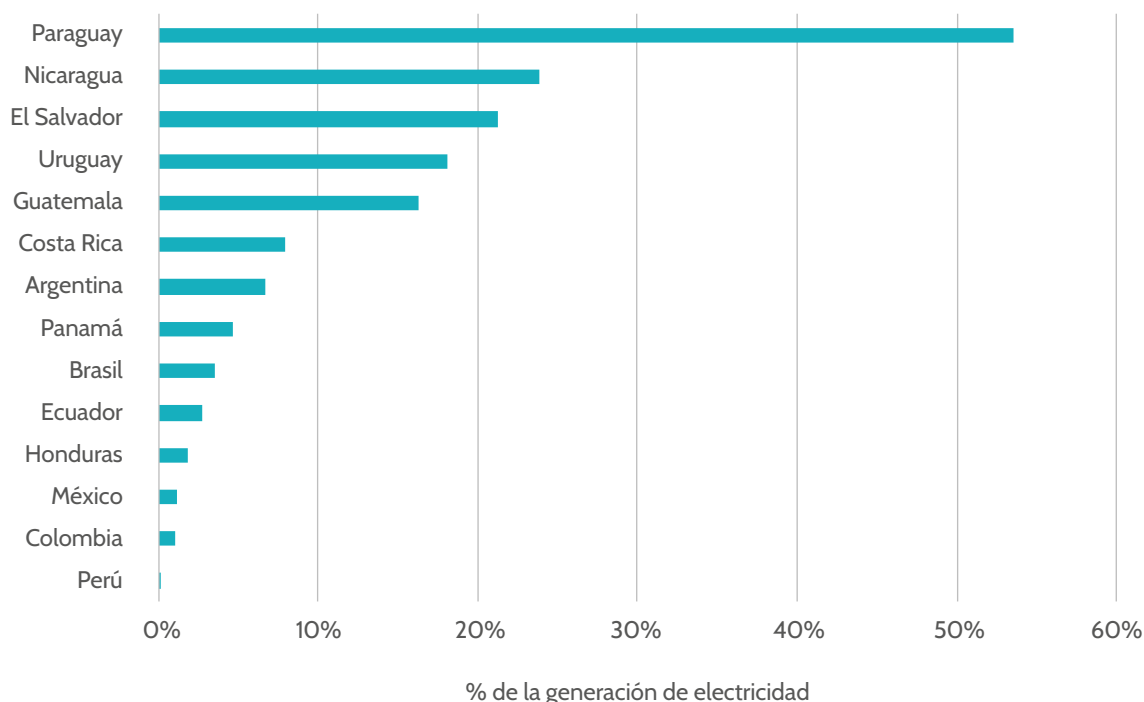
**La interconexión eléctrica entre algunos países de América Latina y el Caribe ha contribuido a alcanzar un suministro eléctrico confiable y seguro y ha permitido apoyarse mutuamente en caso de insuficiencia de generación causada por altas demandas o por salidas de generación inesperadas (Levy, Tejeda y Di Chiara, 2020).**

La **Figura 28** muestra el comercio regional de electricidad de las principales economías de la región. Aunque la importancia del comercio eléctrico varía entre los países, se identifican dos grupos con un alto nivel de intercambio transfronterizo de electricidad: uno en el Cono Sur y otro compuesto por los países centroamericanos integrados en el sistema SIEPAC. En el Cono Sur, la abundancia de recursos hídricos y las conexiones bilaterales fomentan la exportación, como ocurre en Uruguay y Paraguay. En el caso de Paraguay, su perfil energético está fuertemente vinculado a las grandes hidroeléctricas Itaipú y Yacyretá. La mayor parte de la electricidad generada en estas centrales se exporta a Brasil y Argentina, convirtiendo a la electricidad en uno de los principales productos de exportación del país.



FIGURA 28.

### Comercio total de electricidad como proporción de la generación eléctrica en América Latina y el Caribe, 2021



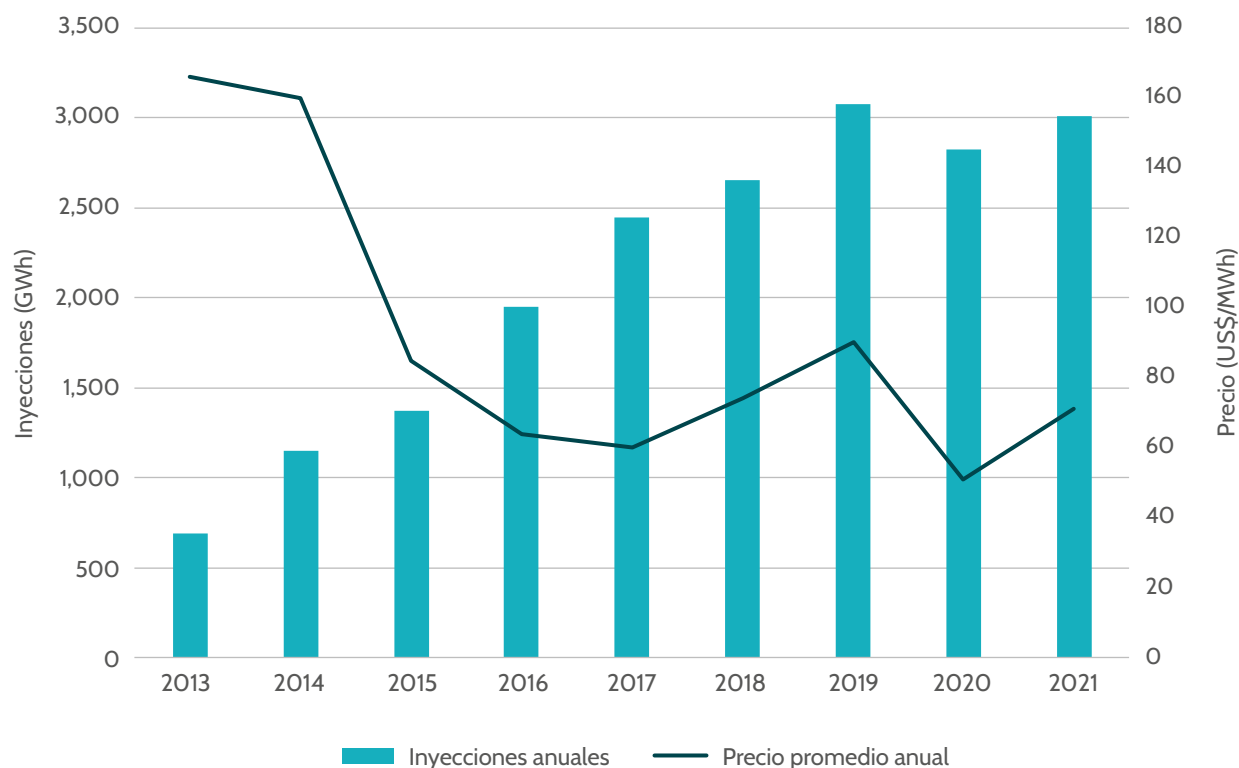
Fuente: IEA (2024).

Nota: el comercio total se refiere a la suma de las importaciones y exportaciones.

La integración de los mercados centroamericanos mediante el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) ha facilitado el comercio de energía entre los países miembros, incrementando la energía comercializada hasta cinco veces (Ver [Figura 29](#)). Al permitir el intercambio de energía entre países, se ha reducido la vulnerabilidad a eventos climáticos extremos o interrupciones en la generación local. Este aumento ha coincidido

con una reducción de los precios de la electricidad a corto plazo, impulsada principalmente por la disminución en los precios de los combustibles fósiles. Además, esta integración tiene el potencial de compartir recursos renovables como la energía hidroeléctrica, solar y eólica, permitiendo a los países adquirir electricidad a precios menores de países con una alta proporción de fuentes renovables.

**FIGURA 29.** Transacciones y precio de la electricidad en el MER, 2013-2021

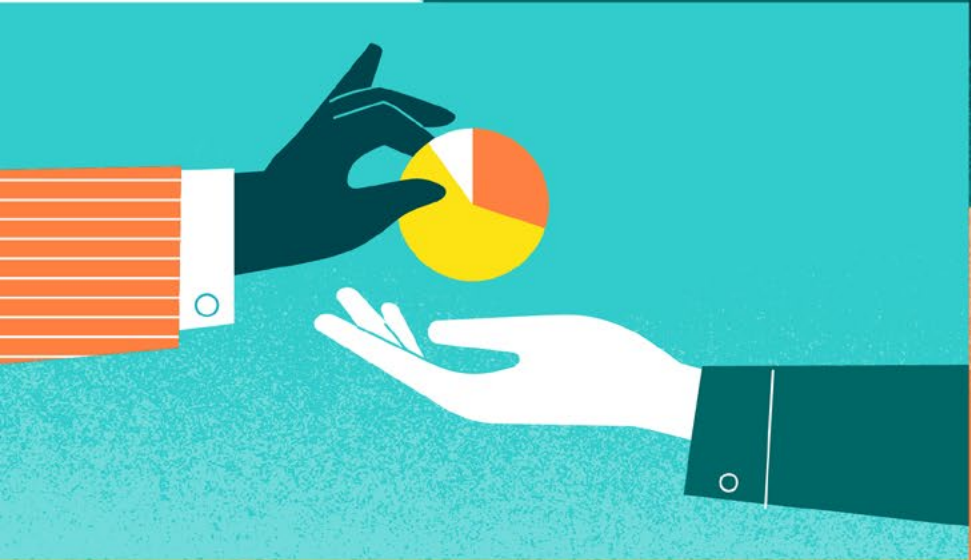
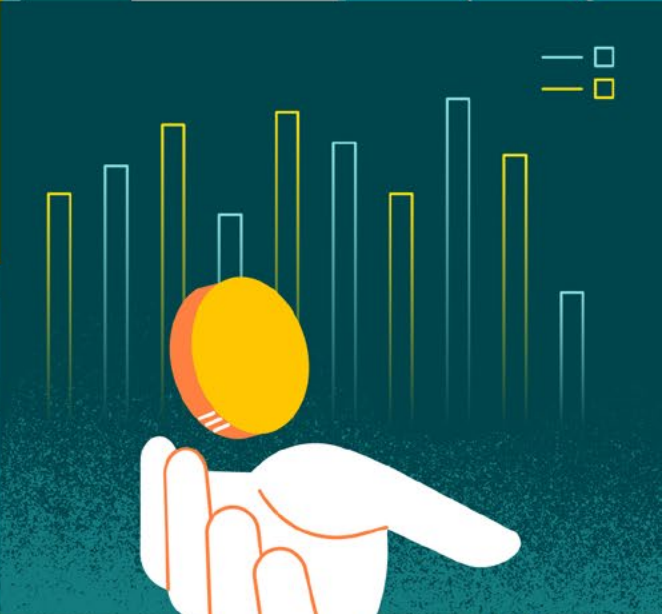
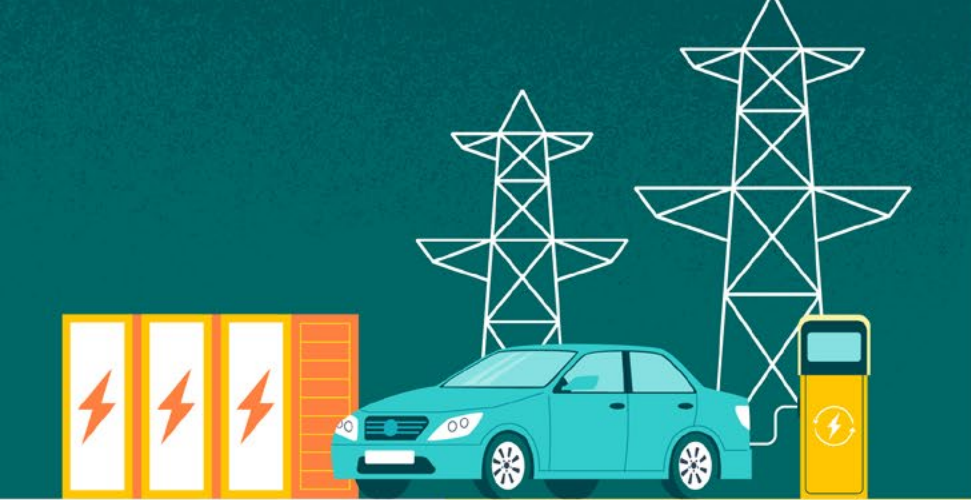


Fuente: elaboración propia con datos de Memoria de Labores EOR 2021.

Nota: la figura muestra el intercambio de electricidad desde la entrada en operación del reglamento del MER y del Procedimiento de Detalle Complementario (PDC), para promover las transacciones comerciales entre los agentes de la región. A pesar de que la mayoría de los tramos del SIEPAC ya habían entrado en funcionamiento, el reglamento sirvió para armonizar la operación de sus mercados con el MER. El Ente Operador Regional (EOR) realizó el día 31 de mayo de 2013 el primer predespacho regional conforme al reglamento del MER y al PDC.

En un contexto de expansión de las energías renovables, la integración regional toma mayor relevancia para que los mercados mayoristas de electricidad se vean beneficiados por una disminución de los precios. En un estudio reciente, González *et al.* (2022) investigaron el impacto en la expansión de la energía renovable de la interconexión entre los dos mayores mercados eléctricos en Chile: el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) y el Sistema

Interconectado Central (SIC). Sus hallazgos indican que dicha interconexión ha contribuido significativamente a la convergencia espacial de precios nodales en el mercado eléctrico. Además, el estudio resalta que esta interconexión ha facilitado la integración de plantas generadoras renovables y de bajas emisiones de CO<sub>2</sub>. Como consecuencia de esta mayor integración, los costos marginales de la electricidad han experimentado una disminución notable.

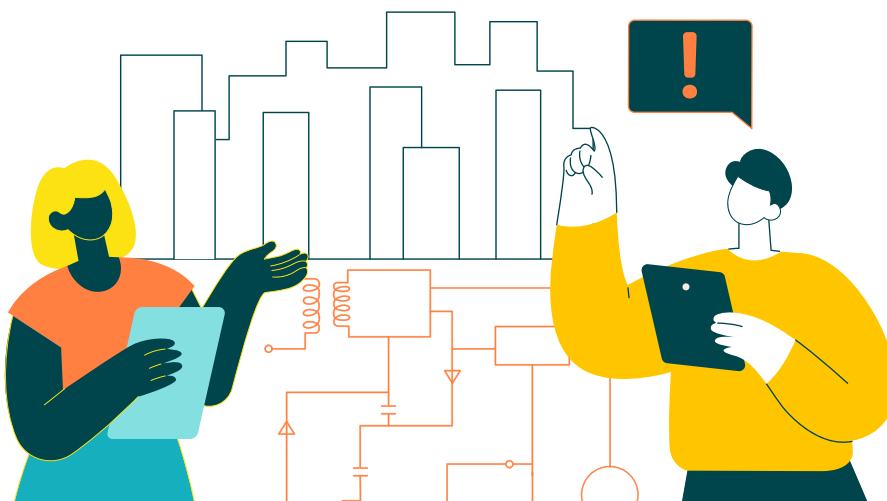




6

# REFORMAS A LOS MERCADOS ELÉCTRICOS DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE





## 6

# REFORMAS A LOS MERCADOS ELÉCTRICOS DE AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE

Los mercados eléctricos a corto plazo de varios países de América Latina y el Caribe suelen experimentar episodios de alta volatilidad en los precios a corto plazo. Estas fluctuaciones pueden atribuirse principalmente a dos factores: el aumento en los precios de los combustibles fósiles y la variabilidad climática, que impacta en los recursos hídricos, solares y eólicos. La situación se ve agravada por las ineficiencias de los mercados mayoristas, a menudo relacionadas con una competencia limitada y la carencia de mercados a largo plazo. Aunque la región ha moldeado su mercado eléctrico basándose en su contexto institucional, tecnológico, recursos naturales y sus necesidades específicas, no puede permanecer al margen de las discusiones que están actualmente en curso en otras latitudes. Es imperativo reconsiderar cómo fortalecer y hacer más eficientes estos mercados ante escenarios de volatilidad creciente, y en particular ante la integración cada vez mayor de las energías renovables variables. Los mercados deben garantizar la seguridad en la provisión de servicios, permitir la recuperación de los costos y ofrecer incentivos de inversión en energías renovables, para avanzar en la transición energética.

En la siguiente sección, abordamos lecciones que la región podría extraer de las discusiones acerca de la reforma de los mercados eléctricos. Sin descuidar el desafío de adaptarlas a las condiciones específicas de cada país, las medidas sobre las que se debate en Europa deben ser

incorporadas al abanico de opciones disponibles para mejorar la eficiencia de los mercados eléctricos de América Latina y el Caribe. Asimismo, sintetizamos algunas propuestas que buscan optimizar la operación de los mercados mayoristas para ciertos países de la región, con el fin de mejorar su eficiencia y mitigar la volatilidad asociada con la integración creciente de las energías renovables.

## 6.1

### Mejoras en los diseños del mercado eléctrico en América Latina y el Caribe

Los diseños de mercado eléctrico de Estados Unidos y la Unión Europea, aunque marcadamente diferentes, ofrecen lecciones importantes para América Latina y el Caribe. Los principales mercados en Estados Unidos se distinguen por sus mercados nodales y un sistema de despacho centralizado, además de integrar un mercado del día en adelante (MDA) con un mercado de ajuste en tiempo real (MTR). Europa, por su parte, opera con mercados zonales y un despacho descentralizado, complementando sus MDAs con mercados intradiarios (MID). Estas diferencias resaltan las distintas metodologías en la organización y administración

de los mercados eléctricos, ofreciendo un abanico de enfoques de los cuales se pueden extraer prácticas aplicables a las realidades de América Latina y el Caribe.

Señales de precios precisas constituyen el núcleo de los diseños de mercado eficientes, siendo fundamental tanto en el corto como en el largo plazo. Estas señales son vitales para incentivar el uso eficiente de los recursos de los sistemas eléctricos, asegurar la disponibilidad continua de las generadoras, fomentar el uso eficiente de la energía, gestionar eficazmente la congestión de la red, influir en los patrones de consumo y promover inversiones en generación y transmisión. Los debates recientes sobre las reformas en los mercados eléctricos de la Unión Europea han resaltado la necesidad crítica de marcos regulatorios que faciliten el desarrollo de mercados eléctricos más eficientes y resilientes, donde los precios reflejen con precisión las dinámicas reales de oferta y demanda.



La mayoría de los mercados liberalizados de electricidad en América Latina y el Caribe operan basándose en costos auditados y con despachos centralizados. Estos mercados al estar en una fase de desarrollo tienen una oportunidad única de beneficiarse de las lecciones aprendidas en Estados Unidos y Europa. Para los responsables de políticas de la región, implementar reformas en el diseño de los mercados eléctricos representa una vía hacia la evolución de sistemas energéticos más adaptados a las necesidades actuales y futuras. Aprovechando las buenas prácticas internacionales, la región puede orientar sus mercados hacia una mayor apertura, competitividad y flexibilidad, mejorando así su capacidad para responder eficazmente a las variaciones en la oferta y la demanda.

**El diseño de los mercados de corto plazo en Europa y Estados Unidos se fundamenta en un sistema de ofertas con remuneración basada en el costo marginal**, una práctica que ha demostrado promover la eficiencia en la operación de los mercados eléctricos. Este modelo fomenta la flexibilidad, la previsibilidad y una integración efectiva de todas las tecnologías. En la región, el mercado mayorista colombiano y el Mercado Eléctrico Regional (MER) en

Centroamérica son los únicos que se basan en ofertas, debido a las razones que se mencionaron en los capítulos anteriores. Algunos países con mercados eléctricos más desarrollados, como Brasil, Chile y Perú están analizando los beneficios de adoptar este esquema, reconociendo la necesidad de adoptar sistemas más abiertos y competitivos para facilitar la transición energética. Un modelo que los países con mercados basados en costos podrían considerar es el adoptado por México, que introduce cierta flexibilidad en las ofertas de mercado.



Aunque se observa una inclinación hacia mercados eléctricos basados en ofertas, es crucial reconocer los riesgos asociados con la concentración del mercado en pocas manos dentro de los mercados mayoristas. Esta concentración puede conducir a manipulaciones de precios y al incremento de estos, lo que constituye una preocupación de los reguladores y operadores. Por esta razón, varios mercados en América Latina y el Caribe han adoptado una estructura basada en los costos auditados para prevenir dichas distorsiones. Además, la gran proporción de energía hidroeléctrica en mercado de ofertas introduce retos únicos: los productores tienen la libertad de generar energía cuando más les beneficie económicamente, lo cual podría provocar un desplazamiento en la generación de la energía desde los momentos de alta a baja demanda, manipulando así los precios del mercado. Este es un problema aún mayor cuando una sola empresa controla una cantidad significativa de la producción hidroeléctrica.

Para garantizar la competencia en los mercados eléctricos basados en ofertas, particularmente aquellos con significativa generación hidroeléctrica y sistemas de caudales compartidos, es crucial ejercer una supervisión metódica, implementar mecanismos que garanticen la efectiva competencia en la generación, y establecer derechos de propiedad bien definidos (Barroso *et al.*, 2021). Experiencias en jurisdicciones como Estados Unidos han demostrado la efectividad de integrar limitaciones al poder de mercado directamente en el software de gestión del mercado,

adaptándose dinámicamente a las condiciones actuales. Por lo tanto, es esencial adoptar un enfoque regulatorio proactivo, que incluya la recopilación de datos detallados y análisis de mercado, para garantizar el cumplimiento de las normativas y la identificación oportuna y corrección de cualquier fallo en el diseño del mercado. Adicionalmente, la implementación de una gestión regulatoria eficiente, enfocada en la planificación estratégica de la red de transmisión, resulta indispensable para promover la competencia y la eficiencia del mercado (Wolak, 2021b).

**Otro elemento presente en la discusión es el de la granularidad espacial. El mercado eléctrico europeo opera bajo un diseño zonal:** la oferta y la demanda se agrupan por zonas preestablecidas. Estados Unidos ha adoptado en cambio un sistema nodal, que prioriza la eficiencia económica, al considerar ubicaciones específicas y limitaciones de transmisión. En 2023, la Comisión Europea (CE) manifestó que una redefinición del mercado con un enfoque más atento a la geografía requeriría cambios significativos en el diseño actual. La comisión se encuentra evaluando actualmente los pros y los contras de la transición hacia un sistema nodal. Migrar hacia un sistema nodal puede reducir los costos asociados con el ajuste de la generación de energía para satisfacer la demanda (redespacho), aunque esta transición también introduce una mayor complejidad en el sistema.

Adoptar precios nodales requiere una evaluación detallada de las condiciones específicas y del grado de madurez de cada mercado eléctrico. Los beneficios potenciales de pasar a mercados nodales incluyen una planificación más eficiente de la expansión de la red, un control más eficaz sobre el poder de mercado, mayor transparencia en los procesos de formación de precios, optimización de las señales de inversión, mejores incentivos para la inversión en generación y transmisión, posibilidad de reducción en los costos de energía en ciertas áreas, identificación de anomalías en los precios y un monitoreo de mercado más eficiente.

**En América Latina y el Caribe, la granularidad espacial de precios que han adoptado los mercados no es uniforme.** Algunos países han implementado sistemas de precios nodales, mientras que otros operan con un esquema de precio único. La simplificación de la configuración de la red de transmisión eléctrica puede crear ventajas para los actores del mercado que buscan incrementar sus beneficios económicos, en especial en países donde la infraestructura de transmisión es limitada. Esto puede llevar a un incremento en los precios de la electricidad. Por lo anterior, es esencial

analizar si el cambio hacia un sistema nodal traería beneficios a los países con un sistema de precio único, incluyendo la posibilidad de enviar señales adecuadas para el desarrollo de la transmisión eléctrica. Aunque los mercados nodales ofrecen la ventaja de reflejar más precisamente los cambios en la oferta, la demanda y las condiciones de la red en los precios, también pueden estar sujetos a la influencia de actores del mercado que busquen manipular los resultados. Para mitigar estos riesgos, es fundamental la implementación de herramientas de mitigación de poder de mercado, vigilancia activa de los mercados y mecanismos de sanción para comportamientos anticompetitivos.



**Aunque la adopción de precios nodales puede llevar a una mayor volatilidad en los precios locales, existen estrategias para mitigar el impacto en los participantes del mercado, como el uso de instrumentos financieros, incluidos los Derechos Financieros de Transmisión, o la agrupación de precios nodales para proteger a los consumidores.**

En Europa y Estados Unidos, la implementación de mercados con múltiples liquidaciones y una granularidad temporal más fina ha sido fundamental para mejorar la señalización de precios, facilitando así la integración efectiva de energías renovables variables y tecnologías flexibles en la matriz eléctrica. Esta adaptación es crucial para manejar la variabilidad de fuentes como la solar y la eólica, y tecnologías incipientes como aquellas de almacenamiento. En contraste, mercados mayoristas de América Latina y el Caribe aún enfrentan retos significativos para ajustarse completamente a la naturaleza variable de las energías renovables y para cubrir las demandas de flexibilidad del sistema.

**Los mercados de América Latina y el Caribe deben transitar de un modelo de liquidación única a uno de múltiples liquidaciones,** incorporando tanto mercados del día en adelante (MDA) financieramente vinculantes<sup>29</sup> como mercados intradiarios (MID) o de tiempo real (MTR). La experiencia internacional muestra que dos mercados mejoran la integración de tecnologías renovables variables en los portafolios de generación, gracias a una señalización de

<sup>29</sup> Se refiere a la existencia de obligaciones financieras asociadas con ciertos compromisos o resultados; el incumplimiento de esos compromisos puede dar lugar a sanciones o penalizaciones financieras.

precios más precisa y la mejora en la flexibilidad del sistema. Asimismo, la posibilidad de presentar ofertas minutos antes del despacho eléctrico, en vez de horas, optimizaría el uso de energías renovables y reduciría los costos asociados a desequilibrios.

**Una mejora adicional consistiría en la optimización conjunta de los mercados de servicios auxiliares y de energía (MDA)**, tal como ocurre en algunos mercados de Estados Unidos. Esto permitiría a los operadores del sistema contratar cierta capacidad para mantener el equilibrio durante las operaciones en tiempo real, lo cual contribuiría a una asignación más eficiente de los recursos de generación.

Promover un entorno regulatorio que incentive la competencia y establezca mecanismos de sanción contra las prácticas anticompetitivas llevaría a precios a corto plazo más eficientes. Esto incluiría asegurar el acceso libre a la red de transmisión de todos los generadores, deslindar las operaciones de transmisión de las actividades de generación y comercialización para prevenir conflictos de interés, y propiciar una clara independencia entre los operadores del mercado y las entidades reguladoras. Además, la implementación de medidas para mitigar el poder de mercado y de sistemas de vigilancia efectivos.

Las recientes discusiones en la Unión Europea han destacado la importancia de reducir las intervenciones o cambios regulatorios en los mercados mayoristas con el fin de minimizar los incrementos en los precios a corto plazo de electricidad. En América Latina y el Caribe, los incrementos significativos en los costos marginales suelen ser consecuencia de los elevados precios del gas natural, de la escasez de generación hidroeléctrica o incrementos en la demanda a corto plazo. Por ello, es esencial atender estas causas subyacentes en el mediano y largo plazo, lo que implica la diversificación del portafolio de generación de energía y políticas de gestión de la demanda, tal como se ha propuesto en Europa.

**La diversificación del portafolio de generación es crucial para mitigar los periodos de estrés en los mercados de energía.** La incorporación de tecnologías renovables como la energía hidroeléctrica, geotérmica, solar, eólica y los biocombustibles, reduce la dependencia de los precios del gas natural y el petróleo crudo, contribuyendo así a la disminución sostenible de los precios promedio de la electricidad. Esto resulta particularmente relevante para países con una alta dependencia de fuentes fósiles. La expansión de la energía solar y eólica ha evidenciado que, aunque las plantas térmicas puedan influir en los precios inicialmente, la integración progresiva de fuentes renovables conduce a una reducción en los precios promedio. Adicionalmente, en

países con una significativa generación hidroeléctrica y que enfrentan los desafíos del cambio climático, resulta esencial añadir fuentes alternativas de energía para mitigar los efectos negativos de las sequías. Esta estrategia de diversificación no solo promueve la sostenibilidad y la seguridad energética, sino que también impulsa la estabilidad económica al proteger a los consumidores de las fluctuaciones extremas en los precios de la energía.

Durante episodios de volatilidad en los mercados mayoristas, en los cuales los precios tienden a incrementarse, las intervenciones deberían orientarse a proteger el poder adquisitivo de los hogares más vulnerables, ser de carácter temporal y fomentar la eficiencia energética, al tiempo que se preserva un marco regulatorio estable que motive la inversión.



**Los cambios regulatorios imprevistos pueden impactar de manera adversa la viabilidad financiera de los proyectos de inversión en energía, debilitando la confianza de los inversores y elevando la percepción del riesgo, lo que, a su vez, incrementa los costos de financiación. Este aumento en los costos puede entorpecer el progreso hacia una economía más limpia, elevando los costos vinculados con la transición energética.**

**La integración de los mercados eléctricos en la Unión Europea (UE) ha demostrado cómo se puede aumentar la resiliencia del sector energético frente a situaciones adversas**, en particular cuando la generación de energía de un país está limitada. La capacidad para equilibrar el déficit eléctrico de un país con el superávit de otro, aprovechando ventajas comparativas, se ha demostrado como una estrategia efectiva en momentos de crisis, tales como periodos de sequía que impactan la generación hidroeléctrica. Esta integración no solamente garantiza un suministro de energía fiable y sostenible, sino que también contribuye a la disminución de los precios de la electricidad. Esto se logra mediante regulaciones armonizadas y el desarrollo de una robusta infraestructura transfronteriza que facilita estos intercambios y promueve la competencia.

Un caso ilustrativo es Francia, que, siendo tradicionalmente un exportador neto de electricidad, ha recurrido a

importaciones de energía de países vecinos para satisfacer su demanda interna durante la última crisis energética. Estas transacciones se han facilitado a través de los mercados eléctricos, empleando señales de precios marginales y aprovechando su modelo de integración, lo que ha evitado la necesidad de entablar negociaciones políticas complejas. Aunque los mercados en América Latina y el Caribe no están completamente integrados, la cooperación entre países resulta esencial para superar los desafíos planteados por factores externos que podrían afectar la disponibilidad futura de electricidad en la región.

El **Cuadro 7** presenta un resumen de los cambios más significativos propuestos para los diseños de los mercados eléctricos a corto plazo en América Latina y el Caribe. Aunque estos representan los ajustes principales a implementar, su aplicación dependerá del nivel de desarrollo de los mercados mayoristas y exigirá un análisis exhaustivo de los costos y beneficios asociados. Adicionalmente, la efectividad de estos cambios se verá reforzada por un entorno institucional sólido, en el cual los reguladores y operadores del mercado no solo promuevan la transparencia y la eficiencia económica, sino que también garanticen la equidad y la competencia en los mercados.

CUADRO 7.

**Recomendaciones clave para mejorar los mercados eléctricos a corto plazo en América Latina y el Caribe (1 de 2)**

| Situación predominante actual en los principales mercados liberalizados en ALC                                                                                                                                           | Potenciales mejoras regulatorias                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Los mercados utilizan la remuneración marginalista.                                                                                                                                                                      | Mantener el sistema de remuneración marginalista dado que ha mostrado ser eficiente en los mercados de corto plazo. Si bien se esperan menores precios promedio y una mayor volatilidad debido a la incorporación de energías renovables variables (VRE), estos mercados deben mantener la señalización de los precios. Además, dado que los costos marginales de mercado serán con mayor frecuencia de 0 o cercanos a cero, los mercados de corto plazo deben ser complementados con mercados secundarios o a largo plazo que permitan la recuperación de costos e incentiven la inversión. |
| La mayoría de los mercados establecen precios basándose en costos auditados.                                                                                                                                             | La evolución hacia mercados basados en ofertas permite una mayor flexibilidad y competitividad, ajustando los precios más adecuadamente a la demanda y oferta real. Las bandas de precios alrededor de costos auditados pueden ayudar a prevenir prácticas anticompetitivas.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| En la región predominan mercados zonales.                                                                                                                                                                                | Transitar hacia mercados nodales, donde los precios reflejan las condiciones locales de oferta y demanda en puntos específicos de la red, puede aumentar la eficiencia y fomentar inversiones estratégicas en infraestructura de transmisión y generación. Además, evita los costos adicionales de procesos de redespacho.                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| La operación de la mayoría de los mercados con un sistema de liquidación única significa que las transacciones se resuelven en un único momento, lo cual podría no reflejar adecuadamente las variaciones en el mercado. | La adopción de sistemas de múltiples liquidaciones, que permiten ajustar las transacciones a medida que se dispone de información más precisa, mejora la eficiencia y reduce los costos en el mercado. Este enfoque ofrece la flexibilidad de hacer correcciones después de los MDA, basadas en el comportamiento real del mercado y las variaciones en la demanda y oferta de energía. El mercado MDA debe ser financieramente vinculante.                                                                                                                                                  |
| La determinación de precios, basada en una periodicidad horaria, podría no capturar adecuadamente las fluctuaciones en la oferta y demanda en tiempo real.                                                               | Los mercados con una granularidad temporal más fina, como intervalos de cada 15 minutos, pueden responder de manera más efectiva a las variaciones, especialmente aquellas relacionadas con la generación de energía solar y eólica.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Los mercados de energía y servicios auxiliares involucran diferente proceso de optimización.                                                                                                                             | La co-optimización permitiría maximizar la eficiencia operativa y económica al considerar conjuntamente las necesidades de energía y servicios auxiliares, logrando un mejor balance entre oferta y demanda.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |



CUADRO 7.

Recomendaciones clave para mejorar los mercados eléctricos a corto plazo en América Latina y el Caribe (2 de 2)

| Situación predominante actual en los principales mercados liberalizados en ALC                                                                                                             | Potenciales mejoras regulatorias                                                                                                                                                                                                  |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Los límites de precios pueden ser necesarios para evitar precios excesivamente altos durante picos de demanda, pero si se establecen incorrectamente, pueden distorsionar el mercado.      | Es crucial evaluar y ajustar estos límites cuidadosamente para asegurar que reflejen las condiciones del mercado y no inhiban la inversión necesaria, sobre todo en los mercados en donde los costos marginales son cercanos a 0. |
| La concentración de mercado puede limitar la competencia y la eficiencia.                                                                                                                  | Implementar medidas regulatorias, de política económica y de vigilancia para fomentar la entrada de nuevos participantes y asegurar un ambiente competitivo.                                                                      |
| La falta de incentivos para la flexibilidad puede hacer que el sistema sea menos capaz de adaptarse a variaciones en la oferta y demanda.                                                  | Implementar mecanismos de incentivos, como pagos por capacidad, y programas de respuesta a la demanda, para estimular inversiones en tecnologías flexibles, almacenamiento de energía y generación distribuida.                   |
| La dependencia excesiva de fuentes específicas aumenta la vulnerabilidad a variaciones en la disponibilidad de recursos o a shocks internacionales en los precios de combustibles fósiles. | Diversificar las matrices eléctricas con mayores fuentes renovables como geotermia, solar, eólica y biocombustibles.                                                                                                              |
| Intervenir lo menos posible en los diseños de mercados durante episodios de volatilidad en los precios.                                                                                    | Las intervenciones deben ser priorizadas en ayudar a mantener el poder adquisitivo de los consumidores y no en cambios regulatorios que podrían afectar la utilidad de los proyectos.                                             |

Fuente: elaboración propia basado en Barroso *et al.*, (2021) y Ribeiro *et al.* (2023).

## La complementariedad con los mercados a largo plazo

El mercado eléctrico a corto plazo necesita ser complementado por un mercado a largo plazo. Este último debería proporcionar señales claras para las inversiones a largo plazo, reflejar con mayor precisión los costos promedio de las distintas tecnologías y ofrecer protección contra la volatilidad de los precios a corto plazo (Ambec *et al.*, 2023 y Schittekatte y Battle 2023b). Un diseño adecuado de los contratos de largo plazo puede optimizar el funcionamiento de los mercados a corto plazo, al disminuir riesgos, contener potenciales abusos de poder y fomentar una inclusión y una participación mayor. Una de las mejores prácticas para la protección de los consumidores ante la volatilidad de los precios del mercado ha sido el establecimiento de contratos de mediano y largo plazo, que varían en duración (cinco, diez y hasta quince o veinte años) y según tipo de tecnología. Pero pese a que existe un acuerdo para intensificar la contratación a largo plazo, la implementación sigue siendo tema de discusión. Las principales alternativas son los

contratos bilaterales privados, o PPA (*power purchase agreements*), y las subastas de contratos por diferencias, o CFD (*contracts for differences*), los primeros actualmente son ampliamente utilizados en algunos mercados de América Latina y el Caribe. En los mercados con participantes que afrontan altos riesgos por los precios de los combustibles, es muy recomendable formular mecanismos de protección contra la volatilidad de dichos precios.

**Hay oportunidades relevantes para optimizar el diseño de los mercados de PPA.** Estos mercados enfrentan desafíos a la hora de volverse más competitivos, y a menudo los precios acordados no llegan a los consumidores finales. La confidencialidad de los contratos, principalmente negociados de manera bilateral, reduce la transparencia de estos mercados, lo que afecta la competencia, genera barreras de entrada y disminuye las señales para futuras inversiones (Ambec *et al.*, 2023). Sin embargo, se pueden realizar ciertos ajustes, como promover la transparencia en los términos de los contratos y priorizar subastas estandarizadas en lugar de negociaciones individuales (Ambec *et al.*, 2023).

Una mejora sustancial en la operatividad de los mercados eléctricos es la transición de sistemas de contratación bilateral a mercados organizados, como sucedió en el mercado eléctrico PJM de EE. UU. (Fabra, 2022, Mansur y White, 2012). El cambio hacia un sistema de mercado basado en subastas alteró las estrategias de los actores del mercado, permitió un manejo más efectivo de la información y reorientó la producción desde centrales de alto costo hacia otras con menores costos. Esta reestructuración condujo a una mejora sustancial en la eficiencia del mercado y demostró que los beneficios obtenidos justifican ampliamente los costos asociados a la implementación de dicho cambio.

**En América Latina y el Caribe, es común el uso de contratos de compra de energía a largo plazo (PPA) adquiridos en subastas.** Estos contratos son fundamentales para los inversores, pues ayudan a disminuir la dependencia de los mercados de corto plazo, los cuales suelen tener una rentabilidad incierta. Esta incertidumbre es particularmente relevante en mercados con alta integración de energías renovables, como la hidroeléctrica, que tiene costos marginales muy bajos. Los PPA aseguran precios constantes, lo que reduce los riesgos financieros y favorece las inversiones a largo plazo. Además, la frecuencia de estas subastas aporta mayor previsibilidad al mercado, haciéndolo más atractivo para la planificación estratégica a largo plazo (Viscidi y Yépez, 2019).

Barroso *et al.* (2021) sugieren que los países de América Latina y el Caribe deberían reevaluar la duración de los contratos y promover una mayor liquidez en los mercados de largo plazo. Aunque los contratos de largo plazo sean eficientes para garantizar inversiones y minimizar la exposición de las empresas a la volatilidad de precios, también pueden impedir que los consumidores se beneficien de las reducciones de costos originadas por los avances tecnológicos y queden sujetos a precios elevados en comparación con el promedio del mercado *spot*. Un claro ejemplo de la rapidez con que pueden cambiar los costos energéticos lo ofrece la evolución de la energía eólica y solar (IRENA, 2023). En 2010, el costo nivelado de electricidad (*levelized cost of electricity*, LCOE) de la energía eólica terrestre era un 95% más alto que el de los combustibles fósiles más económicos. Sin embargo, para 2022 este costo ya era un 52%

menor que el de las soluciones basadas en combustibles fósiles más baratas. La energía solar experimentó un cambio aún más drástico: en 2010 costaba un 710% más que la opción de combustible fósil más barata, y en 2022 era un 29% más económica que esa misma opción.

Los altos costos de capital y la larga duración involucrados en las plantas de generación de electricidad exigen reducir el nivel de incertidumbre al mínimo posible, algo que se puede lograr mediante contratos a largo plazo. Estos contratos, cuando son supervisados por reguladores que determinan las inversiones necesarias, proporcionan un marco estable para la recuperación de la inversión y la obtención de beneficios (Ambec *et al.*, 2023, Fabra 2022). Estos contratos disminuyen los riesgos de inversión, facilitan la obtención de capital a costos más bajos y aumentan la competencia. Además, la estructura de estos contratos debe adaptarse a las distintas tecnologías y a su capacidad para responder a los cambios de precios a corto plazo.

Por ejemplo, las hidroeléctricas ofrecen la ventaja —clave para la integración de energías renovables variables— de la capacidad de almacenamiento. Pero también existen preocupaciones sobre el abuso del poder de mercado y la manipulación de los precios. Un tipo de contratos propios de este tipo de tecnología son los llamados contratos de flexibilidad (Fabra, 2022). Estos contratos permiten a los generadores vender su energía al precio de mercado, y luego recibir la diferencia entre un precio de referencia y el precio promedio del mercado durante un período prolongado. Esto garantiza que los propietarios de las plantas mantengan una exposición completa al precio del mercado. El modelo también reduce los incentivos para que los operadores de plantas hidroeléctricas manipulen los precios, gracias a los contratos a largo plazo con precios fijos.

**En el Anexo A de este documento se muestra que existe una base común entre el problema de la expansión de la generación, el funcionamiento de los mercados marginalistas y las tarifas horarias del suministro a los usuarios finales.** También se explica el concepto de costos nivelados, o totales, y se argumenta que utilizarlos en una implementación del modelo *pay-as-bid* en el algoritmo de despacho puede llevar a sobrecostos innecesarios.

## 6.2

### ¿Cómo mejorar el funcionamiento de los mercados eléctricos ante la mayor integración de las energías renovables?

El debate sobre la reforma de los mercados mayoristas, reavivado a causa de la volatilidad observada en los mercados eléctricos a corto plazo en tiempos recientes, no es nuevo. La conversación ya lleva años, en gran medida motivada por la integración creciente de las energías renovables variables, que cambia la dinámica de los mercados mayoristas de electricidad. Estos mercados cumplen dos funciones: determinan el despacho por orden de mérito —teniendo en cuenta las restricciones de seguridad para garantizar la fiabilidad a corto plazo— y establecen los incentivos financieros y las reglas de elegibilidad para las inversiones —que aseguran la fiabilidad a largo plazo— (Cochran *et al.*, 2013).

La conceptualización estructural de los mercados eléctricos basada en el costo marginal, el despacho de generación y la formulación de precios nodales tuvo lugar en un contexto de reformas, durante la década de 1990 y principios de los 2000 (Joscow, 2019). Sin embargo, en años recientes, la integración de fuentes renovables, específicamente solares y eólicas ha presentado desafíos inéditos. Su intermitencia intrínseca, junto con sus costos marginales cercanos a cero, desafía el *status quo* de los mercados eléctricos tradicionales.<sup>30</sup>

**Silva-Rodriguez *et al.* (2022) identifican los principales desafíos que enfrentan los mercados mayoristas de electricidad de corto plazo:**

⚡ **Precios cercanos a cero:** como detallamos en la [sección 5.5](#), a medida que las energías renovables variables ganan terreno, los precios tienden a acercarse a cero en ciertos periodos. En este contexto, los periodos de escasez, por picos de demanda o por limitaciones en la oferta, se vuelven cruciales para asegurar la recuperación de costos y respaldar nuevas inversiones, especialmente en mercados donde el corto plazo tiene mayor relevancia.

⚡ **Externalidades en la formación de precios:** es necesario un mecanismo eficiente que internalice tanto las externalidades negativas (por ejemplo, las emisiones de CO<sub>2</sub>) como las positivas (por ejemplo, la generación de energía limpia). De lo contrario, los precios mayoristas pueden no reflejar el verdadero costo y el valor de la energía producida.

⚡ **Promoción de la competencia:** las reformas energéticas de las últimas décadas buscaron fomentar la competencia. Sin embargo, aún es necesario profundizar en mecanismos que la impulsen dentro de los mercados mayoristas. Se debe asegurar un sector eléctrico con precios más competitivos.

⚡ **Incorporación de nuevos actores:** las tecnologías emergentes y las formas descentralizadas de generación no fueron tenidas en cuenta en los primeros diseños de mercados mayoristas. Para incrementar la competencia, es necesario que estos mercados se modernicen para ser más flexibles y que se abran a la participación de nuevos actores. Asimismo, la infraestructura eléctrica debe actualizarse para integrar a estos nuevos participantes de manera efectiva. Igualmente, con el incremento de la generación de energía variable puede ser necesario disponer de más reservas operativas.

⚡ **Restricciones de red:** la baja inversión en las redes eléctricas es una constante en América Latina y el Caribe, por lo que la infraestructura puede no ser la indicada para hacerle frente al incremento de la demanda de eléctrica. No considerar las limitaciones de transmisión y distribución puede conducir a inversiones no óptimas y costos adicionales. A medida que las fuentes renovables aumentan, se anticipa un incremento en los desafíos relacionados con la congestión de la red. Modelos como los de precios nodales pueden ser una solución para incentivar inversiones estratégicas en la infraestructura.

<sup>30</sup> Joscow (2019) argumenta que los precios en el mercado eléctrico de Estados Unidos en un contexto de mayor integración solar y eólica e imperfecciones en los mercados mayoristas podrían no estar proporcionando señales adecuadas para mantener operaciones eficientes e incentivar las inversiones a largo plazo. Tampoco estarían incentivando la creación de nuevas plantas que aporten flexibilidad y almacenamiento, ni el mantenimiento de las existentes que son cruciales para el equilibrio del sistema eléctrico. Estos desafíos se amplifican por la presencia de techos de precios y la inherente baja elasticidad de la demanda.

Un desafío adicional en la transición hacia las energías renovables es la percepción pública respecto a que los bajos precios promedio de la electricidad a corto plazo, generados por estas fuentes, no se reflejan necesariamente en una disminución de las tarifas eléctricas. Sin embargo, esta expectativa no considera otros costos involucrados en el sistema eléctrico. Aunque los costos de energía son un componente relevante en la tarifa eléctrica, otros costos significativos incluyen la transmisión y distribución de electricidad, las pérdidas eléctricas, los costos de fiabilidad para mantener un voltaje y frecuencia estables, la depreciación de activos, costos de comercialización y los impuestos. En consecuencia, es crucial una comunicación clara sobre cómo los precios de la electricidad se derivan de una multiplicidad de elementos, no solo del costo de generación. Entender esta dinámica es esencial para alinear las expectativas con la realidad y fomentar una transición energética más informada y sostenible hacia las fuentes renovables.

Los modelos mayoristas de mercados de energía actuales pueden no ajustarse completamente a la nueva realidad que surge de la integración de fuentes de energía con costos marginales cercanos a cero o incluso negativos, como es el caso de las energías renovables variables (Schmalensee, 2019; Joskow, 2019). Con la creciente participación de la energía solar y la energía eólica, estas fuentes despacharían constantemente durante sus períodos de generación. En contraparte, las plantas tradicionales podrían encontrarse operando en contextos de costos marginales negativos, evitando los costos asociados al encendido y el apagado de las plantas. Cabe mencionar que en países de América Latina y el Caribe, la integración extensiva de energía hidroeléctrica ha resultado en precios de mercado a corto plazo cercanos a cero desde hace varias décadas. Sin embargo, es importante reconocer las diferencias fundamentales entre la energía hidroeléctrica y otras fuentes renovables como la solar y eólica. La hidroeléctrica se caracteriza por su capacidad de almacenamiento y una variabilidad de generación que no se presenta en períodos cortos.

En contraste, la energía solar y eólica son intrínsecamente intermitentes y no cuentan con un mecanismo de almacenamiento inherente, lo que conlleva desafíos distintos en términos de gestión e integración en los mercados eléctricos.



**A medida que la integración de energías renovables crece, los mercados mayoristas deben ser capaces de generar incentivos para ampliar la capacidad de plantas que sean eficientes y flexibles al mismo tiempo.**

Ciertos mecanismos que incrementan la flexibilidad del sistema eléctrico, como las baterías y los programas de respuesta de la demanda, deben ser incentivados de igual manera. Otra tecnología que puede ofrecer la flexibilidad buscada es el almacenamiento por bombeo.<sup>31</sup> En cuanto a los mecanismos más eficientes para incentivar el desarrollo de proyectos de generación, están los mercados de capacidad, de servicios auxiliares y de contratos (Schmalensee, 2019; Joskow, 2019). Si bien los mecanismos de capacidad emergieron como una herramienta para asegurar la confiabilidad de la generación en picos de demanda futuros, los mismos fueron diseñados en mercados con predominio de generación térmica. Ahora bien, en mercados dominados por la hidroelectricidad o por fuentes renovables intermitentes —como la eólica y la solar— la dinámica cambia: el riesgo principal para la confiabilidad no es tanto la capacidad instalada sino la disponibilidad efectiva de energía. Es decir, puede haber momentos en los que, debido a factores naturales, no haya suficiente agua, viento o radiación solar para generar la electricidad necesaria.

<sup>31</sup> En ALC, si bien esta tecnología es conocida, su aplicación es inexistente en comparación con otras regiones (Ubierna y Alarcon Rodriguez, 2022).



Uno de los mecanismos más prometedores para disminuir los efectos de la intermitencia de la energía solar y eólica en los mercados mayoristas es el almacenamiento de energía. Se podrá acumular energía cuando la generación renovable se encuentre en su pico y venderla cuando los precios sean altos. Esto además ayudará a disminuir tanto la volatilidad como los niveles de los precios en los mercados a corto plazo, en los momentos en que estas tecnologías vean reducida su capacidad de generación o haya picos de demanda. Por ende, es crucial que los marcos regulatorios fomenten la adopción e integración de sistemas de almacenamiento en los mercados eléctricos.

La gestión activa de la demanda se está convirtiendo en un elemento clave en el ámbito energético. Hoy en día, muchos consumidores no ven cambios en los precios de la electricidad a corto plazo, lo que minimiza su papel activo en el consumo. Pero con la creciente adopción de medidores inteligentes, las tarifas pueden ajustarse en tiempo real. Cuando la demanda sea alta, los precios podrán subir e incentivar a las personas a consumir menos. Esto es especialmente importante a medida que más sectores, como el transporte o la calefacción se electrifican. Estos ajustes en los precios pueden ayudar a equilibrar y estabilizar la volatilidad de los precios en los mercados eléctricos.



La creciente volatilidad de los precios en los mercados eléctricos, provocada por una mayor integración de las energías solar y eólica, otorga un rol más relevante a los mercados de servicios auxiliares y a los de largo plazo.

**Para garantizar una adecuada inversión en generación y asegurar que la demanda futura y la remuneración que reciben las plantas en periodos de escasez estén cubiertas, los mercados de capacidad pueden ser necesarios.** Los altos precios del mercado *spot* derivados de la alta demanda y la oferta insuficiente permiten, en los mercados solo de

energía —en los que no existen mercados de capacidad—, que se realicen inversiones en generación. No obstante, en estos mercados los reguladores generalmente asignan precios máximos. Si los topes son demasiado bajos, pueden complicar la operación de mercados eléctricos que dependen solo de los precios de corto plazo para incentivar su expansión. Es crucial adecuar los precios máximos para asegurar la recuperación de los costos de las plantas generadoras, especialmente en países con crecimiento rápido de la demanda o con reducción de la capacidad generadora. El desafío se agudiza a partir de la incorporación masiva de las energías renovables variables. Surge lo que se conoce como “efecto de canibalización de las renovables”, originado en el hecho de que las energías renovables tienen prioridad en el despacho. A medida que aumenta la capacidad instalada de energías como la solar o la eólica y disminuye la generación basada en combustibles fósiles, las fuentes renovables ganan mayor peso en la determinación de los precios mayoristas. Por ejemplo, a medida que se integra más energía solar, se genera más competencia entre productores solares. Esto podría conducir a una baja de los precios de la electricidad, impactar negativamente en las ganancias de los productores de energía renovable y desincentivar la inversión en este tipo de energía (Fabra, 2022).

Adicionalmente, se requieren adecuar los diseños de mercado para que incentiven la flexibilidad operativa y de inversión para mantener la eficiencia y confiabilidad del sistema. Además, es crucial que los recursos que garantizan la fiabilidad a largo plazo puedan recuperar sus costos para evitar problemas de confiabilidad. Un mercado bien diseñado debería ser tecnológicamente neutral, permitiendo la competencia entre diferentes tecnologías para satisfacer las necesidades del sistema (Ela *et al.*, 2014).

Las reformas actuales subrayan la necesidad de una mayor precisión, tanto desde el punto de vista espacial como temporal, en la gestión de la energía. El crecimiento de la generación eólica y solar trae aparejados una mayor demanda de comercio intradiario y ajustes en los cronogramas de producción, según las previsiones y las condiciones actuales del mercado (IRENA, 2019b). En un contexto de amplia variabilidad en la generación se vuelve necesario adaptar los plazos del mercado y los periodos de liquidación, para maximizar la flexibilidad de los generadores. Un sistema con mucha energía renovable variable se beneficiaría de tiempos de despacho más reducidos y de precios que reflejaran las dinámicas del mercado a corto plazo y proveyeran a los generadores de directrices claras para modificar su producción. Barroso *et al.* (2021) indican que, para reflejar adecuadamente la incertidumbre de las fuentes eólica y solar, los precios deberían establecerse con una temporalidad máxima de una hora.





Los mercados de múltiples liquidaciones ofrecen la ventaja de que habilitan ajustes más cercanos a la operación real. Un mercado LMP con múltiples liquidaciones puede manejar eficientemente los arranques y paradas repentinas de unidades generadoras que ocurren con la presencia de una cantidad significativa de unidades de generación renovable intermitente. En un sistema que opera con mercados del día anterior (MDA) y en tiempo real (MTR), el MDA posibilita que los generadores establezcan sus programaciones de producción con antelación, respetando sus limitaciones operativas específicas. Posteriormente, el mercado en tiempo real (MTR) proporciona un mecanismo para realizar ajustes necesarios a estas programaciones previas, en respuesta a eventualidades o cambios en las condiciones de operación de las plantas generadoras que no se previeron en el MDA.

**Actualmente, México es el único país de América Latina y el Caribe que cuenta con un mercado del día siguiente y otro de tiempo real.** La región tiene un significativo potencial para perfeccionar sus estructuras de mercado, avanzando hacia modelos de mercado mayorista similares a los europeos, que incluyen mercados intradías, o a los estadounidenses, que cuentan con mercados en tiempo real. De acuerdo con Ribeiro *et al.* (2023), en un mercado con una alta participación de energías renovables variables debe haber precios detallados en tiempo real, que reflejen las necesidades de fiabilidad y los cambios en la oferta y la demanda. Es esencial aumentar la frecuencia de los precios y beneficiar de este modo la flexibilidad de los recursos. También es importante establecer mercados en tiempo real cercanos al despacho y abordar la precisión espacial del precio. Por ejemplo, Mastropietro *et al.* (2020) proponen que el mercado colombiano transite de un diseño de liquidación única hacia un mercado de liquidación múltiple incluyendo los mercados del día anterior, intradiario y de balance.

**En un contexto de alta integración de las energías eólica y solar el operador ISO-NE ha propuesto en Estados**

**Unidos una serie de medidas ( ENERSINC y SER Colombia, 2021).** Entre ellas, ampliar el horizonte de optimización del mercado *day-ahead* hacia un enfoque que considere varios días en el futuro, e introducir nuevos servicios auxiliares complementarios que ofrecen la adaptabilidad necesaria para manejar las incertidumbres del día de operación. Adicionalmente, se sugiere un mercado anticipado estacional, para incentivar inversiones que permitan afrontar el desafío de los inviernos rigurosos. Como se ve, todas estas medidas buscan adaptarse a un cambiante panorama energético.

**Chile se encuentra analizando hoy por hoy un cambio en el diseño de su mercado eléctrico, para pasar de un modelo basado en costos auditados a uno basado en ofertas.** De acuerdo con el ente regulador CEN (2023), en un contexto con mayor presencia de energía eólica y solar, el modelo actual, basado en costos, requiere grandes inversiones en almacenamiento y en fuentes renovables que ayuden a mantener la confiabilidad, lo que puede generar ineficiencias en el sistema. Por lo tanto, el ente señala la importancia de transitar hacia un diseño de mercado basado en subastas de energía, servicios auxiliares y capacidad. A mediados de 2023, la Comisión Nacional de Energía de Chile licitó un estudio titulado “Diseño de detalle para el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional en la transición a un mercado de ofertas”, con el objetivo de desarrollar un mecanismo detallado que sirva para mejorar el mercado actual, abordando múltiples productos energéticos, y funcione como base para la transición energética en el país.

La integración masiva de tecnología solar y eólica exige reconsiderar diferentes diseños del despacho eléctrico para determinar cuál se adapta mejor a estas tecnologías. Keay y Robinson (2018) proponen un diseño de despacho de dos mercados como medio para mejorar la eficiencia de cara a la presencia en aumento de las energías renovables intermitentes. Los autores argumentan que los mercados tradicionales estaban estructurados de modo que fuera posible diferenciar entre fuentes energéticas basadas en sus costos marginales a corto plazo y optar siempre por las plantas más económicas, para asegurar eficiencia tanto a corto como a largo plazo. Sin embargo, este enfoque presupone la existencia de plantas despachables con costos marginales variables, una noción que no será pertinente en el mercado descarbonizado que se vislumbra para el futuro. Se espera que para 2027, la generación de energía eólica y solar constituya en la región el 30% del total. Dado el costo marginal casi nulo de estas tecnologías, los mercados actuales enfrentan dificultades para recompensar adecuadamente las inversiones y para enviar señales claras a operadores y consumidores.

La implementación más simple del mecanismo de dos mercados es la siguiente:

- ⚡ **Se realiza un primer despacho (económico) de acuerdo con un criterio determinado:** generación de energía renovable variable —solar y eólica, principalmente— en el caso del Mercado Interior de Electricidad de la Unión Europea. En un esquema similar, el primer despacho en el MER de América Central se realiza a partir de la generación nacional sin considerar importaciones o exportaciones. En este despacho resulta necesario, además de la selección de la oferta, especificar la demanda a satisfacer. En el caso de la UE esto último no es trivial, pues se debe decidir qué parte de la demanda será satisfecha con la generación renovable variable (aunque en teoría se podría dejar la decisión en manos de los consumidores).
- ⚡ **Se generan ofertas de inyecciones (generación) y retiros (demanda)** de electricidad resultados del primer despacho.
- ⚡ **Se realiza un segundo despacho con el resto de la oferta:** generación convencional en el caso de la UE; ofertas al MER de los despachos nacionales y de la propia generación regional en el caso de América Central.

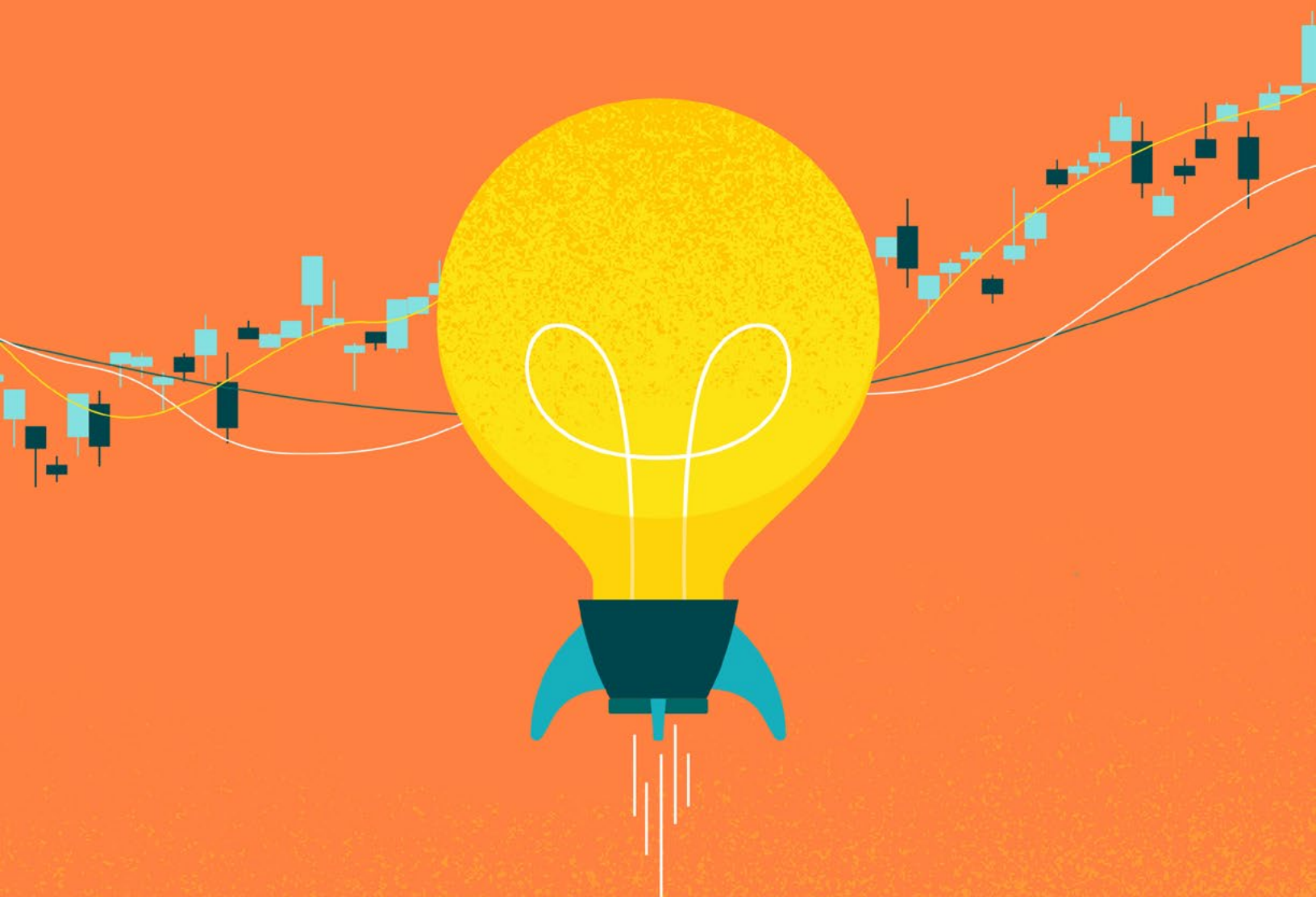
Un problema adicional, poco explorado, es la determinación de los precios de los despachos superpuestos. En el caso de la UE los precios del primer despacho estarían determinados por los costos resultantes de subastas de generación de energía renovable (*pay-as-bid*), y el precio del segundo despacho sería aplicable únicamente a la generación de energía convencional (marginal).

La realización de dos despachos superpuestos utilizando la misma red de transmisión conduce necesariamente a una solución subóptima; el primer despacho es miope respecto a lo que estará disponible en el segundo, y este puede a su vez estar innecesariamente restringido. Si fuese posible tener ofertas tanto de venta como de compra para cada uno de los mercados, sería posible teóricamente cooptimizar ambos en un solo despacho y obtener precios y cantidades separadas para cada uno. Esta alternativa sería la única forma de garantizar el uso eficiente del sistema de transmisión utilizado por ambos mercados; es decir, la capacidad de transmisión sería asignada al despacho que la valore más. Una implementación práctica de dos mercados compartiendo la red de transmisión es explorada en el [Anexo B](#) de este documento.



# 7

## CONCLUSIONES



 **Con este análisis se ha querido contribuir a los debates actuales sobre la construcción de mercados mayoristas eficientes, asequibles y sostenibles en América Latina y el Caribe.** Es evidente que tras tres décadas de reformas en los mercados eléctricos en América Latina y el Caribe, no existe una única fórmula para su desarrollo y cada país debe ajustar sus estrategias según su contexto, recursos y sus necesidades particulares, pero también es cierto que la reciente volatilidad global de los mercados energéticos y la integración de las energías renovables variables ha puesto en evidencia la necesidad de fortalecer la resiliencia del sector.

 **En América Latina y el Caribe en particular, la volatilidad en los precios de corto plazo de la electricidad se ha visto amplificada por el alza en los costos de combustibles y las variaciones climáticas.** Las ineficiencias del mercado no hacen más que intensificarla, y si bien —de nuevo— cada país ha adoptado un diseño de mercado acorde a sus circunstancias, es vital aprender de las discusiones y las experiencias globales. En particular, se deben desarrollar mercados a corto plazo, líquidos y transparentes, que contribuyan a la eficiencia en la producción y el consumo, y un mercado a largo plazo, que proteja a sus participantes de la volatilidad de los precios y promueva decisiones de inversión eficientes, para satisfacer las necesidades futuras sin dejar de priorizar la transición hacia las energías limpias. Precios eficientes y que emitan las señales adecuadas son la clave para un correcto funcionamiento de los mercados a corto y largo plazo.

 **Un punto inicial en la comprensión de la dinámica de los precios de electricidad radica en el entendimiento del diseño y estructura de los mercados eléctricos a corto plazo.** Aunque los sistemas basados en despachos por orden de mérito han sido efectivos, existen oportunidades de mejora en las estructuras predominantes en un contexto de integración de nuevos activos de generación y una creciente volatilidad en los precios a corto plazo de electricidad en América Latina y el Caribe. El modelo basado en costos, ampliamente usado en la región, en algunos casos podría ser reemplazado por mercados basados en ofertas para facilitar la transición energética. La adopción de mercados nodales con múltiples liquidaciones podría favorecer la integración de las

energías renovables variables. Asimismo, la integración de tecnologías flexibles facilitará el manejo de la variabilidad e intermitencia de las fuentes solares y eólicas. Estas reformas, que buscan aumentar la eficiencia, también presentan desafíos, como la naturaleza de los incentivos a la competencia y las garantías respecto de la confiabilidad del sistema en el corto y largo plazo.

 Cada país tiene sus propias dinámicas en la determinación de los precios a corto plazo de la electricidad. Estas dinámicas no solo se relacionan con el diseño del mercado, sino también con la matriz eléctrica específica de cada país. Por ejemplo, en los países en que predominan los combustibles fósiles en la matriz eléctrica, como Argentina y México, los precios de la electricidad están fuertemente vinculados a los del gas natural. En países con una mayor integración de hidroeléctricas en sus matrices, como Colombia o Brasil, los ciclos hídricos tienen un impacto significativo en los precios. **Diversificar la matriz energética permite asegurar la fortaleza del sistema aun cuando alguna de las fuentes principales de energía enfrente dificultades.**

 La integración regional, como la que se observa no solo en Europa sino también en el Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central (SIEPAC) y en distintas conexiones binacionales, es fundamental para **emplear los recursos de manera más eficiente, aumentar la confiabilidad del sistema, promover más competencia en los mercados y reducir los precios promedio de los mercados mayoristas.**

 **La experiencia europea nos muestra que, ante las escaladas de los precios de la electricidad, se debe proteger el poder adquisitivo de los consumidores y la competitividad de las empresas.** Las políticas que se implementen deberán estar enfocadas en mantener el poder adquisitivo de los hogares más vulnerables, ser temporales y promover la eficiencia energética, mientras se mantiene un marco regulatorio estable que no desaliente a los inversores. Además, al integrar más fuentes renovables en la matriz energética, se puede disminuir la dependencia de los combustibles fósiles y mejorar la asequibilidad de la electricidad al reducir los precios en los mercados mayoristas.

 Los avances en los mercados eléctricos de América Latina y el Caribe son dispares. Algunos países ya han alcanzado estructuras mayoristas desreguladas que fomentan la competencia y siguen algunas de las prácticas más reconocidas a nivel internacional, pero aún deben continuar adaptándose a realidades y desafíos cambiantes. En otros países, los debates están en sus primeras etapas y queda mucho trabajo

por hacer. **Confiamos en que, más allá del contexto particular en que se las lea, estas páginas, que recogen lecciones aprendidas a nivel nacional, regional y global, resultarán valiosas para quienes sean responsables de crear o seguir desarrollando mercados eléctricos más seguros, eficientes y asequibles en América Latina y el Caribe.**







## 8

# ANEXOS

# ANEXO A



## Expansión de la generación, mercados eléctricos marginalistas y costos marginales

En este Anexo se muestran, de manera muy simple y sucinta, los conceptos más relevantes considerados en la expansión de la generación, así como su relación con los mercados eléctricos marginalistas y las tarifas horarias de suministro.

Para abordar los temas descritos anteriormente, se explica inicialmente el concepto de costos totales de generación, que consideran tanto los costos de inversión, como los costos variables de operación (que incluyen los costos de los combustibles). Los costos unitarios totales en el largo plazo corresponden a los costos nivelados de generación, que son muy utilizados para comparar fácilmente y de manera aproximada diferentes tecnologías de generación en la etapa de planificación de la expansión de la generación. El costo nivelado se calcula como el valor presente neto de todos los costos (inversión, combustible y operación y mantenimiento) de una central durante toda su vida útil entre el valor presente neto de toda la energía generada por la central, también durante toda su vida útil, como se muestra en la ecuación (1). Los costos unitarios totales son, simplemente, los costos totales promedio – o también llamados costos medios totales–, i.e. la suma de los costos variables y los costos fijos divididos entre la generación total de una central eléctrica, todo para un periodo determinado. Si la planificación de la expansión de la generación considera únicamente un periodo (v.g. en aras de mantener la discusión tan simple como sea posible, en los ejemplos de este Anexo se utiliza una semana y se desprecia la tasa de descuento), y se tiene un conocimiento exacto de la demanda, entonces los costos unitarios totales son equivalentes a los costos nivelados.

(1)

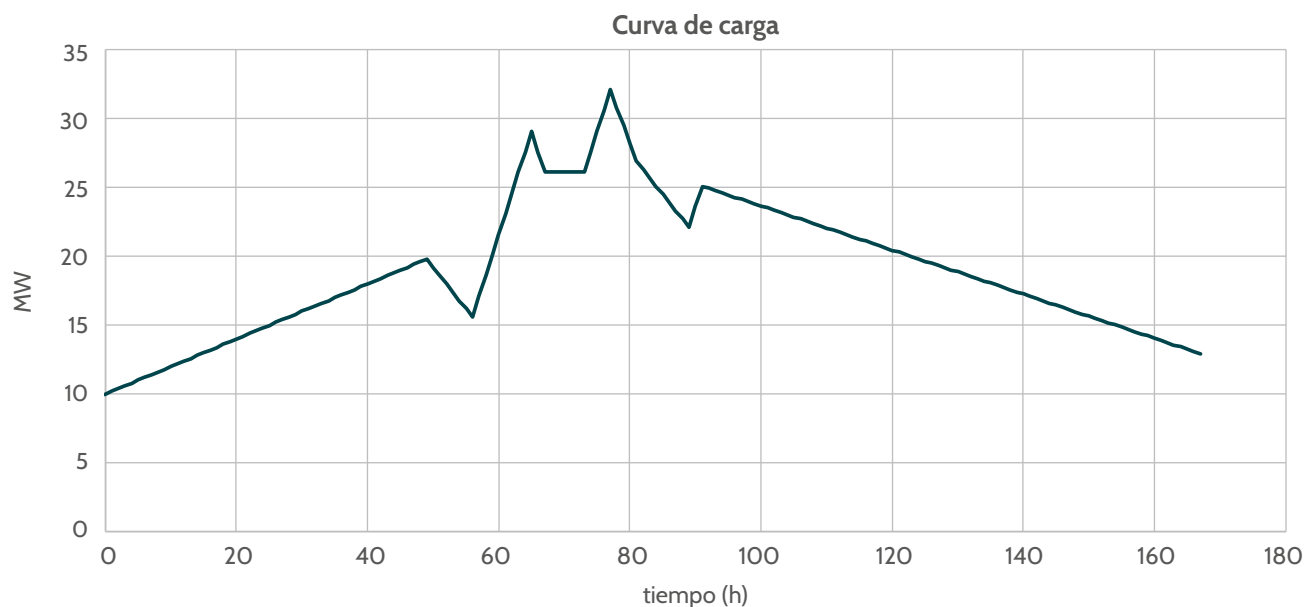
$$\text{Costos nivelados (LCOE)} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde:

|       |                                                                |
|-------|----------------------------------------------------------------|
| $I_t$ | Gastos de inversión en el año t (incluyendo el financiamiento) |
| $M_t$ | Costos de operación y mantenimiento (O&M) en el año t          |
| $F_t$ | Costos de los combustibles en el año t                         |
| $E_t$ | Cantidad de electricidad generada en el año t                  |
| $r$   | Tasa de descuento                                              |
| $n$   | Vida útil de la planta                                         |

Es importante notar que todos los datos utilizados en este Anexo son puramente hipotéticos y sirven únicamente para mostrar los conceptos más relevantes utilizados en la planificación de la expansión de la generación; así como para mostrar que el uso de los costos unitarios totales para llevar a cabo el despacho, una vez que las decisiones de inversión han sido tomadas y llevadas a cabo, carecen de sentido económico. Por simplicidad de explicación, se utiliza la demanda esperada durante una semana (168 horas), para un sistema hipotético, como se muestra en la [Figura A.1](#). Es decir, el problema es encontrar el portafolio óptimo de generación para satisfacer dicha curva de demanda (o carga).

**FIGURA A.1.** Perfil de Carga

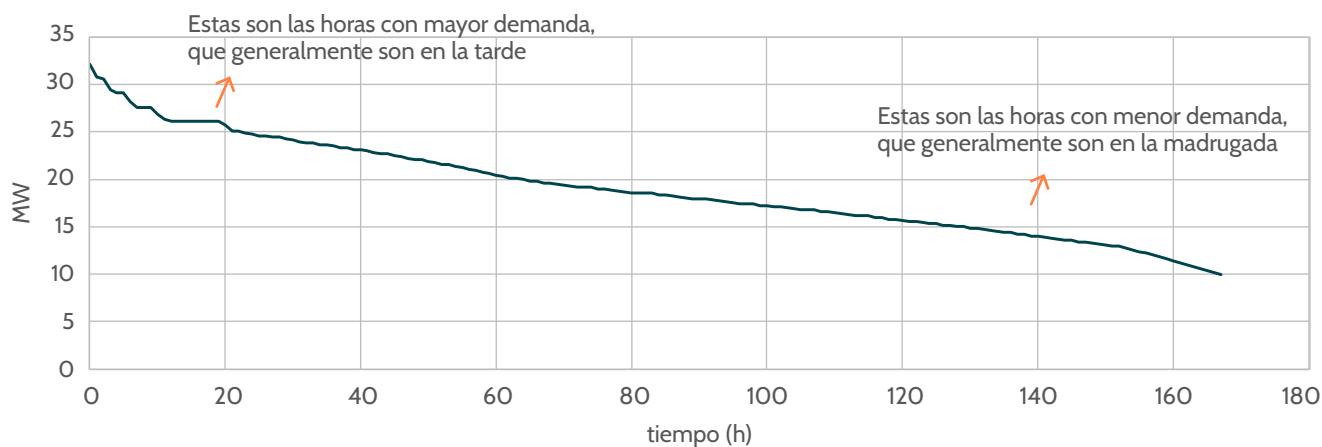


Fuente: elaboración propia.

Ordenando la demanda de mayor a menor, se obtiene la curva de duración de carga (CDC) mostrada en la [Figura A. 2](#). La Curva de Duración de Carga representa los mismos datos que la Curva de Carga; se construye ordenando los valores de la demanda en orden decreciente, i.e. las

demandas más altas del lado izquierdo y las más bajas del lado derecho. Cualquier punto en la CDC representa la duración (en horas) para las cuales la demanda es mayor o igual a la demanda de dicho punto.

**FIGURA A.2.** Curva de duración de carga, CDC



Fuente: elaboración propia.

Por el lado de la generación, y por simplicidad de la explicación, se consideran disponibles únicamente tres tipos de tecnologías de generación (los nombres de las tecnologías son solamente para propósitos de explicación): **H** (hidroeléctrica), **CC** (ciclo combinado) y **TG** (turbo gas). Los aspectos económicos esenciales de la generación se muestran en la [Figura A. 3](#), donde se indican los **costos totales por MW de capacidad instalada** (a ser determinada), i.e. los costos de capital más los costos operativos (incluyendo el combustible) **dependiendo del número de horas de operación**. Se incluye como una “tecnología” adicional la Energía No Suministrada (ENS), i.e. corte de carga o interrupción del suministro. El incluir la ENS como una tecnología adicional disponible para la toma de decisiones en la planificación de la expansión de la generación es la forma tradicional de balancear economía y confiabilidad, como se explica más adelante en este Anexo.

Las **TG** tienen costos bajos de capital (*itg*), representados por la intersección de su curva con el eje **y** (costos de inversión por semana) pero tienen costos operativos altos (*vtg*),

representados por la pendiente de su curva. Los **CC** tienen costos de inversión (*icc*) más altos que las **TG**, pero costos operativos (*vcc*) más bajos debido a sus altas eficiencias. Las **H** tienen costos de inversión (*ih*) más altos que los **CC**, pero costos operativos (*vh*) muy bajos debido a que el insumo que utilizan (agua), cuyo costo es prácticamente nulo. La [Tabla A. 1](#) siguiente muestra los costos de inversión (fijos) y los costos variables de operación. Para la ENS, o corte de carga, se tiene un costo fijo de 0.0, i.e. no se necesita inversión, y un costo variable muy elevado, i.e. el impacto económico de un corte de carga.

La [Figura A. 3](#) muestra las curvas de costos de generación para cada una de las diversas tecnologías con relación a las horas de operación de estas, así como el valor de la energía no suministrada (VENS). Las curvas de costos de generación se forman al indicar el costo fijo de cada central al inicio de la gráfica (tiempo 0) y continúa su crecimiento de manera lineal desde ese punto con sus respectivos costos variables y las horas de operación. Las letras **D**, **E** y **F** en el eje horizontal se utilizan como marcadores donde se cruzan las curvas de los costos de las tecnologías analizadas.

TABLA A.1.

### Costos fijos y variables de las diversas tecnologías

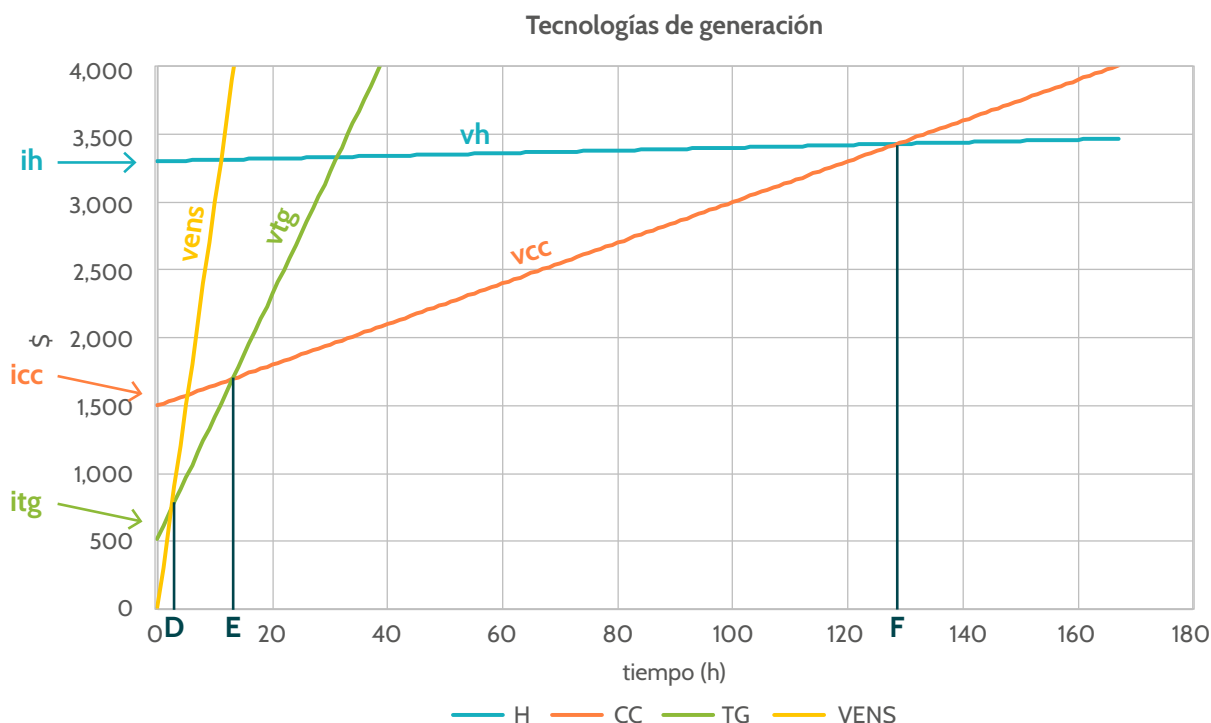
| Tecnología | Costos fijos (\$/MW-semana)* | Costos variables (\$/MWh)* |
|------------|------------------------------|----------------------------|
| H          | 3,300.0                      | 1.0                        |
| CC         | 1,500.0                      | 15.0                       |
| TG         | 520.0                        | 90.0                       |
| ENS        | 0.0                          | 300.0                      |

Fuente: elaboración propia.

Nota: \*Los costos fijos y variables son hipotéticos para mostrar conceptualmente su impacto.

Así, desde un punto de vista económico, las **TG** son más caras que los **CC** si se operan más de **E** horas. Igualmente, las **H** son más económicas si se operan más de **F** horas, y si se opera menos de **D** horas lo más económico es cortar carga, de acuerdo con el valor de la energía no suministrada. Así, en la expansión de la generación, **una de las formas de considerar explícitamente la confiabilidad es modelar la energía no suministrada como un generador adicional, con costos de inversión cero, pero costos operativos muy elevados, iguales al Valor (o Costo) de la Energía No Suministrada (VENS o CENS)**. El VENS es una medida del impacto económico que tienen las interrupciones del suministro y representa el límite del precio que la demanda, en su conjunto, está dispuesta a pagar por el suministro.

FIGURA A.3. Curvas de costos de generación



Fuente: elaboración propia.

Los costos totales unitarios para cada tecnología son la pendiente de la línea entre el origen y el cruce de la línea con la curva de costos de la tecnología para una duración (en horas) determinada, como se muestra en la ecuación (2).

(2)

*Costos totales (energizados) = (Costo Fijo + Costo Variable)/MWh*

A continuación, se calculará el costo total para cada una de las tecnologías con relación al número de horas de operación:

### Central Turbogás

El Costo Fijo para la Central Turbogás es de \$520/MW, obtenido de la [Tabla A.1](#), y el Costo Variable para esta central se obtiene de la [Figura A.3](#), en la intersección de la curva de costos de generación y el número de horas de operación, es decir, el Costo Variable obtenido de la [Tabla A.1](#) multiplicado por el número de horas de operación. Una vez obtenidos los insumos para calcular los costos totales unitarios se utiliza la ecuación (2).

i) Si opera 60 horas, el costo medio será:

Costos fijos más costos variables = \$520/MW +  
(\$90/MWh\*60h) = \$5,920/MW

Costos totales unitarios =  $\frac{\$5,920/MW}{60h} = \underline{\underline{98.67 \$/MWh}}$   
 $\left(\frac{\$520/MW}{60h}\right) + \$90/MWh = \underline{\underline{8.67/MWh}} + \$90/MWh$

ii) Pero si opera 160 horas, el costo medio será:

Costos fijos más costos variables = \$520/MW +  
(\$90/MWh\*160h) = \$14,920/MW

Costos totales unitarios =  $\frac{\$14,920/MW}{160h} = \underline{\underline{93.25 \$/MWh}}$  =  
 $\left(\frac{\$520/MW}{160h}\right) + \$90/MWh = \underline{\underline{3.25/MWh}} + \$90/MWh$



### iii) Y si opera 100 horas, el costo medio será

$$\text{Costos fijos más costos variables} = \$520/\text{MW} + (\$90/\text{MWh} \times 100\text{h}) = \$9,520/\text{MW}$$

$$\text{Costos totales unitarios} = \frac{\$9,520/\text{MW}}{100\text{h}} = \underline{\underline{\$95.20 \$/\text{MWh}}} = \left( \frac{\$520/\text{MW}}{100\text{h}} \right) + \$90/\text{MWh} = \$5.20/\text{MWh} + \$90/\text{MWh}$$

## Central Hidroeléctrica

El Costo Fijo para la Central Hidroeléctrica es de \$3,300/MW, obtenido de la [Tabla A.1](#), y el Costo Variable para esta central se obtiene de la [Figura A.3](#), en la intersección de la curva de costos de generación y el número de horas de operación, es decir, el Costo Variable obtenido de la [Tabla A.1](#) multiplicado por el número de horas de operación. Una vez obtenidos los insumos para calcular los costos totales unitarios se utiliza la ecuación (2).

### i) Si opera 60 horas, el costo medio será:

$$\text{Costos fijos más costos variables} = \$3,300/\text{MW} + (\$1/\text{MWh} \times 60\text{h}) = \$3,360/\text{MW}$$

$$\text{Costos totales unitarios} = \frac{\$3,360/\text{MW}}{60\text{h}} = \underline{\underline{\$56.00 \$/\text{MWh}}} = \left( \frac{\$3,300/\text{MW}}{60\text{h}} \right) + \$1/\text{MWh} = \$55/\text{MWh} + \$1/\text{MWh}$$

### ii) Si opera 160 horas, el costo medio será:

$$\text{Costos fijos más costos variables} = \$3,300/\text{MW} + (\$1/\text{MWh} \times 160\text{h}) = \$3,460/\text{MW}$$

$$\text{Costos totales unitarios} = \frac{\$3,460/\text{MW}}{160\text{h}} = \underline{\underline{\$21.625 \$/\text{MWh}}} = \left( \frac{\$3,300/\text{MW}}{160\text{h}} \right) + \$1/\text{MWh} = \$20.625/\text{MWh} + \$1/\text{MWh}$$

### iii) Y si opera 100 horas, el costo medio será:

$$\text{Costos fijos más costos variables} = \$3,300/\text{MW} + (\$1/\text{MWh} \times 100\text{h}) = \$3,400/\text{MW}$$

$$\text{Costos totales unitarios} = \frac{\$3,400/\text{MW}}{100\text{h}} = \underline{\underline{\$34.00 \$/\text{MWh}}} = \left( \frac{\$3,300/\text{MW}}{100\text{h}} \right) + \$1/\text{MWh} = \$33.00/\text{MWh} + \$1/\text{MWh}$$

## Central de Ciclo Combinado

El Costo Fijo para la Central de Ciclo Combinado es de \$1,500/MW, obtenido de la [Tabla A.1](#), y el Costo Variable para esta central se obtiene de la [Figura A.3](#), en la intersección de la curva de costos de generación y el número de horas de operación, es decir, el Costo Variable obtenido de la [Tabla A.1](#) multiplicado por el número de horas de operación. Una vez obtenidos los insumos para calcular los costos totales unitarios se utiliza la ecuación (2).

### i) Si opera 60 horas, el costo medio será:

$$\text{Costos fijos más costos variables} = \$1,500/\text{MW} + (\$15/\text{MWh} \times 60\text{h}) = \$2,400/\text{MW}$$

$$\text{Costos totales unitarios} = \frac{\$2,400/\text{MW}}{60\text{h}} = \underline{\underline{\$40.00 \$/\text{MWh}}} = \left( \frac{\$1,500/\text{MW}}{60\text{h}} \right) + \$15/\text{MWh} = \$25/\text{MWh} + \$15/\text{MWh}$$

### ii) Pero si opera 160 horas, el costo medio será

$$\text{Costos fijos más costos variables} = \$1,500/\text{MW} + (\$15/\text{MWh} \times 160\text{h}) = \$3,900/\text{MW}$$

$$\text{Costos totales unitarios} = \frac{\$3,900/\text{MW}}{160\text{h}} = \underline{\underline{\$24.375 \$/\text{MWh}}} = \left( \frac{\$1,500/\text{MW}}{160\text{h}} \right) + \$15/\text{MWh} = \$9.375/\text{MWh} + \$15/\text{MWh}$$

### iii) Y si opera 100 horas, el costo medio será

$$\text{Costos fijos más costos variables} = \$1,500/\text{MW} + (\$15/\text{MWh} \times 100\text{h}) = \$3,000/\text{MW}$$

$$\text{Costos totales unitarios} = \frac{\$3,000/\text{MW}}{100\text{h}} = \underline{\underline{\$30.00 \$/\text{MWh}}} = \left( \frac{\$1,500/\text{MW}}{100\text{h}} \right) + \$15/\text{MWh} = \$15/\text{MWh} + \$15/\text{MWh}$$

Los cálculos anteriores muestran como el costo medio total depende altamente del **factor de planta (fp)** (cuantas horas genera la planta a plena carga, i.e. el grado de utilización). Los valores mostrados son para factores de planta de 36% (60/168), 95% (160/168) y 60% (100/168), i.e. el número de horas que opera la planta en una semana (60,160,100), dividido entre el número de horas de la semana (24\*7=168).

**TABLA A.2.** Costos medios de las diversas tecnologías para diversos factores de planta

| tiempo | fp  | Costos Totales (\$) |       |        |        | Costos Medios (\$/MWh)* |       |     |       |
|--------|-----|---------------------|-------|--------|--------|-------------------------|-------|-----|-------|
|        |     | H                   | CC    | TG     | VENS   | Hm                      | CCm   | TGm | VENSm |
| 1      | 1%  | 3,301               | 1,515 | 610    | 300    | 3,301                   | 1,515 | 610 | 300   |
| 10     | 6%  | 3,310               | 1,650 | 1,420  | 3,000  | 331                     | 165   | 142 | 300   |
| 40     | 24% | 3,340               | 2,100 | 4,120  | 12,000 | 84                      | 53    | 103 | 300   |
| 60     | 36% | 3,360               | 2,400 | 5,920  | 18,000 | 56                      | 40    | 99  | 300   |
| 100    | 60% | 3,400               | 3,000 | 9,520  | 30,000 | 34                      | 30    | 95  | 300   |
| 160    | 95% | 3,460               | 3,900 | 14,920 | 48,000 | 22                      | 24    | 93  | 300   |

Fuente: elaboración propia.

Nota: \*Los valores sombreados y en negritas son los Costos Medios menores para cada tecnología para cada factor de planta.

La [Tabla A. 2](#) muestra los costos unitarios totales para diferentes factores de planta.

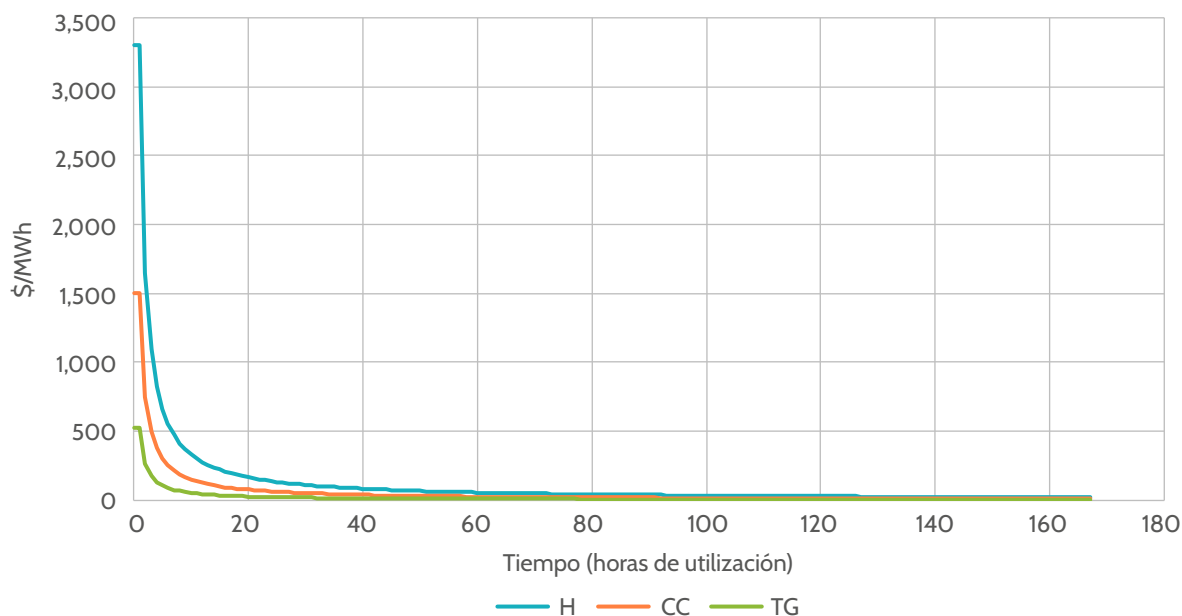
De la [Tabla A. 2](#) puede verse fácilmente que, si la central es utilizada con un factor de planta del 95%, la opción más económica —en términos de costos medios— es una central H (\$22/MWh); en el otro extremo, si una central es utilizada solo un 6% del tiempo, la mejor opción es la TG (\$142/MWh). La opción de CC es intermedia entre la H y la TG.

Un aspecto importante que resaltar es que los costos de inversión, una vez tomada la decisión y construida la central, no cambian, sin importar cuanta energía produce la central, ni la fracción del tiempo que se utilice, ni siquiera si la central deja de operar completamente. Por ejemplo, cuando

se pide un préstamo para la compra de un automóvil, las mensualidades (que incluyen intereses) se tienen que pagar, no importa si el auto está estacionado, si se usa solo los fines de semana, si se usa como Uber, si el auto es robado, etc.

La [Figura A. 4](#) muestra los costos fijos promedio de acuerdo con la energía generada (el grado de utilización de una central o factor de planta). Puede observarse que entre más se use una central, el costo fijo promedio baja, pues los costos de inversión (capital) se reparten entre más generación (MWh). Así, si el CC se utiliza solamente una hora, el costo medio de inversión será 1,500 \$/MWh, pero si se utiliza 100 horas (produce 100 MWh) el costo medio de inversión será de 15 \$/MWh.

**FIGURA A.4.** Costos medios de inversión

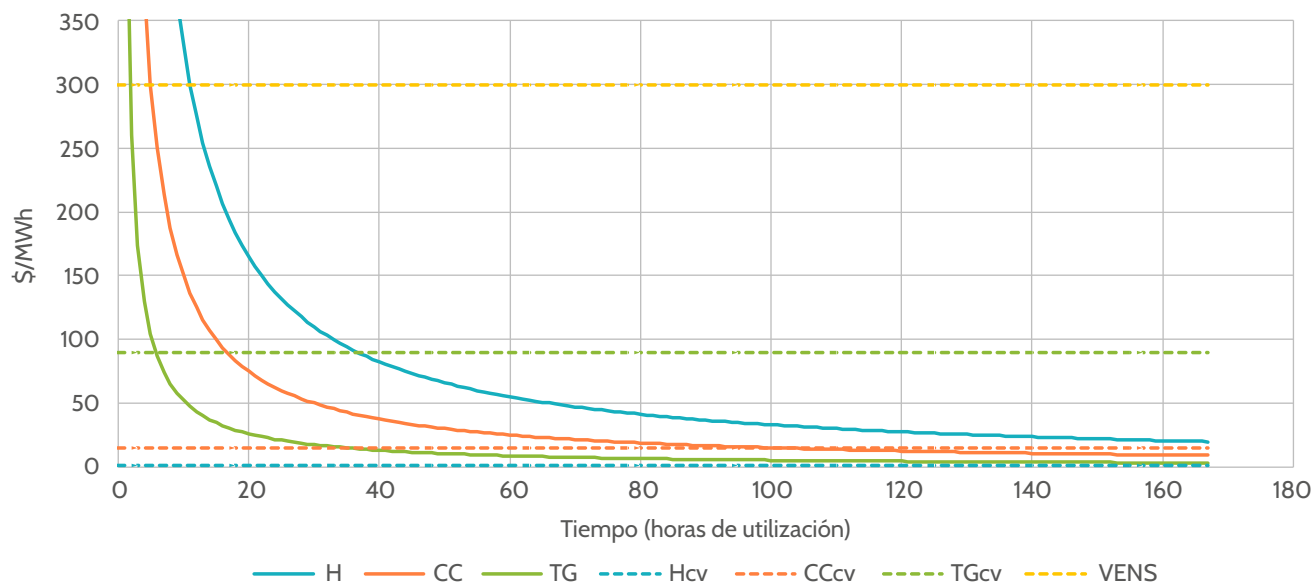


Fuente: elaboración propia.

Los costos variables (básicamente combustibles) que se mantienen constantes (pendientes de las curvas de la [Figura A.3](#)), y representan el costo de generar 1 MWh adicional,

por lo que también se conocen como costos marginales, se presentan en la [Figura A.5](#) (líneas punteadas), junto con los costos fijos promedio (líneas sólidas).

**FIGURA A.5.** Costos medios, fijos y variables

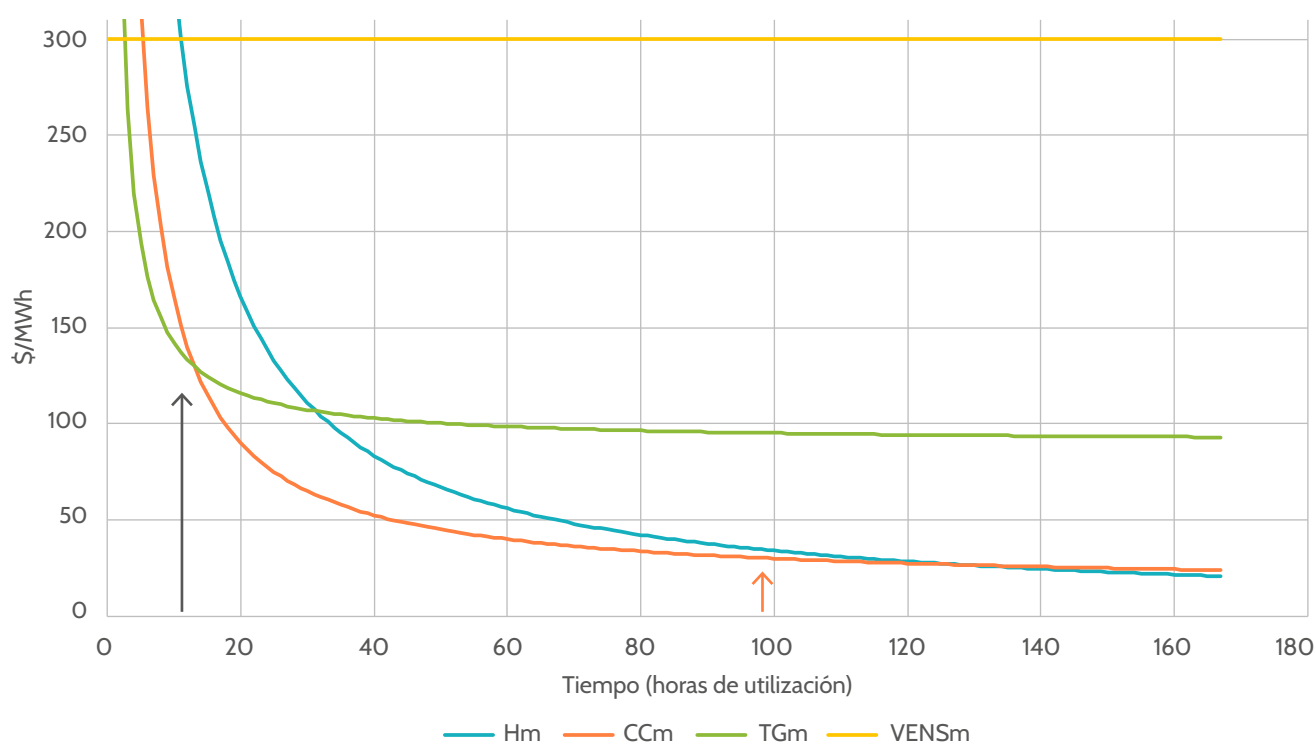


Fuente: elaboración propia.

Finalmente, la **Figura A.6** muestra los costos medios totales (fijos + variables). Así, si una central es utilizada menos de ~13 o 14 horas (señalado en la figura con una flecha gris), la opción más económica es la **TG**. Similarmente, si la central es utilizada más de ~128 o 129 horas (señalado en la figura con una flecha naranja), la opción más económica es la **H**. Si se asume que los costos de los combustibles (ajustados por inflación) se mantienen, los costos medios totales representan los **costos unitarios totales**. Debe enfatizarse que una premisa básica para determinar los costos medios

es el factor de planta, v.g. en la **Figura A.6** puede verse que para un factor de planta de 10 horas/168 horas, la TG es más económica que el CC y mucho más económica que la H. Sin embargo, para un factor de planta de 100/168, la TG es sumamente costosa comparada con el CC y la H. El factor de planta de una central eléctrica es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente de forma anual, aunque aquí se usa un período semanal) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo periodo.

**FIGURA A.6.** Costos medios totales (fijos + variables)



Fuente: elaboración propia.

Nota: \*El VENS es una medida del impacto económico que tienen las interrupciones del suministro y representa el límite del precio que la demanda, en su conjunto, está dispuesta a pagar por el suministro.

Con los conceptos presentados anteriormente, la idea básica para determinar el portafolio óptimo de generación para satisfacer la demanda que se muestra en la [Figura A.7](#), proyectando las intersecciones de las curvas de costos de las diversas tecnologías sobre la curva de duración de carga.

Resulta así obvio que el portafolio óptimo de generación será instalar suficiente generación *H* para satisfacer la carga base, *CC* para la carga intermedia, y *TG* para la carga de punta.

La [Figura A.7](#) representa el enfoque tradicional tanto para la expansión de la generación como para el establecimiento de tarifas horarias de suministro con cargos por energía para los periodos base, intermedia y pico, basados en los costos variables de las tecnologías correspondientes (*H*, *CC*, *TG*) y pagos por demanda basados en los costos fijos (incluyendo los costos de inversión) de las centrales “piqueras” (*TG*). Para un sistema óptimamente expandido y operado, dichos pagos garantizan la recuperación de costos de todas las tecnologías. Las centrales de generación “piqueras” son aquellas que se utilizan muy pocas horas (en un año) y sirven para satisfacer “picos” de demanda, por lo que la opción más económica son generadores con bajos costos de inversión y altos costos de operación (que “pintan” poco por las pocas horas de operación).

Para los mercados eléctricos marginalistas (*energy only*) los precios marginales serían determinados por el generador marginal o el valor de la energía no suministrada (VENS). En los mercados que incluyen cargos por capacidad, en un sistema óptimamente expandido y operado, el precio de la capacidad/potencia sería el costo de inversión de la planta piquera (*TG*), y los precios marginales serían determinados por la central marginal, como se muestra en la [Figuras A.9](#) y [A.10](#).

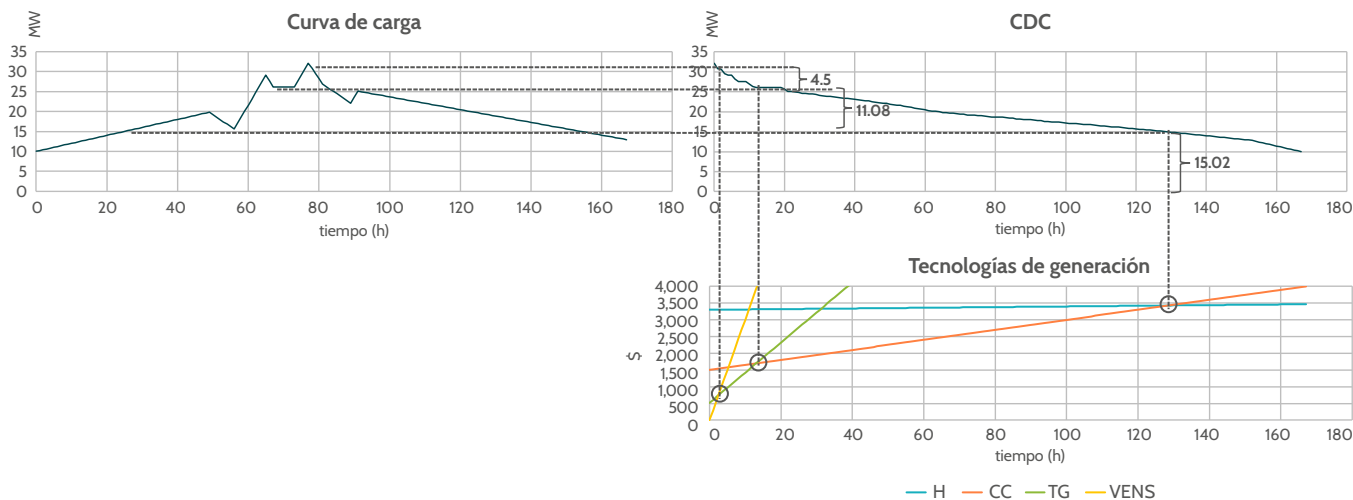
Un programa computacional para la expansión óptima de generación da los siguientes resultados (si bien, para un caso tan simple como este, el resultado puede obtenerse gráficamente de manera aproximada, como se muestra en la [Figura A.7](#)):

**TABLA A.3.** Portafolio óptimo de la expansión de la generación

| Tecnología | MW    |
|------------|-------|
| H          | 15.02 |
| CC         | 11.08 |
| TG         | 4.5   |

Fuente: elaboración propia.

**FIGURA A.7.** Determinación del portafolio óptimo de generación



Fuente: elaboración propia.



Una vez tomadas las decisiones de inversión y realizadas las inversiones, los correspondientes costos son costos hundidos (no importa si se usan las plantas generadoras, se tienen que realizar los pagos de préstamos, contratos, etc.). Siguiendo el ejemplo del automóvil, si después de comprar el auto (y comprometerse a pagar las mensualidades), se gana otro auto en una rifa, tendrá un costo de inversión prácticamente nulo (solo el precio del boleto). Si el segundo auto es menos eficiente (usa el doble de gasolina por km que el auto comprado) que el primero, debe utilizarse primero el auto comprado, y únicamente utilizar el segundo auto de la rifa cuando el primero (comprado) esté siendo ya utilizado, v.g. si se tiene que realizar un viaje de 168 horas, y simultáneamente uno de 10 horas, es obvio que se debe utilizar el auto más eficiente (comprado) para realizar

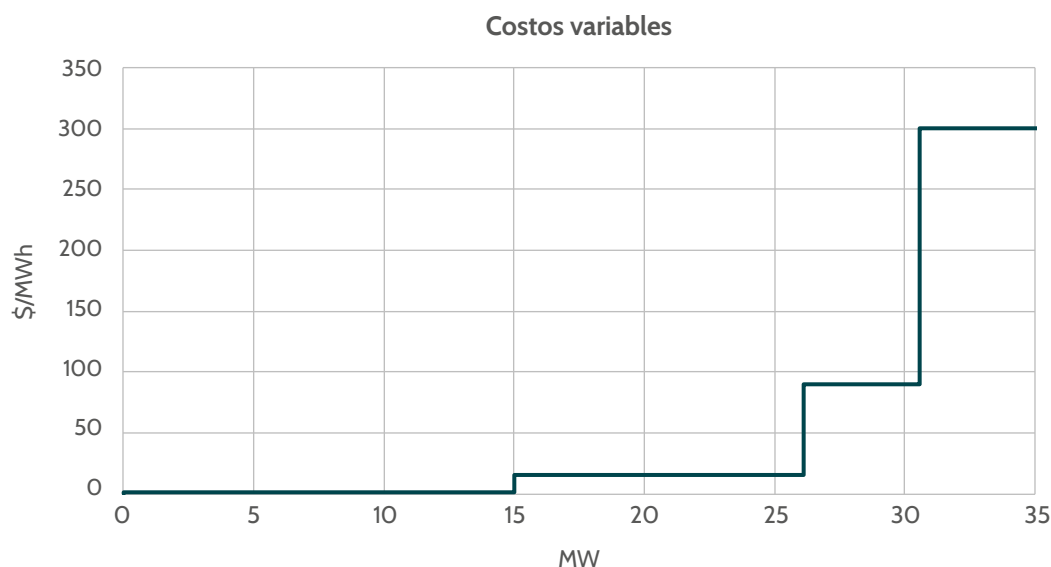
el viaje de 168 h, y el menos eficiente (de la rifa) para el viaje más corto de 10 horas. Hacerlo al revés sería una decisión equivocada pues se gastaría más gasolina.

El “despacho” de autos debe seguir los mismos principios de un despacho económico de generación.

Para el despacho económico, deben considerarse únicamente los costos variables. El orden de mérito de las diferentes tecnologías se muestra en la [Figura A. 8](#).

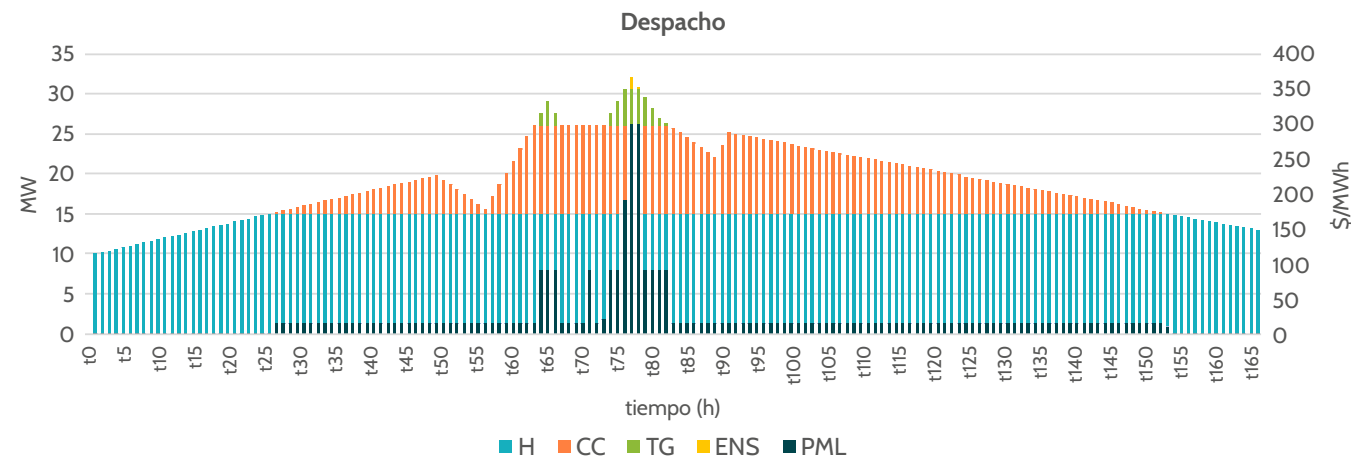
Así, para el despacho se utilizan primero las tecnologías con costos operativos menores, i.e. las *H*, seguidas de los *CC* y finalmente las *TG*, y, si es necesario se recurre a cortes de carga, como se indica en la [Figura A.9](#) y [Figura A.10](#).

**FIGURA A.8.** Orden de mérito de generación



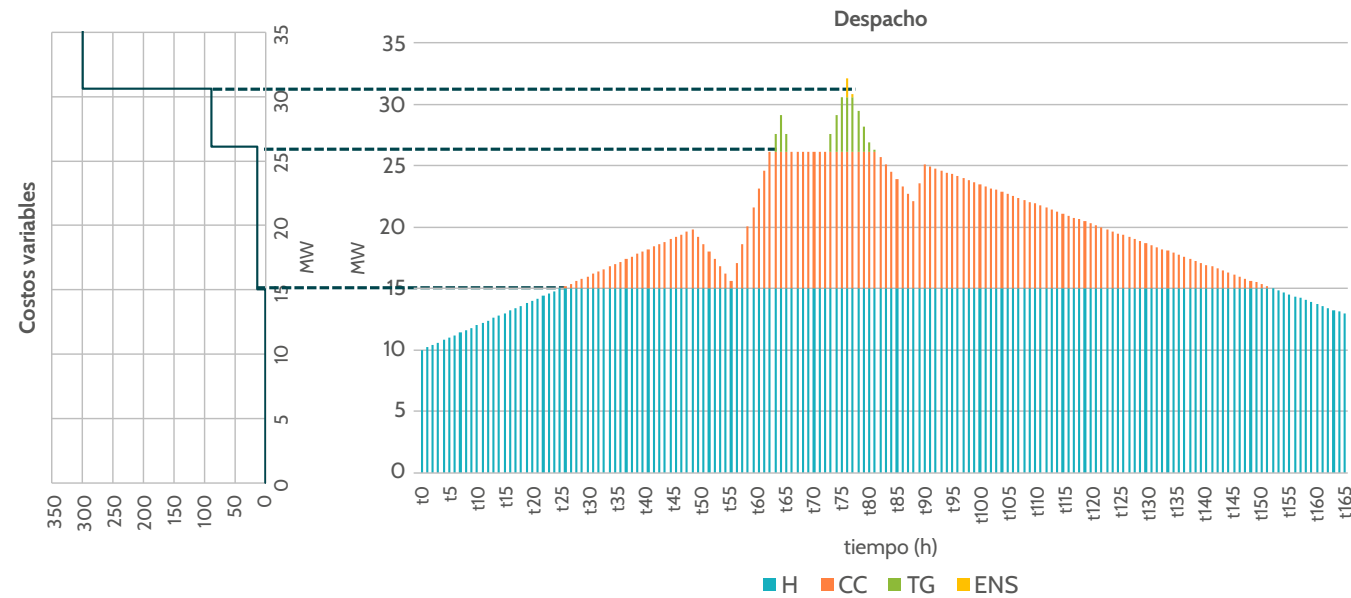
Fuente: elaboración propia.

FIGURA A.9. Despacho óptimo de generación



Fuente: elaboración propia.

FIGURA A.10. Despacho óptimo de generación



Fuente: elaboración propia.

Así, para seleccionar el portafolio óptimo de generación, se considera la curva esperada de demanda, los costos de inversión de la generación, así como los costos de combustibles y de operación y mantenimiento. La expansión de la generación es un ejercicio que se lleva a cabo generalmente cada año con un horizonte de largo plazo (15 a 20 años). **Una vez llevadas las inversiones en generación, el despacho de la generación se hace considerando únicamente los costos variables.**

Llevar a cabo el despacho de generación considerando los costos unitarios totales requiere conocer el factor de planta, a fin de poder calcular los costos medios totales. Si suponemos que se utilizan valores históricos, y suponiendo que la semana anterior a la semana del despacho, el factor de planta de la central H fue de 36%, para la CC de 60% y para la TG de 6%, el “orden de mérito” de los costos unitarios totales sería:

**TABLA A.4.**

**Orden de mérito utilizando costos medios**

| Tecnología | Costos medios (\$/MWh) |
|------------|------------------------|
| CC         | 30                     |
| H          | 56                     |
| TG         | 142                    |
| ENS        | 300                    |

Fuente: elaboración propia.

Se observa que, utilizando los costos medios, la central más económica “parece” ser la central **CC**, de tal manera que la central **H** solamente sería utilizada cuando la central **CC** esté a plena carga, i.e. cuando la demanda supere la capacidad de la central **CC** (11.08 MW).

La [Figura A.11](#) muestra el despacho que utiliza los costos medios, y las [Tabla A.5](#) y [Tabla A.6](#) muestran un resumen de los costos incurridos.

Puede observarse que, bajo este nuevo mecanismo de despacho, utilizando los costos medios, se presenta un incremento en los costos variables totales de \$15,846.60 (\$32,435.78 – \$16,589.18), lo que representa el 96%, ante un mayor despacho de energía de la central CC, lo que conlleva a un menor despacho de la central H (central con costos variables más bajos).

**TABLA A.5.**

**Despacho basado en costos variables y costos medios**

| Tecnología     | Costos fijos (\$/MW semana) | Costos variables (\$/MWh) | MW instalados | Costos fijos (\$) | Despacho con costos variables |                               | Despacho con costos unitarios totales |                               |
|----------------|-----------------------------|---------------------------|---------------|-------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------|
|                |                             |                           |               |                   | Producción (MWh)              | Costos variables totales (\$) | Producción (MWh)                      | Costos variables totales (\$) |
| H              | 3,300.00                    | 1.00                      | 15.02         | 49,566.00         | 2,443.28                      | 2,443.28                      | 1,311.38                              | 1,311.38                      |
| CC             | 1,500.00                    | 15.00                     | 11.08         | 16,620.00         | 726.06                        | 10,890.90                     | 1,857.96                              | 27,869.40                     |
| TG             | 520.00                      | 90.00                     | 4.50          | 2,340.00          | 30.50                         | 2,745.00                      | 30.50                                 | 2,745.00                      |
| ENS            | 0.00                        | 300.00                    | 0.00          | 0.00              | 1.70                          | 510.00                        | 1.70                                  | 510.00                        |
| <b>Totales</b> |                             |                           | <b>30.60</b>  | <b>68,526.00</b>  | <b>3,201.54</b>               | <b>16,589.18</b>              | <b>3,201.54</b>                       | <b>32,435.78</b>              |

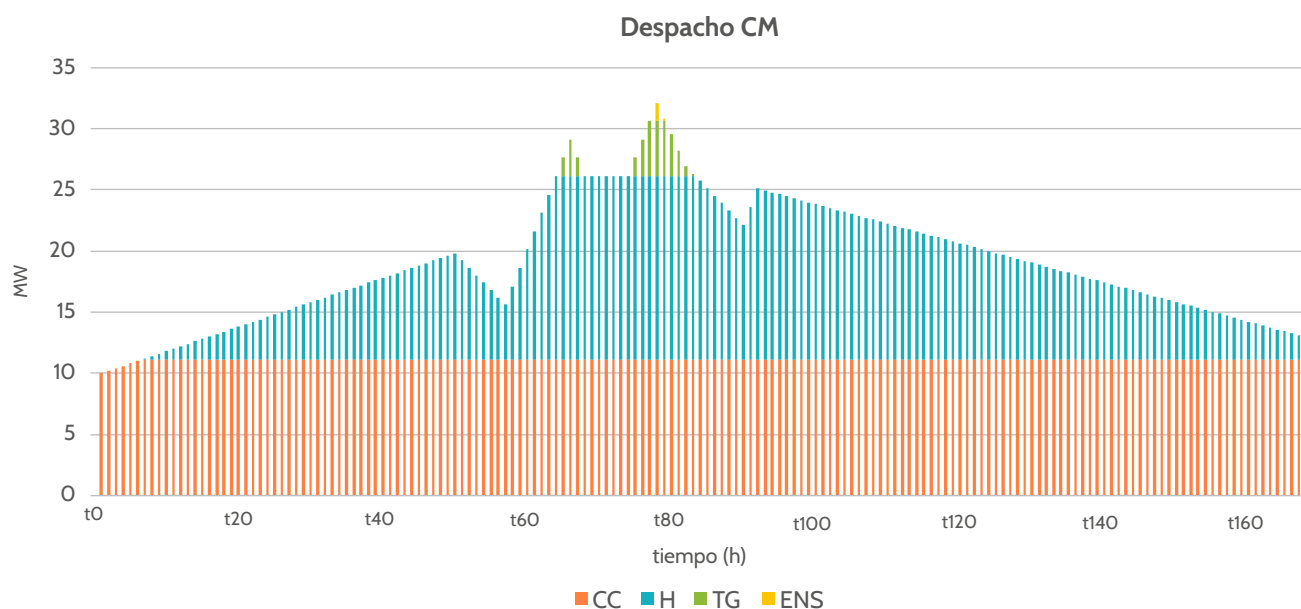
Fuente: elaboración propia.

**TABLA A.6.** Costos variables totales con costos variables y costos medios

| Tecnología                                                                               | Despacho con costos variables | Despacho con costos unitarios totales |
|------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------|
|                                                                                          | Costos variables totales (\$) | Costos variables totales (\$)         |
| H                                                                                        | 2,443.28                      | 1,311.38                              |
| CC                                                                                       | 10,890.90                     | 27,869.40                             |
| TG                                                                                       | 2,745.00                      | 2,745.00                              |
| ENS                                                                                      | 510.00                        | 510.00                                |
| <b>Totales</b>                                                                           | <b>16,589.18</b>              | <b>32,435.78</b>                      |
| <b>Incremento de 96% en los costos de generación utilizando costos unitarios totales</b> |                               |                                       |

Fuente: elaboración propia.

**FIGURA A.11.** Despacho de generación basado en costos unitarios totales



Fuente: elaboración propia.

En un mercado marginalista, las centrales infra -marginales reciben el precio marginal, i.e. el costo variable de la central despachada más costosa. Dichos ingresos por encima de

sus costos variables son necesarios para recuperar “exactamente” sus costos fijos (inversión), v.g. si la central *H* es operada 168 horas:

|                                                                                      |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
|--------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $\text{Ingresos} = ih + vh \cdot 168$                                                | Esta expresión es directa, i.e. se pagan los costos de inversión más los costos variables por el número de horas de operación.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| $= itg + E \cdot vtg + (F - E) \cdot vcc + (168 - F) \cdot vh$                       | Esta fórmula es la base para el establecimiento de tarifas horarias con cargos por capacidad. El cargo por capacidad es igual al costo de la planta piquera ( <i>itg</i> ), y los precios horarios para los periodos de punta ( <i>vtg</i> ), intermedia ( <i>vcc</i> ) y base ( <i>vh</i> ) corresponden a los costos variables de la tecnología marginal del periodo correspondiente. Esta fórmula es también la base de los mercados eléctricos marginalistas que incluyen un mercado de capacidad/potencia. |
| $= D \cdot \text{VENS} + (E - D) \cdot vtg + (F - E) \cdot vcc + (168 - F) \cdot vh$ | Esta expresión es la base de los mercados eléctricos marginalistas “puros”, i.e. “Energy only”, donde los precios pueden dispararse al VENS por periodos cortos pero necesarios para la recuperación de los costos y evitar el problema de “missing money”.                                                                                                                                                                                                                                                     |

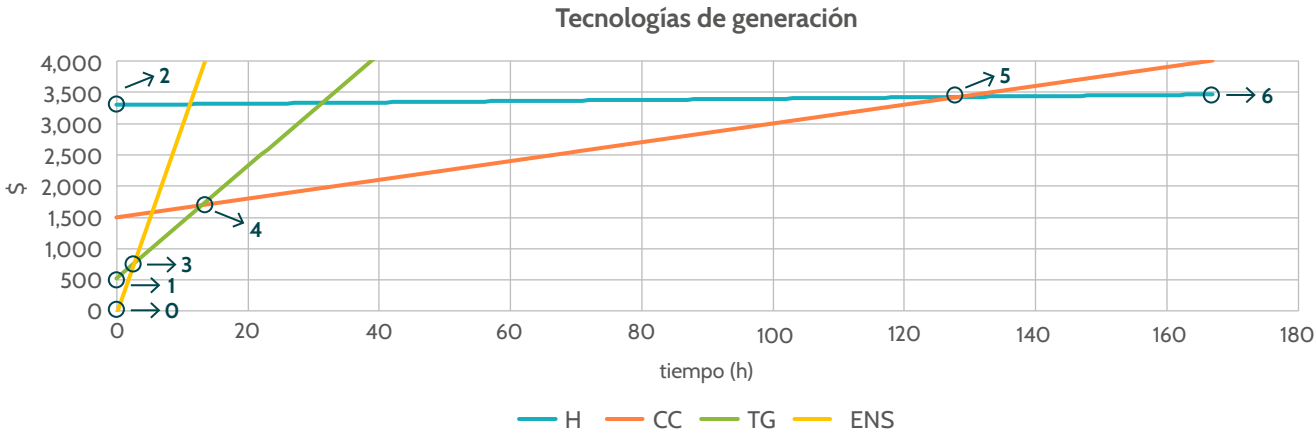
En la [Figura A.12](#) se muestran las equivalencias de las tres expresiones mostradas anteriormente, i.e. llegar al punto 6 (que representa en el eje y los ingresos necesarios para a

central *H* operando 168 horas) a partir del origen (punto 0) se puede hacer:

- » 0 a 2 y 2 a 6
- » 0 a 1, 1 a 4, 4 a 5 y 5 a 6
- » 0 a 3, 3 a 4, 4 a 5 y 5 a 6

FIGURA A.12.

Curvas de costos de generación



Fuente: elaboración propia.



# ANEXO B



## Modelo matemático del despacho económico con dos mercados

### 1.1

### Introducción

El modelo matemático del despacho económico, descrito a continuación, intenta capturar las características esenciales del despacho de generación, y tiene como objetivo esencial mostrar, aunque de manera un tanto conceptual, los impactos que tendría la adopción de una política energética que introduzca “dos mercados”. La nomenclatura utilizada en la formulación matemática se lista al final de la sección 1.2. Se han utilizado nombres nemónicos de variables y parámetros para facilitar la lectura de las ecuaciones que componen el modelo.

### 1.2

### Modelo matemático utilizado

El despacho económico es la determinación a corto plazo de la utilización óptima de una serie de unidades de generación de energía eléctrica, para satisfacer la demanda del sistema, al menor costo posible, sujeto a restricciones operativas de las centrales generadoras y del sistema de transmisión que garantizan la seguridad del despacho.

Así pues, el problema de despacho económico se encuentra determinado por las siguientes ecuaciones:

(3)

$$\text{Max} \left\{ \sum_{d,h} \{ \text{PriceDem}_{d,h} \cdot Pd_{d,h} \cdot \text{Duration}_h \} - \sum_{g,h} \{ \text{PriceEGen}_g \cdot Pg_{g,h} \cdot \text{Duration}_h \} \right\}$$

Sujeto a:

(4)

$$Pgmin_{g,h} \leq Pg_{g,h} \leq Pgmax_{g,h} \quad \forall g, h$$

(5)

$$Pdmin_{d,h} \leq Pd_{d,h} \leq Pdmax_{d,h} \quad \forall d, h$$

(6)

$$\sum_j B_{i,j} \cdot \theta_{j,h} = Pnetinj_{i,h} \quad \forall h, i$$

(7)

$$F_l^{min} \leq \frac{1}{X_l} (\theta_{from_{l,h}} - \theta_{to_{l,h}}) \leq F_l^{max} \quad \forall l, h$$

(8)

$$Pnetinj_{i,h} = \sum_{g \in \psi_i} Pg_{g,h} - \sum_{d \in \vartheta_i} Pd_{d,h} \quad \forall h, i$$

(9)

$$\sum_{g \in MktA} Pg_{g,h} = \sum_{d \in MktA} Pd_{d,h} \quad \forall h$$

(10)

$$\sum_{g \in MktB} Pg_{g,h} = \sum_{d \in MktB} Pd_{d,h} \quad \forall h$$

La función objetivo del despacho económico, ecuación (3), maximiza el excedente económico total, es decir, la diferencia entre el valor que la demanda le da al suministro de energía, menos el costo de generar dicha energía, dicho de otra manera, la maximización de la función objetivo del despacho económico es optimizar la producción de las unidades de generación para suministrar la demanda al mínimo costo cumpliendo con las restricciones de seguridad del Sistema. Las restricciones, por otro lado, representan limitaciones físicas de la generación, la demanda y el sistema de transmisión.

La restricción (4) representa los límites simples de generación y se asegura de mantener la generación producida por las centrales eléctricas dentro de los niveles físicos permitidos. Un generador no puede tener un nivel de producción fuera de sus límites operativos, es decir, no puede generar más de su capacidad máxima de generación, ni menos que su nivel mínimo operativo. La restricción (4) se puede leer de la siguiente manera: La Generación Producida ( $P_g$ ) del generador ( $g$ ) en la hora ( $h$ ) debe ser mayor o igual a la Generación mínima permitida ( $P_{gmin}$ ) del generador ( $g$ ) en la hora ( $h$ ) y, también, debe ser menor o igual a la Generación máxima permitida ( $P_{gmax}$ ) del generador ( $g$ ) en la hora ( $h$ ).

La restricción (5) representa los límites simples de demanda y asegura que esta se encuentre dentro de sus mínimos y máximos. La demanda es elástica<sup>32</sup> dentro de los rangos ofertados, es decir, no se puede despachar más demanda de la que se oferta comprar o la que pronóstica el operador del mercado. En el modelo de despacho utilizado, el precio de la demanda es el costo de la energía no suministrada. La restricción (5) se puede leer de la siguiente manera: La Demanda suministrada ( $P_d$ ) del nodo de demanda ( $d$ ) en la hora ( $h$ ) debe ser mayor o igual a la Demanda mínima ( $P_{dmin}$ ) —para las presentes simulaciones este valor es cero—, en la hora ( $h$ ) y, también, debe ser menor o igual a la Demanda máxima ( $P_{dmax}$ ), en la hora ( $h$ ).

La restricción (6) representa el balance nodal. Esta ecuación representa las leyes de Kirchhoff, es la formulación más simple del problema de flujos de potencia y permite, a partir de inyecciones netas de potencia (generación – demanda) en cada nodo, calcular los flujos de potencia en las líneas y corredores de transmisión, es decir, es una ecuación matemática que necesita el modelo para poder representar el equilibrio en cada nodo del sistema.

La restricción (7) representa los límites de las líneas de transmisión y asegura que el flujo de potencia a través de estas líneas se encuentre dentro de sus límites operativos. El flujo de potencia en las líneas de transmisión —parte central de la ecuación— debe mantenerse entre sus mínimos (Flujo mínimo,  $F^{min}$ ) y máximos (Flujo máximo,  $F^{max}$ ) para cada línea ( $l$ ) en la hora ( $h$ ), para mantener la seguridad de la operación del sistema.

La ecuación (8) representa la potencia neta inyectada en cada nodo del sistema y cuantifica la cantidad total de potencia inyectada o extraída de un nodo.

Las ecuaciones (9) y (10) representan el balance para cada uno de los mercados<sup>33</sup> (hora a hora), es decir, la generación total de cada mercado satisface a demanda total de dicho mercado hora a hora. En un modelo de despacho “convencional”, estas restricciones no existen, y aunque matemáticamente su implementación es muy sencilla, las implicaciones en cuanto a cantidades despachadas (MW) y sobre todo en lo referente a los precios pueden ser de un impacto elevado, como se muestra en los ejemplos presentados.

En un despacho económico convencional los Precios Marginales Nodales (o Locales) son un subproducto de la solución al problema; son los Multiplicadores de LaGrange de las ecuaciones de balance nodal (6), coloquialmente se explican como el cambio marginal en la función objetivo para satisfacer un incremento marginal de la demanda en el nodo específico.

Sin embargo, las restricciones adicionales del balance global de cada mercado, implicada que el Multiplicador de LaGrange de dichas restricciones debe considerarse para calcular precios nodales asociados a cada uno de los mercados, i.e. se tendrán dos juegos de precios nodales.

<sup>32</sup> Se considera que la demanda de un sistema es elástica si esta puede cambiar como resultado de los precios de la energía o de otros factores externos y no ser despachada en su totalidad.

<sup>33</sup> En la Unión Europea la discusión se ha centrado.

## Nomenclatura

|                       |                                                                                                                         |
|-----------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| $h$                   | Índice. Hora o conjunto de horas.                                                                                       |
| $i,j$                 | Índice. Nodo.                                                                                                           |
| $l$                   | Índice. Línea de transmisión.                                                                                           |
| $g$                   | Índice. Generador.                                                                                                      |
| $d$                   | Índice. Demanda (carga).                                                                                                |
| $PriceDem_{d,h}$      | Parámetro. Precio de la demanda $d$ en el periodo $h$ . Por default es el precio o valor de la energía no suministrada. |
| $Pd_{d,h}$            | Variable. Potencia satisfecha de la demanda $d$ , en el periodo $h$ .                                                   |
| $Pdmin_{d,h}$         | Parámetro. Potencia mínima demandada por la carga $d$ , del sistema modelado en el periodo $h$ . Por default es 0.      |
| $Pdmax_{d,h}$         | Parámetro. Potencia máxima demandada por la carga $d$ , del sistema modelado en el periodo $h$ .                        |
| $Duration_h$          | Parámetro. Duración de período $h$ expresado en horas.                                                                  |
| $PriceEGen_g$         | Parámetro. Precio de la energía del generador $g$ .                                                                     |
| $Pg_{g,h}$            | Variable. Potencia generada del generador $g$ en el periodo $h$ .                                                       |
| $Pgmin_{g,h}$         | Parámetro. Límite mínimo de generación de potencia del generador $g$ en el periodo $h$ . Por default $Pgmin_{g,h}=0$ .  |
| $Pgmax_{g,h}$         | Parámetro. Límite máximo de generación de potencia del generador $g$ en el periodo $h$ .                                |
| $B$                   | Parámetro. Matriz Bbus (modelo de flujos de potencia de Corriente Directa).                                             |
| $\theta_{i,h}$        | Variable. Ángulos de fase del nodo $i$ en el periodo $h$ .                                                              |
| $Pnetinj_{i,h}$       | Variable. Potencia neta inyectada en el nodo $i$ en el periodo $h$ .                                                    |
| $X_l$                 | Parámetro. Reactancia de la línea $l$ .                                                                                 |
| $\theta_{from_{l,h}}$ | Variable. Ángulo de fase del nodo de origen de la línea $l$ en el periodo $h$ .                                         |
| $\theta_{to_{l,h}}$   | Variable. Ángulo de fase del nodo de destino de la línea $l$ en el periodo $h$ .                                        |
| $FMax_l$              | Parámetro. Flujo máximo de la línea $l$ , i.e. de origen a destino.                                                     |
| $FMin_l$              | Parámetro. Flujo mínimo de la línea $l$ , de destino a origen.                                                          |

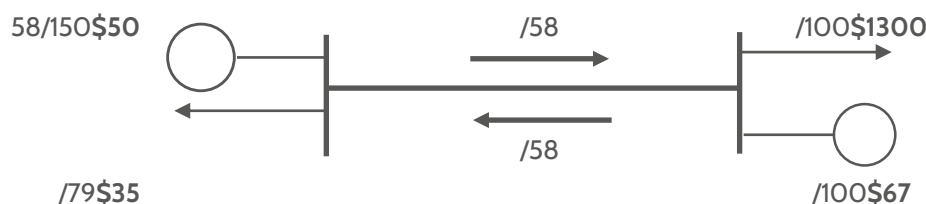
En un despacho económico “convencional”  $PriceEGen_g$  representa el precio de la energía de un generador, calculado considerando el precio del combustible puesto en planta (molécula y transporte), el régimen térmico y los costos variables de O&M<sup>34</sup>. Es importante resaltar que esta es la manera convencional de calcular los costos variables que entran como ofertas al despacho. Sin embargo, el algoritmo es ciego en este aspecto, es decir,  $PriceEGen_g$  es un parámetro de entrada al algoritmo y puede representar los costos variables de generación, o bien, como es el caso de la propuesta de reforma a la Ley de la Industria Eléctrica en México, puede representar los costos unitarios totales (costos variables más costos fijos energizados); para el algoritmo en sí, la fuente de este parámetro es irrelevante.

### 1.2.1. Ejemplo - Dos Despachos

Para ilustrar los conceptos explicados anteriormente, considere el sistema mostrado en la [Figura B. 1](#), que muestra las ofertas de compraventa en el siguiente formato: /X\$Y donde X es la cantidad (MW) ofertada e Y es el precio (\$/MWh) mínimo (venta) / máximo (compra). Para el corredor de transmisión /Z, donde Z representa el flujo máximo del enlace, que en el ejemplo es igual en ambos sentidos.

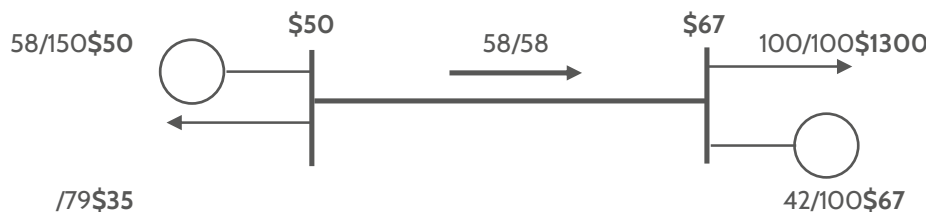
La [Figura B. 2](#) muestra los resultados de un despacho económico convencional R/, donde R es el resultado del despacho, junto a los nodos se muestra el precio marginal nodal \$P donde P es Precio Marginal Nodal (Local) en (\$/MWh).

**FIGURA B.1.** Sistema ejemplo - ofertas de compraventa



Fuente: elaboración propia.

**FIGURA B.2.** Despacho económico convencional



Fuente: elaboración propia.

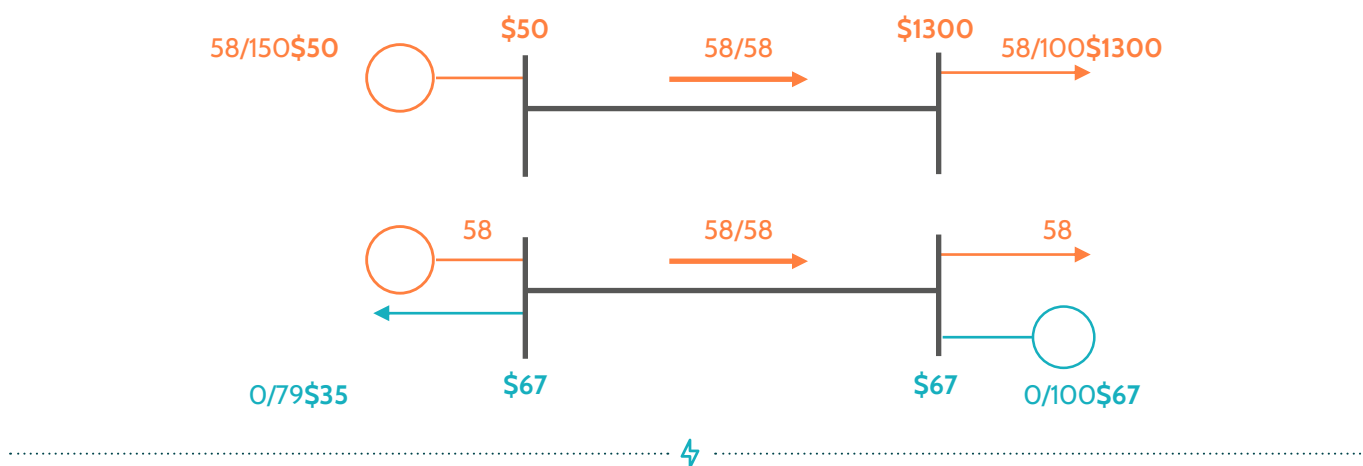
<sup>34</sup> Operación y mantenimiento.

Ahora bien, si las ofertas mostradas en la parte superior de la [Figura B.1](#) son consideradas como perteneciente al Mercado 1, mientras que las mostradas en la parte inferior son consideradas como aquellas correspondientes al Mercado 2, la [Figura B.3](#) muestra la solución a la aplicación de dos despachos secuenciales, i.e. se despacha el Mercado 1 y se obtienen los resultados mostrados en la parte superior de

esta figura, se “congelan” los resultados de dicho despacho y se despacha el Mercado 2, cuyos resultados se muestran en la parte inferior de la [Figura B.3](#).

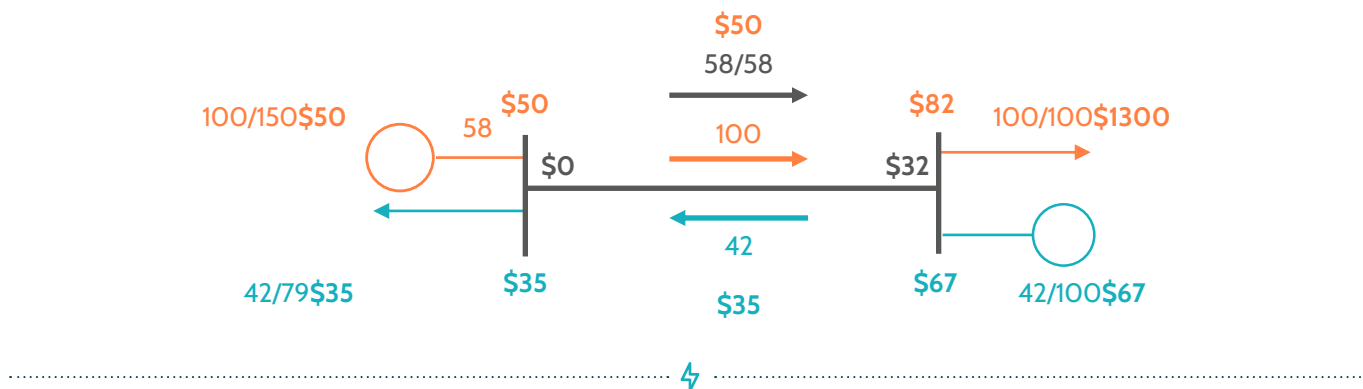
Finalmente, si ambos Mercados 1 y 2 son cooptimizados, los resultados son mostrados en la [Figura B.4](#).

**FIGURA B.3.** Despachos secuenciales



Fuente: elaboración propia.

**FIGURA B.4.** Despachos co-optimizados



Fuente: elaboración propia.



Para llevar a cabo el despacho conjunto de ambos mercados, además de incluir las ecuaciones de balance nodal consideradas en un despacho económico convencional, es necesario incluir una ecuación de balance para cada uno de los mercados, i.e. cada mercado debe balancearse individualmente.

La [Figura B. 4](#) muestra dos precios en cada nodo, uno para cada Mercado, obtenidos de los multiplicadores de LaGrange de las ecuaciones de balance nodal y de los correspondientes a las ecuaciones de balance de cada mercado. De la [Figura B. 4](#) puede notarse que no tiene sentido despachar el Mercado 2 si se considera de manera aislada, ya que la oferta de compra muestra una disposición a pagar un precio máximo de \$35/MWh, mientras que la oferta de venta muestra un precio mínimo de \$67/MWh, i.e. las curvas de oferta y demanda no se cruzan, como se muestra en la parte inferior de la [Figura B. 3](#). Sin embargo, en el despacho conjunto de ambos mercados, lo que el Mercado 2 “pierde”: 42 MW a \$(35-67)/MWh es más que compensado por lo que le permite ganar al Mercado 1: 42 MW a \$(1300-50)/MWh, y que hace posible gracias al “contraflujo” causado por el Mercado 2. La información económica de lo que el Mercado 1 ganaría con el despacho del Mercado 2 no es transferida al despacho 2 en el caso de despachos secuenciales.

Existen, por supuesto, más alternativas, v.g. realizar tres despachos: el primero que cooptimiza ambos mercados y del cual se obtienen únicamente los MW, un segundo que congela los MW del Mercado 1 y despacha el Mercado 2 para obtener únicamente los precios del Mercado 2, y un tercer despacho que fija los MW del Mercado 2 obtenidos en el primer despacho y despacha el Mercado 1 para

obtener únicamente los precios de dicho Mercado 1. Explorar las implicaciones de estas alternativas va más allá de los objetivos básicos de esta nota, la intención de los ejemplos mostrados es únicamente enfatizar la importancia de llevar a cabo análisis exhaustivos de las implicaciones de las propuestas antes de tomar una decisión de cambiar los esquemas de mercados marginalistas.

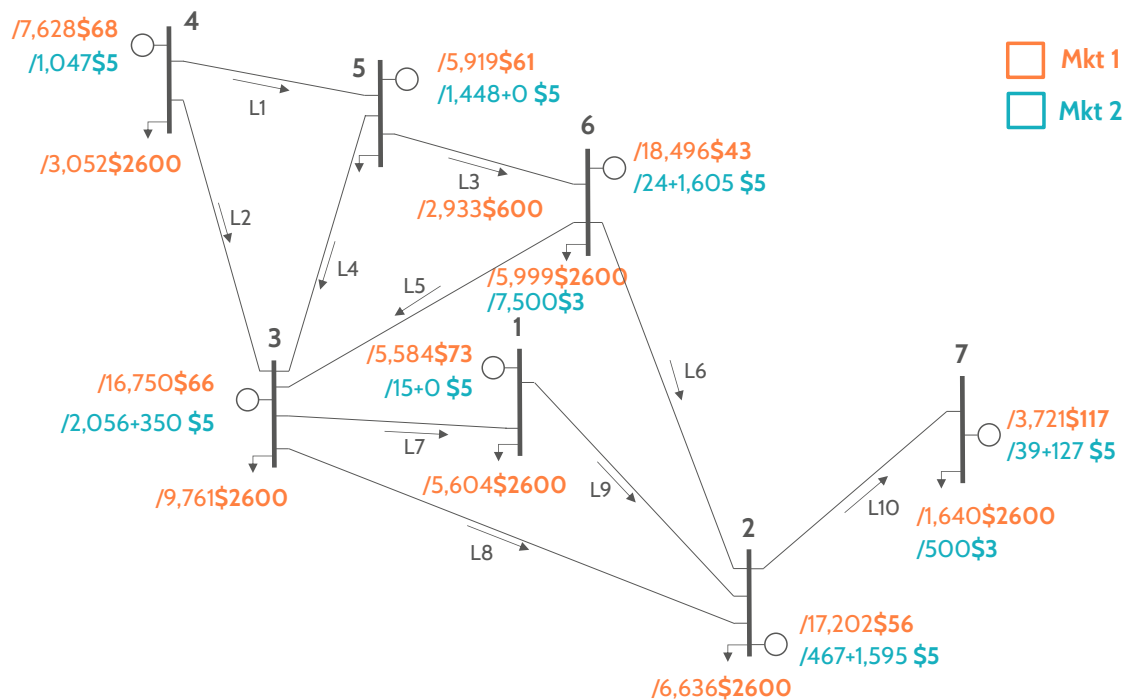
Como se expuso anteriormente, si se aplican los precios nodales mostrados en la [Figura B.4](#) el Mercado 2 tendrá un déficit:  $42 \cdot 35 - 42 \cdot 67 = 42 \cdot (35 - 67) = -1,344$ ; por otro lado, el Mercado 1 tendrá un superávit de:  $100 \cdot (82 - 50) = +3,200$ .

***Dado que cada uno de los Mercados (1 y 2) está balanceado, i.e. para cada Mercado, la suma de las inyecciones nodales es igual a la suma de los retiros nodales, una interpretación alternativa de los resultados del despacho cooptimizado es considerar que la solución es el producto de una subasta de derechos financieros de transmisión. Así, el Mercado 1 paga 3,200 por su impacto total en la congestión, mientras que el Mercado 2 recibe 1,344, que es justo el desbalance de la aplicación simple de los precios marginales nodales.***

La [Figura B. 5](#) muestra el diagrama unifilar de un sistema de prueba con varios lazos anidados, así como las ofertas de compra/venta de dos mercados, uno dominante de tecnologías convencionales —marcadas con color rojo—, y otro de tecnologías renovables —marcadas con color azul— (eólicas y solar fotovoltaicas).

Las Tablas [Tabla B. 1](#), [Tabla B. 2](#) y [Tabla B. 3](#) muestran los resultados del despacho co-optimizado de los dos mercados.

FIGURA B.5. Sistema de prueba. Ofertas de compraventa



Fuente: elaboración propia.



**TABLA B.1.** Niveles de generación y pagos a PML de los mercados Mkt1 y Mkt2

|        | Pg (MW) | Pgmax (MW) | PriceOffer (US\$/MWh) | PmlGen (US\$/MWh) | PagoGen (UUS\$) | subtotal (US\$) |
|--------|---------|------------|-----------------------|-------------------|-----------------|-----------------|
| G1Mkt1 | -       | 5.584      | 73                    | 66                | -               |                 |
| G2Mkt1 | 11.257  | 17.202     | 56                    | 56                | 630.387         |                 |
| G3Mkt1 | 3.775   | 16.750     | 66                    | 66                | 249.148         |                 |
| G4Mkt1 | 790     | 7.628      | 68                    | 68                | 53.701          |                 |
| G5Mkt1 | 1.423   | 5.919      | 61                    | 61                | 86.814          |                 |
| G6Mkt1 | 17.756  | 18.496     | 43                    | 43                | 763.503         |                 |
| G7Mkt1 | 324     | 3.721      | 117                   | 117               | 37.951          | 1.821.504       |
| G1PV   | 15      | 15         | 5                     | 26                | 400             |                 |
| G2PV   | 467     | 467        | 5                     | 16                | 7.466           |                 |
| G3PV   | 2.056   | 2.056      | 5                     | 26                | 53.458          |                 |
| G4PV   | 1.047   | 1.047      | 5                     | 28                | 29.319          |                 |
| G5PV   | 1.488   | 1.488      | 5                     | 21                | 31.253          |                 |
| G6PV   | -       | 24         | 5                     | 3                 | -               |                 |
| G7PV   | 39      | 39         | 5                     | 77                | 3.033           |                 |
| G1Wind | -       | -          | 5                     | 26                | -               |                 |
| G2Wind | 1.595   | 1.595      | 5                     | 16                | 25.515          |                 |
| G3Wind | 350     | 350        | 5                     | 26                | 9.094           |                 |
| G4Wind | 2       | 2          | 5                     | 28                | 58              |                 |
| G5Wind | -       | -          | 5                     | 21                | -               |                 |
| G6Wind | -       | 1.605      | 5                     | 3                 | -               |                 |
| G7Wind | 127     | 127        | 5                     | 77                | 9.744           | 169.339         |

Fuente: elaboración propia.

**TABLA B.2.** Niveles de demanda y pagos a PML de los mercados Mkt1 y Mkt2

|         | Pd (MW) | Pdmax (MW) | DemOffer (US\$/MWh) | PmlDem (US\$/MWh) | CobroDem (US\$) | subtotal (US\$) |
|---------|---------|------------|---------------------|-------------------|-----------------|-----------------|
| DN1Mkt1 | 5.604   | 5.604      | 2.600               | 66                | 371.500         |                 |
| DN2Mkt1 | 6.336   | 6.336      | 2.600               | 56                | 354.817         |                 |
| DN3Mkt1 | 9.761   | 9.761      | 2.600               | 66                | 644.207         |                 |
| DN4Mkt1 | 3.052   | 3.052      | 2.600               | 68                | 207.540         |                 |
| DN5Mkt1 | 2.933   | 2.933      | 2.600               | 61                | 178.896         |                 |
| DN6Mkt1 | 5.999   | 5.999      | 2.600               | 43                | 257.955         |                 |
| DN7Mkt1 | 1.640   | 1.640      | 2.600               | 117               | 191.915         | 2.206.830       |
| DN1Mkt2 | -       | -          | 2.600               | 26                | -               |                 |
| DN2Mkt2 | -       | -          | 2.600               | 16                | -               |                 |
| DN3Mkt2 | -       | -          | 2.600               | 26                | -               |                 |
| DN4Mkt2 | -       | -          | 2.600               | 28                | -               |                 |
| DN5Mkt2 | -       | -          | 2.600               | 21                | -               |                 |
| DN6Mkt2 | 7.186   | 7.500      | 3                   | 3                 | 21.557          |                 |
| DN7Mkt2 | -       | 500        | 3                   | 77                | -               | 21.557          |

Fuente: elaboración propia.

**TABLA B.3.** Flujos

|     | FlowMin (MW) | FlowMax (MW) | Flow (MW) | Miu T (US\$/MW) | Abs(F)*MiuT(US\$) |
|-----|--------------|--------------|-----------|-----------------|-------------------|
| L1  | -750         | 750          | -750      | 9               | 6.498             |
| L2  | -1050        | 1050         | -463      | 0               | -                 |
| L3  | -800         | 800          | -800      | 19              | 15.192            |
| L4  | -200         | 200          | 29        | 0               | -                 |
| L5  | -3700        | 3700         | 3700      | 23              | 85.770            |
| L6  | -1000        | 1000         | 71        | 0               | -                 |
| L7  | -3550        | 3550         | -161      | 0               | -                 |
| L8  | -350         | 350          | -153      | 0               | -                 |
| L9  | -5750        | 5750         | -5750     | 10              | 59.934            |
| L10 | -1150        | 1150         | 1150      | 61              | 70.150            |
|     |              |              |           | <b>Total</b>    | <b>237.543</b>    |

Fuente: elaboración propia.

**TABLA B.4.** Balance de los mercados Mkt1 y Mkt2

|              | Pago Dem (US\$)    | pago Gen (US\$)    | balance (US\$)     |
|--------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Mkt1         | 2206829,542        | 1821504,103        | 385325,4388        |
| Mkt2         | 21557,16953        | 169339,311         | -147782,1415       |
| <b>Total</b> | <b>2228386,711</b> | <b>1990843,414</b> | <b>237543,2973</b> |

Fuente: elaboración propia.

El balance total de los mercados es mostrado en la [Tabla B. 4](#).

Puede observarse que, aunque el balance del Mkt2 es negativo, el balance global es positivo; el monto es obtenido de valorar la compra y la venta a Precios Marginales Nodales, observando que, a diferencia de un despacho convencional, ahora se tienen dos juegos de precios marginales. También es importante notar que el balance neto total corresponde a los Ingresos Variables de Transmisión, obtenidos como se muestra en la ecuación (11).

(11)

$$IVT = \sum_l |\mu_l| \cdot |Flujo_l|$$

Otra perspectiva del problema puede analizarse desde el punto de vista de la congestión. Para ello se hicieron los cálculos del impacto de cada uno de los mercados en cada una de las líneas de transmisión, como se muestra en la [Tabla B. 5](#) y la [Tabla B. 6](#).

La [Tabla B. 5](#) muestra las sensibilidades de los flujos en las líneas de transmisión a las inyecciones nodales, compensadas en el nodo *slack* (nodo compensador); en este ejemplo el nodo N1 es seleccionado como nodo *slack*. Así, por ejemplo, si 1 MW es inyectado en el Nodo N7 y compensado por una extracción de 1 MW en el Nodo N1, este fluirá por la línea L10 (en sentido inverso de la convención, que va de N2 a N7). La inyección de 1 MW en el nodo N4, compensada por una extracción en el nodo N1, se “repartirá” entre las líneas L1 y L2, 36.26% fluirá a través de L1 y 63.74% a través de L2.

**TABLA B.5.** Impacto de una inyección en el nodo i en el flujo de la línea l

| línea/nodo | N2      | N3      | N4      | N5      | N6      | N7      |
|------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| L1         | -0,0006 | 0,0012  | 0,3626  | -0,3367 | -0,0677 | -0,0006 |
| L2         | 0,0006  | -0,0012 | 0,6374  | 0,3367  | 0,0677  | 0,0006  |
| L3         | -0,0007 | 0,0016  | 0,3027  | 0,5533  | -0,0899 | -0,0007 |
| L4         | 0,0002  | -0,0004 | 0,0599  | 0,1100  | 0,0221  | 0,0002  |
| L5         | 0,0072  | -0,0154 | 0,2761  | 0,5186  | 0,8640  | 0,0072  |
| L6         | -0,0079 | 0,0170  | 0,0266  | 0,0347  | 0,0462  | -0,0079 |
| L7         | 0,0306  | 0,9342  | 0,9253  | 0,9178  | 0,9072  | 0,0306  |
| L8         | -0,0227 | 0,0488  | 0,0481  | 0,0475  | 0,0467  | -0,0227 |
| L9         | -0,9694 | -0,0658 | -0,0747 | -0,0822 | -0,0928 | -0,9694 |
| L10        |         |         |         |         |         | -1      |

Fuente: elaboración propia.

Utilizando las sensibilidades mostradas en la [Tabla B. 5](#), también conocidas como PTDF (por sus siglas en inglés: Power Transfer Distribution Factors PTDF o Dfaxes) y las inyecciones netas de cada uno de los mercados, la [Tabla B. 6](#) muestra el impacto de cada mercado en cada línea de transmisión.

**TABLA B.6.** Impacto físico de los mercados en las líneas de transmisión

| l   | Mkt1   | Mkt2   | Total (MW) |
|-----|--------|--------|------------|
| L1  | -1.118 | 368    | -750       |
| L2  | -1.145 | 681    | -463       |
| L3  | -2.589 | 1.789  | -800       |
| L4  | -38    | 67     | 29         |
| L5  | 8.868  | -5.168 | 3.700      |
| L6  | 300    | -229   | 71         |
| L7  | 1.705  | -1.866 | -161       |
| L8  | -6     | -147   | -153       |
| L9  | -3.899 | -1.851 | -5.750     |
| L10 | 1.316  | -166   | 1.150      |

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar, el impacto total corresponde a la solución del despacho co-optimizado de ambos mercados.

El impacto económico de cada uno de los mercados puede calcularse multiplicando el impacto físico de cada mercado en cada línea, mostrado en la [Tabla B. 6](#), por el “valor” de cada línea, dado por el Multiplicador de LaGrange de las líneas de transmisión, mostrados en la [Tabla B. 3](#). El resultado se muestra en la [Tabla B. 7](#), que coinciden con aquellos mostrados en la [Tabla B. 3](#) y la [Tabla B. 4](#).

**TABLA B.7.** Impacto económico de los mercados en las líneas de transmisión

| l     | Mkt1    | Mkt2     | Total (\$) |
|-------|---------|----------|------------|
| L1    | 9.685   | -3.187   | 6.498      |
| L3    | 49.166  | -33.975  | 15.192     |
| L5    | 205.562 | -119.792 | 85.770     |
| L9    | 40.641  | 19.293   | 59.934     |
| L10   | 80.272  | -10.122  | 70.150     |
| Total | 385.325 | -147.782 | 237.543    |

Fuente: elaboración propia.



Debe notarse que si se aplicasen los PML “puros”, i.e. los Multiplicadores de LaGrange de las ecuaciones de balance nodal a todas las inyecciones y retiros de ambos mercados, es decir sin “deformarlos” con los Multiplicadores de LaGrange de la ecuación de balance global de cada uno de los mercados, el balance financiero sería el mismo para cada mercado, pues al sumarlos a los PMLs puros dichos Multiplicadores de LaGrange del balance de cada mercado se incrementa/decrementa cada PML por la misma cantidad, i.e. a todos los generadores se les paga dicho incremento pero este es compensado en idéntica cantidad por el incremento cobrado a todas las demandas.

Finalmente, es importante notar que las ideas expuestas en este Anexo son aplicables a cualquier número de mercados (nm) y que una de las ecuaciones del balance global de los mercados es redundante pues dicho balance se satisface automáticamente.



9

# REFERENCIAS



- Ahlqvist, V., P. Holmberg y T. Tangerås. 2022. A Survey Comparing Centralized and Decentralized Electricity Markets. *Energy Strategy Reviews*. Vol. 40 (marzo): 100812. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100812>
- Akcura, Elcin. 2024. Global Power Market Structures Database. Disponible en línea: <https://datacatalog.worldbank.org/search/dataset/O065245/Global-Power-Market-Structures-Database>
- Alaywan, Z., T. Wu y A. D. Papalexopoulos. 2004. Transitioning the California market from a zonal to a nodal framework: an operational perspective. *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2004. Vol. 2: 862-867. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397468>
- Ambec, S., A. Banal, E. Cantillon, C. Crampes, A. Creti, F. Decarolis, N. Fabra *et al.* 2023. Electricity market design: Views from European economists. *CEPR Policy Insight*. Núm. 120. Disponible en línea: <https://cepr.org/publications/policy-insight-120-electricity-market-design-views-european-economists>
- Antonopoulos, G. A., S. Vitiello, G. Fulli, M. Masera *et al.* 2020. Nodal pricing in the European internal electricity market. Publications Office of the European Union. Vol. 30155. Disponible en línea: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC119977/kjna30155enn.pdf>
- Ari, A., N. Arregui, S. Black, O. Celasun, D. Iakova, V. Mylonas, I. Parry e I. Teodoru. 2022. Surging Energy Prices in Europe in the Aftermath of the War: How to Support the Vulnerable and Speed up the Transition Away from Fossil Fuels. *IMF Working Papers*. Disponible en línea: <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2022/07/28/Surging-Energy-Prices-in-Europe-in-the-Aftermath-of-the-War-How-to-Support-the-Vulnerable-521457>
- Asadinejad, A. 2017. Optimal use of incentive and price-based demand response to reduce costs and price volatility. *Electric Power Systems Research*. Vol. 114: 2015-2223. Disponible en línea: <https://www.sciencedirect.com/science/article/am/pii/S0378779616305259>
- Balza, Lenin H., Raul Jimenez Mori, Demian Macedo, y Jorge Mercado. 2020. Revisiting private participation, governance and electricity sector performance in Latin America." *The Electricity Journal* 33, no. 7. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2020.106798>
- Barroso, L., F. Munoz, B. Bezerra, H. Rudnick y G. Cunha. 2021. Zero-marginal-cost electricity market designs: Lessons learned from hydro systems in Latin America might be applicable for decarbonization. *IEEE Power and Energy magazine*. Vol. 19 (1): 64-73. Disponible en línea: <http://dx.doi.org/10.1109/MPE.2020.3033398>
- Battle, C., T. Schittekatte y C. Knittel. 2022a. Power price crisis in the EU 2.0+: Desperate times call for desperate measures. *MITEI*. Disponible en línea: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4074014>
- . 2022b. Power Price Crisis in the EU: Unveiling Current Policy Responses and Proposing a Balanced Regulatory Remedy. *MITEI*. Disponible en línea: <https://doi.org/10.2139/ssrn.4044848>
- Baule, R. 2019. Volatility and Dispersion of Hourly Electricity Contracts on the Epex Spot Continuous Intraday Market. Disponible en línea: <https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3480527>
- Besant-Jones, J. E. 2006. Reforming power markets in developing countries: what have we learned? *World Bank. Energy and Mining Sector Board*. Núm. 19. Disponible en línea: <https://documents1.worldbank.org/curated/ar/483161468313819882/pdf/38017OREPLACEMENTEnergy19.pdf>
- Blazquez, J. 2018. The renewable energy policy Paradox. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 82: 1-5. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.002>
- Bichler, M., Buhl, H.U., Knörr, J., Maldonado, F., Schott, P., Waldherr, S. and Weibelzahl, M., 2022. Electricity markets in a time of change: a call to arms for business research. *Schmalenbach Journal of Business Research*, 74(1), pp.77-102. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1007/s41471-021-00126-4>

- Browne, O. 2015. Market power and system cost: The long run impact of large amounts of wind electricity generation? *Energy Policy*. Vol. 87: 17-27. Disponible en línea: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.08.030>
- Castellanos, E., M. F. Lemos, L. Astigarraga, N. Chacón, N. Cuví, C. Huggel, L. Miranda *et al.* 2022. *Central and South America. Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability*. Cambridge University Press. Disponible en línea: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg2/chapter/chapter-12/>
- Chao, H.-P. y S. Peck. 1996. A market mechanism for electric power transmission. *Journal of Regulatory Economics*. Vol. 10: 25-59. Disponible en línea: <https://www.springer.com/journal/11149>
- Cicala, S. 2015. When Does Regulation Distort Costs? Lessons from Fuel Procurement in US Electricity Generation. *American Economic Review*. Vol. 105 (1): 411-444. <https://doi.org/10.1257/aer.20131377>
- Cochran, J., M. Miller, M. Milligan, E. Ela, D. Arent, A. Bloom, M. Futch *et al.* 2013. Market evolution: Wholesale electricity market design for 21st century power systems. Disponible en línea: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/57477.pdf>
- Comisión Europea. 2023. Reform of electricity market design. Staff Working Document. Vol. 58 final. Disponible en línea: [https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-03/SWD\\_2023\\_58\\_1\\_EN\\_autre\\_document\\_travail\\_service\\_part1\\_v6.pdf](https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-03/SWD_2023_58_1_EN_autre_document_travail_service_part1_v6.pdf)
- Cramton, P. 2004. Alternative Pricing Rules. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition 2004. Vol. 3: 1621-1623. Disponible en línea: <http://dx.doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397583>
- Cramton, P. y S. Stoft. 2007. Why We Need to Stick with Uniform-Price Auctions in Electricity Markets. *The Electricity Journal*. Vol. 20 (1): 26-37. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2006.11.011>
- Davis, L. W. y C. Wolfram. 2012. Deregulation, consolidation, and efficiency: Evidence from US nuclear power. *American Economic Journal: Applied Economics*. Vol. 4 (4): 194-225. Disponible en línea: <https://www.aeaweb.org/articles?id=10.1257/app.4.4.194>
- Dechenaux, E. y D. Kovenock. 2007. Tacit Collusion and Capacity Withholding in Repeated Uniform Price Auctions. *The RAND Journal of Economics*. Vol. 38 (4): 1044-1069. Disponible en línea: <https://ideas.repec.org/a/bla/randje/v38y2007i4p1044-1069.html>
- DNP, Ernst & Young y ENERSINC. 2016. Propuesta de modificación sobre el funcionamiento del mercado de energía mayorista colombiano y conclusiones. Producto 4.
- Eicke, A. y T. Schittekatte. 2022. Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate. *Energy Policy*. Vol. 170: 113220. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113220>
- Ela, E., Milligan, M., Bloom, A., Botterud, A., Townsend, A. and Levin, T., 2014. Evolution of wholesale electricity market design with increasing levels of renewable generation. Disponible en línea: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61765.pdf>
- Ember. 2023. Global Electricity Review 2023. Disponible en línea: <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2023/>
- ENERSINC y SER Colombia. 2021. Transición hacia un esquema de precios nodales en el mercado eléctrico colombiano. Disponible en línea: [https://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2022/12/Informe\\_Final-Pre-cios\\_Nodales\\_SER.pdf](https://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2022/12/Informe_Final-Pre-cios_Nodales_SER.pdf)
- ENTSO-E. 2021. Options for the design of European Electricity Markets in 2030. Disponible en línea: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Market%20Committee%20publications/210331\\_Market\\_design%202030.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/Publications/Market%20Committee%20publications/210331_Market_design%202030.pdf)
- EPE. 2015. Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015. Disponible en línea: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anu%C3%A1rio%20Estat%C3%ADstico%20de%20Energia%20EL%C3%A9trica%202015.pdf>
- Fabra, N. 2003. Tacit Collusion in Repeated Auctions: Uniform versus Discriminatory. *The Journal of Industrial Economics*. Vol. 51 (3): 271-293. Disponible en línea: <https://core.ac.uk/download/pdf/29405741.pdf>
- . 2022. Electricity Markets in Transition: A proposal for reforming European electricity markets. CEPR Discussion Paper. Núm. 17689. Disponible en línea: <https://cepr.org/publications/dp17689>
- . 2023. Reforming European electricity markets: Lessons from the energy crisis. *Energy Economics*. Vol. 126: 106963. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2023.106963>
- Fabra, N., N.-H. von der Fehr y D. Harbord. 2006. Designing electricity auctions. *The RAND Journal of Economics*. Vol. 37 (1): 23-46. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1111/j.1756-2171.2006.tb00002.x>
- Felder, F. A. 2011. Examining Electricity Price Suppression Due to Renewable Resources and Other Grid Investments. *The Electricity Journal*. Vol. 24 (4): 34-46. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2011.04.001>

- FERC. 2016. Offer Caps in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators. Disponible en línea: <https://www.akingump.com/a/web/40639/Offer-Caps-in-Markets-Operated-PDF.pdf>
- Fischer, R. D. y P. Serra. 2000. Regulating the Electricity Sector in Latin America. *Economía*. Vol. 1 (1): 155-198. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1353/eco.2000.0003>
- Foster, V. y A. Rana. 2020. Rethinking Power Sector Reform in the Developing World. World Bank. Disponible en línea: <http://hdl.handle.net/10986/32335>
- Gelos, G. e Y. Ustyugova. 2017. Inflation responses to commodity price shocks. *Journal of International Money and Finance*. Vol. 72 (abril): 28-47. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.jimonfin.2016.10.001>
- Gilmore, J., B. Vanderwaal, I. Rose y J. Riesz. 2015. Integration of solar generation into electricity markets: an Australian National Electricity Market case study. *IET Renewable Power Generation*. Vol. 9 (1): 46-56. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2014.0108>
- Gonzales, L. E., K. Ito y M. Reguant. 2022. The Dynamic Impact of Market Integration: Evidence from Renewable Energy Expansion in Chile. *Econometrica*. Vol. 91 (5): 1659-1693. Disponible en línea: [https://koichiroito.com/pdfs/Market\\_Integration\\_Gonzales\\_Ito\\_Reguant.pdf](https://koichiroito.com/pdfs/Market_Integration_Gonzales_Ito_Reguant.pdf)
- Graf, C., E. La Pera, F. Quaglia y F. A. Wolak. 2021. Market power mitigation mechanisms for wholesale electricity markets: Status quo and challenges. Working Paper. Stanford University. Disponible en línea: <https://pesd.fsi.stanford.edu/publication/market-power-mitigation-mechanisms-wholesale-electricity-markets-status-quo-and>
- Gratwick, K. N. y A. Eberhard. 2008. Demise of the Standard Model for Power Sector Reform and the Emergence of Hybrid Power Markets. *Energy Policy*. Vol. 36 (10): 3948-3960. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.07.021>
- Hadsell, L. 2006. Electricity Price Volatility and the Marginal Cost of Congestion: An Empirical Study of Peak Hours on the NYISO Market, 2001-2004. *The Energy Journal*. Vol. 27 (2): 157-179. Disponible en línea: <https://econpapers.repec.org/article/aenjournal/2006v27-02-a09.htm>
- . 2009. Efficiency and Profit in the NYISO Transmission Congestion Contract Market. *The Electricity Journal*. Vol. 22 (9): 47-57. Disponible en línea: <https://ideas.repec.org/a/eee/jelect/v22y2009i9p47-57.html>
- Haghighat, H. 2012. Pay-as-bid versus marginal pricing: The role of suppliers strategic behavior. *Electrical Power and Energy Systems*. Vol. 42: 350-358. Disponible en línea: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0142061512000944>
- Hamilton, J. D. 2009. Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-08. Working Paper 15002. Working Paper Series. National Bureau of Economic Research. Disponible en línea: [https://www.nber.org/system/files/working\\_papers/w15002/w15002.pdf](https://www.nber.org/system/files/working_papers/w15002/w15002.pdf)
- Hartley, P., K. B. Medlock III y S. Y. E. Hung. 2022. ERCOT Froze in February 2021. What Happened? Why Did It Happen? Can It Happen Again? Baker Institute. Disponible en línea: <https://www.bakerinstitute.org/research/ercot-froze-february-2021-what-happened-why-did-it-happen-can-it-happen-again>
- Heffron, R. J., M.-F. Körner, T. Sumarno, J. Wagner, M. Weibelzahl y G. Fridgen. 2022. How different electricity pricing systems affect the energy trilemma: Assessing Indonesia's electricity market transition. *Energy Economics*. Vol. 107: 105663. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105663>
- Heim, S. y G. Götz. 2021. Do Pay-As-Bid Auctions Favor Collusion? Evidence from Germany's market for reserve power. *Energy Policy*. Vol. 155: 112308. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112308>
- Herrero, Ignacio, Pablo Rodilla, and Carlos Batlle. 2020. Evolving Bidding Formats and Pricing Schemes in USA and Europe Day-Ahead Electricity Markets. *Energies* 13, no. 19: 5020. <https://doi.org/10.3390/en13195020>
- Hélyette, G. 2006. Understanding the Fine Structure of Electricity Prices. *The Journal of Business*. Vol. 79 (3): 1225-1261. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1086/500675>
- Hirth, L. e I. Schlecht. 2020. Market-Based Redispatch in Zonal Electricity Markets: The Preconditions for and Consequence of Inc-Dec Gaming. Leibniz Information Centre for Economics. Disponible en línea: <https://www.econstor.eu/handle/10419/222925>
- Hochberg, M. y R. Poudineh. 2021. The Brazilian electricity market architecture: An analysis of instruments and misalignments. *Utilities Policy*. Vol. 72: 101267. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101267>
- Holmberg, P. y E. Lazarczyk. 2015. Comparison of Congestion Management Techniques: Nodal, Zonal and Discriminatory Pricing. *The Energy Journal*. Vol. 36 (2). Disponible en línea: <https://doi.org/10.5547/O1956574.36.2.7>
- IEA. 2019. Integrating Power Systems across Borders. Disponible en línea: <https://www.iea.org/reports/integrating-power-systems-across-borders>
- . 2021a. Climate Impacts on Latin American Hydropower. Disponible en línea: <https://www.iea.org/reports/climate-impacts-on-latin-american-hydropower>
- . 2021b. Climate Resilience. Disponible en línea: <https://www.iea.org/reports/climate-resilience>



- . 2023. Electricity Market Report 2023. Disponible en línea: <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-2023>
- IRENA. 2019a. Innovation landscape brief: Increasing space granularity in electricity markets. Disponible en línea: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA\\_Increasing\\_space\\_granularity\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Increasing_space_granularity_2019.pdf)
- . 2019b. Innovation landscape brief: Increasing time granularity in electricity markets. Disponible en línea: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA\\_Increasing\\_time\\_granularity\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Increasing_time_granularity_2019.pdf)
- . 2023. Renewable power generation costs in 2022. Disponible en línea: <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>
- Joskow, P. L. 2019. Challenges for wholesale electricity markets with intermittent renewable generation at scale: the US experience. *Oxford Review of Economic Policy*. Vol. 35 (2): 291-331. Disponible en línea: <https://www.mass.gov/doc/joskow-paper-panel-1/download>
- Kahn, A. 2001. Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond. *The Electricity Journal*. Vol. 14 (6): 70-79. Disponible en línea: <http://www.cramton.umd.edu/papers2000-2004/kahn-cramton-porter-tabors-uniform-or-pay-as-bid-pricing-ej.pdf>
- Keay, M. y D. Robinson. 2018. The decarbonised electricity system of the future: The 'two market' approach. Oxford Institute for Energy Studies. Disponible en línea: <https://www.oxfordenergy.org/publications/market-design-for-a-decarbonised-electricity-market-the-two-market-approach>
- Kettener, J. 2014. The impact of wind power generation on the electricity price in Germany. *Energy Economics*. Vol. 44: 270-280. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2014.04.003>
- King, C. W., J. D. Rhodes, J. Zarnikau, N. Lin, E. Kutanoglu, B. Leibowicz, D. Niyogi et al. 2021. The timeline and events of the February 2021 Texas electric grid blackouts. The University of Texas at Austin. Energy Institute. Disponible en línea: <https://energy.utexas.edu/sites/default/files/UTAustin%20%282021%29%20EventsFebruary2021TexasBlackout%2020210714.pdf>
- Lee, A. D. y Z. Usman. 2019. Taking stock of the political economy of power sector reforms in developing countries: a literature review. World Bank. Policy Research Working Paper. Núm. 8518. Disponible en línea: <http://documents.worldbank.org/curated/en/431981531320704737/Taking-stock-of-the-political-economy-of-power-sector-reforms-in-developing-countries-a-literature-review>
- Levy, A., J. A. Tejeda y L. Di Chiara. 2020. Integración eléctrica regional: oportunidades y retos que enfrentan los países de América Latina y el Caribe. Vol. 742. Inter-American Development Bank. Disponible en línea: <http://dx.doi.org/10.18235/0002129>
- MacKay, A. e I. Mercadal. 2023. Do Markets Reduce Prices? Evidence from the US Electricity Sector. Disponible en línea: <https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3793305>
- Mansur, Erin T. and Matthew White (2012). "Market Organization and Efficiency in Electricity Markets". Dartmouth College, mimeo. Disponible en línea: [https://mansur.host.dartmouth.edu/papers/mansur\\_white\\_pjmaep.pdf](https://mansur.host.dartmouth.edu/papers/mansur_white_pjmaep.pdf)
- Mastropietro, P., P. Rodilla, L. Escobar Rangel y C. Batlle. 2020. Reforming the Colombian electricity market for an efficient integration of renewables. *Energy Policy*. Vol. 139 (abril): 111346. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111346>
- McRae, S. D. 2019. Market Power in Cost-Based Wholesale Electricity Markets: Evidence from Mexico. Disponible en línea: <https://www.aeaweb.org/conference/2020/preliminary/paper/r5H6kA6i>
- McRae, S. D. y F. A. Wolak. 2017. Market Power in a Hydro-Dominated Wholesale Electricity Market. Disponible en línea: [https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/mcrae\\_and\\_wolak\\_columbia\\_O.pdf](https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/mcrae_and_wolak_columbia_O.pdf)
- Mohammadi, H. 2009. Electricity prices and fuel costs: Long-run relations and short-run dynamics. *Energy Economics*. Vol. 31: 503-509. Disponible en línea: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0140988309000292>
- Munoz, F. D., S. Wogrin, S. S. Oren y B. F. Hobbs. 2018. Economic Inefficiencies of Cost-Based Electricity Market Designs. *The Energy Journal*. Vol. 39 (3). Disponible en línea: <https://doi.org/10.5547/O1956574.39.3.fmun>
- Munoz, F. D., C. Suazo-Martínez, E. Pereira y R. Moreno. 2021. Electricity Market Design for Low-Carbon and Flexible Systems: Room for Improvement in Chile. *Energy Policy*. Vol. 148 (enero): 111997. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111997>
- Oberndorfer, U. 2009. Energy prices, volatility, and the stock market: Evidence from the Eurozone. *Energy Policy*. Vol. 37: 5787-95. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.08.043>
- Oren, S. 2004. When is a pay-as bid preferable to uniform price in electricity markets. IEEE PES Power Systems Conference and Exposition 2004. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1109/PSCE.2004.1397542>
- Oseni, M. O. 2016. The promotion of regional integration of electricity markets: Lessons for developing countries. *Energy Policy*. Vol. 88 (enero): 628-638. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.09.007>

- Pescatori, A., J. Bluedorn, C. Koch, S. Albrizio y M. Stuermer. 2022. Market Size and Supply Disruptions: Sharing the Pain of a Potential Russian Gas Shut-off to the European Union. IMF Working Papers. Disponible en línea: <https://doi.org/10.5089/9798400215223.001>
- Pham, T. 2019. Market Power Issues in Liberalized Wholesale Electricity Markets: A Review of the Literature with a Look into the Future. *Revue d'économie politique*. Vol. 129 (3): 325-354. Disponible en línea: <https://doi.org/10.3917/redp.293.0325>
- Pollitt, M., B. Willems, N.-H. von der Fehr y C. Banet. 2022. The European Wholesale Electricity Market: From Crisis to Net Zero. Disponible en línea: [https://cerre.eu/wp-content/uploads/2022/10/WholesaleEM\\_CE-RRE\\_FinalReport.pdf](https://cerre.eu/wp-content/uploads/2022/10/WholesaleEM_CE-RRE_FinalReport.pdf)
- Ren, Y. 2004. Pay-as-bid versus marginal pricing, part I: Strategic generator offers. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 19 (4): 1771-1776. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2004.835638>
- Ribeiro, L., A. Street, D. Valladão, A. C. Freire y L. Barroso. 2023. Technical and Economical Aspects of Wholesale Electricity Markets: An International Comparison and Main Contributions for Improvements in Brazil. *Electric Power Systems Research*. Vol. 220 (julio): 109364. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.epr.2023.109364>
- Rudnick, H. y C. Velasquez. 2019. Learning from Developing Country Power Market Experiences: The Case of Peru. World Bank. Policy Research Working Paper. Núm. 8772. Disponible en línea: <https://ssrn.com/abstract=3360129>
- Schittekatte, T. y C. Batlle. 2023a. Calls for an Electricity Market Reform in the EU: Don't Shoot the Messenger. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. Disponible en línea: <https://ceepr.mit.edu/workingpaper/research-commentary-calls-for-an-electricity-market-reform-in-the-eu-dont-shoot-the-messenger/>
- . 2023b. Power price crisis in the EU 3.0: Proposals to complete long-term markets. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. Disponible en línea: <https://ceepr.mit.edu/wp-content/uploads/2023/02/MIT-CEEPR-WP-2023-04.pdf>
- Schmalensee, R. 2019. Strengths and weaknesses of traditional arrangements for electricity supply. Handbook on Electricity Markets. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. Disponible en línea: <https://ceepr.mit.edu/wp-content/uploads/2021/09/2019-016.pdf>
- Schmidt, J., R. Cancelli y A. O. Pereira. 2016. The role of wind power and solar PV in reducing risks in the Brazilian hydro-thermal power system. *Energy*. Vol. 115: 1748-1757. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.059>
- Schweppe, F. C., R. D. Tabors, M. C. Caraminis y R. E. Bohn. 1988. Spot pricing of electricity. Eindhoven University of Technology. Disponible en línea: [https://doi.org/10.1016/0176-2680\(90\)90014-A](https://doi.org/10.1016/0176-2680(90)90014-A)
- Scott, R. 1995. The history of the International Energy Agency, vol. 2: Policies and options. International Energy Agency. Vol. 75. Disponible en línea: [https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig\\_q=RN:27020277](https://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:27020277)
- Seel, J., A. Mills y R. Wiser. 2018. Impacts of High Variable Renewable Energy (VRE) Futures on Wholesale Electricity Prices, and on Electric-Sector Decision Making. Lawrence Berkeley National Laboratory. Disponible en línea: <https://emp.lbl.gov/publications/impacts-high-variable-renewable>
- Serra, P. 2022. Chile's Electricity Markets: Four Decades on from Their Original Design. *Energy Strategy Reviews*. Vol. 39 (enero): 100798. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100798>
- Sgaravatti, G., S. Tagliapietra, C. Trasi y G. Zachmann. 2021. National policies to shield consumers from rising energy prices. Bruegel Datasets. Disponible en línea: <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices>
- Silva-Rodríguez, L., A. Sanjab, E. Fumagalli, A. Virag y M. Gibescu. 2022. Short Term Wholesale Electricity Market Designs: A Review of Identified Challenges and Promising Solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 160 (mayo): 112228. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112228>
- Tamayo, J. 2016. La industria de la electricidad en el Perú. Osinergmin. Disponible en línea: [https://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con5\\_uibd.nsf/E77149F-C8E4807D2052582030061E1AD/\\$FILE/1\\_pdfsam\\_Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf](https://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con5_uibd.nsf/E77149F-C8E4807D2052582030061E1AD/$FILE/1_pdfsam_Osinergmin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf)
- Tierney, S. F., T. Schatzki y R. Mukerji. 2008. Uniform-pricing versus pay-as-bid in wholesale electricity markets: does it make a difference? Disponible en línea: <https://kylewoodward.com/blog-data/pdfs/references/tierney+schatzki+mukerji-new-york-iso-2008A.pdf>
- Ubierna, M. y A. D. Alarcon Rodriguez. 2022. Modernización de centrales hidroeléctricas: identificación de beneficios, barreras y recomendaciones. Inter-American Development Bank. Disponible en línea: <https://publications.iadb.org/es/modernizacion-de-centrales-hidroelectricas-identificacion-de-beneficios-barreras-y-recomendaciones>



- Viscidi, L. and Yépez, A., 2019. Subastas de energía limpia en América Latina. Inter-American Development Bank. Disponible en línea: <https://publications.iadb.org/es/subastas-de-energia-limpia-en-america-latina>
- WEC. 2023. World energy trilemma index. Disponible en línea: <https://www.worldenergy.org/transition-toolkit/world-energy-trilemma-index>
- Willems, B. y Y. Yu. 2022. Bidding and Investment in Wholesale Electricity Markets: Pay-as-Bid versus Uniform-Price Auctions. Disponible en línea: <https://www.tse-fr.eu/sites/default/files/TSE/documents/conf/2022/energy/yyu.pdf>
- Wiser, R. H., A. D. Mills, J. Seel, T. Levin y A. Botterud. 2017. Impacts of Variable Renewable Energy on Bulk Power System Assets, Pricing, and Costs. Disponible en línea: <https://emp.lbl.gov/publications/impacts-variable-renewable-energy>
- Wolak, F. A. 2003. Designing competitive wholesale electricity markets for Latin American Countries. OECD-IADB. Disponible en línea: <https://www.oecd.org/daf/competition/prosecutionandlawenforcement/2490209.pdf>
- . 2019. Transformation and modernization of the wholesale electricity market in Colombia. Stanford University. Disponible en línea: <https://pesd.fsi.stanford.edu/publication/transformation-and-modernization-wholesale-electricity-market-colombia-O>
- . 2021a. Final Report on Thematic Line 2: Transformation of the Peruvian Wholesale Electricity Market. Disponible en línea: [https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/report\\_wolak\\_june\\_2021\\_draft\\_O.pdf](https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/report_wolak_june_2021_draft_O.pdf)
- . 2021b. Wholesale electricity market design. Handbook on Electricity Markets: 73-110. Disponible en línea: <https://doi.org/10.4337/9781788979955.00010>
- World Bank. 2013. Energy Sector Management Assistance Program. 2013 Annual Report. World Bank. Disponible en línea: <http://documents.worldbank.org/curated/en/460861468331237800/Energy-Sector-Management-Assistance-Program-ESMAP-2013-annual-report>
- . 2022. Commodity Markets Outlook Report. April. World Bank. Disponible en línea: <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/37223/CMO-April-2022.pdf>
- Zachmann, G. y C. Heussaff. 2023. Phased European Union electricity market reform. Policy Brief 06/2023. Bruegel. Disponible en línea: <https://www.bruegel.org/policy-brief/phased-european-union-electricity-market-reform>
- Zakeri, B., I. Staffell, P. Dodds, M. Grubb, P. Ekins, J. Jäskeläinen et al. 2022. Energy transitions in Europe—Role of natural gas in electricity prices. Disponible en línea: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4170906>
- Zareipour, H. 2007. Electricity market price volatility: The case of Ontario. Energy Policy 35: 4739-48. Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.04.006>
- Zhu, L., Zhang, L., Liu, J., Zhang, H., Zhang, W., Bian, Y. and Yan, J., 2024. Unpacking the effects of natural gas price transmission on electricity prices in Nordic countries. Iscience, 27(6). Disponible en línea: <https://doi.org/10.1016/j.isci.2024.109924>

