

# VOLVER AL FUTURO DEL MERCADO ELÉCTRICO: DESAFÍOS Y PROPUESTAS EN GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN<sup>1</sup>

- El principal desafío que enfrentan hoy los segmentos de generación y transmisión radica en la necesidad de enfrentar de manera segura y con un enfoque pragmático, centrado en la eficiencia económica y en la neutralidad tecnológica, la descarbonización y los cambios tecnológicos que se han venido desarrollando.
- Para ello es importante resguardar el criterio técnico de eficiencia en la conformación de las redes y los parques de generación, procurando aprovechar los rápidos avances tecnológicos, así como las ganancias de eficiencia que ellos entregan, incluyendo los precios decrecientes de las nuevas tecnologías, tal como hace una década se hizo con la tecnología de generación fotovoltaica y hoy ocurre con los sistemas de almacenamiento.
- En paralelo, se deben expandir las herramientas de mercado para conseguir mayores niveles de eficiencia en el uso de los recursos existentes, avanzado hacia la transición energética: profundizar los mercados de servicios complementarios e introducir mecanismos de gestión de demanda y derechos financieros de transmisión.

Nuestra historia institucional eléctrica ha sido exitosa porque se ha construido sobre un principio sencillo: que las personas y las empresas, en un sistema de precios libres y competitivos, con reglas claras, estables y orientadas a la eficiencia, pueden conocer y decidir con mucha mayor precisión y rapidez que el planificador central. Volver a este principio es fundamental para reencauzar nuestro desarrollo energético y contribuir al crecimiento y competitividad del país. Con ello en mente a continuación se entregan propuestas a los desafíos que enfrentamos como país en materia de generación y transmisión eléctrica.

## **DESAFÍOS EN GENERACIÓN: DESCARBONIZACIÓN Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA SEGURAS**

Dos son los principales desafíos del segmento de generación: (i) la descarbonización que se ha venido produciendo a partir de las condiciones de mercado y las nuevas

---

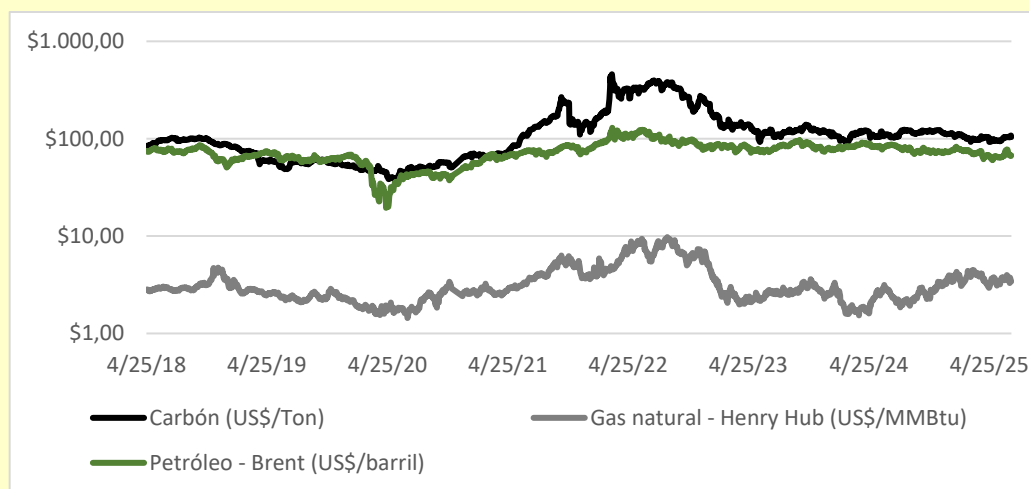
<sup>1</sup> En este informe se entregan propuestas concretas en la materia, buscando ser un aporte en la elaboración de contenidos de las distintas candidaturas presidenciales.

tecnologías disponibles, y que traduce en el retiro de unidades térmicas que operan con carbón como combustible, manteniendo la seguridad y resiliencia del sistema eléctrico, y (ii) la transición energética, proceso que debe entenderse como un cambio tecnológico, regulatorio y de infraestructura que obliga a adaptar la forma en que se configura todo nuestro sistema eléctrico.

En cuanto a la descarbonización, y a diferencia de países como Alemania donde se han debido destinar cuantiosos recursos fiscales para subsidios, compensaciones e incentivos<sup>2</sup>, en nuestro país el proceso de retirar el carbón como fuente de generación eléctrica se ha logrado mediante una combinación virtuosa entre acuerdos público-privados, condiciones de mercado y alineamiento de incentivos, sin haberse destinado recursos fiscales para ello. Uno de los principales motivos es que en los últimos años el precio del carbón ha sido más alto que el del petróleo (Gráfico N°1).

#### LA DESCARBONIZACIÓN HA ESTADO IMPULSADA POR LOS ALTOS PRECIOS DEL CARBÓN

Gráfico N°1: Evolución del precio de los combustibles (2018 – 2025, US\$)



Fuente: elaboración propia con datos de <https://markets.businessinsider.com/commodities>.

La descarbonización de la matriz de generación eléctrica es un proceso de largo plazo que combina innovación tecnológica, cambios regulatorios e inversión en nuevas fuentes de generación, redes y almacenamiento. Se distingue especialmente por el uso de fuentes de energía renovable, como la radiación solar y el viento, que son abundantes y no agotables a escala humana, pero de disponibilidad variable y cuya

<sup>2</sup> Por ejemplo, ver: “Commission approves €2.2 billion German State aid scheme to support the decarbonisation of industrial processes to foster the transition to a net-zero economy”. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip\\_24\\_1889](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/ip_24_1889).

utilización está condicionada por la localización, el clima y la capacidad de transmisión y almacenamiento.

El retiro del carbón y, en general, de las centrales térmicas, debe considerar no solamente la generación de energía sino de los demás atributos de suficiencia y seguridad de servicio<sup>3</sup>, tales como la inercia<sup>4</sup> y control frecuencia<sup>5</sup>, entre otros que robustecen el sistema ante desequilibrios en la oferta o la demanda. Ya en el año 2020, el Coordinador Eléctrico Nacional alertaba que la descarbonización acelerada tenía riesgos relevantes en la inestabilidad del sistema, especialmente por los menores niveles de inercia en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN)<sup>6</sup>.

En consecuencia, hay tres objetivos que la política pública debe procurar: desde la transición energética, la neutralidad tecnológica para maximizar las oportunidades y eficiencia del desarrollo tecnológico, y desde la descarbonización, la reducción de la generación a carbón, pero asegurando que los atributos de seguridad la energía térmica no se pierdan. De esta forma, se procura maximizar los desarrollos tecnológicos, continuar con el recambio de la matriz de generación, introducir mayor

---

<sup>3</sup> El Coordinador Eléctrico Nacional, en el “Estudio de Confiabilidad SEN - Reporte De Operación Sin Carbón Al 2030”, de diciembre de 2024, ha entendido la suficiencia como la “capacidad del sistema para abastecer la demanda de energía y potencia máxima del sistema; en particular, considerando riesgos asociados a la variabilidad normal y extrema de la generación solar y eólica, así como de la incertidumbre hidrológica”. Por su parte, la seguridad de servicio corresponde a la “respuesta del sistema ante contingencias en líneas y/o unidades generadoras, considerando los recursos técnicos disponibles”. Disponible en <https://cen-data-kendra-ingestion-prd.s3.amazonaws.com/733281/2024/12/Reporte-Operacion-SEN-sin-Carbon-2030.pdf>.

<sup>4</sup> La inercia es generada de manera natural por los generador que poseen una turbina que gira, cuestión que le permite contar con un stock de energía cinética que permite generación de electricidad aún si la fuente primaria de generación ya no está disponible. Ver: <https://www.neso.energy/energy-101/electricity-explained/how-do-we-balance-grid/what-inertia>.

<sup>5</sup> El control de la frecuencia se refiere a la cantidad de rotaciones por segundo expresadas en hercios (Hz) que realizan las turbinas de generación. Dado que los sistemas eléctricos requieren operar en sincronía, el control de frecuencia permite ajustar la frecuencia de las turbinas generadoras en función de las variaciones de oferta y demanda. Ver: <https://www.neso.energy/energy-101/electricity-explained/how-do-we-balance-grid/what-frequency>.

<sup>6</sup> En el estudio “Análisis de la Operación y Abastecimiento del Sistema Eléctrico Nacional de Chile en un escenario de retiro total de centrales a carbón al año 2025”, de fecha 16 de septiembre de 2020, el Coordinador Eléctrico Nacional concluyó que “los escenarios más afectados serán aquellos escenarios diurnos, con alta penetración ERV, pues la baja presencia de generación térmica con aportes gestionables de combustibles fósiles, cuyas masas rotatorias aportan inercia y estabilidad al sistema eléctrico, redundará en un sistema con menor inercia y, en consecuencia, con menor capacidad para soportar perturbaciones y desbalances instantáneos de generación y demanda”. Disponible en [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/09/Informe\\_Análisis\\_de\\_Escenarios\\_Descarbonización\\_ver\\_20200917.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2020/09/Informe_Análisis_de_Escenarios_Descarbonización_ver_20200917.pdf).

flexibilidad al sistema y avanzar sin arriesgar la seguridad del suministro eléctrico. En consecuencia:

- **La política energética debe asegurar neutralidad tecnológica.** El futuro es incierto y el desarrollo tecnológico en generación de energía, significativo, por lo que el marco regulatorio completo no debe privilegiar una tecnología por sobre otra. Esto asegura que se puedan capturar las mayores eficiencias del desarrollo tecnológico, a la vez que fomentar la innovación. En este sentido, se debe estar atento al desarrollo de nuevas tecnologías como los sistemas de almacenamiento, los combustibles sintéticos (e-fuels<sup>7</sup>), condensadores síncronos para inercia sintética o soluciones tipo *grid-forming*<sup>8</sup>, siendo estas dos últimas tecnologías que permiten complementar a ciertas tecnologías de generación renovable para equiparar los atributos de seguridad, tales como inercia o frecuencia, que poseen los medios de generación tradicional.
- **La descarbonización debe ser un proceso gradual, pragmático y ante todo, seguro.** Un elemento clave en este proceso es el apoyo de las centrales a gas natural, las cuales emiten menos CO<sub>2</sub> que las a carbón, utilizan un combustible generalmente más económico y aportan atributos de seguridad operativa al sistema, además de contribuir a la gestión de rampas<sup>9</sup>, especialmente en un contexto de sequías recurrentes que reducen la disponibilidad de generación hidroeléctrica, y de variabilidad en la generación renovable. Pese a estos beneficios como complemento de las fuentes de energía renovables variables (ERV), el parque a gas natural es antiguo y requiere inversiones relevantes de reacondicionamiento<sup>10</sup> y modernización (ver Tabla N°1). Hasta ahora, el gas natural ha desempeñado un rol estratégico como respaldo firme y flexible, aportando estabilidad en momentos de baja generación renovable y asegurando la continuidad del sistema eléctrico. Lo anterior puede concretarse mediante incentivos adecuados en los mercados de servicios complementarios (como el de inercia o control de frecuencia) y señales de potencia.

---

<sup>7</sup> Ver <https://www.efuel-alliance.eu/efuels/what-are-efuels>.

<sup>8</sup> Ver <https://www.neso.energy/energy-101/electricity-explained/how-do-we-balance-grid/what-grid-forming>.

<sup>9</sup> La gestión de rampas permite controlar las variaciones de potencia asociadas a la mayor o menor generación para evitar sobresaltos y mantener la estabilidad.

<sup>10</sup> Una central de generación reacondicionada es aquella que ha pasado por un proceso integral de reacondicionamiento para restablecer o mejorar su eficiencia operativa, confiabilidad y vida útil. Esto implica inspeccionar, reparar, reemplazar o modernizar diversos componentes y sistemas de la planta.

- **Profundizar mercados de servicios complementarios.** Resulta indispensable que las señales de precio necesarias para consolidar una transición energética segura se den en un contexto de mercado competitivo y que permita aprovechar tanto la infraestructura existente como incentivar la entrada de nuevos actores así como de nuevas tecnologías. Se requiere un mayor desarrollo del mercado de servicios complementarios, aunque sin afectar los principios de descentralización del desarrollo de la infraestructura de generación.

**LAS CENTRALES A GAS PROMEDIAN 22 AÑOS DE SERVICIO**

**Tabla N°1: Potencia y años de servicio de las centrales térmicas a gas**

Central	Año Puesta en Servicio	Años en Servicio	Potencia Neta [MW]
TER NUEVA RENCA	1997	28	370,1
TER SAN ISIDRO	1998	27	371,6
TER NEHUENCO	1998	27	326,97
TER ATACAMA	1999	26	716,386
TER TALTAL	2000	25	240,113
TER NEHUENCO II	2004	21	405,562
TER CANDELARIA	2005	20	237,6
TER CORONEL	2005	20	44,765
TER SAN ISIDRO II	2007	18	379,951
TER KELAR	2016	9	521,71

Fuente: Comisión Nacional de Energía.

**PROFUNDIZAR HERRAMIENTAS DEL MERCADO DE TRANSMISIÓN**

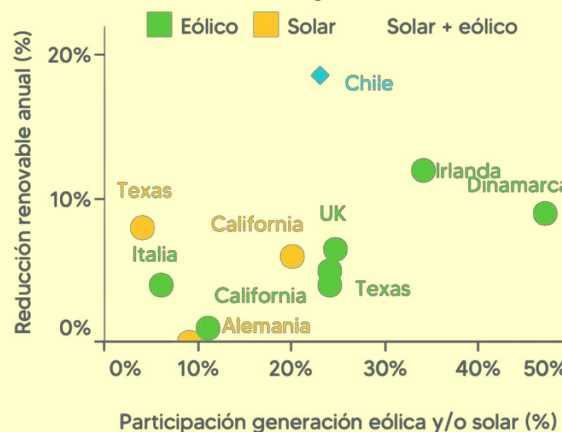
La transmisión es fundamental para el desarrollo de los mercados eléctricos, pues constituye la infraestructura habilitante y, a la vez, una restricción física para el transporte de energía. A diferencia de las centrales convencionales, cuya generación puede gestionarse temporalmente, en las centrales ERV la producción de energía ocurre solo en la medida en que el recurso esté disponible. En consecuencia, la decisión de generación no es gestionable, sino que dada por la disponibilidad del recurso. Cuando esa energía no se inyecta al sistema, se produce un vertimiento o *curtailment* (una reducción involuntaria de la generación). Estas instrucciones son emitidas por el Coordinador Eléctrico Nacional, conforme a criterios de seguridad del sistema, integridad de la red y operación económica.

Los vertimientos son frecuentes en países con alta penetración de ERV y su gestión forma parte de los desafíos que imponen los sistemas eléctricos con ese predominio

tecnológico. Dado el alto nivel observado en Chile -y su posición en relación a otros países (Gráfico N°2)-, resulta pertinente profundizar instrumentos de mercado para la gestión de la transmisión, complementarios a la expansión de infraestructura: los esquemas de gestión del lado de la demanda (DSM) y los derechos financieros de transmisión (DFT). Ambos instrumentos se basan en que la capacidad de transmisión es un recurso escaso, pero que puede ser gestionado mediante reglas eficientes de asignación y señales económicas (ingresos de congestión y precios).

**VERTIMIENTOS DE ENERGÍA RENOVABLE ESTÁN POR SOBRE LA MEDIA MUNDIAL**

**Gráfico N°2: Porcentaje de vertimiento sobre la generación total según la proporción de ERV de la matriz energética**



Fuente: Generadoras de Chile. Boletín mensual de junio de 2025.

- **Los esquemas de gestión de demanda (DSM) son herramientas económicas y tecnológicas** que buscan modificar la conducta de los consumidores mediante señales de precio para trasladar consumos entre distintos momentos de un día determinado. De esta manera, se contribuye a equilibrar la demanda con las horas de luz solar y, eventualmente, disminuirla en horarios punta o nocturnos, evitando necesitar mayores inversiones en transmisión y generación de respaldo.

La DSM incorpora programas de Respuesta de la Demanda (DR) cuyo objeto es movilizar flexibilidad programable y comercializable de los consumidores -a menudo a través de agregadores de demanda- y se basa en incentivos (pagos, descuentos), incluyendo mecanismos clásicos como control directo de carga o cargas interrumpibles. Otros mecanismos consisten en señales de precios, mediante esquemas tarifarios diferenciados en el tiempo (p. ej., punta/valle, precios críticos o en tiempo real) que inducen a desplazar consumo fuera de punta. Ambas modalidades optimizan el uso de la energía, reducen costos y contribuyen a suavizar la curva de demanda, mejorando la eficiencia del sistema.

- **Los derechos financieros de transmisión (DFT)** son instrumentos destinados a gestionar la escasez de capacidad de transmisión revelada por la congestión que, si bien no reducen directamente vertimientos, sí permiten cubrir el riesgo nodal<sup>11</sup>. Se materializan como títulos financieros -sin derechos físicos de despacho- que reconocen a su titular, por una potencia (MW) y un horizonte temporal determinados, el derecho a percibir la diferencia del componente de congestión de los costos marginales entre un punto inyección de energía y una de retiro de la misma. De este modo, no otorgan derecho de entrega física de energía; solo asignan los flujos económicos asociados a esa congestión. Además de ser una herramienta de cobertura para los agentes del mercado eléctrico, los DFT contribuyen a recuperar en cierta medida la señal de localización para la generación: a mayor valor esperado de los DFT en un tramo, mayores serán la congestión y el riesgo asociados. Así, los agentes deciden localizarse en lugares con valores de DFT más bajos.

En cuanto a su diseño, su asignación debería realizarse mediante subastas y su vigencia debería ser determinada por tramo, sobre la base de estudios técnicos susceptibles de discrepancia ante el Panel de Expertos de la Ley General de Servicios Eléctricos. El fondeo de los pagos derivados de los DFT, a su vez, debería componerse de las rentas de congestión del sistema y de las primas obtenidas en las subastas respectivas. En cuanto a su administración, por tratarse de un instrumento del mercado eléctrico, esta debería recaer en el Coordinador Eléctrico Nacional.

## REFLEXIONES FINALES

Hasta antes de 1974, la preeminencia del Estado en el sector eléctrico llevó a que se confundiera “progresivamente la noción de servicio público asociada al suministro eléctrico, con la participación empresarial del Estado en esta actividad, y por otra parte, sobre todo en el período 1970-1973, se tendió a asignar a este sector objetivos distintos de los que deben guiar una actividad económica de esta naturaleza”<sup>12</sup>. Sin embargo, a partir de las reformas de 1974, se racionalizó la administración de las empresas públicas<sup>13</sup>, primero, y a reconfigurar el marco

<sup>11</sup> Es el riesgo que se deriva de la diferencia en los costos marginales entre los puntos de inyección y retiro.

<sup>12</sup> Bernstein, S. (2003). Sector eléctrico. En C. Larroulet (Ed.), Soluciones privadas a problemas públicos (2.ª ed., pp. 175–214). Fundación Libertad y Desarrollo, p. 179.

<sup>13</sup> “Este resultado se explica porque a partir de 1974 las empresas públicas fueron sometidas a un resuelto proceso de racionalización, especialmente en términos de adecuar la fuerza laboral a sus necesidades. Por ejemplo, el número de trabajadores de Endesa disminuyó desde 8.504 en 1973 a 4.270 en 1979. Asimismo, a fines de los 70 el Gobierno les comenzó a exigir a las empresas estatales utilidades acordes con los recursos

regulatorio, después, bajo principios propios de una economía de libre mercado: en generación se impulsó el desarrollo en condiciones de competencia; en transmisión, se estableció un régimen de acceso y uso compartido basado en peajes, manteniendo la regulación propia de un monopolio natural; y, en distribución, dado su carácter naturalmente monopólico, se optó por un régimen regulado construido bajo principios de eficiencia. En conjunto, el nuevo arreglo buscó maximizar el bienestar social elevando la eficiencia en todos los segmentos.

Desde 2014, numerosas reformas se han emprendido en el sector eléctrico para afrontar desafíos como la descarbonización y la transición energética con un enfoque progresivamente estatista y dirigista. Por ejemplo, la Ley de Transmisión de 2016 (Nº 20.936) privilegió una estructura orgánica poco eficiente y con pocos incentivos para la rendición de cuentas al nuevo organismo coordinador de la operación, que reemplazó a los Centros de Despacho Económico de Carga. Asimismo, la pérdida de la señal de localización ha generado costos sistémicos crecientes que han mermado la competitividad y la promesa de que una planificación centralizada de la transmisión, sin una correcta asignación de sus costos de desarrollo, resultaría más eficiente y ágil que el desarrollo privado de la generación, aspecto que no se ha cumplido.

Tampoco debe olvidarse el intento del actual Gobierno de realizar licitaciones de sistemas de almacenamiento de gran escala en el Desierto de Atacama, con un costo de US\$2.000 millones, bajo la premisa de que la acción estatal superaría la asignación realizada por empresas coordinadas por precios libres, cuestión que finalmente se descartó, pues incluso antes de que se tramitara la ley respectiva, la inversión privada ya había superado las previsiones del Gobierno en proyectos de sistemas de almacenamiento.

---

invertidos". Serra, P. (2002). Perspectivas. Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile, 6(1), p, 13. Disponible en <https://www.dii.uchile.cl/~revista/ArticulosVol6-N1/02-Serra.pdf>.