

# Integración de Flexibilidad desde la Demanda en el Sistema Eléctrico Chileno para Viabilizar la Carbono Neutralidad del Sector Energético Nacional

## Informe Final

28 de octubre de 2024

**Autores:**

Rodrigo Moreno, Goran Strbac, Marko Aunedi, Alex Villamarín, Miguel Sánchez, Felipe Sepúlveda

Informe preparado por



**Imperial College  
London**  
Consultants

Para



## Tabla de contenidos

<b>1. Introducción</b>	<b>4</b>
<b>2. Descripción del modelo WeSIM</b>	<b>5</b>
<b>3. Datos de entrada</b>	<b>11</b>
3.1. Red de transmisión	11
3.2. Red de distribución	11
3.3. Demanda eléctrica	12
3.4. Costos y disponibilidad de opciones flexibles	14
3.5. Proyectos de generación, almacenamiento y sus costos	15
3.6. Condiciones operacionales	17
<b>4. Casos de estudio y escenarios</b>	<b>18</b>
4.1. Descripción de los casos de estudio	18
4.2. Descripción de los escenarios	19
<b>5. Resultados</b>	<b>21</b>
5.1. Capacidad de generación y almacenamiento	21
5.2. Balance anual de electricidad (suministro y demanda)	23
5.3. Capacidad de transmisión	24
5.4. Vertimientos de energía renovable	26
5.5. Balance anual de hidrógeno	26
5.6. Capacidad instalada de electrolizadores	27
5.7. Emisiones de carbono	28
5.8. Costo total del sistema	29
5.9. Ahorros en el costo del sistema debido a la flexibilidad de la demanda	30
5.10. Resultados adicionales en el escenario S2	31
5.10.1. Capacidad instalada por zona	31
5.10.2. Capacidad de generación y almacenamiento	34
5.10.3. Almacenamiento de energía	35
5.10.4. Ahorros en los costos del sistema	36
<b>6. Recomendaciones generales para la política pública y la regulación del sector</b>	<b>38</b>
<b>Anexo A. Detalle de nueva capacidad instalada de generación (GW) S1-S7</b>	<b>40</b>
<b>Anexo B. Detalle de nueva capacidad instalada de transmisión (MW) S1-S7</b>	<b>41</b>
<b>Anexo C. Detalle del costo total del sistema (MUSD/año)</b>	<b>42</b>
<b>Anexo D. Detalle de capacidad instalada de generación (GW) por zona S2-Inflexible</b>	<b>43</b>
<b>Anexo E. Detalle de capacidad instalada de generación (GW) por zona S2-Máximo</b>	<b>44</b>

<b>Anexo F. Detalle de capacidad instalada de generación solar fotovoltaica (MW)</b>	<b>45</b>
<b>Anexo G. Descripción del sistema eléctrico chileno y análisis de las necesidades de flexibilidad</b>	<b>46</b>
<b>G.1. Descripción del sistema eléctrico chileno</b>	<b>46</b>
<b>G.2. Necesidades de flexibilidad en el sistema eléctrico chileno</b>	<b>64</b>
<b>G.3. El rol de la demanda para entregar flexibilidad: Evidencia internacional</b>	<b>89</b>

## 1. Introducción

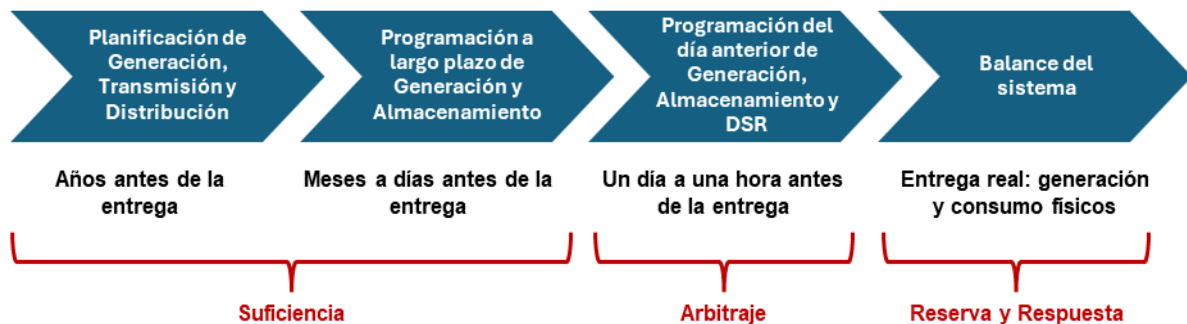
Actualmente, Chile está inmerso en la implementación de un proceso de transición energética justa dirigida a disminuir su huella de carbono mediante la integración de energías renovables a la matriz eléctrica y la desconexión progresiva de las centrales eléctricas a carbón. Para esto, se han estado diseñando e implementando medidas que combinan la sustentabilidad, la economía y la justicia social. Hasta este punto, no se ha prestado suficiente atención al usuario final del sistema y al entorno de la distribución eléctrica, más allá de considerarlos únicamente como una demanda pasiva en continuo crecimiento. Sin embargo, la evidencia sugiere que, para lograr la descarbonización al menor costo posible, es esencial incorporar flexibilidad a lo largo de la cadena de valor, especialmente en el segmento del usuario final, la distribución de energía eléctrica, y los distintos recursos energéticos conectados a esta.

En este contexto, se busca promover un sistema más flexible mediante la integración de recursos energéticos distribuidos gestionables, la gestión activa de la demanda, el almacenamiento y activos de generación de respuesta rápida (conectados a transmisión y distribución) para así apoyar la gestión de una mayor cantidad de recursos renovables variables. El desarrollo de estas medidas puede producir ahorros significativos al potencialmente evitar la sobreinstalación de energías renovables (debido a un mejor aprovechamiento de las centrales eléctricas existentes y a la reducción del vertimiento) y al reducir la necesidad de inversiones para reforzar las redes eléctricas.

El presente documento corresponde al Informe Final preparado por el Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI) e Imperial Consultants (ICON), en el que se presentan los resultados del estudio, así como las recomendaciones generales para la política pública y la regulación del sector, orientadas a la incorporación de flexibilidad desde la demanda en el sistema eléctrico chileno para lograr la carbono neutralidad del sector energético nacional. Además, en los anexos de este reporte se incluye, entre otras cosas, una descripción del sistema eléctrico chileno, de sus necesidades de flexibilidad, junto con la infraestructura existente que actualmente proporciona dicha flexibilidad. Finalmente, se incluyen anexos digitales con resultados detallados obtenidos a partir del modelo Whole Electricity System Investment Model (WeSIM) de ICON.

## 2. Descripción del modelo WeSIM

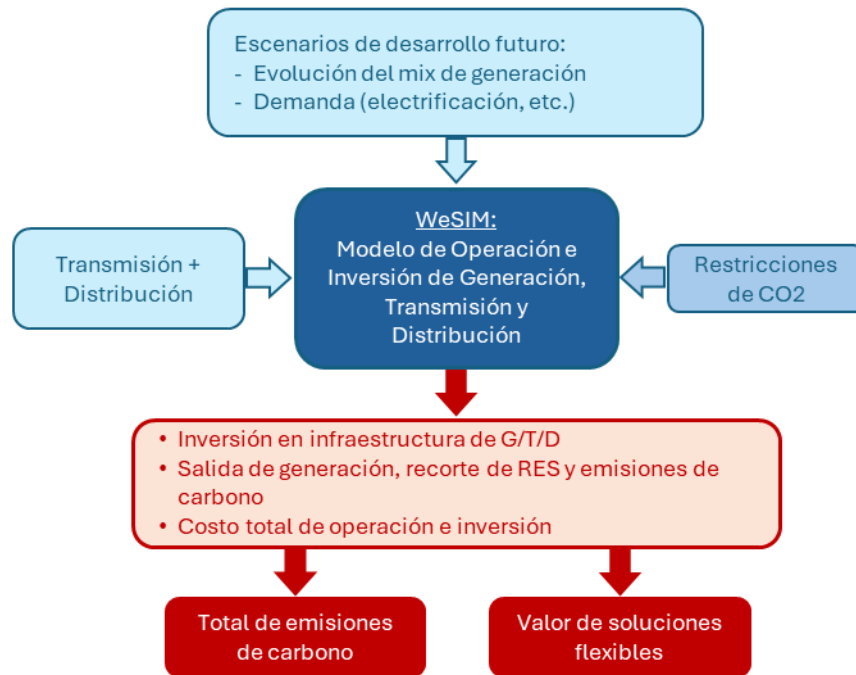
El Whole Electricity System Investment Model (WeSIM) es un modelo de optimización para la planificación y operación de sistemas eléctricos, desarrollado por el Imperial College London para cuantificar los beneficios de la flexibilidad proporcionada por las redes inteligentes. Este modelo ha servido para producir insumos y así tomar decisiones de política energética en la descarbonización del sistema eléctrico del Reino Unido, así como en otras jurisdicciones. El modelo es capaz de equilibrar simultáneamente las decisiones de inversión a largo plazo con las de operación a corto plazo en los sistemas de generación, almacenamiento, transmisión, distribución y demanda, de manera integrada<sup>1</sup>. Esto se logra a través del acople y evaluación en conjunto de las distintas escalas de tiempo y tecnologías, en un único modelo, permitiendo obtener no sólo una operación económica, sino que también portafolios óptimos de inversión en el largo plazo. La Figura 1 presenta la manera en que el modelo WeSIM integra las distintas escalas temporales para tomar decisiones holísticas para la operación y expansión de la red.



**Figura 1.** Integración de tecnologías y escalas temporales del modelo WeSIM.

El modelo WeSIM determina las decisiones óptimas de inversión en generación, red (transmisión y distribución) y capacidad de almacenamiento (tanto en términos de volumen como de ubicación), para satisfacer el equilibrio oferta-demanda en tiempo real de una manera económicamente óptima, garantizando niveles eficientes de seguridad del suministro (suficiencia en la inversión y servicios de reserva en la operación). Una característica destacada del modelo WeSIM, sobre los modelos tradicionales, es su capacidad para considerar simultáneamente decisiones de operación del sistema y adiciones de capacidad, cuantificando las ventajas y desventajas del uso de medidas de mitigación alternativas, como la respuesta de la demanda (DSR, del inglés Demand Side Response) y el almacenamiento, para el equilibrio en tiempo real y la gestión de los refuerzos de la red de transmisión, distribución y generación. Además, el modelo tiene la capacidad de capturar y cuantificar las inversiones necesarias en redes de distribución para satisfacer el crecimiento de la demanda y la adopción de generación distribuida. La Figura 2 muestra una descripción general de la estructura del modelo WeSIM.

<sup>1</sup> Puede encontrar una descripción más detallada del modelo WeSIM en el Apéndice del reporte “Whole-system cost of variable renewables in future GB electricity system”, disponible en: <https://lc.cx/z3n12>.



**Figura 2.** Estructura general del modelo WeSIM<sup>2</sup>.

A continuación, se listan las principales características del modelo WeSIM. Una descripción detallada del modelo matemático, función objetivo y restricciones de inversión y operación, se puede encontrar en el reporte indicado al pie de página<sup>3</sup>.

- La función objetivo corresponde a una minimización del costo total del sistema, que incluye los costos de inversión y operación.
- El costo de inversión incluye el costo de capital (anualizado) de nuevas unidades de generación y almacenamiento, el costo de capital de nueva capacidad de interconexión y el costo de refuerzo de las redes de transmisión y distribución. En el caso del almacenamiento, el costo de capital también puede incluir el costo de capital de la capacidad de almacenamiento de energía, que determina la cantidad de energía que se puede almacenar. Los diversos tipos de costos de inversión se anualizan utilizando el costo de capital promedio ponderado (WACC, del inglés Weighted-Average Cost of Capital) apropiado y la vida económica estimada del activo. Ambos parámetros se proporcionan como entradas al modelo y sus valores pueden variar significativamente entre diferentes tecnologías.
- El costo de operación del sistema consiste en el costo de operación de generación y el costo de la energía no servida (valor de la carga perdida (VOLL)<sup>4</sup>), ambos calculado sobre las 8760 horas del año. El costo de operación de generación consiste en: (i) costo variable según la producción de electricidad, (ii) costo sin carga o costo fijo (relacionado con la eficiencia) y (iii) costo de puesta en marcha o encendido. El costo de operación de generación está determinado por dos parámetros

<sup>2</sup> Imperial College London & Carbon Trust, "An analysis of electricity system flexibility for Great Britain", November 2016.

<sup>3</sup> D. Pudjianto, M. Aunedi, P. Djapic and G. Strbac, "Whole-Systems Assessment of the Value of Energy Storage in Low-Carbon Electricity Systems," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, no. 2, pp. 1098-1109, March 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2282039.

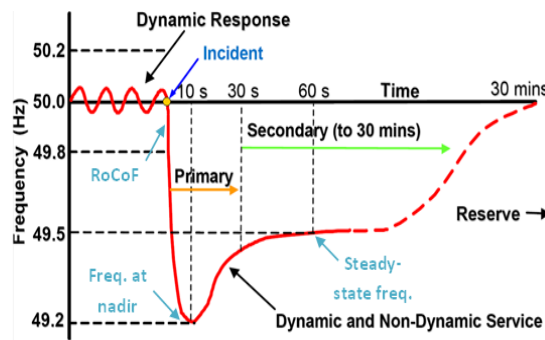
<sup>4</sup> Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/03/03-Informe-T%C3%A9cnico-Estudio-de-Costos-de-Falla-para-Observaciones.pdf>

de entrada: precios de combustible y precios de carbono (para tecnologías emisoras de carbono), que para el caso chileno se asume igual al impuesto al carbono.

El modelo WeSIM debe cumplir con un conjunto de restricciones mientras minimiza el costo total del sistema. Estas restricciones incluyen:

- Las restricciones de balance de energía aseguran que la oferta y la demanda estén equilibradas en todo momento.
- Las restricciones de reservas operativas incluyen diversas formas de restricciones de reservas rápidas y lentas. El monto del requerimiento de reserva operativa se calcula en función de la incertidumbre en la generación y la demanda en varios horizontes temporales. El modelo distingue entre dos tipos clave de servicios de balance: (i) regulación de frecuencia (respuesta), que se entrega en un plazo de unos segundos a 30 minutos; y (ii) reservas, generalmente divididas entre reserva en giro y reserva operacional proveniente de máquinas que se pueden conectar rápidamente, cuya entrega se produce en un plazo de decenas de minutos a varias horas después de la solicitud (esto también está relacionado con la necesidad de restablecer los servicios de regulación de frecuencia después de la salida intempestiva de una planta de generación). El cálculo de los requisitos de reserva y respuesta para un nivel determinado de generación renovable intermitente se realiza de forma exógena y se proporciona como dato de entrada al modelo. Luego, el modelo WeSIM programa la provisión óptima de servicios de reserva y respuesta, teniendo en cuenta las capacidades y costos de los proveedores potenciales de estos servicios (como pérdidas de eficiencia de una planta de generación con carga parcial) y encontrando el equilibrio óptimo entre el costo de generación para abastecer un perfil de demanda determinado, y el costo de adquirir niveles suficientes de reserva y respuesta. Esto también incluye tecnologías de equilibrio alternativas, como almacenamiento y DSR, según corresponda.

Para considerar el impacto de operar con bajos niveles de inercia durante condiciones de baja demanda y alta producción renovable, el modelo WeSIM incluye restricciones adicionales que imponen los requisitos mínimos de respuesta para cumplir con requerimientos de RoCoF, frecuencia mínima y desviación de la frecuencia en estado estacionario respecto a la frecuencia nominal, como se ilustra en la Figura 3. Para cumplir estos requerimientos, todos los generadores, junto con las contribuciones del almacenamiento (proporción de carga de almacenamiento interrumpible para respuesta) y DSR (proporción de cargas flexibles interrumpibles para respuesta), deben satisfacer el requisito de respuesta de frecuencia a nivel del sistema. Además, el modelo es suficientemente flexible para permitir que los generadores distribuidos también contribuyan.



**Figura 3.** Evolución de la frecuencia del sistema después de una contingencia<sup>5</sup>.

En el modelo WeSIM, la respuesta de frecuencia puede ser proporcionada por:

- Unidades de generación sincronizadas de carga parcial.
- Demanda industrial y comercial flexible.
- Carga interrumpible de vehículos eléctricos.
- Almacenamiento de calor interrumpible durante la carga.
- Refrigeración inteligente (cargas flexibles provenientes de refrigeración).
- Interconexiones.

Mientras que los servicios de reserva pueden ser proporcionados por:

- Generadores sincronizados.
  - Reducción de la energía eólica o solar.
  - Unidades generadoras rápidas de reserva (OCGT, del inglés *Open Cycle Gas Turbine*).
  - Almacenamiento de energía.
- Las restricciones operativas del generador incluyen: (i) generación mínima estable o mínimo técnico y restricciones de producción máxima; (ii) restricciones de rampa; (iii) restricciones mínimas de tiempo de subida y bajada; y (iv) restricciones de respuesta de frecuencia y reserva disponible.
  - Generación: El modelo WeSIM optimiza la inversión en nueva capacidad de generación considerando los costos de operación de los generadores, las restricciones de emisiones de CO<sub>2</sub> y los niveles requeridos de seguridad de suministro. Además, el modelo optimiza tanto la cantidad como la ubicación de la nueva capacidad de generación como parte de la minimización del costo total del sistema. Si es necesario, el modelo puede limitar la inversión en tecnologías de generación particulares en ubicaciones determinadas.
  - Se pueden utilizar restricciones del factor de carga anual para limitar el nivel de utilización de las unidades de generación térmica, por ejemplo, para tener en cuenta el efecto del mantenimiento anual planificado sobre la utilización de la planta.
  - Para los generadores hidroeléctricos de pasada, eólicos y solares la producción máxima de electricidad está limitada por el perfil energético disponible, que se especifica como parte de los datos de entrada. El modelo maximizará la utilización de estas unidades (dado un costo marginal nulo o bajo). En determinadas condiciones, cuando hay un exceso de oferta de electricidad en el

<sup>5</sup> Imperial College London & Carbon Trust, "An analysis of electricity system flexibility for Great Britain", November 2016.



sistema o los requisitos de reserva/respuesta limitan la cantidad de generación renovable que se puede acomodar, podría ser necesario reducir su producción de electricidad para equilibrar el sistema, y el modelo tiene en cuenta esto.

- Para los generadores hidroeléctricos con embalses y unidades de almacenamiento por bombeo, la producción de electricidad está limitada tanto por la potencia máxima de salida como por la energía disponible en el embalse en un momento dado, optimizando el almacenamiento. La energía en el embalse está limitada por su tamaño. El modelo WeSIM puede imponer restricciones mínimas de energía para mantener una cantidad mínima en el embalse, garantizando la estabilidad de la planta. Las distintas plantas reciben afluentes según la zona donde están ubicadas y la estación del año. Además, existen condiciones de borde para la cota inicial y final de los embalses. Para las unidades de almacenamiento, el modelo considera las pérdidas de eficiencia.
- Las restricciones de respuesta del lado de la demanda incluyen restricciones para varios tipos específicos de cargas. En el modelo WeSIM, la demanda se clasifica en las siguientes categorías: (i) demanda eléctrica (industrial, residencial, etc.), (ii) demanda de climatización (calefacción y aire acondicionado), (iii) demanda de carga de vehículos eléctricos, (iv) la demanda de electrodomésticos inteligentes y (v) la demanda proveniente de electrolizadores. Cada categoría de demanda está asociada con diferentes niveles de flexibilidad.
- Para la red de transmisión se considera un modelo de transporte con restricciones de flujo. El modelo también puede invertir en mejoras de la capacidad de la red cuando resulta rentable. Se considera que ampliar la capacidad de transmisión e interconexión es crucial para facilitar la integración eficiente de grandes recursos renovables intermitentes, dada su ubicación geográfica. Las interconexiones proporcionan acceso a energía renovable y mejoran la diversidad de la demanda y la producción renovable en ambos lados de la interconexión, reduciendo así el requisito de reserva a corto plazo y permitiendo compartir reservas, lo que disminuye los requisitos de capacidad a largo plazo.
- Las restricciones de la red de distribución se diseñan para determinar el costo de refuerzo necesario. El modelo WeSIM puede simular diferentes tipos de redes de distribución, como urbanas y rurales, cada una con su respectivo costo de refuerzo<sup>6</sup>. Para el caso particular de esta aplicación, el modelo utiliza los costos de transmisión zonal derivados de los procesos de la Resolución Exenta 315<sup>7</sup> y los costos de distribución promedio de las distintas redes de cada zona geográfica, de acuerdo con el último cálculo del proceso VAD 2020-2024<sup>8</sup>. Estos costos se modelan por separado del modelo de red de transmisión y se agregan a este último modelo mediante funciones de costos que dependen de la demanda coincidente peak de la zona.
- Las restricciones se basan en un presupuesto de emisiones, que permite limitar la cantidad anual de carbono que puede ser emitido por el sistema eléctrico. Esto puede reducir la generación en

---

<sup>6</sup> La modelación de los costos de refuerzo se realiza mediante redes neuronales que se entrenan con datos reales de distintos tipos de redes de distribución de manera de tener una representación paramétrica de cada una de las redes representativas y su función de costos.

<sup>7</sup> Disponible en: <https://www.diariooficial.interior.gob.cl/publicaciones/2024/06/25/43884/01/2508754.pdf>

<sup>8</sup> Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>

plantas con altos factores de emisión, como las alimentadas con petróleo, carbón, gas metano, y fomentar inversiones en tecnologías bajas en carbono, como energías renovables (eólica y fotovoltaica), o almacenamiento de carbono (CCS, del inglés *Carbon Capture and Storage*), para cumplir con las metas de carbono establecidas.

- Las restricciones de seguridad garantizan que haya suficiente capacidad de generación en el sistema para satisfacer la demanda con un determinado nivel de seguridad. Si se considera almacenamiento en el sistema, el modelo WeSIM puede aprovechar su capacidad para estos fines, siempre que contribuya a reducir la demanda máxima y respetando las limitaciones de energía del almacenamiento.

Además, el modelo permite cuantificar los beneficios de interconectarse con otros sistemas (países vecinos) en términos de seguridad. Por otro lado, también es posible especificar en el modelo que no se permita ninguna contribución a la seguridad desde otros sistemas, lo cual podría aumentar el costo del sistema, pero proporcionará una estimación del valor de permitir que las interconexiones se utilicen para compartir la seguridad entre países.

### 3. Datos de entrada

En esta sección se muestra la representación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y los datos de entrada utilizados para las simulaciones en el modelo WeSIM.

#### 3.1. Red de transmisión

Se considera un modelo simplificado del SEN compuesto por 9 zonas, basado en la topología original de transmisión utilizada en el Informe Preliminar<sup>9</sup> del proceso de Planificación Energética de Largo Plazo (PELP)<sup>10</sup>, correspondiente al periodo 2023-2027, desarrollado por el Ministerio de Energía. Para esto, se han considerado los siguientes criterios de agrupación de barras/nodos de la PELP:

- capturar las principales inversiones en transmisión a futuro (según los resultados del escenario Carbono Neutralidad del mencionado informe), y
- distinguir (y separar) zonas con una proporción significativa de generación y/o demanda.

La Figura 4 ilustra la representación de las barras, líneas y zonas del SEN utilizadas en el modelo. Los costos de expansión de la capacidad de transmisión se han tomado de los datos de entrada del proceso PELP<sup>11</sup>.

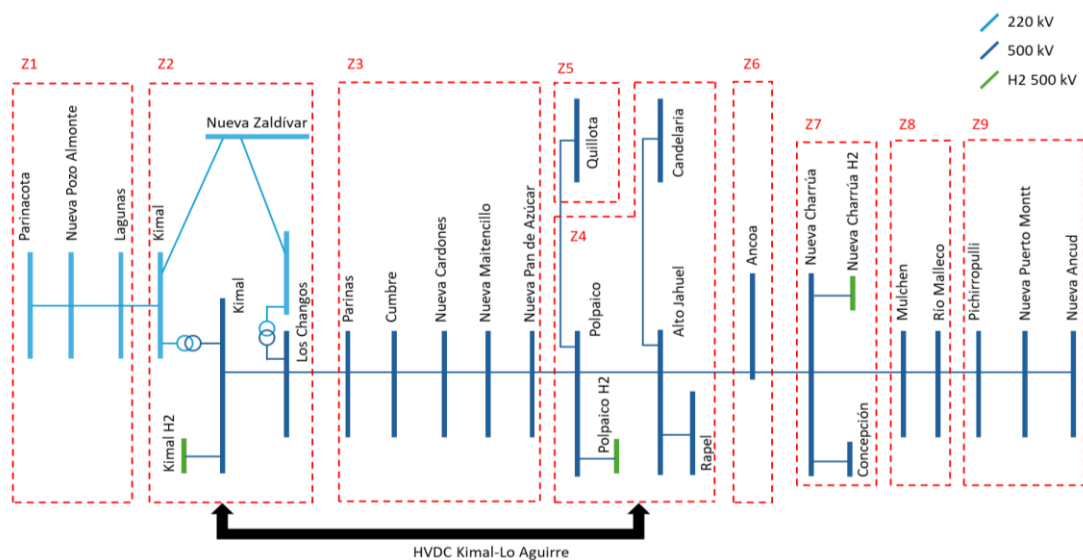


Figura 4. Topología del sistema utilizada para este estudio.

#### 3.2. Red de distribución

El propósito de modelar la red de distribución es comprender y cuantificar el impacto del crecimiento futuro de la demanda y de DERs, incluyendo la electrificación de distintos sectores como el transporte y la climatización, en los refuerzos necesarios de la red de distribución. Además, busca evaluar los beneficios del control inteligente de la red y la gestión de la demanda eléctrica para evitar o posponer inversiones en infraestructura.

<sup>9</sup> Este documento corresponde al Informe Preliminar de la PELP 2023-2027, definido en el artículo 84° de la Ley General de Servicios Eléctricos, en versión para revisión del Registro de Participación Ciudadana.

<sup>10</sup> Disponible en: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027\\_informe\\_preliminar.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_preliminar.pdf)

<sup>11</sup> Disponible en: <https://energia.gob.cl/documentos/base-de-datos-pelp-2023-2027-informe-preliminarv2>

El enfoque de esta modelación se basa en el análisis de redes estadísticamente representativas en lugar de redes reales para estimar los costos de refuerzo. El costo de refuerzo de cada red representativa se estima en función de la demanda máxima (más detalles sobre la modelación de redes de distribución se encuentran en el reporte citado al pie de página<sup>12</sup>) y se utiliza como entrada en el modelo WeSIM para una evaluación integral del costo del sistema. Para el caso particular de esta aplicación, el modelo utiliza los costos de transmisión zonal derivados de los procesos de la Resolución Exenta 315<sup>13</sup> y los costos de distribución de las distintas redes de cada zona geográfica, de acuerdo con el último cálculo del proceso VAD 2020-2024<sup>14</sup>. Estos costos se modelan por separado del modelo de red de transmisión y se agregan a este último modelo mediante funciones de costos que dependen de la demanda coincidente peak asociada a cada zona de la representación reducida del SEN. La Tabla 1 presenta los costos de distribución y transmisión zonal utilizados para este estudio.

**Tabla 1.** Costos de distribución y transmisión zonal (USD/MW-año)

	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9
<b>Costos de distribución AT</b>	49.795	47.823	49.795	26.254	49.309	72.236	88.424	146.475	86.819
<b>Costos de distribución BT</b>	65.155	65.155	65.155	49.411	78.593	83.451	81.022	96.382	105.184
<b>Costos de transmisión zonal</b>	76.593	76.593	127.438	43.446	98.933	123.957	123.957	123.957	152.389

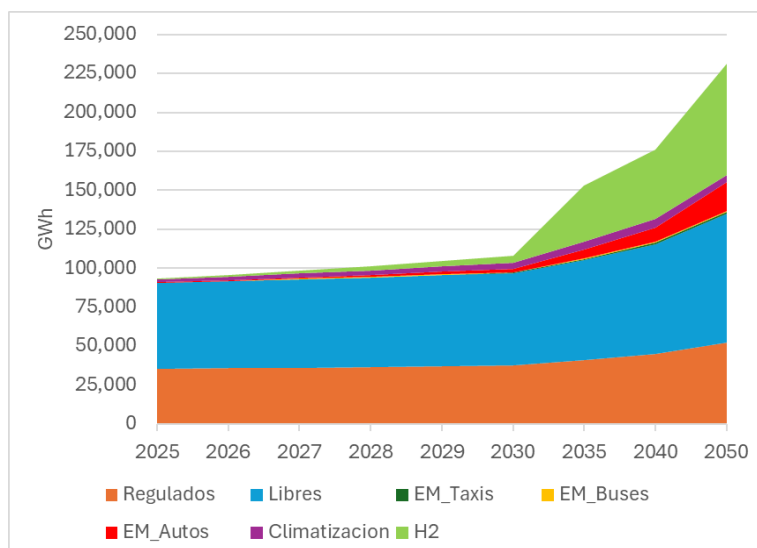
### 3.3. Demanda eléctrica

Los datos presentados consideran las condiciones de modelación del escenario de Carbono Neutralidad de la PELP. Para el caso de la demanda, se espera que la electrificación de distintos sectores, como el transporte o la climatización, desempeñe un papel crucial en la descarbonización del sector eléctrico. Para esto, se consideran perfiles horarios detallados para las diferentes categorías de demanda eléctrica contenidas en la PELP, que incluyen demanda base (clientes regulados y libres), climatización que considera calefacción y aire acondicionado, electromovilidad (vehículos particulares y transporte público) y producción de hidrógeno verde. La Figura 5 muestra la proyección de la demanda eléctrica para los distintos sectores en el escenario de carbono neutralidad de la PELP. Para el año 2050, se estima un aumento de 138 TWh adicionales (148% más que en 2025). De este total, el 58% corresponderá a demanda regulada y libre, 31% H2, 9% electromovilidad, y 2% climatización.

<sup>12</sup> Imperial College London, "Value of baseload capacity in low-carbon GB electricity system", August 2018.

<sup>13</sup> Disponible en: <https://www.diariooficial.interior.gob.cl/publicaciones/2024/06/25/43884/01/2508754.pdf>

<sup>14</sup> Disponible en: <https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/>



**Figura 5.** Proyecciones de demanda de los distintos sectores al año 2050.

Por otro lado, de acuerdo al modelo propuesto, y con el objetivo de cuantificar la flexibilidad desde la demanda, es importante considerar las características de la demanda que potencialmente puede ofrecer flexibilidad al sistema. En estudios similares en otras jurisdicciones<sup>15</sup>, se hacen los siguientes supuestos de flexibilidad total de DSR:

- Vehículos eléctricos (vehículos particulares y transporte público): hasta el 80% de la demanda de vehículos eléctricos podría trasladarse de una hora determinada a otras horas del día;
- Climatización eléctrica: el almacenamiento de calor (por ejemplo, mediante estanques de agua) permite trasladar hasta el 35% de la demanda de una hora determinada a otras horas contiguas;
- Demanda industrial y comercial: se puede redistribuir el 10% de la demanda de los clientes que participan en esquemas DSR.
- Producción de hidrógeno: es razonable suponer que, si la industria de hidrógeno de Chile se orienta principalmente en la exportación, su producto final será el amoniaco debido al gran desafío que implica el almacenamiento de H2. Por lo tanto, se propone considerar que el aporte de una planta de amoniaco sería de aproximadamente de hasta un 25%<sup>16</sup>.

Los porcentajes de flexibilidad indicados para cada subsector de demanda fueron definidos en colaboración con los actores relevantes del mercado a través de mesas lideradas por el Ministerio. Dichos porcentajes indican la fracción de la demanda que puede ser gestionada hora a hora, asegurándose que los consumos netos a lo largo del día se mantengan. Dependiendo del sector, la gestión de la fracción flexible de demanda puede incluir una ventana amplia durante el día, incluyendo un desplazamiento de los consumos por varias horas (como es el caso de la electromovilidad) o solamente a algunas horas contiguas (como es el caso de la climatización).

Además de mejorar la gestión de la energía y reducir potencialmente los requisitos de capacidad debido a una menor demanda máxima, se considera que estas fuentes flexibles también pueden proporcionar respuesta de frecuencia (mantener la frecuencia de la red) según lo descrito en la Sección I. Es importante

<sup>15</sup> Aunedi, M. et al. (2021) Net-zero GB electricity: cost-optimal generation and storage mix. doi: 10.25561/88966

<sup>16</sup> J. Armijo and C. Philibert, "Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina", in International Journal of Hydrogen Energy, vol. 45, no. 3, pp. 1541-1558, 2020, doi: doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.028.

destacar que la magnitud de la demanda, y por lo tanto el volumen absoluto de demanda que puede desplazarse en cada una de las categorías anteriores, varía con el tiempo.

### 3.4. Costos y disponibilidad de opciones flexibles

La Tabla 2 proporciona datos sobre el costo de habilitar DSR en diversos tipos de consumos. Estos costos varían desde 95 USD/kW hasta 470 USD/kW e incluyen CAPEX y OPEX (mano de obra, instalación, configuración y uso de hardware y software -comunicación, control y telemetría-)<sup>17</sup>.

Los valores a continuación se obtuvieron en su mayoría de un procesamiento de datos de un conjunto de clientes con demanda flexible en Estados Unidos<sup>18</sup>. Estos valores han sido procesados en función de categorías regulados y no regulados para Chile, y actualizados utilizando la inflación de Estados Unidos en los últimos 9 años (2015 a 2024). Además, se ha verificado la consistencia (en su similitud) de estos datos con los utilizados en otras jurisdicciones en estudios similares<sup>19</sup>.

**Tabla 2.** Costos utilizados en el estudio.

Tipo de usuario	Costo (USD/kW)	Fuente
*Climatización residencial	95	Lawrence Berkeley National Laboratory
**Grandes clientes regulados (escuelas y universidades, <i>retail</i> , comercial, pequeña industria)	140	Lawrence Berkeley National Laboratory
***Clientes libres	470	Lawrence Berkeley National Laboratory
****Vehículos eléctricos	150	Emporia Energy and Breck Electronics <sup>20</sup>

\*Climatización residencial: Este costo se refiere a la instalación (y operación, aunque no es significativo) de interruptor inteligente en unidades de aire acondicionado.

\*\*Grandes clientes regulados: Generalmente se componen de edificaciones comerciales, industriales y/o edificios residenciales con una carga del tipo regulada (menor a 500 kW) y dominadas por sistemas de HVAC, iluminación y refrigeración. Algunas de las cargas clave que son candidatas para el control de uso final son las siguientes:

<sup>17</sup> Estos costos son, en la práctica, cubiertos mediante pagos e incentivos.

<sup>18</sup> Más detalles de clientes en particular (clientes de distinto tipo) en: Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL), "Costs to Automate Demand Response – Taxonomy and Results from Field Studies and Programs." Nov. 2015. Disponible en: <https://www.osti.gov/servlets/purl/1373278>.

<sup>19</sup> Imperial College London & Ofgem, "Value of baseload capacity in low-carbon GB electricity system, 2018", December 2018.

<sup>20</sup> Disponible en: <https://techcrunch.com/2022/04/28/are-bidirectional-ev-chargers-ready-for-the-home-market/>

- Sistemas de climatización (AC y HVAC): Estos sistemas pueden reducir la energía de enfriamiento en eventos de DSR mediante el apagado de compresores, manejadores de aire y sistemas de ventilación, ciclando cargas o reconfigurando temperaturas.
- Luces: Los controles de iluminación pueden reducir la potencia de iluminación apagando algunas luminarias o lámparas o atenuando el nivel de luz.
- Mostradores refrigerados: Retails suelen participar en DSR apagando luces en mostradores refrigerados o reduciendo el uso de calentadores anticondensación.
- Bombas de piscina: Un controlador de bomba de piscina puede apagar el motor de la bomba para ahorrar energía.

\*\*\*Clientes libres: Generalmente se componen de edificaciones comerciales, industriales y/o grandes edificios residenciales que pueden optar a tarifa libre (carga mayor a 500 kW). Estos clientes pueden participar en programas de DSR ajustando el funcionamiento de equipos grandes como HVAC, bombas y luces para reducir la demanda energética. Algunas de las cargas clave que son candidatas para el control de uso final son las siguientes:

- Chillers: Pueden participar mediante el ajuste de la temperatura del agua y utilizar controles de velocidad variable para cumplir con las necesidades de reducción de energía.
- Bombas: Las bombas con accionamientos de velocidad variable pueden ajustarse o apagarse para reducir la demanda de energía.
- Sistemas HVAC: Estos sistemas pueden reconfigurarse para reducir las cargas eléctricas ajustando la temperatura y presión del ventilador.
- Luces: Los controles de iluminación pueden reducir la potencia de iluminación apagando algunas luminarias o lámparas o atenuando el nivel de luz.

\*\*\*\*Vehículos eléctricos: Calculado de la diferencia de costos entre cargadores unidireccionales y cargadores avanzados bidireccionales que permiten una coordinación con la operación del sistema para prestar servicios de flexibilidad.

Respecto a la evolución de estos costos en el tiempo, supuestos en informes de similares características a nivel internacional asumen una disminución de costo de 2% por año en la ventana 2030 – 2050<sup>21</sup>.

Nótese que las acciones para habilitar la gestión de la demanda, y sus costos asociados, están destinados a aprovechar la flexibilidad inherente de esta y no afecta el confort de los consumidores ni el nivel de productividad del comercio o industria.

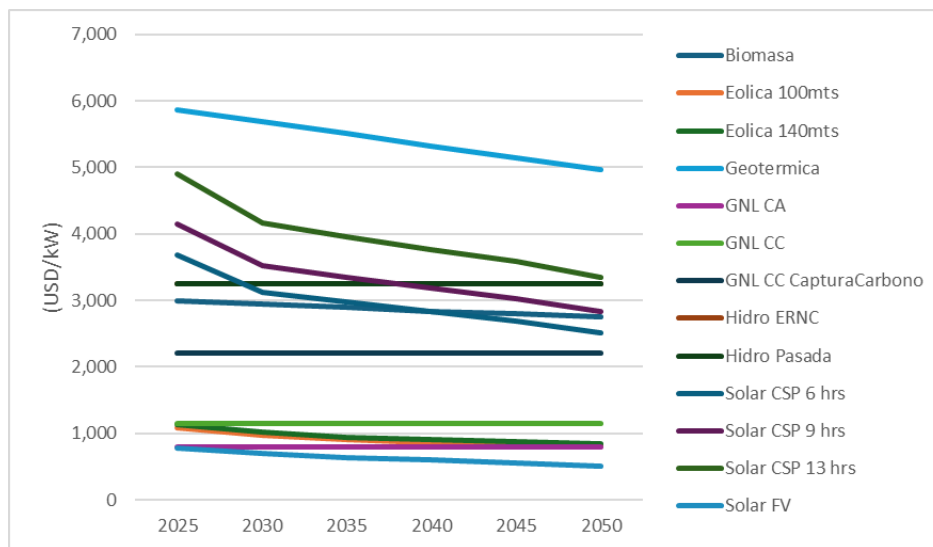
### 3.5. Proyectos de generación, almacenamiento y sus costos

Se considera el parque de generación existente para el año 2025 y el potencial de expansión por cada tecnología de generación hasta el año 2050 del escenario Carbono Neutralidad, tal como se reporta en el proceso PELP 2023-2027. El detalle de la generación existente y el portafolio de nuevos proyectos candidatos para cada barra en la representación del SEN se encuentra en los anexos del mencionado informe. Tanto las unidades existentes como las candidatas se agruparon según su ubicación geográfica y los puntos de la red representados en la Figura 4. El portafolio de proyectos candidatos incluye tanto generación renovable como convencional, además de proyectos de almacenamiento con distintas

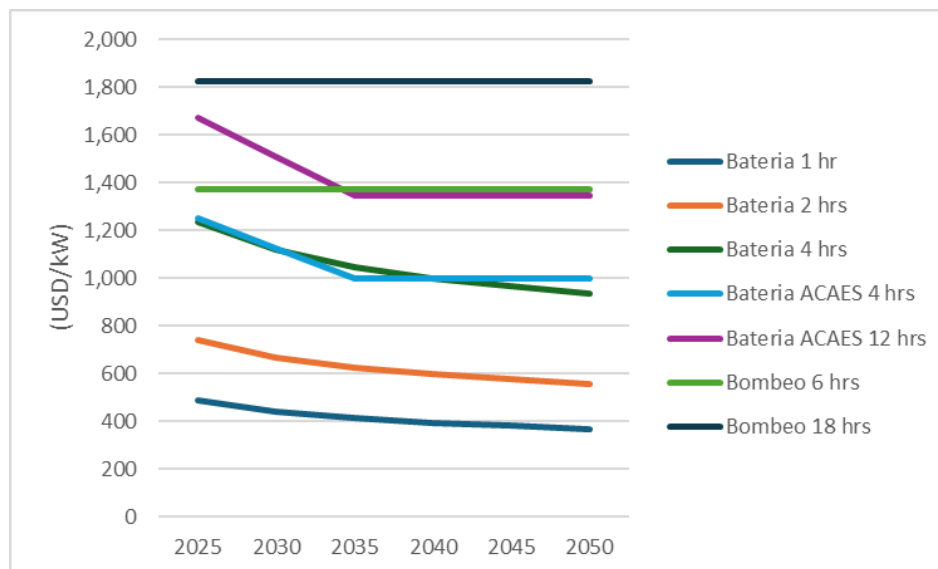
---

<sup>21</sup> Imperial College London & Carbon Trust, "An analysis of electricity system flexibility for Great Britain", November 2016.

tecnologías y escalas temporales, la mayoría obtenidos del informe preliminar de la PELP, excepto la información de la generación offshore y generación distribuida que se describirán más adelante. Los costos de operación (OPEX) y los costos de inversión (CAPEX) por tecnología se derivan en su mayoría de los datos proporcionados en el informe preliminar de la PELP. La Figura 6 presenta los costos de inversión para tecnologías de generación, y la Figura 7 muestra los costos de inversión para tecnologías de almacenamiento<sup>22</sup>. La tasa de descuento utilizada para el cálculo de las anualidades de inversión es de un 10%.



**Figura 6.** Costos de inversión de tecnologías de generación.



**Figura 7.** Costos de inversión de tecnologías de almacenamiento.

<sup>22</sup> Disponible en: <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-de-costos>



## Costos eólica offshore

Los costos de inversión para la eólica offshore en este estudio se basan en estimaciones internacionalmente reconocidas<sup>23</sup>, que reflejan las tendencias globales y aseguran que los valores utilizados sean consistentes con las condiciones actuales del mercado.

## Costos de inversión para generación distribuida y almacenamiento distribuido

Los costos de inversión en generación fotovoltaica distribuida y almacenamiento distribuido en este estudio se ajustaron con multiplicadores respecto a los activos conectados a la transmisión, basados en estudios previos<sup>24</sup>. La generación distribuida fotovoltaica es aproximadamente un 25% más costosa que los proyectos a escala de red, mientras que el almacenamiento distribuido en baterías (BESS) es un 84% más costoso que el almacenamiento conectado a la red de transmisión.

## 3.6. Condiciones operacionales

En este estudio se utilizaron perfiles de disponibilidad de recursos renovables, como la generación solar, eólica y perfiles hidrológicos. Para la demanda, se consideraron perfiles específicos para distintos sectores, incluyendo demanda base, electromovilidad, climatización y producción de hidrógeno. Estos datos se basan en la información proporcionada por el proceso PELP, asegurando una adecuada representación del sistema eléctrico. Todos estos perfiles fueron extrapolados para cubrir las 8,760 horas del año, lo que proporciona una mayor granularidad y representatividad, permitiendo un análisis detallado de la flexibilidad en el sistema. La disponibilidad de recursos renovables, particularmente solar, se emplearon para los proyectos a gran escala y para recursos distribuidos.

Para los perfiles hidrológicos se utilizaron datos representativos de un año medio seco, consistentes con un volumen hidroenergético de 20 TWh (valor utilizado en el mercado para la generación hidroeléctrica en estudios previos<sup>25</sup>).

Para la energía eólica offshore, se emplearon perfiles específicos por ubicación obtenidos de una plataforma especializada ampliamente utilizada en estudios y planificación energética<sup>26</sup>, garantizando la representatividad adecuada en cada zona.

Las proyecciones de los precios de combustibles fueron obtenidas del Informe de la PELP, que se basa en estimaciones de fuentes oficiales tanto nacionales como internacionales.

---

<sup>23</sup> Disponible en: <https://www.lazard.com/media/sptlfats/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>

<sup>24</sup> Disponible en:

[https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Reporte\\_Final\\_Despliegue\\_Redes\\_Inteligentes.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Reporte_Final_Despliegue_Redes_Inteligentes.pdf)

<sup>25</sup> Disponible en: [https://www.agnchile.cl/wp-content/uploads/2023/12/ISCI\\_MinEne\\_Gas\\_v221123.pdf](https://www.agnchile.cl/wp-content/uploads/2023/12/ISCI_MinEne_Gas_v221123.pdf)

<sup>26</sup> Disponible en: <https://www.renewables.ninja/>

## 4. Casos de estudio y escenarios

En esta sección se presentan los casos de estudio y los principales escenarios propuestos para el análisis de la integración de flexibilidad desde la demanda en el sistema eléctrico chileno para viabilizar la carbono neutralidad del sector energético nacional.

### 4.1. Descripción de los casos de estudio

Se definieron varios casos de estudio con el objetivo de explorar diferentes niveles de flexibilidad desde la demanda y los recursos energéticos distribuidos. Para esto, se considera la adopción de DSR en distintos sectores como la demanda industrial, la climatización eléctrica, la electromovilidad y la producción de hidrógeno verde. Tal como se mencionó en capítulos anteriores, bajo el supuesto de que la industria de hidrógeno de Chile se oriente principalmente a la exportación, su producto final será el amoniaco debido al gran desafío que implica el almacenamiento de H<sub>2</sub>. Por lo tanto, se ha propuesto considerar un límite conservador del potencial flexible para una planta de amoniaco, fijado en un 25% de su potencia nominal, según se reporta en estudios especializados<sup>27</sup> y en coherencia con las propuestas de comité del acompañamiento de este estudio.

La Tabla 3 detalla los cinco casos de estudio seleccionados para el análisis de los grados de flexibilidad. En el caso "Inflexible", se considera que los distintos sectores de la demanda eléctrica no proporcionan flexibilidad al sistema, con el fin de explorar las consecuencias de no aportar flexibilidad desde la demanda. En el caso "Máximo", se considera que todos los sectores contribuyen con su máxima flexibilidad simultáneamente, basado en el potencial teórico máximo utilizado en estudios similares en otras jurisdicciones<sup>28</sup>. Los casos "Parcial", "Moderado" e "Intermedio" representan distintos grados de despliegue de flexibilidad proporcionales al nivel máximo.

**Tabla 3.** Casos de estudio.

Nivel de flexibilidad	Industria	Climatización	Electromovilidad	Producción de H <sub>2</sub>
Inflexible	0	0	0	0
Parcial	0.5%	2%	4%	1.3%
Moderado	1%	4%	8%	2.5%
Intermedio	5%	18%	40%	12.5%
Máximo	10%	35%	80%	25%

<sup>27</sup> J. Armijo and C. Philibert, "Flexible production of green hydrogen and ammonia from variable solar and wind energy: Case study of Chile and Argentina", in International Journal of Hydrogen Energy, vol. 45, no. 3, pp. 1541-1558, 2020, doi: doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.028.

<sup>28</sup> Aunedi, M. et al. (2021) Net-zero GB electricity: cost-optimal generation and storage mix. doi: 10.25561/88966

## 4.2. Descripción de los escenarios

Los escenarios propuestos en este estudio se definen con el fin de explorar diferentes desarrollos tecnológicos que incorporen flexibilidad en distintos grados, desde flexibilidad en proyectos a gran escala hasta flexibilidad entregada desde recursos energéticos distribuidos. Estos escenarios permiten determinar el valor sistémico resultante de la incorporación de tecnologías que brinden flexibilidad al sistema eléctrico chileno, considerando diferentes niveles de adopción de cada tecnología.

La propuesta de escenarios también considera distintos desarrollos que se pueden dar en Chile a futuro con respecto al nivel de penetración de nuevas tecnologías como es el caso de las centrales eólicas offshore y una mayor presencia de generación distribuida.

En acuerdo con el Ministerio de Energía, los principales escenarios utilizados en este estudio se han construido en base al escenario Carbono Neutralidad del informe preliminar de la PELP 2023-2027, aunque algunos casos buscan adelantar la meta de carbono neutralidad al año 2040.

A continuación, se describen los escenarios considerados:

**Escenario 1 (S1):** Se modela el sistema eléctrico nacional con la restricción de cero emisiones de carbono para el año 2050, considerando únicamente generación y almacenamiento (baterías de 2 horas de duración y plantas hidráulicas de bombeo) conectados a la red de transmisión.

**Escenario 2 (S2):** Este escenario es similar al S1, pero se incluye generación distribuida fotovoltaica en baja tensión (BT) y almacenamiento distribuido en baterías (BESS) de 2 horas de duración.

**Escenario 3 (S3):** Este escenario es similar al S2, pero se agrega energía eólica offshore conectada a la red de transmisión.

**Escenario 4 (S4):** Este escenario es similar al S1, pero sin la restricción de cero emisiones de carbono para el año 2050, aplicando un costo de 35 USD por tonelada de CO2 equivalente.

**Escenario 5 (S5):** Este escenario es similar al S2, pero sin la restricción de cero emisiones de carbono.

**Escenario 6 (S6):** Este escenario es similar al S3, pero sin la restricción de cero emisiones de carbono.

**Escenario 7 (S7):** Se adelanta la meta de cero emisiones de carbono al año 2040, incorporando generación y almacenamiento distribuido en baterías, excluyendo la energía eólica offshore.

En el escenario **S2**, se analizan los cinco grados de flexibilidad desde la demanda (detallados en la Tabla 3), mientras que en los demás escenarios solo se evalúan los dos casos extremos: "Inflexible" y "Máximo".

En el escenario **S7**, se cuantifica el valor de la flexibilidad desde la demanda por cada sector (industria, climatización, electromovilidad y H2). Es decir, cada sector aporta flexibilidad de manera individual, utilizando su máximo potencial. Esto permite valorar tanto la contribución individual como la combinación de la flexibilidad en los distintos sectores (caso "Máximo").

Además, en el escenario **S2** para el año 2050, se realizaron estudios adicionales que incluyen la cuantificación del valor de la flexibilidad de la demanda por sector (como en S7).

Escenario S2 alternativo (**S2 alt.**): Se incluyen baterías de 4 horas de duración para la inversión, y una nueva capacidad de generación fotovoltaica equivalente al doble de la capacidad eólica nueva instalada. Con este escenario se busca explorar diferentes valores de duración para las tecnologías de almacenamiento en baterías y ajustar la inversión en centrales solares fotovoltaicas y eólicas, basándose en los comportamientos históricos del mercado eléctrico chileno.

## 5. Resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas con el modelo WeSIM para los casos de estudio y escenarios descritos en la Sección 3 de este informe. La presentación de los resultados se enfocará en los siguientes aspectos clave: capacidad de generación y almacenamiento, producción anual de energía, capacidad de transmisión, vertimientos de energía renovable, balance anual de hidrógeno, capacidad de los electrolizadores, emisiones de carbono, costo total del sistema y ahorros derivados de la integración de la flexibilidad desde la demanda.

### 5.1. Capacidad de generación y almacenamiento

La Figura 8 compara el portafolio óptimo de capacidad de generación y almacenamiento para cada uno de los escenarios y casos de estudio analizados. Se puede observar que el modelo determina un portafolio de generación compuesto mayoritariamente por generación eólica onshore, solar fotovoltaica (FV) y termosolar de concentración (CSP, del inglés *Concentrated Solar Power*) para satisfacer la demanda en la mayoría de los escenarios.

Aunque la tecnología solar fotovoltaica presenta valores de LCOE nominalmente más bajos (entre 26-37 USD/MWh), en comparación con la energía eólica (42-65 USD/MWh) y CSP (44 USD/MWh), su rápida adopción conlleva refuerzos en la red de distribución debido al flujo de energía inverso y el aumento de recortes (*curtailment*) de energía. Los resultados también muestran que se incorpora una cantidad moderada de energía eólica offshore en los escenarios donde está permitida (S3 y S6), a pesar de su LCOE favorable (aproximadamente 45 USD/MWh). Esto se debe a posibles implicaciones en la red de transmisión.

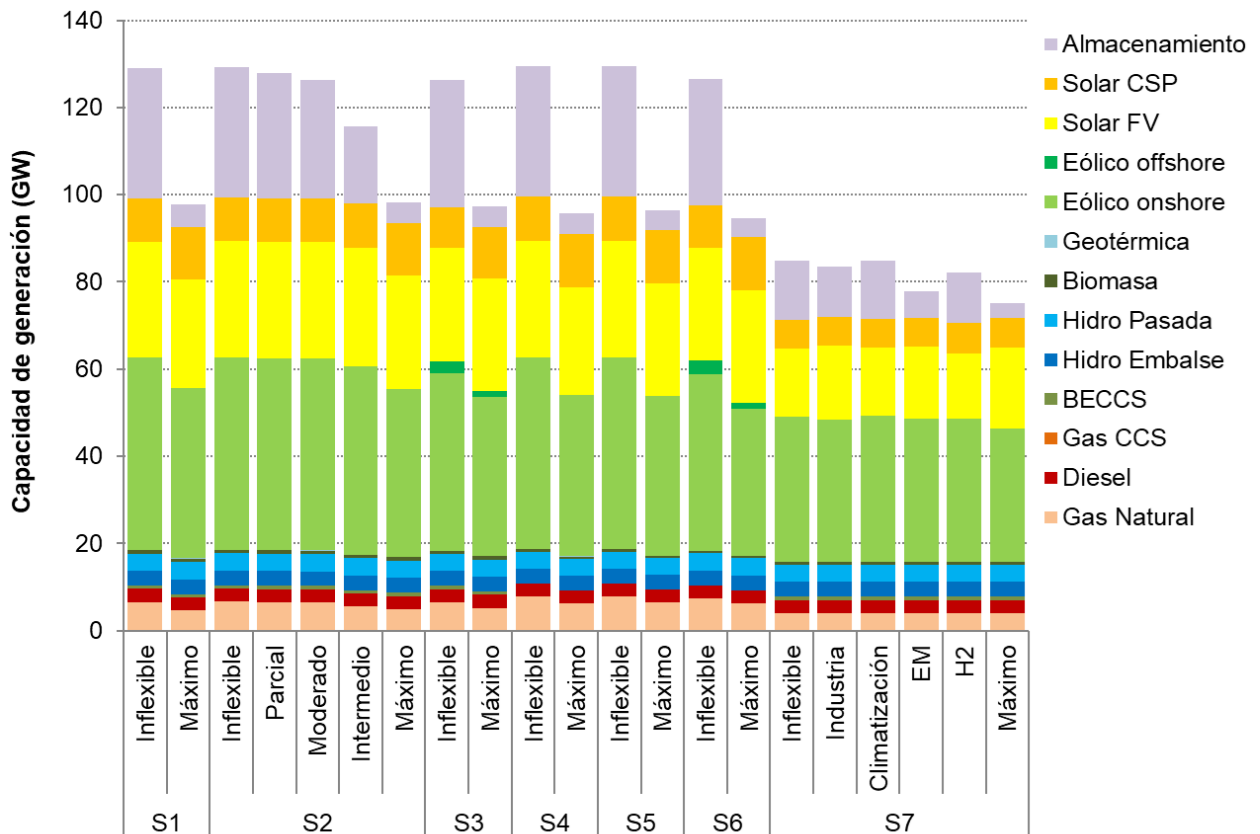
Además, la Figura 8 muestra que a pesar de la alta penetración de energías renovables variables, la capacidad instalada de plantas de gas sigue siendo necesaria para garantizar la seguridad del sistema (margen suficiente de capacidad firme) durante períodos de alta demanda o baja generación renovable. Estas plantas pueden actuar como un recurso de respaldo esencial, proporcionando flexibilidad adicional y asegurando que el sistema pueda responder adecuadamente a variaciones súbitas en la generación o en la demanda. No obstante, como se puede observar en la Figura 6, el volumen necesario de estas plantas podría reducirse significativamente si se optimizan otras formas de flexibilidad, como el almacenamiento y la respuesta de la demanda.

Es importante destacar que, para alcanzar las emisiones netas de carbono cero en los escenarios S1, S2, S3 y S7, es necesario compensar las emisiones de carbono de las plantas de combustibles fósiles, como las de gas y diésel. Para ello, se prevé la adición de aproximadamente 780 MW de plantas de Bioenergía con Captura y Almacenamiento de Carbono (BECCS<sup>29</sup>, del inglés *Bioenergy with Carbon Capture and Storage*), las cuales fueron consideradas en este estudio como una opción de modelación para cumplir los objetivos de carbono neutralidad. Sin embargo, en los escenarios sin restricción de carbono (S4-S6), el modelo desarrolla un mix de capacidad muy similar, pero sin incluir BECCS. Cabe mencionar que, podrían evaluarse alternativas como un mercado de emisiones o tecnologías de captura directa de carbono para alcanzar las metas de reducción de emisiones.

---

<sup>29</sup> BECCS es una tecnología que permite generar emisiones netas negativas al capturar y almacenar más CO<sub>2</sub> del que se emite, compensando así las emisiones de las plantas de combustibles fósiles y contribuyendo a la meta de neutralidad de carbono.

El Anexo A contiene el detalle de la nueva capacidad instalada de generación.



**Figura 8.** Capacidad de generación y almacenamiento en los diferentes escenarios y casos de estudio.

Como complemento, la Figura 9 muestra la capacidad instalada de las diferentes tecnologías de almacenamiento consideradas, incluyendo baterías en alta tensión (AT), baterías en baja tensión (BT) y almacenamiento por bombeo hidroeléctrico (PSH, del inglés Pumped Storage Hydropower) en los distintos escenarios y casos de estudio.

Como se puede observar, en el caso Inflexible del escenario S1, el modelo instala aproximadamente 30 GW de baterías a gran escala (baterías en AT); mientras que en el caso Máximo, la capacidad instalada se reduce significativamente a 5 GW, lo que destaca el impacto positivo de la flexibilidad de la demanda en la reducción de la necesidad de almacenamiento a gran escala.

Es importante destacar que, a medida que aumenta la flexibilidad desde la demanda en el escenario S2, la capacidad total de almacenamiento requerida disminuye en todos los casos. En el caso Máximo, no se invierte en baterías en BT, destacando la capacidad de la demanda flexible para reducir la dependencia de este tipo de tecnologías de almacenamiento más costosas.

Por otro lado, en los escenarios S2, S3, S5 y S6, donde se permite la inversión de baterías en BT con un costo adicional, el modelo decide instalar aproximadamente 22 GW de baterías en AT y 8 GW de baterías en BT, cantidad total muy similar en el caso Inflexible.

La tecnología PSH no es competitiva en este análisis debido a su costo más alto en comparación con las baterías, por lo que no se observa una adición significativa de PSH en ningún escenario.

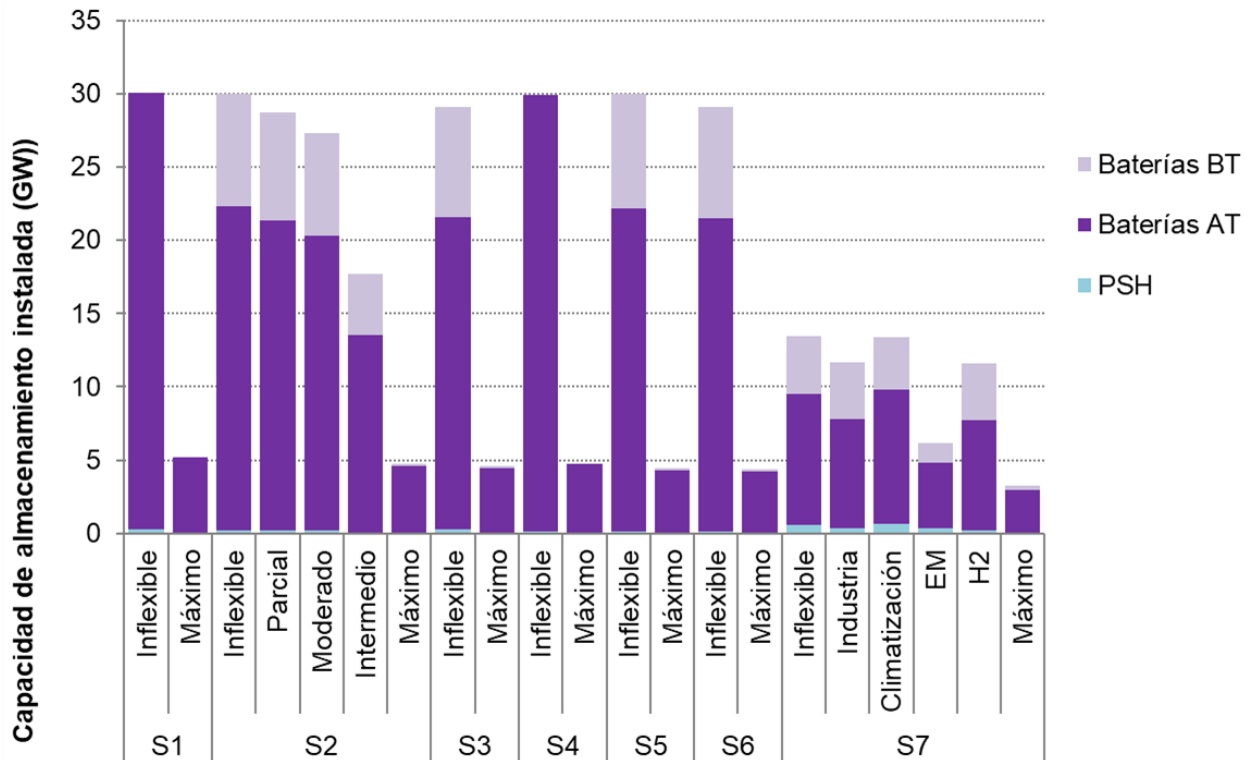


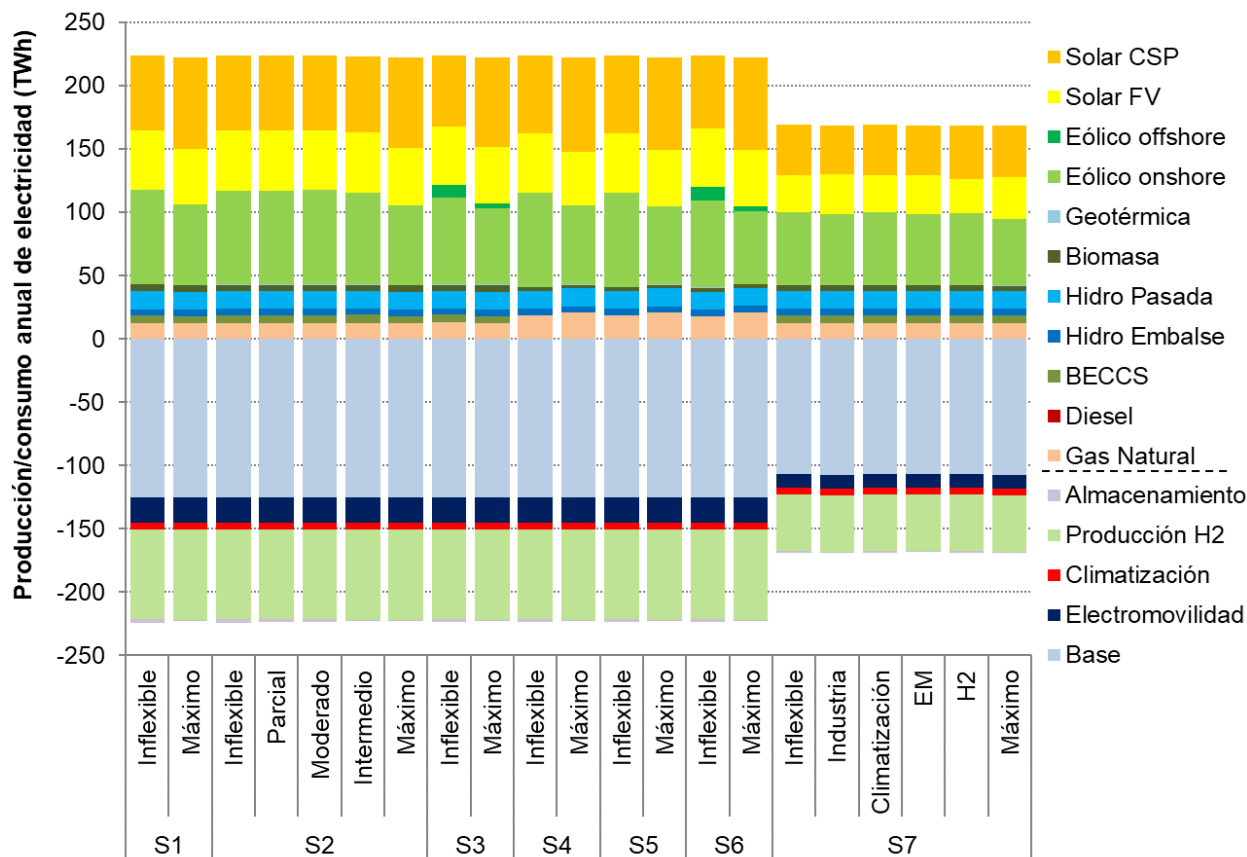
Figura 9. Capacidad de almacenamiento de energía.

## 5.2. Balance anual de electricidad (suministro y demanda)

La Figura 10 muestra el balance anual de electricidad, mostrando tanto la producción de energía de cada tipo de generación como el consumo en los diferentes sectores de demanda para cada uno de los escenarios y casos de estudio considerados en el análisis. La producción se representa como valores positivos, mientras que la demanda se muestra como valores negativos, incluyendo el consumo neto de almacenamiento.

Las principales fuentes de generación incluyen energía eólica onshore (29-35%), solar CSP (27-32%), solar fotovoltaica (20%), hidroeléctrica (9%) y gas natural (6%). Cabe destacar que la energía eólica y solar representan una parte sustancial de la producción total, lo que refleja su importancia dentro de un sistema de generación descarbonizado para el futuro.

Por otro lado, se destacan los principales sectores de la demanda, que incluyen la demanda base, la electromovilidad, la climatización y la demanda para la producción de hidrógeno mediante electrólisis. La Figura 10 ilustra cómo estas demandas se distribuyen a lo largo del año, subrayando la importancia de la flexibilidad en la gestión de la demanda. La demanda está dominada por la demanda base; la electromovilidad y la climatización representan el 9% y el 2%, respectivamente, mientras que la electrólisis constituye el 32% del total en 2050.



**Figura 10.** Producción anual de electricidad de diferentes tecnologías de generación y consumo de distintos sectores de la demanda.

### 5.3. Capacidad de transmisión

La Figura 11 muestra la capacidad de transmisión requerida en los distintos escenarios, para cada uno de los corredores del sistema previamente identificados en la Figura 4.

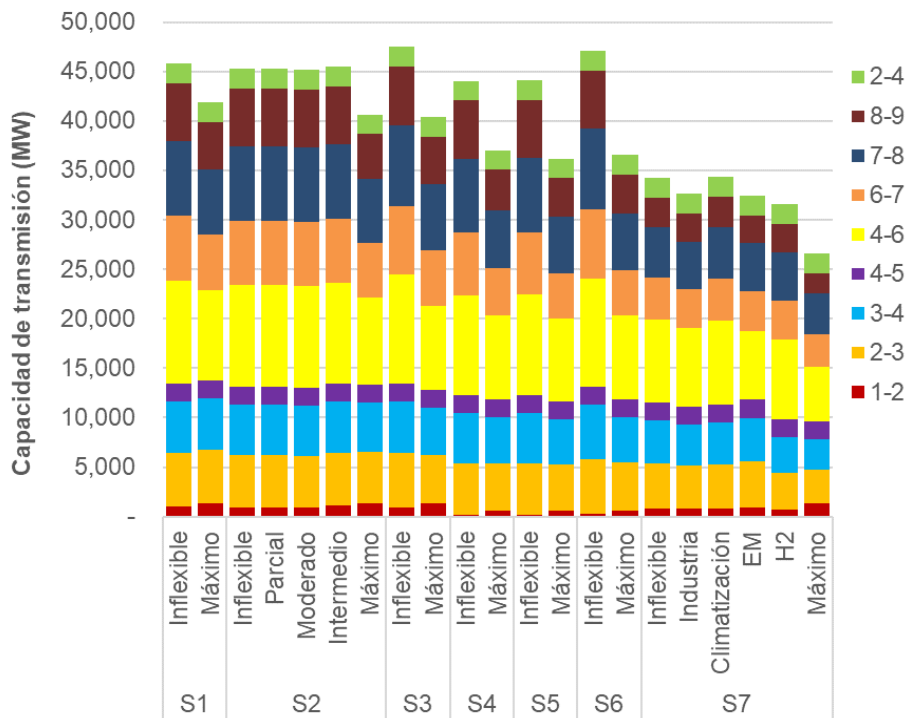
Por un lado, la Figura 11(a) muestra la capacidad total de transmisión considerando tanto la infraestructura existente como la nueva capacidad requerida. Por otro lado, la Figura 11(b) detalla las inversiones adicionales necesarias en capacidad de transmisión para cada uno de los corredores. Como se puede observar, el modelo decide agregar una capacidad de transmisión significativa en la mayoría de los corredores principales, particularmente en escenarios inflexibles. Por ejemplo, en el escenario S2, se expande la capacidad de transmisión existente (14 GW), añadiendo entre 26 GW (caso Máximo) y 31 GW (caso Inflexible).

Es importante destacar que la flexibilidad desde la demanda en la mayoría de los casos totalmente flexibles (Máximo) reduce la inversión óptima en capacidad de transmisión en comparación con los escenarios inflexibles.

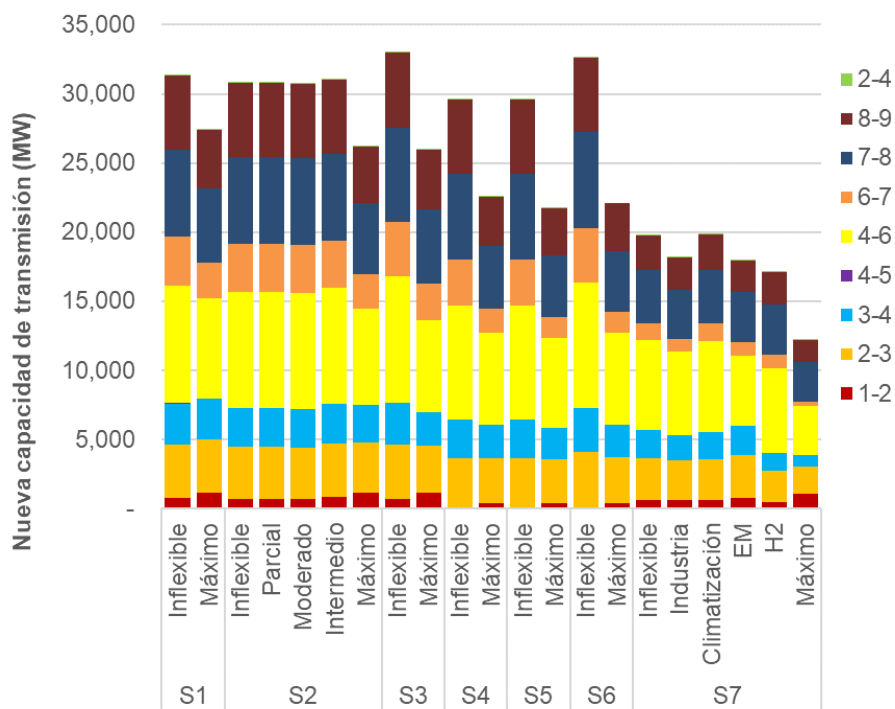
Además, en el escenario S7 (año 2040), se observa una menor capacidad de transmisión debido a la flexibilidad entregada por los distintos sectores, lo que también está alineado con la menor expansión de generación renovable en estos casos (ver Figura 8).

El Anexo B contiene el detalle de la nueva capacidad instalada de transmisión.





(a)



(b)

**Figura 11.** Capacidad de transmisión: (a) capacidad total, (b) nueva capacidad agregada.

## 5.4. Vertimientos de energía renovable

La Figura 12 presenta los niveles de vertimiento de energía renovable en los distintos escenarios, analizando cómo varían estos vertimientos en función de la penetración de flexibilidad desde la demanda. Es importante mencionar que el modelo optimiza el nivel de vertimiento de renovables como parte de la optimización general de los costos del sistema.

Los niveles de vertimiento de energía solar fotovoltaica son relativamente altos, variando entre el 15% y el 20% en la mayoría de los escenarios. Por otra parte, el recorte de energía eólica onshore es moderado, variando entre el 5% y el 8%. Para los escenarios S3 y S6, donde se considera la energía eólica offshore, el recorte varía entre el 10% y el 26%.

Como se puede observar, en todos los escenarios, la flexibilidad desde la demanda en el caso Máximo aumenta el vertimiento de renovables. De hecho, en algunos casos, como en S1, S3 y S6, el vertimiento de energía renovable aumenta con el mayor despliegue de flexibilidad. Esto puede darse por el resultado de la interacción entre las tecnologías solar fotovoltaica, eólica y solar CSP (que tiene sus propias pérdidas debido al almacenamiento térmico).

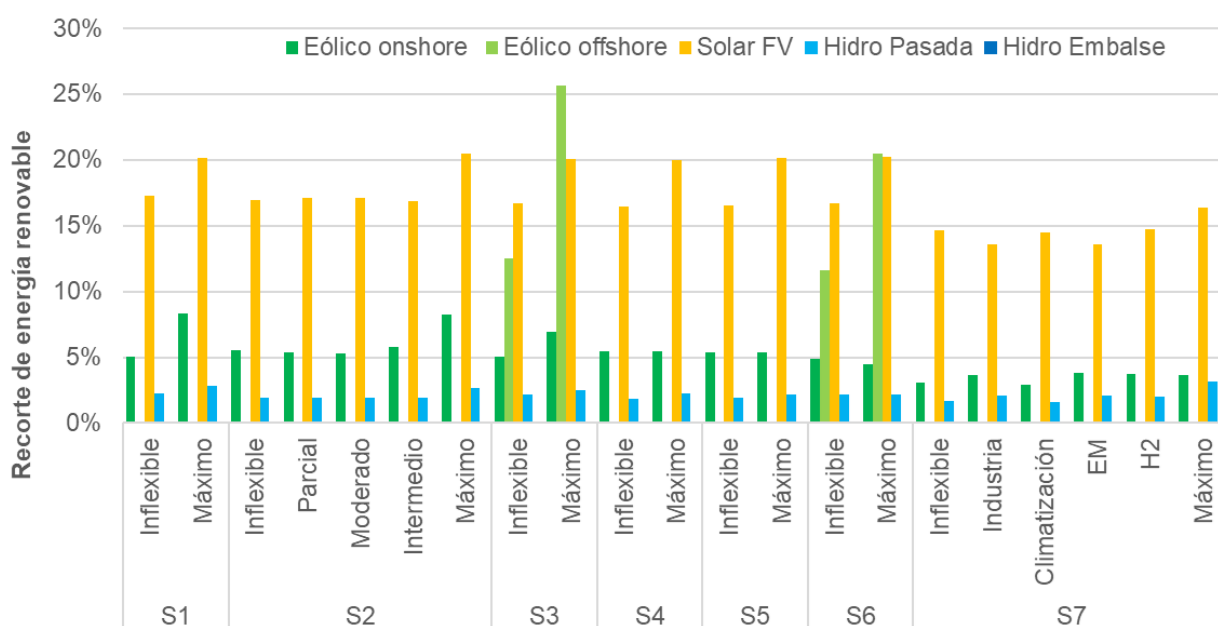


Figura 12. Vertimientos de energía renovable.

## 5.5. Balance anual de hidrógeno

La Figura 13 presenta el balance anual de producción y consumo de hidrógeno en los diferentes escenarios y casos de estudio. La demanda eléctrica requerida para producción de hidrógeno (demanda externa), que se asume constante (perfil plano), se satisface mediante la producción por electrólisis en todos los escenarios. La producción de hidrógeno por electrólisis (barras azules) es la principal fuente de abastecimiento en todos los casos, donde los electrolizadores generan hidrógeno aprovechando la electricidad renovable disponible. Sin embargo, para adaptar la producción a la disponibilidad variable de energías renovables, se emplea almacenamiento de hidrógeno. En el contexto de este análisis, entrada

de almacenamiento (barras rojas) representa la cantidad de hidrógeno producido que se almacena cuando hay excedentes de energía renovable. Por otro lado, salida de almacenamiento (barras verdes) indica el hidrógeno que se extrae del almacenamiento para cubrir la demanda externa en momentos donde la producción directa por electrólisis es insuficiente.

En los casos que se incluye la adopción de DSR, la flexibilidad desde la demanda de H2 se modela a través de la disponibilidad variable del almacenamiento de H2, lo que permite desacoplar la operación de los electrolizadores de la demanda de H2.

Como se puede observar, el uso del almacenamiento de H2 (tanto en la entrada como en la salida) se vuelve crucial en escenarios donde se adopta mayor flexibilidad en la demanda, como en el escenario S7 y en los casos de Máximo nivel de flexibilidad. En estos casos, la flexibilidad en la demanda de hidrógeno permite ajustar la operación de los electrolizadores según la disponibilidad de energía renovable, optimizando el almacenamiento de hidrógeno. Esto reduce la necesidad de producir hidrógeno en horas de menor disponibilidad renovable y permite aprovechar mejor los momentos en los que hay excedentes de generación renovable.

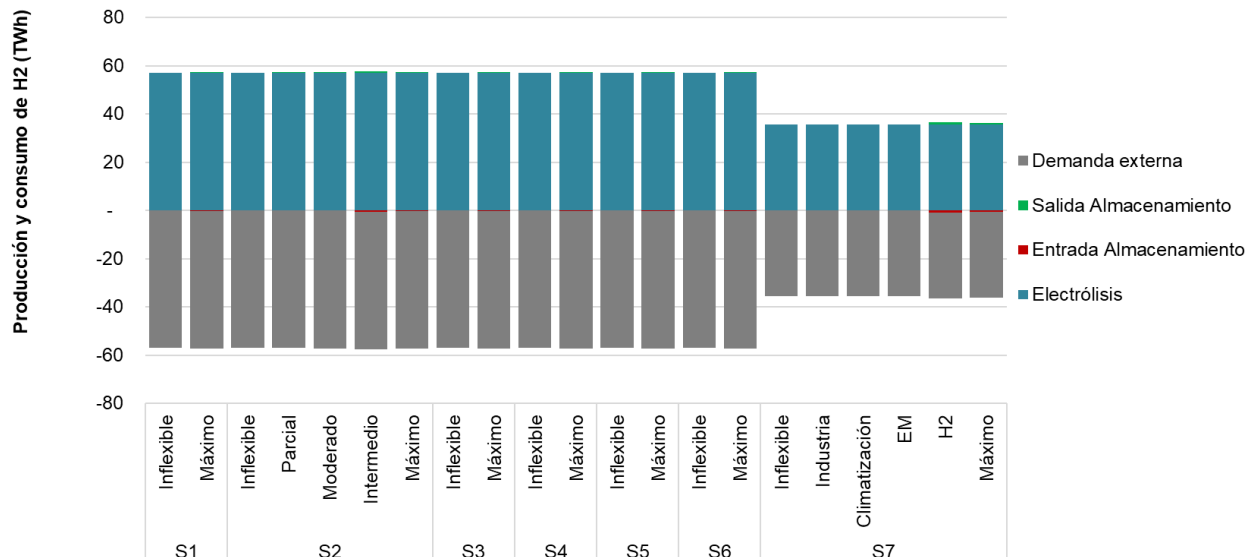


Figura 13. Producción y consumo de H2.

## 5.6. Capacidad instalada de electrolizadores

La Figura 14 muestra la capacidad instalada de electrolizadores en los diferentes escenarios y casos de estudio analizados, destacando la relación entre la flexibilidad en la demanda de hidrógeno y la capacidad de electrolizadores requerida para satisfacer dicha demanda.

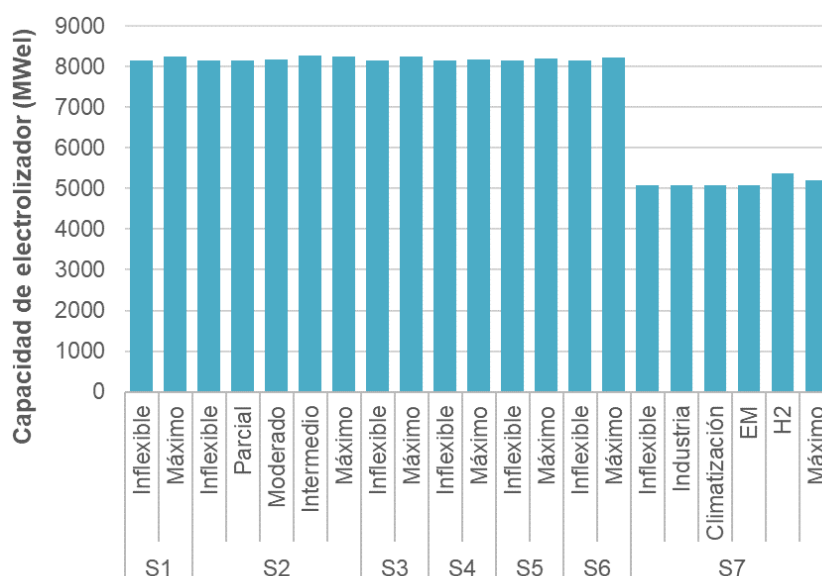
En los escenarios con baja flexibilidad de demanda (caso Inflexible), la capacidad de los electrolizadores se ajusta exactamente para satisfacer el perfil de demanda plana de hidrógeno, con una capacidad aproximada de 8.1 GW en la mayoría de los escenarios.

En los escenarios con mayor flexibilidad de demanda (caso Máximo), se observa un ligero aumento en la capacidad de los electrolizadores, en el orden de 100 MW adicionales. Este aumento en la capacidad

permite a los electrolizadores operar en conjunto con el almacenamiento de hidrógeno para gestionar la producción y la demanda de manera más eficiente.

Aunque el aumento en la capacidad de los electrolizadores es de aproximadamente 100 MW, el modelo optimiza en función de los beneficios sistémicos de la flexibilidad del H2. En este caso, la optimización refleja que no es necesario un gran aumento en la capacidad instalada para lograr un uso eficiente del almacenamiento y la producción flexible de H2.

En el escenario S7, el aumento en la capacidad de los electrolizadores es más pronunciado, con un incremento de 290 MW, debido a la mayor flexibilidad en la demanda de hidrógeno. Esta flexibilidad permite ajustar la operación de los electrolizadores en función de la disponibilidad de energías renovables y las necesidades del sistema. En particular, la flexibilidad de sectores como la industria, climatización, electromovilidad y producción de H2 permite una operación más eficiente del sistema. Esto genera la necesidad de aumentar la capacidad de los electrolizadores para responder de manera dinámica a las variaciones en la producción de energía renovable, optimizando así el almacenamiento y la producción de hidrógeno. A medida que se incrementa la flexibilidad de la demanda en estos sectores, la capacidad instalada de electrolizadores debe ajustarse para satisfacer estas condiciones operativas más flexibles.



**Figura 14.** Capacidad de electrolizadores.

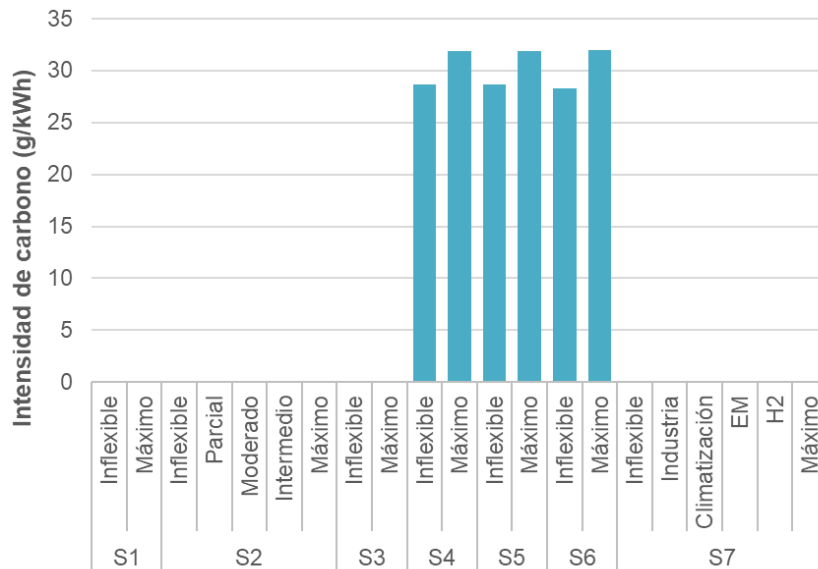
## 5.7. Emisiones de carbono

La Figura 15 muestra la intensidad de carbono del sistema en los diferentes escenarios, expresada como la cantidad de emisiones de carbono (gCO<sub>2</sub>/kWh) dividida por el total de generación de energía.

En los escenarios S1-S3 y S7, las emisiones de carbono se mantienen en cero neto debido a una restricción explícita que obliga al sistema a cumplir con objetivos de carbono neutralidad. Esto garantiza que no haya emisiones netas de CO<sub>2</sub>, resultando en una intensidad de carbono nula en estos casos.

En los escenarios S4-S6, la restricción de emisiones netas cero se relaja y se reemplaza por un precio de 35 dólares la tonelada de CO<sub>2</sub> equivalente. Como consecuencia, no se genera energía a partir de la

tecnología BECCS, lo que aumenta la generación basada en gas natural. Esto resulta en una intensidad de carbono del sistema de aproximadamente 30 gCO<sub>2</sub>/kWh para el año 2050.



**Figura 15.** Emisiones de carbono.

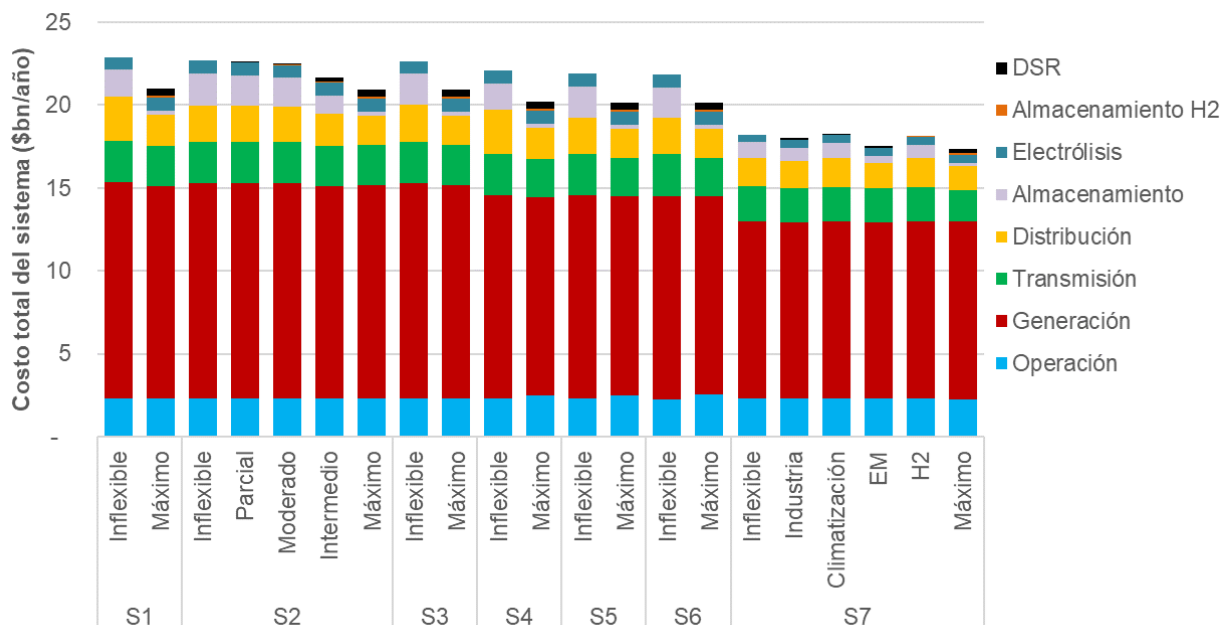
## 5.8. Costo total del sistema

La Figura 16 compara el costo total del sistema entre los distintos escenarios, detallando los principales componentes que contribuyen a este costo. El análisis incluye tanto los activos existentes como los nuevos activos agregados por el modelo, así como el costo asociado a la habilitación de la flexibilidad de mediante DSR.

Se observa que los componentes más significativos del costo total del sistema, en todos los escenarios, son las inversiones en generación y los costos de operación. Seguidos por los costos de inversiones en transmisión, distribución, almacenamiento en baterías y electrolizadores. La implementación de DSR, aunque representa una proporción relativamente pequeña del costo total, tiene un impacto considerable en la reducción de otros costos, como se evidencia en los escenarios donde el caso Máximo presenta una menor inversión en almacenamiento y generación en comparación con el caso Inflexible.

En los escenarios S2 a S6, la contribución de flexibilidad desde la demanda permite una reducción visible en los costos de almacenamiento y generación, lo que contribuye a una disminución general del costo total del sistema. El escenario S7, en particular, muestra cómo la implementación de flexibilidad por sector (industria, climatización, electromovilidad, y producción de H2) afecta de manera diferenciada el costo total, siendo la flexibilidad de la electromovilidad y la industria las que generan mayores reducciones en los costos, tal como se observa en las barras correspondientes.

Los resultados también destacan que, a medida que aumenta la flexibilidad en los sectores, el sistema se vuelve más eficiente, disminuyendo las inversiones necesarias en componentes como el almacenamiento en baterías y los electrolizadores, lo que se refleja en las variaciones de los costos entre los casos Inflexible y Máximo.



**Figura 16.** Costo total del sistema.

Adicionalmente, se ha incorporado una tabla en el Anexo C que incluye el costo promedio por unidad de energía para todos los escenarios analizados. En particular, en los escenarios S1-S3, el costo promedio por unidad de energía (MWh) disminuye de aproximadamente 102 USD/MWh en los casos Inflexibles a alrededor de 94 USD/MWh en los casos Máximo (con máxima flexibilidad), lo que refleja el impacto positivo de la flexibilidad proporcionada por DSR. De manera similar, en los escenarios sin restricciones de carbono (S4-S6), se evidencia una reducción comparable en los costos promedio por unidad de energía, demostrando que la flexibilidad sigue siendo un factor clave para reducir los costos totales del sistema, incluso sin la limitación de emisiones. Para el año 2040, en el escenario S7, se presenta una reducción neta en el costo unitario de aproximadamente 5.5 USD/MWh en el caso Máximo.

### 5.9. Ahorros en el costo del sistema debido a la flexibilidad de la demanda

La Figura 17 muestra los ahorros en el costo total del sistema resultantes de la adopción de DSR en los diferentes escenarios.

Para los escenarios S1-S6, en los casos de máxima flexibilidad (Máximo), los ahorros netos anuales del sistema en el año 2050 son sustanciales, alcanzando entre 1,700 y 1,920 millones de dólares. Estos ahorros representan una reducción significativa en los costos generales del sistema debido a la implementación de DSR.

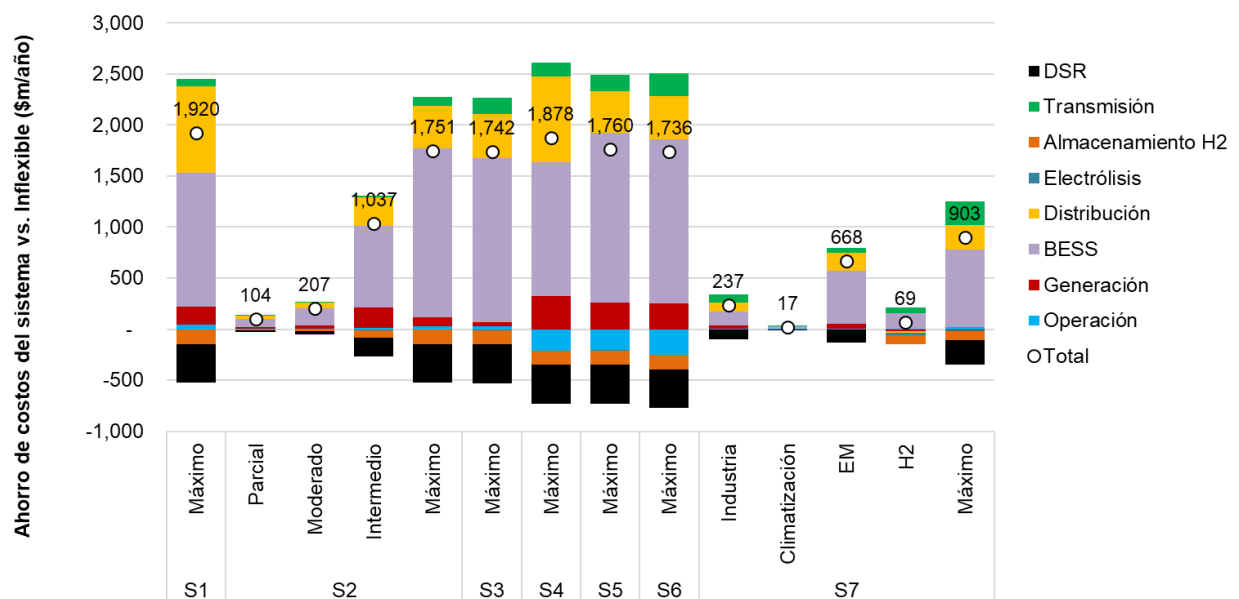
Los ahorros en el escenario S2 varían significativamente según el nivel de adopción de DSR. En el escenario con menor flexibilidad (Parcial), los ahorros son de aproximadamente 104 millones de dólares por año, mientras que en el caso de máxima flexibilidad (Máximo), los ahorros alcanzan los 1,751 millones de dólares por año.

En términos de costo promedio, la adopción de DSR reduce el costo neto en aproximadamente 8 USD/MWh en 2050 y 5.5 USD/MWh en 2040.

Los ahorros se componen principalmente de la reducción de la inversión en almacenamiento con baterías, la reducción en los costos de distribución, la menor inversión en generación y la reducción en la necesidad de inversión en transmisión.

Las barras negativas en la Figura 17 representan los costos adicionales asociados a habilitar DSR, como el almacenamiento de hidrógeno y algunos incrementos en los costos operativos (OPEX).

En el escenario S7, los estudios sugieren que los sectores de demanda con mayor contribución a los ahorros son la electromovilidad y la industria.



**Figura 17.** Impacto del aumento de la flexibilidad del sistema en el ahorro de costos del sistema.

Estos hallazgos destacan el significativo potencial de la flexibilidad desde el lado de la demanda para optimizar los costos del sistema y reducir la necesidad de inversiones en infraestructura durante la transición hacia un sistema energético de bajo carbono en Chile para 2050.

## 5.10. Resultados adicionales en el escenario S2

### 5.10.1. Capacidad instalada por zona

La Figura 18 presenta la capacidad instalada y demanda máxima para el caso Inflexible, caso Máximo y la diferencia en la capacidad instalada, respectivamente. Estas figuras presentan la capacidad instalada en las distintas zonas del sistema en el escenario S2, separada por tecnología.

Como se puede observar en la Figura 18(a), en el caso Inflexible, la inversión en energía eólica se maximiza en todas las zonas, excepto en la Z6. Por otro lado, la Figura 18(b), en el caso Máximo, se construye menos capacidad eólica en las zonas Z5 y Z9, lo que indica que la flexibilidad desde la demanda reduce la necesidad de una capacidad eólica tan alta en esas zonas.

Además de la reducción en la capacidad eólica observada en las zonas Z5 y Z9 en el caso Máximo, es importante destacar otros cambios significativos en las fuentes de energía. En el caso Inflexible,

representado en la Figura 18(a), las zonas Z2 y Z3 muestran una alta penetración de energía solar fotovoltaica (FV), aprovechando las mejores condiciones de irradiación solar en esas zonas. Este patrón se mantiene en el caso Máximo (Figura 18(b)), aunque con una ligera disminución en Z3 debido a la flexibilidad desde la demanda, que permite optimizar la generación sin requerir tanta capacidad adicional.

En cuanto a las baterías, tanto en BT como en AT), se observa una reducción considerable en las zonas Z1, Z2 y Z3 en el caso Máximo (Figura 18(b)), lo que evidencia que la flexibilidad desde la demanda disminuye la necesidad de almacenamiento en estas zonas. Esto también es evidente en Z9, donde la capacidad de baterías en AT y BT se reduce considerablemente en el caso Máximo.

Por otro lado, la inversión en gas natural disminuye ligeramente en Z9 en el caso Máximo, lo que indica que la flexibilidad también puede reducir la necesidad de generación térmica en zonas con alta capacidad instalada de energía renovable. Además, el uso de la tecnología solar CSP se incrementa en el caso Máximo, especialmente en Z2 y Z4, aprovechando la capacidad de almacenamiento térmico de esta tecnología, lo que sugiere que la flexibilidad desde la demanda permite una mayor integración de tecnologías con almacenamiento.

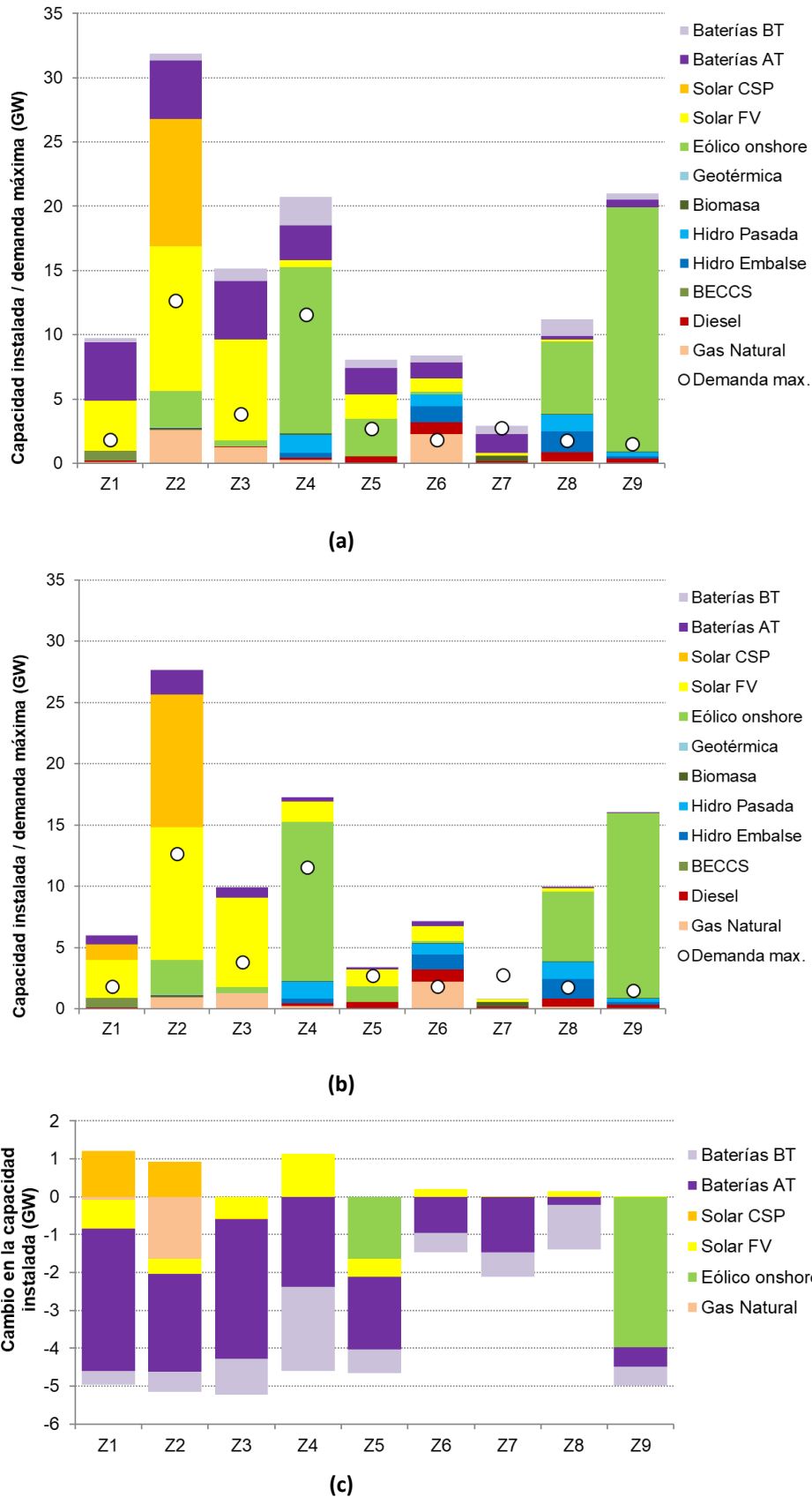
La Figura 19 muestra la capacidad instalada de generación solar fotovoltaica en los escenarios S2, S7 y S2 alternativo (S2 alt.), diferenciando entre los niveles de transmisión (AT) y distribución (BT) en las diferentes zonas. En los tres escenarios, la mayor parte de la capacidad se concentra en AT, debido a la capacidad para integrar proyectos a gran escala, principalmente en zonas con alta irradiación solar como Z2, Z3 y Z4.

Por otra parte, la capacidad instalada en BT es significativamente menor comparada con la de AT en todos los escenarios. Sin embargo, en escenarios con máxima flexibilidad desde la demanda, la capacidad en BT experimenta un aumento moderado, distribuyéndose según el recurso solar disponible en cada zona, aunque su magnitud sigue siendo inferior a la de AT.

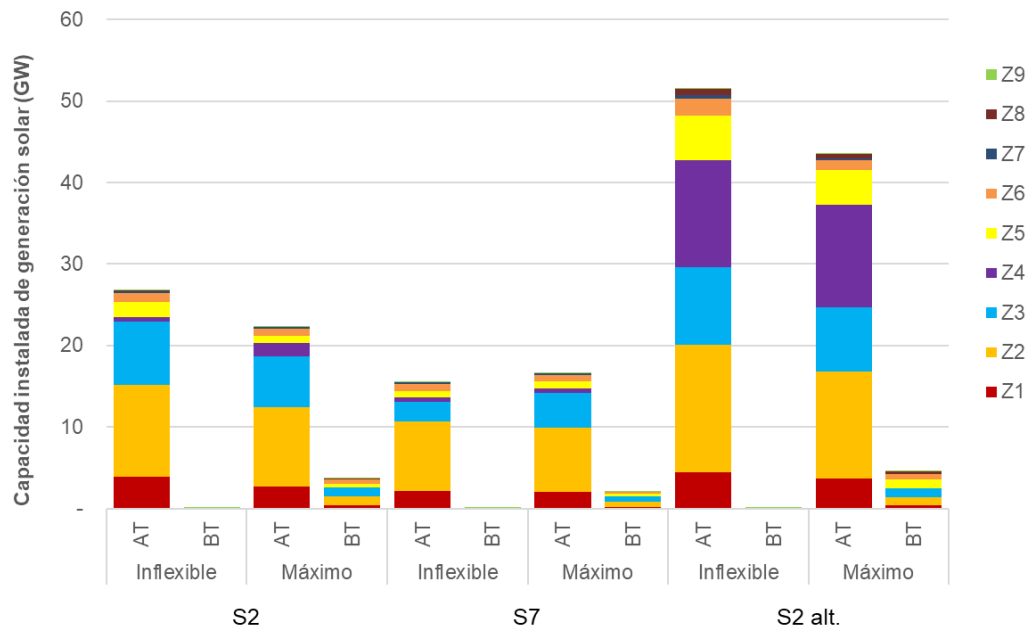
Es importante destacar que, en S2 alt., el requerimiento de duplicar la capacidad solar frente a la eólica incrementa aún más la capacidad instalada en AT, mientras que BT crece ligeramente. No obstante, en escenarios con alta flexibilidad (Máximo), la capacidad total en AT disminuye considerablemente, evidenciando el impacto de la flexibilidad para reducir inversiones y optimizar los recursos. Por otro lado, aunque la capacidad en BT también aumenta en estos casos, su capacidad permanece por debajo de la de AT.

Los Anexos D y E incluyen el detalle de la nueva capacidad de generación instalada por zona, correspondiente al caso Inflexible y al caso Máximo, respectivamente. Adicionalmente, el Anexo F detalla la capacidad instalada de generación solar fotovoltaica, diferenciando entre los niveles de transmisión y distribución.





**Figura 18.** Capacidad instalada: (a) caso Inflexible, (b) caso Máximo, (c) diferencia.



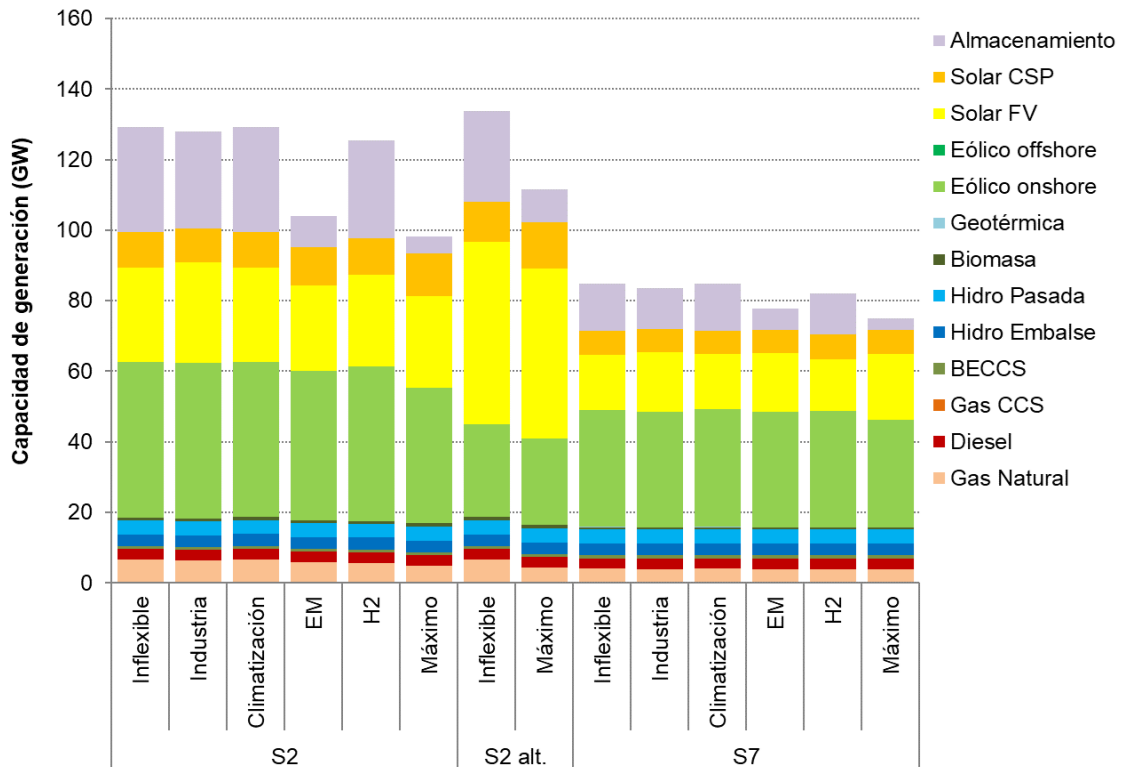
**Figura 19.** Capacidad instalada de generación solar fotovoltaica.

### 5.10.2. Capacidad de generación y almacenamiento

La Figura 20 presenta la capacidad de generación y almacenamiento comparando los resultados de los escenarios S2, S2 alternativo (S2 alt.) y S7 para distintos casos de estudio de flexibilidad.

La principal diferencia en el escenario alternativo (S2 alt.) es que se obliga a que la nueva capacidad solar FV sea al menos 2 veces la capacidad eólica nueva instalada. Como resultado, la capacidad de energía eólica disminuye, mientras que la capacidad solar fotovoltaica aumenta significativamente en comparación con el escenario original de S2. Además, la capacidad solar CSP también muestra un ligero incremento, mientras que la capacidad de almacenamiento se duplica de 5 GW a 10 GW en el caso Máximo, lo que muestra que el sistema requiere más almacenamiento para manejar la mayor cantidad de generación solar.

Para los distintos casos del escenario S7, no se observan cambios significativos en el mix de capacidad de generación.



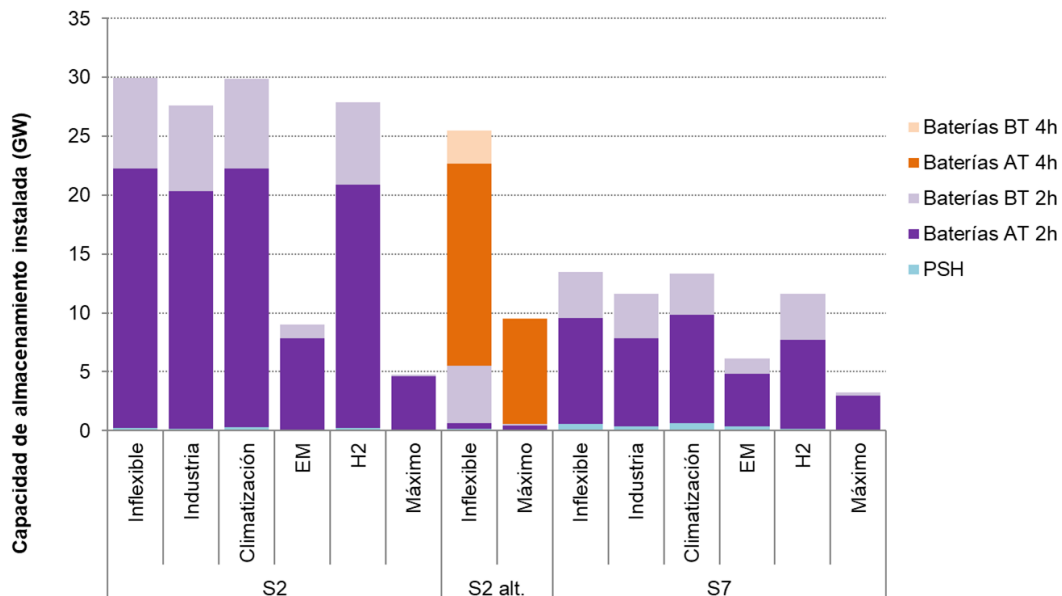
**Figura 20.** Capacidad de generación y almacenamiento.

### 5.10.3. Almacenamiento de energía

La Figura 21 muestra la capacidad de almacenamiento instalada en los diferentes escenarios, incluyendo un análisis de sensibilidad en los distintos sectores de demanda específicos en S2 y la disponibilidad de baterías de 4 horas en el escenario S2 alternativo (en adición a las baterías de 2 horas).

En el escenario S2 alternativo, donde están disponibles las baterías de 4 horas, el modelo selecciona una combinación de baterías. Por ejemplo, para almacenamiento a gran escala (AT), el modelo prefiere las baterías de 4 horas en lugar de las de 2 horas, debido a su capacidad de proporcionar un soporte más eficiente para la variabilidad de la generación solar fotovoltaica. Por otro lado, en el caso de las baterías de BT, se seleccionan más baterías de 2 horas.

Es importante destacar que, los cambios en “S2 alt.” son el resultado de dos factores combinados: baterías de 4 horas disponibles y forzar más energía fotovoltaica en el sistema. La tecnología PSH no es competitiva en este análisis debido a su costo más alto en comparación con las baterías, por lo que no se observa una adición significativa de PSH en ningún escenario.



**Figura 21.** Capacidad de almacenamiento instalada.

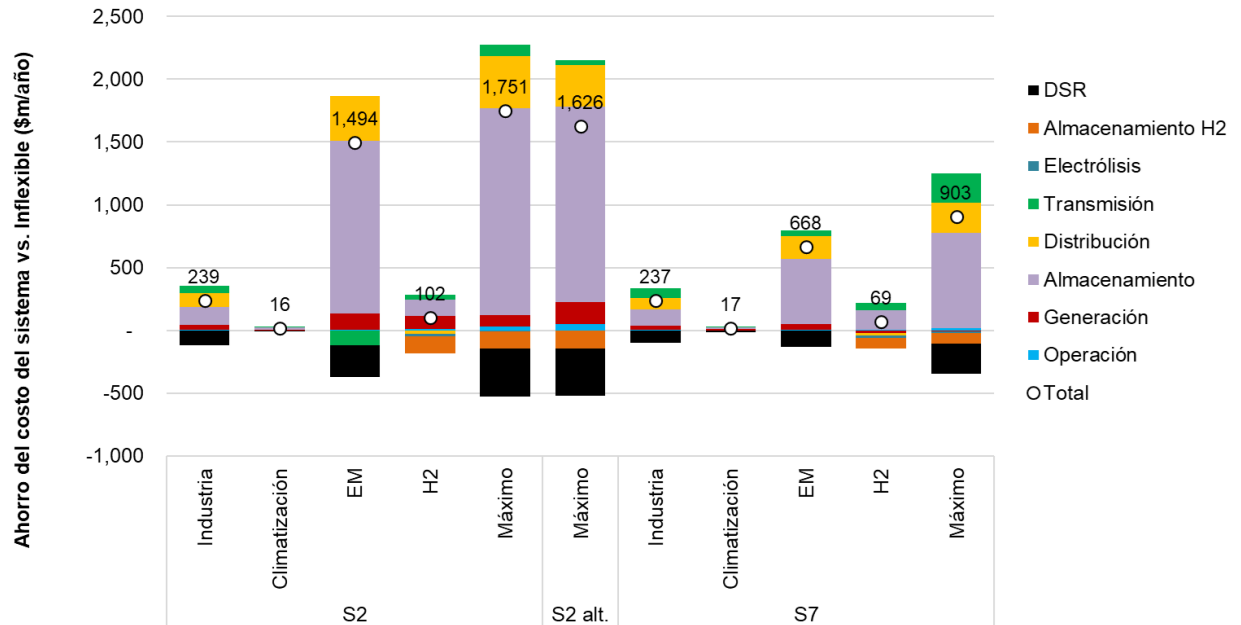
#### 5.10.4. Ahorros en los costos del sistema

La Figura 22 muestra los ahorros en los costos del sistema debido a la adopción de DSR en varios sectores para los escenarios S2, S2 alt. y S7, comparados con el caso Inflexible. Es importante mencionar que los ahorros en los costos del sistema representan un diferencial respecto del caso Inflexible."

La electromovilidad (EM) genera el mayor beneficio neto, alcanzando ahorros de 1,494 millones de dólares en el año 2050 (escenario S2), lo que representa la mayor contribución a la reducción de costos. Seguido por la industria, con ahorros de aproximadamente 239 millones de dólares por año. El sector de hidrógeno también contribuye positivamente, con un ahorro de 102 millones de dólares por año. Por otra parte, la climatización entrega beneficios marginalmente bajos en comparación con los otros sectores.

En la versión alternativa del escenario S2 (S2 alt.), donde se obliga la instalación de más PV y baterías de 4 horas, los beneficios netos del DSR son ligeramente menores en comparación con el caso estándar de S2. Los ahorros netos son de 1,626 millones de dólares por año en lugar de 1,751 millones de dólares por año. Este escenario demuestra que la flexibilidad sigue proporcionando ahorros significativos, aunque las diferencias en la tecnología de almacenamiento y la generación solar afectan ligeramente los resultados.

Los beneficios generales de la flexibilidad en el sistema son mayores en 2050 (escenario S2) que en 2040 (escenario S7), lo que refleja el incremento en la demanda, especialmente en el sector de la electromovilidad. Como se evidencia en la Figura 22, en el año 2050, la electromovilidad genera los mayores beneficios en términos de ahorros anuales en comparación con otros sectores en los escenarios analizados."



**Figura 22.** Ahorros en los costos del sistema.

## 6. Recomendaciones generales para la política pública y la regulación del sector

En esta sección se presentan las recomendaciones generales para la política pública y la regulación del sector para avanzar hacia la descarbonización del sector energético chileno. Estas recomendaciones se centran en fomentar la participación activa de la respuesta de la demanda (DSR), para contribuir a la flexibilidad a lo largo de la cadena de valor, con especial enfoque en la demanda y los recursos energéticos distribuidos.

### **Fomentar la participación de la respuesta de la demanda (DSR) en distintos mercados**

Para avanzar en la integración de DSR y contribuir a la flexibilidad del sistema eléctrico, es fundamental incentivar su participación activa en los mercados eléctricos tanto a nivel de transmisión como de distribución. Para lograr esto, se deben establecer estímulos económicos que permitan a los consumidores participar activamente en la gestión de su demanda en respuesta a señales del sistema. Este enfoque permitirá que la respuesta de la demanda desempeñe un rol más activo en la operación del sistema y en la reducción de los costos asociados a la integración de energías renovables. Además, se debe asegurar el desarrollo de mercados donde la respuesta de la demanda compita en igualdad de condiciones con otras tecnologías, como almacenamiento y generación.

### **Diseño del mercado y señales para inversionistas**

Un marco regulatorio claro y predecible es esencial para que los inversionistas puedan tomar decisiones informadas sobre las tecnologías que proporcionarán flexibilidad al sistema. El diseño del mercado debe proporcionar señales de inversión adecuadas, especialmente para aquellas tecnologías que permitan reducir la necesidad de grandes inversiones en almacenamiento, como los sistemas de baterías (BESS). Esto implica reformar las reglas del mercado para asegurar que la DSR sea remunerada de manera competitiva frente a otras inversiones en flexibilidad. Las señales de largo plazo deben ser consistentes y transparentes, permitiendo a los inversionistas evaluar adecuadamente los riesgos y beneficios de las soluciones DSR.

### **Regulación de redes y análisis de costo-beneficio**

Para maximizar los beneficios de DSR en el sistema, es necesario que la regulación de las redes eléctricas permita un análisis de costo-beneficio que considere tanto las inversiones tradicionales en infraestructura física como las soluciones basadas en respuesta de la demanda. Estos análisis deben ser justos, incorporando los beneficios que la flexibilidad de la demanda puede ofrecer en términos de reducción de costos y mejora de la eficiencia operativa. De este modo, la respuesta de la demanda se podría considerar como una solución complementaria que puede evitar o aplazar costosas inversiones en infraestructuras de red.

- **DSR en la regulación de redes de distribución:** Las redes de distribución desempeñan un rol crucial en la integración de la respuesta de la demanda. Por lo tanto, las inversiones y operaciones de las redes de distribución deben integrar soluciones basadas en la respuesta de la demanda. Esto requiere un cambio en la regulación que incentive la adopción de la respuesta de la demanda por parte de los operadores y propietarios de redes mediante regulaciones basadas en incentivos.

- **Planificación de la transmisión:** En el proceso de planificación de la transmisión, la respuesta de la demanda debe considerarse una herramienta eficaz para aliviar la congestión de la red y mejorar la seguridad. Esto implica su inclusión en las evaluaciones de necesidades futuras de transmisión, pudiendo aplazar las inversiones tradicionales necesarias para abordar la congestión y la seguridad del sistema.

### **Operación del sistema principal y mecanismos de capacidad**

Es crucial que los operadores del sistema faciliten la participación de la respuesta de la demanda en los mercados de energía y servicios complementarios. Para esto, es importante que los recursos que entregan respuesta de la demanda conectados a las redes de distribución tengan las mismas oportunidades que los recursos conectados a la transmisión. Además, los mecanismos de capacidad deben reconocer el potencial de la respuesta de la demanda para desplazar activos de generación y almacenamiento, lo que puede generar un sistema más flexible y menos dependiente de inversiones más costosas.

### **Proyectos piloto y demostración del valor de DSR**

Para demostrar la viabilidad y efectividad de DSR, es importante implementar proyectos piloto innovadores en sectores estratégicos, como la electromovilidad, la climatización y la industria. Estos proyectos permitirán evaluar la efectividad de las soluciones de la respuesta de la demanda y generar datos valiosos sobre los sectores en los que puede proporcionar mayores beneficios. Los resultados de estos proyectos serán fundamentales para justificar el escalamiento de estas tecnologías en el sistema.

### **Modernización de las TIC e infraestructura**

La incorporación de DSR en el sistema eléctrico dependerá de una infraestructura tecnológica moderna. Para ello, es necesario invertir en la modernización de las tecnologías de la información y comunicaciones (TIC) y los sistemas de control de las redes, asegurando una mejor coordinación entre generación y demanda.

### **Rol de los agregadores y participación del consumidor**

El rol de los agregadores de recursos energéticos distribuidos (DER) será clave para coordinar las interacciones entre los proveedores y los operadores de red. Para esto, la estructura del mercado debe permitir la incorporación de estas nuevas entidades. Además, es importante fomentar la adopción de nuevas tecnologías por parte de los consumidores que les permitan participar activamente en programas de respuesta de la demanda.

### **Necesidad de un marco regulatorio flexible**

El rápido avance de las tecnologías energéticas requiere un marco regulatorio flexible que pueda adaptarse a los cambios y mejoras continuas. Este marco es esencial para garantizar que soluciones como la DSR puedan integrarse de manera efectiva y contribuyan a la transición hacia la carbono neutralidad.

## Anexo A. Detalle de nueva capacidad instalada de generación (GW) S1-S7

Tecnología	S1		S2					S3		S4		S5		S6		S7					
	Infl.	Máx.	Infl.	Par.	Mod.	Int.	Máx.	Infl.	Máx.	Infl.	Máx.	Infl.	Máx.	Infl.	Máx.	Infl.	Ind.	Clim.	EM	H2	Máx.
Gas Natural	2.6	0.6	2.7	2.6	2.5	1.5	0.9	2.5	1.2	3.8	2.2	3.8	2.4	3.4	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Eólico onshore	41.5	36.5	41.5	41.5	41.5	40.7	35.9	38.1	33.9	41.6	34.5	41.5	34.1	38.0	31.2	30.8	30.2	30.9	30.2	30.3	28.0
Solar FV	22.7	21.1	22.9	22.8	22.8	23.5	22.2	22.1	22.0	22.7	20.7	22.7	22.1	22.0	21.9	11.7	13.0	11.7	12.9	10.9	14.8
Solar CSP	9.9	12.0	9.8	9.8	9.8	9.9	11.9	9.4	11.7	10.2	12.3	10.2	12.1	9.5	12.1	6.6	6.4	6.5	6.4	7.0	6.7
Biomasa	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.4	0.2	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Almacenamiento	30.0	5.2	30.0	28.7	27.3	17.7	4.7	29.1	4.6	29.9	4.8	30.0	4.4	29.1	4.4	13.5	11.7	13.4	6.2	11.6	3.3
Eólico offshore	-	-	-	-	-	-	-	2.8	1.3	-	-	-	-	3.1	1.4	-	-	-	-	-	-
BECCS	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
<b>Total</b>	<b>108</b>	<b>77</b>	<b>108</b>	<b>107</b>	<b>105</b>	<b>94</b>	<b>77</b>	<b>105</b>	<b>76</b>	<b>108</b>	<b>75</b>	<b>108</b>	<b>75</b>	<b>105</b>	<b>73</b>	<b>64</b>	<b>62</b>	<b>64</b>	<b>57</b>	<b>61</b>	<b>54</b>



## Anexo B. Detalle de nueva capacidad instalada de transmisión (MW) S1-S7

	S1		S2					S3		S4		S5		S6		S7					
	Infl.	Máx.	Infl.	Par.	Mod.	Int.	Máx.	Infl.	Máx.	Infl.	Máx.	Infl.	Máx.	Infl.	Máx.	Infl.	Ind.	Clim.	EM	H2	Máx.
<b>1-2</b>	768	1,133	690	696	710	888	1,164	724	1,164	2	373	4	404	11	408	632	594	626	748	489	1,087
<b>2-3</b>	3,899	3,882	3,766	3,767	3,720	3,855	3,647	3,941	3,367	3,677	3,303	3,684	3,183	4,111	3,303	3,050	2,889	2,976	3,150	2,255	1,927
<b>3-4</b>	2,955	2,955	2,839	2,831	2,776	2,867	2,720	3,009	2,440	2,751	2,376	2,758	2,257	3,181	2,377	2,022	1,811	1,937	2,091	1,287	831
<b>4-5</b>	40	1	4	4	8	3	1	16	1	0	2	7	1	11	1	8	2	7	7	10	2
<b>4-6</b>	8,485	7,235	8,389	8,386	8,388	8,346	6,955	9,091	6,678	8,275	6,653	8,277	6,482	9,074	6,610	6,509	6,057	6,584	5,064	6,142	3,579
<b>6-7</b>	3,544	2,618	3,491	3,497	3,508	3,446	2,454	3,957	2,622	3,317	1,722	3,319	1,566	3,933	1,561	1,219	952	1,292	1,013	992	288
<b>7-8</b>	6,273	5,345	6,227	6,233	6,247	6,259	5,182	6,806	5,349	6,203	4,559	6,204	4,403	6,887	4,398	3,790	3,532	3,856	3,574	3,573	2,863
<b>8-9</b>	5,364	4,260	5,363	5,369	5,376	5,388	4,078	5,467	4,340	5,363	3,598	5,363	3,451	5,424	3,478	2,533	2,333	2,577	2,323	2,398	1,600
<b>2-4</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	31,327	27,428	30,768	30,783	30,734	31,052	26,201	33,011	25,960	29,589	22,587	29,616	21,748	32,636	22,136	19,763	18,170	19,855	17,970	17,146	12,179

## Anexo C. Detalle del costo total del sistema (MUSD/año)

	S1		S2					S3		S4		S5		S6		S7					
	Infl.	Máx.	Infl.	Par.	Mod.	Int.	Máx.	Infl.	Máx.	Infl.	Máx.	Infl.	Máx.	Infl.	Máx.	Infl.	Ind.	Clim.	EM	H2	Máx.
Operación	2,343	2,301	2,329	2,329	2,329	2,315	2,300	2,331	2,303	2,327	2,535	2,327	2,535	2,295	2,545	2,307	2,301	2,307	2,304	2,304	2,290
Generación	12,992	12,814	12,986	12,965	12,951	12,791	12,897	12,942	12,905	12,255	11,932	12,256	11,996	12,211	11,962	10,686	10,656	10,679	10,637	10,709	10,695
Almacenamiento	1,581	266	1,903	1,822	1,732	1,099	250	1,854	244	1,558	247	1,895	234	1,842	233	944	812	928	425	788	184
Transmisión	2,584	2,516	2,570	2,569	2,567	2,551	2,479	2,626	2,463	2,537	2,404	2,537	2,376	2,616	2,391	2,186	2,105	2,182	2,140	2,130	1,952
Distribución	2,709	1,865	2,202	2,175	2,150	1,927	1,787	2,218	1,787	2,707	1,865	2,196	1,785	2,214	1,786	1,723	1,635	1,722	1,543	1,739	1,483
Electrólisis	773	781	773	775	776	784	781	773	781	773	776	773	777	773	779	483	483	483	483	505	493
Almacenamiento H2	-	138	-	7	14	69	138	-	138	-	138	-	138	-	138	-	-	-	-	86	86
DSR	-	381	-	19	38	191	381	-	381	-	381	-	381	-	381	-	101	12	130	-	243
Total	22,983	21,063	22,764	22,660	22,557	21,727	21,013	22,745	21,003	22,157	20,279	21,984	20,223	21,951	20,216	18,329	18,093	18,312	17,661	18,260	17,426
Average (\$/MWh)	103.79	95.00	102.80	102.32	101.84	98.03	94.78	102.71	94.73	100.06	91.48	99.28	91.22	99.13	91.18	109.35	107.80	109.22	105.36	108.86	103.78

## Anexo D. Detalle de capacidad instalada de generación (GW) por zona S2-Inflexible

Tecnología	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z7	Z8	Z9
Gas Natural	0.10	2.57	1.26	0.24	0.00	2.24	0.04	0.17	0.00
Diesel	0.09	-	0.04	0.21	0.54	0.96	0.11	0.69	0.36
Eólico onshore	-	2.81	0.48	12.97	2.92	0.19	-	5.67	19.02
Solar FV	3.89	11.25	7.85	0.52	1.86	1.02	0.23	0.12	0.00
Solar CSP	0.03	9.89	0.01	0.00	0.01	-	-	-	-
Biomasa	-	0.20	-	0.07	0.00	0.04	0.41	0.02	0.06
Geotérmica	-	0.04	-	-	-	-	-	-	-
Hidro Pasada	-	-	-	1.41	-	0.89	-	1.34	0.31
Hidro Embalse	-	-	-	0.36	-	1.24	-	1.60	0.17
BECCS	0.78	-	-	-	-	-	-	-	-
PSH	0.22	0.01	0.00	0.00	-	-	0.00	-	-
Baterías AT	4.50	4.58	4.54	2.70	2.09	1.29	1.48	0.31	0.55
Baterías BT	0.38	0.55	0.95	2.22	0.64	0.54	0.64	1.25	0.51
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>32</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>11</b>	<b>21</b>

## Anexo E. Detalle de capacidad instalada de generación (GW) por zona S2-Máximo

Tecnología	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6	Z7	Z8	Z9
Gas Natural	0.02	0.92	1.26	0.24	0.00	2.24	0.04	0.17	0.00
Diesel	0.09	-	0.04	0.21	0.54	0.96	0.11	0.69	0.36
Eólico onshore	-	2.81	0.48	12.97	1.28	0.19	-	5.67	15.04
Solar FV	3.13	10.85	7.27	1.65	1.39	1.22	0.23	0.28	0.01
Solar CSP	1.23	10.81	0.01	0.00	0.00	-	-	-	-
Biomasa	-	0.20	-	0.07	0.00	0.04	0.41	0.08	0.06
Geotérmica	-	0.04	-	-	-	-	-	-	-
Hidro Pasada	-	-	-	1.41	-	0.89	-	1.34	0.31
Hidro Embalse	-	-	-	0.36	-	1.24	-	1.60	0.17
BECCS	0.76	-	-	-	-	-	-	-	-
PSH	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	0.00	-	-
Baterías AT	0.74	2.01	0.86	0.32	0.18	0.35	0.01	0.10	0.04
Baterías BT	0.01	0.01	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.08	0.01
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>28</b>	<b>10</b>	<b>17</b>	<b>3</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>10</b>	<b>16</b>

## Anexo F. Detalle de capacidad instalada de generación solar fotovoltaica (MW)

Zona	S2				S7				S2 alt.			
	Inflexible		Máximo		Inflexible		Máximo		Inflexible		Máximo	
	AT	BT	AT	BT	AT	BT	AT	BT	AT	BT	AT	BT
1	3884.4	0.668	2697.9	431.7	2183.5	1.2	2073.2	183.2	4400.7	5.7	3672	427.5
2	11244.9	0.728	9766.5	1083.3	8535	1.3	7793.5	690.9	15715.5	6.8	13113.6	942.5
3	7849.1	0.675	6236.1	1029.3	2339.7	1.2	4308	559.9	9539.7	5.6	7902.9	1115.3
4	523.2	0.475	1650.0	1.13	523.2	0.7	523.2	0.4	13066.7	3.9	12588.5	7.6
5	1864.0	0.593	876.3	518.6	861.4	0.8	861.5	340.2	5522.1	5.5	4224.1	1085.5
6	1017.6	0.600	780.8	438.4	776.9	0.8	776.8	261.3	2076.4	5.5	1278.9	599.7
7	225.2	0.493	225.2	0.888	225.3	0.7	225.2	1.4	431.2	4.9	228.9	20.5
8	121.5	0.585	72.1	203.3	65.3	0.8	65.1	1.1	727.5	5.2	455.5	350.4
9	0.787	0.375	6.2	3.18	1.1	0.6	0.7	0.7	28.5	4	33.1	50
<b>Total</b>	26730.9	5.195	22311.2	3709.9	15511.6	8	16627.3	2039	51508.2	47.2	43497.5	4598.8

## Anexo G. Descripción del sistema eléctrico chileno y análisis de las necesidades de flexibilidad

### G.1. Descripción del sistema eléctrico chileno

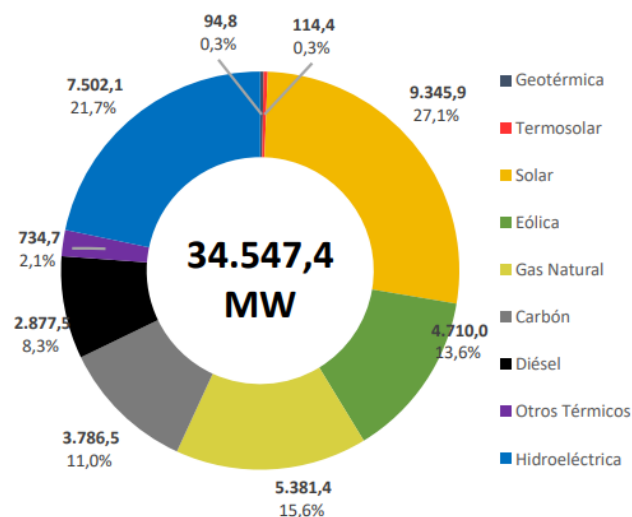
#### Infraestructura del sistema eléctrico

El sistema eléctrico chileno está compuesto por tres sistemas independientes: el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), sistemas medianos (Aysén, Magallanes, y Los Lagos), y sistemas aislados (Isla de Pascua, San Pedro de Atacama, entre otros)<sup>30</sup>. Mientras el SEN abarca casi todo el territorio nacional (en términos poblacionales), desde Arica hasta Chiloé, los sistemas medianos y aislados proporcionan servicio en regiones específicas. Este informe se focaliza en el SEN, detallando en esta sección las instalaciones de generación, redes de transmisión y distribución, demanda, y sistemas de almacenamiento.

A continuación, se presenta la descripción de cada una de las instalaciones por subsector.

#### Generación

El sector de generación en Chile está compuesto principalmente por centrales de Energía Renovables No Convencional (ERNC), hidroeléctricas y termoeléctricas. La capacidad instalada del SEN al cierre de enero de 2024 alcanzó los 34.547,4 MW, como se puede observar en la Figura F1. El 41% de la capacidad instalada corresponde a centrales ERNC (clasificadas según la Ley 20.257), el 21,7% corresponde a centrales hidroeléctricas y el 37,3% es provisto por centrales termoeléctricas (gas natural, carbón, diésel, termosolar, y otros térmicos<sup>31</sup>).



**Figura F1.** Capacidad de generación del SEN a enero de 2024<sup>32</sup>.

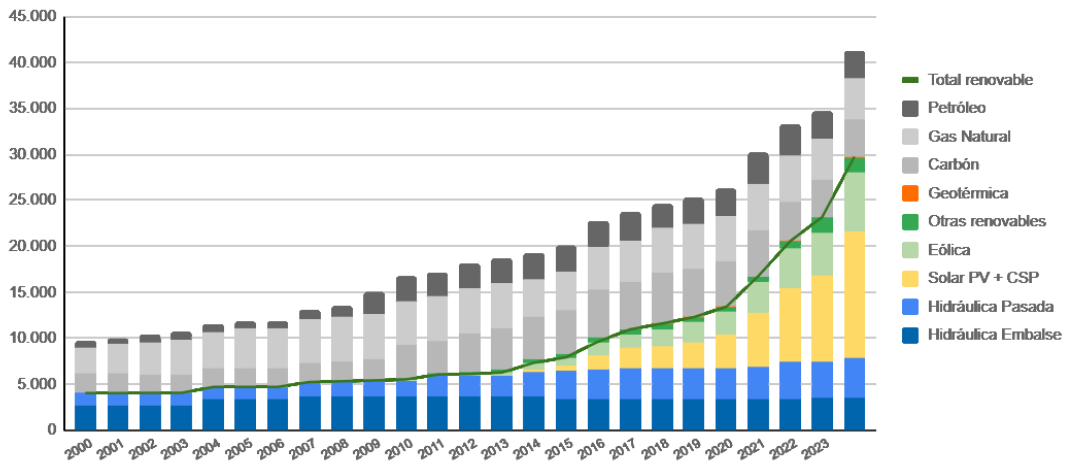
Durante los últimos años, la generación de ERNC ha experimentado un notable crecimiento en el SEN, alcanzando una capacidad instalada de 15.516,8 MW para enero de 2024. Destacan especialmente las

<sup>30</sup> Disponible en: [https://www.energypartnership.cl/fileadmin/user\\_upload/chile/media\\_elements/Studies/Informe\\_final\\_H2\\_en\\_SSMM\\_P% C3% BAblico.pdf](https://www.energypartnership.cl/fileadmin/user_upload/chile/media_elements/Studies/Informe_final_H2_en_SSMM_P% C3% BAblico.pdf)

<sup>31</sup> Otros térmicos: Biogás, Biomasa, Fuel Oil, Petcoke y Cogeneración.

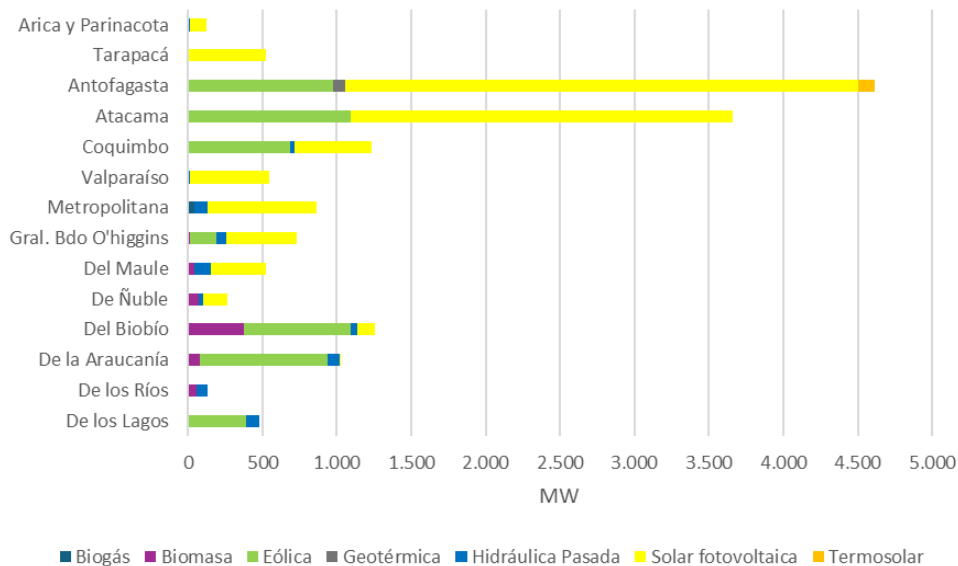
<sup>32</sup> Fuente: [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/02/CEN\\_Informe\\_Mensual\\_SEN\\_feb24.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2024/02/CEN_Informe_Mensual_SEN_feb24.pdf)

tecnologías solares fotovoltaicas y eólicas, que conjuntamente representan el 40,7% de la capacidad instalada de generación en 2024, marcando un significativo aumento desde el 0,5% en 2011, como se ilustra en la Figura F2.



**Figura F2.** Evolución de la capacidad instalada de generación en Chile<sup>33</sup>.

El desarrollo de la energía solar en Chile se basa en gran medida en las muy buenas condiciones de este recurso que presenta el norte del país, con la radiación más alta del mundo. Del mismo modo, el desarrollo de la energía eólica se sustenta en el significativo recurso eólico del país, debido a su extensa línea costera expuesta a vientos constantes del sector del Pacífico Sur. Estos factores han permitido convertir a estas tecnologías en las principales fuentes de generación energética en Chile, permitiendo desplazar sostenidamente a las fuentes térmicas y allanando el camino hacia la descarbonización del país. En la Figura F3 se presenta la capacidad instalada de ERNC por región, clasificada según el tipo de tecnología.



**Figura F3.** Capacidad instalada de ERNC por región y tecnología<sup>34</sup>.

<sup>33</sup> Fuente: <https://generadoras.cl/generacion-electrica-en-chile>

<sup>34</sup> Fuente: <https://www.acera.cl/centro-de-informacion/>

## Transmisión

El sistema de transmisión es el conjunto de líneas y subestaciones eléctricas que forman parte del sistema eléctrico, y están destinadas a transportar grandes volúmenes de energía eléctrica desde los centros de generación hacia los centros de consumo, operando en niveles de tensión superiores a 23 kV hasta 500 kV. En Chile, el sistema de transmisión se divide en cinco grandes segmentos:

- **Sistema de Transmisión Nacional:** Conformado por las líneas y subestaciones eléctricas que permiten el desarrollo de un mercado eléctrico común y posibilitan el abastecimiento de la totalidad de la demanda del sistema eléctrico.
- **Sistema de Transmisión Zonal:** Corresponde a las líneas y subestaciones eléctricas dispuestas esencialmente para el abastecimiento actual o futuro de clientes regulados, territorialmente identificables, sin perjuicio del uso por parte de clientes libres o medios de generación.
- **Sistema de Transmisión Dedicado:** Corresponden a las líneas y subestaciones eléctricas radiales que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico, están dispuestas esencialmente para el suministro de energía eléctrica a usuarios no sometidos a regulación de precios o para inyectar la producción de las centrales generadoras al sistema eléctrico.
- **Sistema de Transmisión para Polos de Desarrollos:** Constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas, destinadas a transportar la energía eléctrica producida por medios de generación ubicados en un mismo polo de desarrollo, hacia el sistema de transmisión, haciendo un uso eficiente del territorio nacional.
- **Sistema de Interconexión Internacional:** Constituidos por las líneas y subestaciones eléctricas destinadas a transportar la energía eléctrica para efectos de posibilitar su exportación o importación, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en el territorio nacional.

De acuerdo con los datos del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) a fines de febrero de 2024, el sistema de transmisión cuenta con 1.212 subestaciones eléctricas, con una capacidad total de 110.693,87 MVA. Las redes de transmisión disponen con 1.139 líneas de transmisión, que suman un total de 37.640,69 kilómetros, distribuidas en diferentes niveles de tensión, como se especifica en la Tabla F1. Además, Chile cuenta con una línea de transmisión de 345 KV que interconecta con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

**Tabla F1.** Kilómetros por nivel de tensión<sup>35</sup>.

Nivel de tensión	Longitud [km]	Porcentaje del Sistema de Transmisión
500 kV	4.778,80	12,70%
345 kV	190,30	0,51%
220 kV	19.083,84	50,70%
154 kV	1.361,66	3,62%
110 kV	6.169,08	16,39%
≥ 23 y < 110 kV	6.057,00	16,09%

<sup>35</sup> Fuente: <https://infotecnica.coordinador.cl/info/lineas>



## Distribución

Los sistemas de distribución están constituidos por las líneas, subestaciones y equipos que permiten prestar el servicio de distribución de la electricidad hasta los consumidores finales, localizados en zonas geográficas explícitamente definidas y limitadas. En Chile, los sistemas de distribución son operados por varias compañías de distribución de electricidad, las cuales operan bajo un régimen de concesión de servicio público de distribución en estas zonas, con obligación de servicio y con tarifas reguladas para el suministro a clientes regulados bajo ciertos estándares definidos por normas técnicas.

Para diciembre de 2022, las cuatro principales compañías de distribución del país atendieron a más de 7 millones de clientes en total. En la Tabla F2 se proporcionan detalles sobre las principales compañías de distribución de electricidad a lo largo de Chile, que incluyen a CGE, Chilquinta, Enel Distribución y Grupo Saesa. Además, cada una de estas compañías participa directamente o a través de empresas filiales en el suministro de electricidad. Las empresas suministraron más de 32 mil GWh en ventas reguladas de electricidad durante el año 2022 y cuentan con más de 179 mil kilómetros de líneas eléctricas de distribución.

**Tabla F2.** Participación de empresas distribuidoras año 2022<sup>36</sup>.

Grupo	Empresa	Región Distribución	Número clientes	Ventas [GWh]	Redes eléctricas [km]	Capacidad Instalada [MVA]
CGE	CGE	XV, I, II, III, IV, V, RM, VI, VII, VIII, y IX	3.138.399	10.976	79.889	9.418
	EDELMAG	XII	68.855	354		
Chilquinta	CHILQUINTA	V	653.604	2.243	17.412	2.276
	LITORAL	V	67.259	125		
	EDECSA	V y RM	7.490	48		
	LUZLINARES	VII	41.523	123		
	LUZPARRAL	VII, VIII, y XVI	30.174	108		
Enel	ENEL DISTRIBUCIÓN	RM	2.079.638	14.210	17.666	5.250
Saesa	FRONTEL	VIII, y IX	399.000	1.203	64.189	1.473
	SAESA	IX, X y XIV	501.000	2.703		
	EDELAYSEN	X y XI	54.000	184		
	LUZOSORNO	X y XIV	28.000	199		
<b>TOTAL CONJUNTO DE EMPRESAS</b>			7.068942	32.477	179.156	18.417

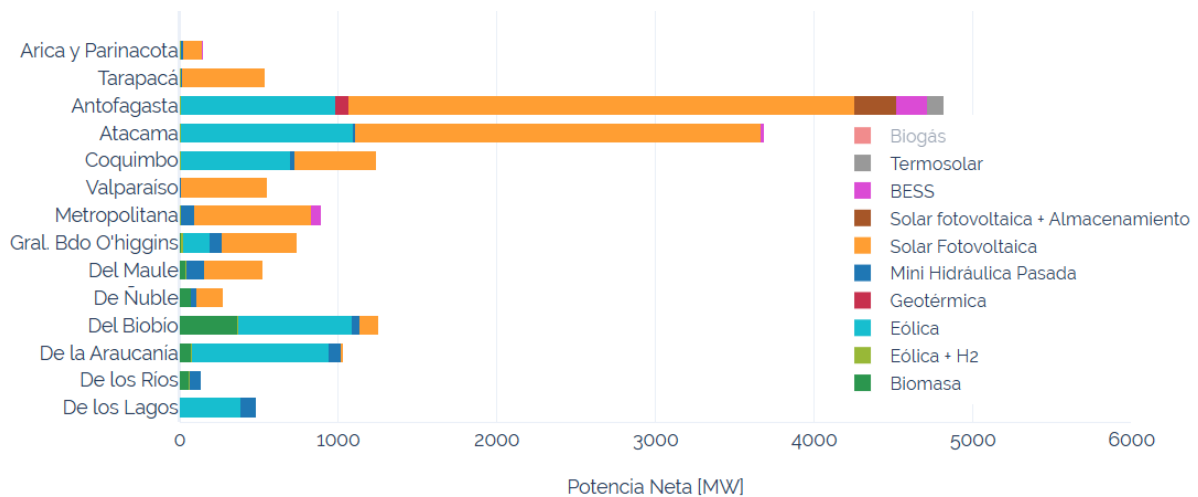
<sup>36</sup> Fuente: <https://www.electricas.cl/centro-de-informacion/mercado-electrico/>

## Almacenamiento

La Ley 20.936 de 2016 agregó por primera vez en la legislación chilena aspectos referentes al almacenamiento de energía, incluyendo a los sistemas de almacenamiento a la lista de coordinados del SEN. La definición que se presenta respecto de los sistemas de almacenamiento es la siguiente:

- “Equipamiento tecnológico capaz de retirar energía desde el sistema eléctrico, transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de, mediante una transformación inversa, inyectarla nuevamente al sistema eléctrico, contribuyendo con la seguridad, suficiencia o eficiencia económica del sistema”.

En Chile, a enero de 2024, el SEN cuenta con una capacidad instalada de 263 MW en sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS, por sus siglas en inglés). La mayor parte de esta capacidad se despliega en la Región de Antofagasta, con un total de 194 MW de BESS en funcionamiento, seguida por la Región Metropolitana con 60 MW y la Región de Atacama con 8 MW, como se presenta en la Figura F4.

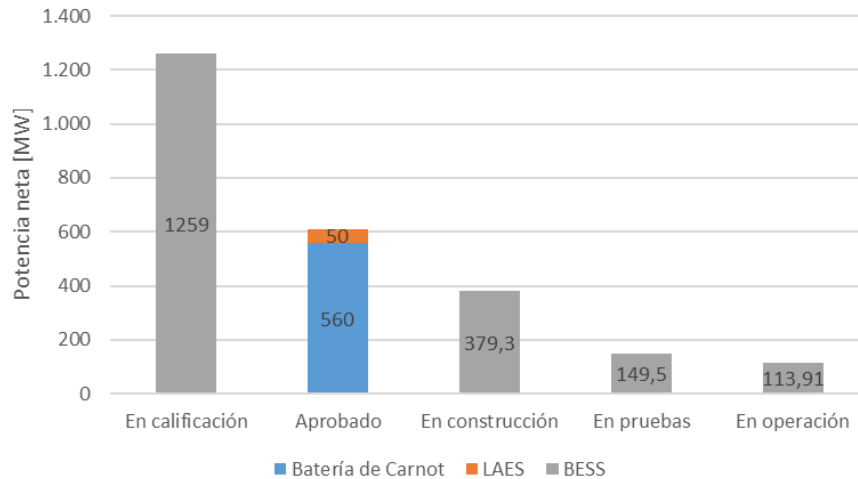


**Figura F4.** Capacidad instalada ERNC/Almacenamiento por región<sup>37</sup>.

Adicionalmente a los 263 MW de almacenamiento que actualmente están en operación (entre plantas en pruebas y operación), según datos de la Asociación Chilena de Energías Renovables A.G. (ACERA), se encuentran en proceso de calificación 16 proyectos de almacenamiento, 2 proyectos aprobados y 9 proyectos en fase de construcción. Estos proyectos en conjunto contemplan una capacidad instalada de 2.248 MW. La Figura F5 muestra el estado de los proyectos de almacenamiento según su capacidad y tipo de tecnología.

El reglamento D.S. N°125 de 2019 de la Coordinación y Operación del SEN establece las disposiciones para integrar a los sistemas de almacenamiento y centrales con almacenamiento por bombeo en la programación y operación del sistema. Este reglamento permite a los sistemas de almacenamiento destinarse a la prestación de servicios complementarios, al arbitraje de precios o a la incorporación como infraestructura asociada a sistemas de transmisión.

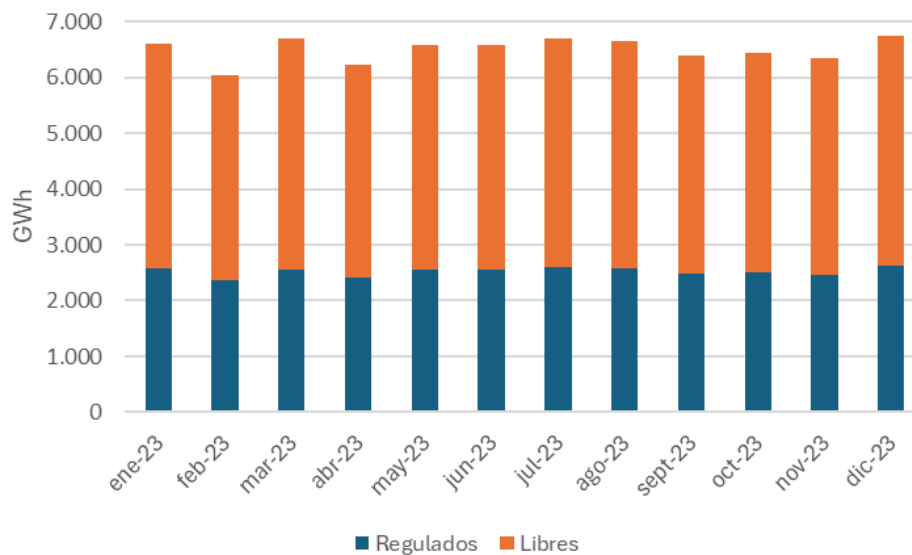
<sup>37</sup> Fuente: <https://www.acera.cl/centro-de-informacion/>



**Figura F5.** Proyectos de almacenamiento en Chile<sup>38</sup>.

## Demanda energética

El consumo eléctrico del SEN alcanzó los 77.969,9 GWh en el año 2023. Esta cifra de previsión de demanda eléctrica distingue dos grupos de consumo: clientes regulados y clientes libres. De estos, 30.300,3 GWh corresponden a clientes regulados, representando el 39% del total de consumo nacional. Por otro lado, los clientes libres consumieron 47.669,7 GWh, lo que equivale al 61% restante. La Figura F6 presenta el consumo eléctrico en el SEN por tipo de cliente durante el año 2023.

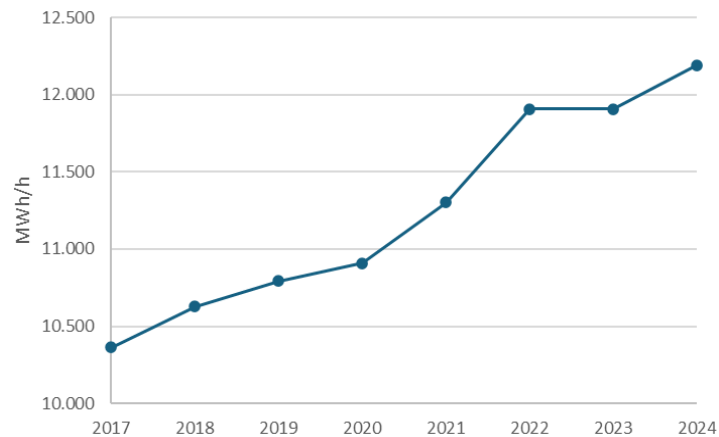


**Figura F6.** Consumo eléctrico en el SEN por tipo de cliente<sup>39</sup>.

En los últimos años, la demanda de potencia ha crecido en promedio 2,3% anual en el SEN. La Figura F7 muestra la evolución de la demanda máxima de potencia eléctrica en el SEN durante el período 2017-2024. La demanda máxima histórica se registró en el mes de enero de 2024, alcanzando los 12.190,5 MWh/h.

<sup>38</sup> Fuente: <https://www.acera.cl/centro-de-informacion/>

<sup>39</sup> Fuente: [https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/20\\_23-informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/](https://www.coordinador.cl/reportes/documentos/informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/20_23-informe-mensual-coordinador-electrico-nacional/)



\*El valor de la demanda máxima de 2024 se registró en el mes de enero.

**Figura F7.** Evolución de la demanda máxima horaria del SEN<sup>40</sup>.

Un cambio importante que está surgiendo en los patrones de consumo lo refleja la electromovilidad, la cual, si bien actualmente no presenta valores relevantes en términos de la demanda total, si se vislumbra un crecimiento exponencial a futuro. De acuerdo con datos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), la capacidad instalada de la electromovilidad en Chile alcanzó los 136.52 MW para el año 2023<sup>41</sup>. De esto, 83 MW corresponden a los centros de carga para transporte público para entregar el suministro a una flota de 2.157 buses<sup>42</sup>. Convirtiendo a Santiago en la ciudad fuera de China con más buses eléctricos del mundo<sup>43</sup>. En el ámbito privado, la capacidad instalada alcanzó los 53.52 MW, con más de 4 mil autos eléctricos que circulaban en 2023<sup>44</sup> y se proyecta que para el 2030 esta cifra aumente a 80 mil vehículos eléctricos circulando en todo el territorio nacional<sup>45</sup>.

## Generación distribuida y otros recursos energéticos distribuidos

La generación distribuida (GD) es un sistema que permite la autogeneración de energía en base a ERNC y cogeneración eficiente. En Chile, el reglamento de GD entrega el derecho a los usuarios a contar con equipos de generación para su propio consumo, y les da el derecho a vender sus excedentes directamente a la distribuidora eléctrica a un precio regulado.

La GD en Chile comprende dos tipos de sistemas:

- **Equipamiento de Generación (EG):** proyectos con fuentes de energía renovable no convencional o de cogeneración eficiente, con capacidad instalada menor o igual a 300 kW, que se conectan a la red de distribución a través del empalme de cliente regulado.
- **Pequeño Medio de Generación Distribuido (PMGD):** corresponde a una generadora cuyos excedentes de potencia son menores o iguales a 9 MW, conectados a instalaciones de una empresa concesionaria de distribución, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

<sup>40</sup> Fuente: <https://generadoras.cl/documentos/boletines>

<sup>41</sup> Disponible en: <https://cutt.ly/iw5cYsJ8>

<sup>42</sup> Disponible en: <https://electromineria.cl/electromovilidad-capacidad-instalada-en-terminales-de-buses-electricos-fue-de-102-mw-en-2023/>

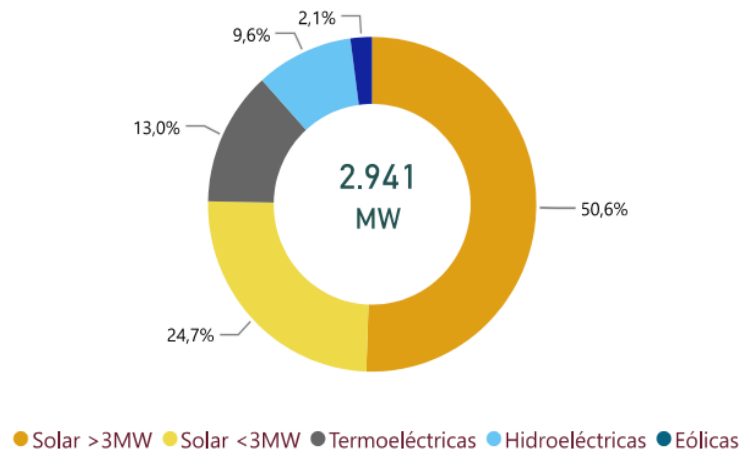
<sup>43</sup> Disponible en: <https://www.gob.cl/noticias/chile-confirma-la-segunda-mayor-flota-de-buses-electricos-del-mundo/>

<sup>44</sup> Disponible en: <https://www.mtt.gob.cl/wp-content/uploads/2023/08/documento-electromovilidad.pdf>

<sup>45</sup> Disponible en: <https://www.enelx.com/cl/es/historias/autos-electricos-el-futuro-de-la-electromovilidad-en-chile>

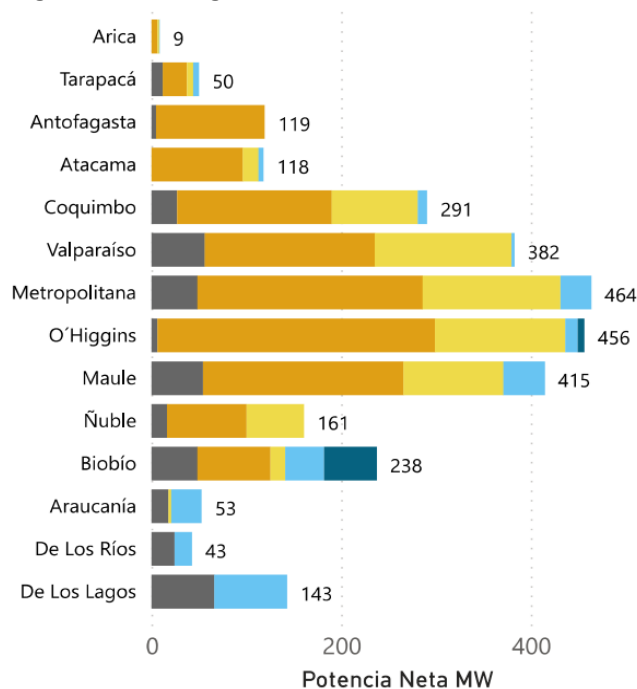
Además, un medio de generación cuyos excedentes de potencia sean menores o iguales a 9 MW podrá ser clasificado, ya sea, como un Pequeño Medio de Generación (PMG) o un PMGD, según su punto de conexión y sincronización con el sistema eléctrico, es decir, será clasificado como un PMGD si es que tal conexión es a través de instalaciones de distribución y como un PMG si se conecta a través de instalaciones de transmisión.

Para el año 2023, según lo ilustrado en la Figura F8, la capacidad instalada de los PMG y PMGD alcanzó un total de 2.941 MW, de los cuales el 75,3% correspondió a tecnología solar, el 13,0% a termoeléctricas, el 9,6% a hidroeléctricas, y el 2,1% a eólicas.



**Figura F8.** Capacidad instalada PMG/PMGD del año 2023<sup>46</sup>.

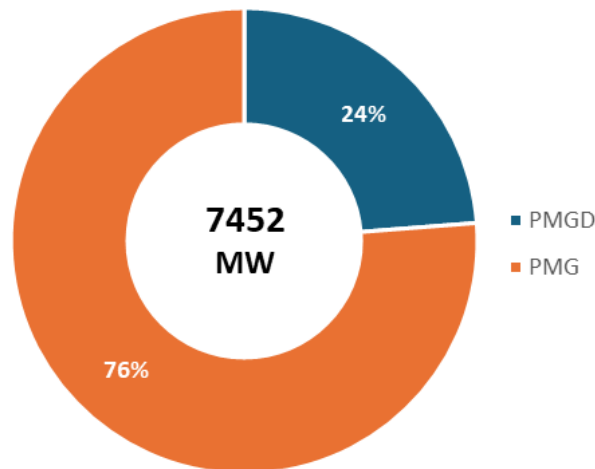
Además, en la Figura F9 se presenta la distribución de la capacidad instalada de PMG/PMGD del año 2023 por regiones y clasificada según su tecnología.



**Figura F9.** Capacidad instalada PMG/PMGD del año 2023<sup>13</sup>.

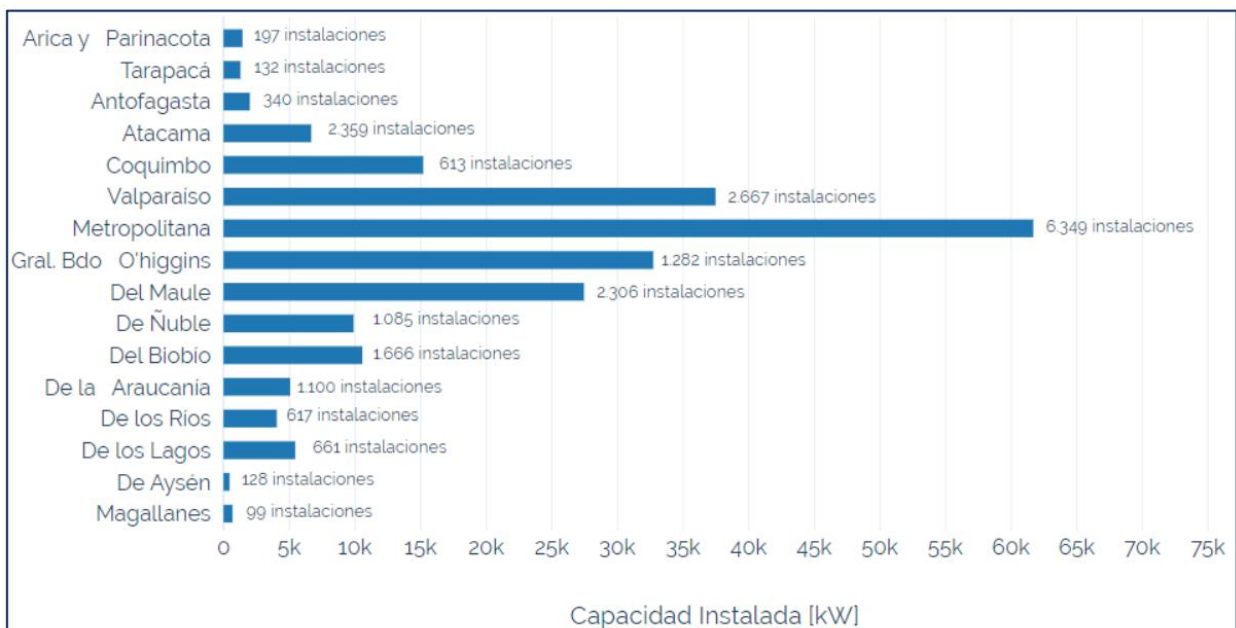
<sup>46</sup> Fuente: [https://mcusercontent.com/3b66f42b71655fc03ae0c2aed/files/25c3ab3a-d0fe-75ff-609f-8cc99406bb4f/Reporte\\_AC\\_ESOL\\_2023.pdf](https://mcusercontent.com/3b66f42b71655fc03ae0c2aed/files/25c3ab3a-d0fe-75ff-609f-8cc99406bb4f/Reporte_AC_ESOL_2023.pdf)

En la Figura F10 se muestra la capacidad en construcción de proyectos de PMG y PMGD reportados hasta finales de 2023 en Chile.



**Figura F10.** Capacidad en construcción de proyectos de PMG y PMGD<sup>47</sup>.

A diciembre de 2023, la capacidad instalada en el segmento de EG - Net Billing corresponde a 222,3 MW, distribuida en un total de 21.601 instalaciones a lo largo de todo el país, como se ilustra en la Figura F11. Estas instalaciones actualmente reportan costos de inversión del orden de 1 US\$/W (incluyendo inversor) y paybacks de aproximadamente 4 años, por lo que se espera una proliferación creciente a futuro.



\*La información de este gráfico presenta un desfase de un mes respecto de la fecha de actualización del boletín. Incluye a todas las instalaciones inscritas ante la SEC, mediante el Trámite eléctrico TE4.

**Figura F11.** Capacidad instalada Net Billing, diciembre 2023<sup>48</sup>.

<sup>47</sup> Fuente: [https://mcusercontent.com/3b66f42b71655fc03ae0c2aed/files/25c3ab3a-d0fe-75ff-609f-8cc99406bb4f/Reporte\\_AC\\_ESOL\\_2023.pdf](https://mcusercontent.com/3b66f42b71655fc03ae0c2aed/files/25c3ab3a-d0fe-75ff-609f-8cc99406bb4f/Reporte_AC_ESOL_2023.pdf)

<sup>48</sup> Fuente: <https://www.acera.cl/centro-de-informacion/>

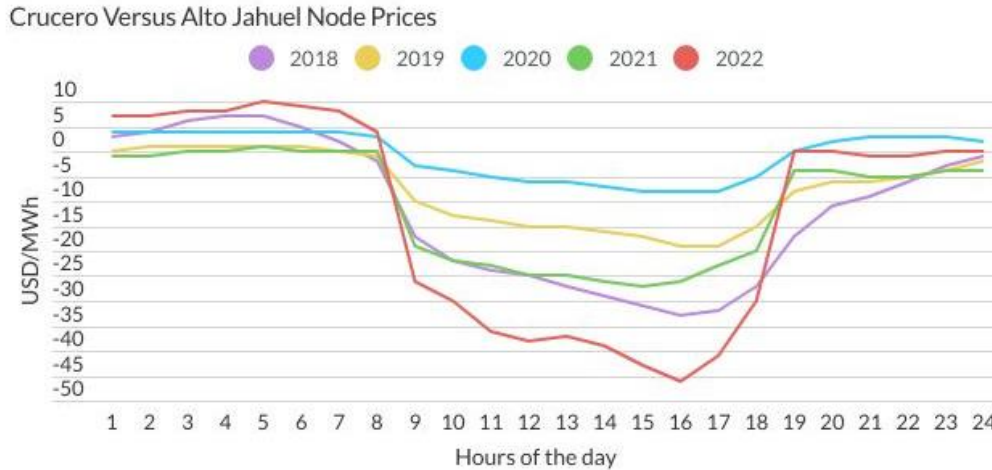
## Descripción de la operación del sistema

Durante los últimos años, la operación del sistema eléctrico chileno se ha caracterizado por una creciente participación de ERNC, destacando especialmente las energías renovables variables (ERV) como la solar fotovoltaica y eólica. Al mismo tiempo, se están retirando las centrales de carbón para cumplir con el compromiso de alcanzar la carbono neutralidad. Esta transición hacia un sistema basado en ERV presenta varios desafíos para mantener un funcionamiento confiable y económico.

A continuación, se detalla la operación del sistema con ERV y se describen los servicios complementarios y la suficiencia del sistema.

### Operación con la participación de energías renovables variables

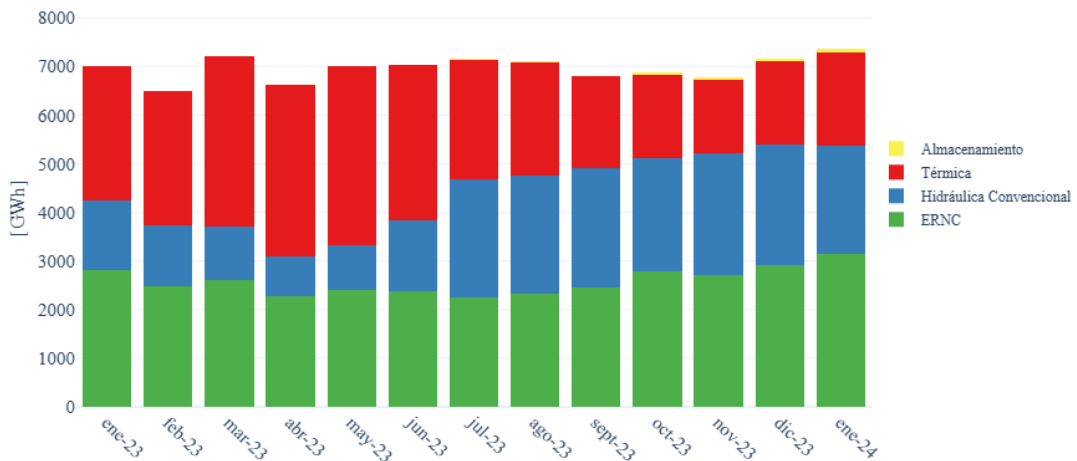
Durante los últimos años, la operación del sistema eléctrico chileno se ha caracterizado por los altos niveles de participación de ERV, particularmente solar y la eólica. Sin embargo, la operación de estas tecnologías variables ha planteado desafíos debido a la estocasticidad inherente de estas fuentes, cuya generación está sujeta a la variabilidad climática. Además, dada la geografía de los recursos energéticos en Chile, las centrales ERNC se encuentran alejadas de los centros donde hay un mayor consumo energético. Esto ha llevado, en algunas ocasiones, a superar la capacidad de las líneas de transmisión existentes, desencadenando problemas de congestión y restricciones en la transferencia de esa energía a los centros de consumo que finalmente llevan a vertimientos. Además, el crecimiento acelerado de la capacidad de las ERV condujo a la caída de los precios de inyección, llevándolos a cero, especialmente durante el día u horas solares. Los excedentes de energía en los subsistemas ocasionados por las limitaciones en la capacidad de transmisión, el vertimiento asociado, así como la volatilidad de los precios en el mercado spot, incrementaron considerablemente los costos por desacople, lo que dio como resultado una presión sobre los márgenes de los generadores. Por ejemplo, la región central de Chile, donde se consume la mayor parte de la electricidad, depende principalmente de la generación hidroeléctrica y termoeléctrica, esta última con costos marginales altos. Los costos de producción de las termoeléctricas se han visto presionados por los precios elevados de los combustibles fósiles, los cuales han presionado al alza los precios spot en las barras de retiro. Asimismo, la reciente disminución en la producción de las centrales hidroeléctricas aumentó la dependencia a los costos de las centrales de energía térmica, principalmente durante la noche. Como resultado, los precios spot promedio de los nodos de retiro de la región central de Chile son más altos que en los nodos de inyección ubicados en el norte, donde se genera mediante ERNC. Para ilustrar estas diferencias, se presenta la Figura F12, que muestra la diferencia de precios spot entre las barras Crucero y Alto Jahuel. Como se puede observar, la alta penetración de las energías renovables y las condiciones hidrológicas adversas a las que se ha enfrentado Chile en los últimos años han aumentado también la volatilidad intradiaria de los precios spot.



**Figura F12.** Diferencia de precios spot de energía en el norte y el centro de Chile<sup>49</sup>.

En el año 2023, el SEN generó un total de 83.261 GWh, de los cuales un 36,5% del total de la energía generada fue producida por centrales ERNC, mientras que un 37,2% provino de centrales termoeléctricas y un 26% de centrales hidroeléctricas, como se muestra en la Figura F13. Esta distribución refleja el creciente rol de las energías renovables variables en la generación de energía del SEN, destacando la participación la generación solar y eólica, que contribuyeron con un 19,3% y un 11,9% respectivamente.

Además, el almacenamiento registró una participación de 0,3%, equivalente a 219,63 GWh de generación de energía eléctrica anual. Esto evidenció un incremento del 99,4%, pasando de 0,41 GWh en enero a 72,13 GWh en diciembre, mostrando una tendencia de crecimiento en su participación.



**Figura F13.** Generación de energía del SEN<sup>50</sup>.

Producto de la creciente participación de la generación de energías renovables, en el primer mes de 2024, se alcanzó un récord notable: el 6 de enero, entre las 14:00 y las 15:00 horas, el 94,8% de la generación provino de fuentes renovables<sup>51</sup>, como muestra la Figura F14. Este hito se logró con un 67% de contribución de fuentes variables, como la solar y eólica, complementadas por un 26% de energía hidroeléctrica y otros recursos como biomasa y geotermia. Este récord sigue la tendencia observada en el

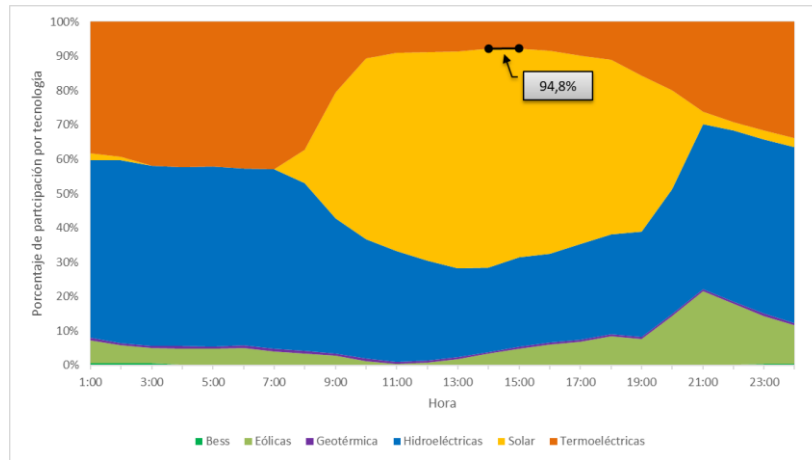
<sup>49</sup> Fuente: [https://www.fitchratings.com/research/es/infrastructure-project-finance/costos-elevados-y-congestion-erosionan\\_-margenes-de-proyectos-electricos-chilenos-26-10-2022](https://www.fitchratings.com/research/es/infrastructure-project-finance/costos-elevados-y-congestion-erosionan_-margenes-de-proyectos-electricos-chilenos-26-10-2022)

<sup>50</sup> Fuente: <https://www.acera.cl/centro-de-informacion/>

<sup>51</sup> Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/graficos/operacion-real/>

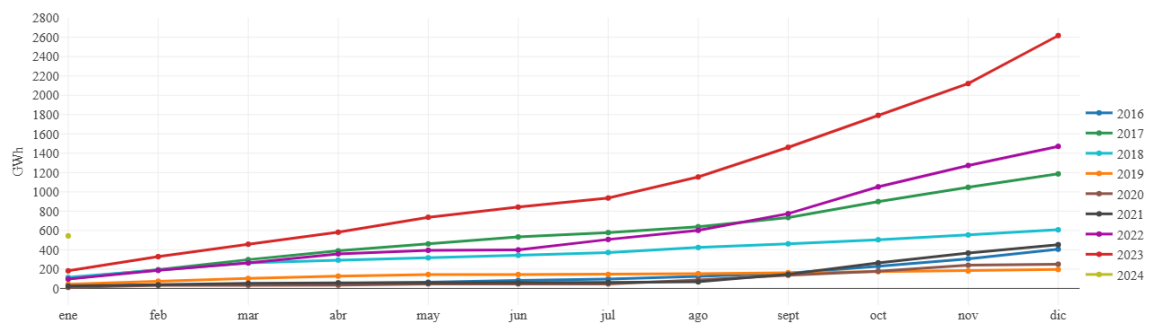


segundo semestre de 2023, cuando se alcanzó hasta un 76% de la energía generada en todo el país mediante fuentes renovables.



**Figura F14.** Generación horaria del día el 6 de enero de 2024.

Sin embargo, esta creciente incorporación de mayores volúmenes de energías renovables presenta desafíos significativos en términos de la operación del sistema, particularmente en relación con los vertimientos. En 2022, la cantidad de energía vertida alcanzó los 1.471 GWh, triplicando la cifra respecto al 2021 (453 GWh), lo que equivale a una pérdida de energía que podría suministrar a más de 600 mil hogares. Datos más recientes indican que el vertimiento de ERNC en el SEN alcanzó los 544 GWh durante enero de 2024, representando un aumento del 198,3% en comparación con el mismo mes de 2023, como se ilustra en la Figura F15.



**Figura F15.** Evolución anual Recortes ERNC.

**Fuente:** Boletín Estadísticas ACERA, enero 2024.

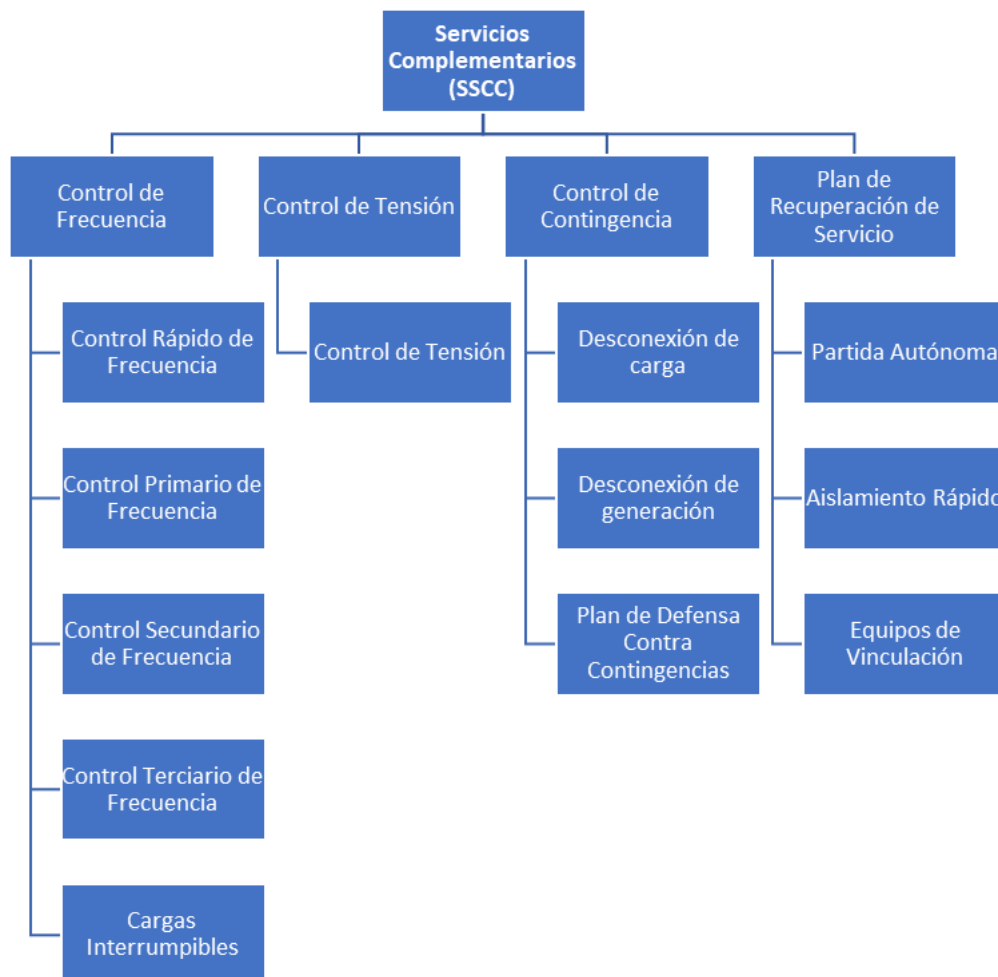
Por otro lado, también es relevante señalar que al cierre del año 2023, el SEN logró una importante reducción en sus emisiones, según los cálculos realizados por el CEN en base al uso de combustibles para la operación. De este modo, se emitieron del orden de 19 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente<sup>52</sup>, lo que representa a una disminución del 21% en comparación con el año anterior y del 37% respecto del año 2021, un periodo particularmente seco. Estos resultados reflejan un factor de emisión de 0,2384 tCO<sub>2</sub>e/MWh en 2023. Esta significativa reducción se da por un crecimiento en la generación hidráulica, solar y eólica.

<sup>52</sup> Disponible en: <https://www.coordinador.cl/novedades/>

## Servicios complementarios

Los servicios complementarios (SSCC) se definen como prestaciones que permiten preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico y garantizar una operación económica y de calidad para el conjunto de instalaciones del SEN<sup>53</sup>. A través de estos servicios se reconoce y remunera la contribución que brindan las instalaciones al sistema en términos de seguridad.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) es el organismo encargado de definir, previo informe del CEN, los servicios complementarios y sus categorías<sup>54</sup>. Estos servicios incluyen el control de frecuencia, el control de tensión, el control de contingencia y el plan de recuperación de servicio<sup>55</sup>. Los servicios complementarios se organizan en categorías y subcategorías, dependiendo del aporte que brinden al cumplimiento de los estándares definidos en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS). La Figura F16 presenta las categorías y subcategorías de los SSCC en Chile, cuyas descripciones se presentan en la Tabla F3.



**Figura F16.** Servicios complementarios y sus categorías.

<sup>53</sup> Disponible en: [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/02/Res.-Exta.-CNE-N%C2%B0442\\_Informe-Definici%C3%B3n-SSCC\\_23-11-2020.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2021/02/Res.-Exta.-CNE-N%C2%B0442_Informe-Definici%C3%B3n-SSCC_23-11-2020.pdf).

<sup>54</sup> Disponible en: [https://www.cne.cl/archivos\\_bajar/Res\\_Ex\\_CNE\\_683\\_2018.pdf](https://www.cne.cl/archivos_bajar/Res_Ex_CNE_683_2018.pdf)

<sup>55</sup> Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2017/05/Definiciones-SSCC.pdf>.

**Tabla F3.** Descripción de los SSCC.

Categoría de servicio complementario	Descripción	Tiempo total de activación	Tiempo de entrega	Modo de operación
Control rápido de frecuencia (CRF)	Acción de control que permite responder rápidamente frente a una desviación de frecuencia predefinida.	1 [s]	5 [min]	Local y automática
Control primario de frecuencia (CPF)	Acción de control que permite modificar la potencia activa de instalaciones de generación y/o equipos, con el objetivo de corregir las desviaciones de frecuencia.	10 [s]	5 [min]	Local y automática
Control secundario de frecuencia (CSF)	Acción de control destinada a restablecer la frecuencia del sistema a su valor nominal.	5 [min]	15 [min]	Centralizada y automática (AGC).
Control terciario de frecuencia (CTF)	Acción de control destinada a restablecer las reservas del CSF.	15 [min]	1 [hr]	Centralizada y manual
Cargas interrumpibles (CI)	Servicio que proporcionan clientes finales que permite el control de frecuencia mediante la interrupción parcial o total de su suministro.	30 [min]	2 [hr]	Remota
Servicio de control de tensión (CT)	Conjunto de acciones destinadas a mantener la tensión de operación dentro de los niveles admisibles establecidos en la normativa.	-	-	-
Desconexión de carga (EDAC y DMC)	Desenganche automático o manual de consumos ante condiciones anormales.	-	-	-
Desconexión de generación (EDAG o ERAG)	Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores u órdenes a controladores para reducir la generación de unidades o inyección de sistemas de almacenamiento.	-	-	-
Plan de defensa contra contingencias (PDCE y PDCC)	Prevención de apagones totales o parciales según la gravedad de la contingencia.	-	-	-
Partida autónoma (PA)	Capacidad de una central generadora para restablecerse sin suministro externo.	-	-	-
Aislamiento rápido (AR)	Capacidad de una unidad generadora para continuar operando en forma aislada tras desconexión intempestiva.	-	-	-
Equipos de vinculación (EV)	Permiten sincronizar dos zonas del sistema que se hayan mantenido operando o recuperado en forma de islas independientes.	-	-	-

El diseño actual del mercado de SSCC se basa en ofertas con precios diferenciados (*pay-as-bid*). En este esquema, las ofertas de los SSCC se limitan a considerar únicamente los costos de desgaste relacionados con la provisión del servicio, estableciendo precios máximos por tecnología. Los costos de oportunidad u otros sobrecostos se compensan mediante pagos laterales, los cuales representan una parte significativa de la remuneración asociada con los servicios complementarios. Es importante mencionar que se ha

observado en el último tiempo un aumento sostenido de estos costos laterales como se ilustra en la Figura F17.

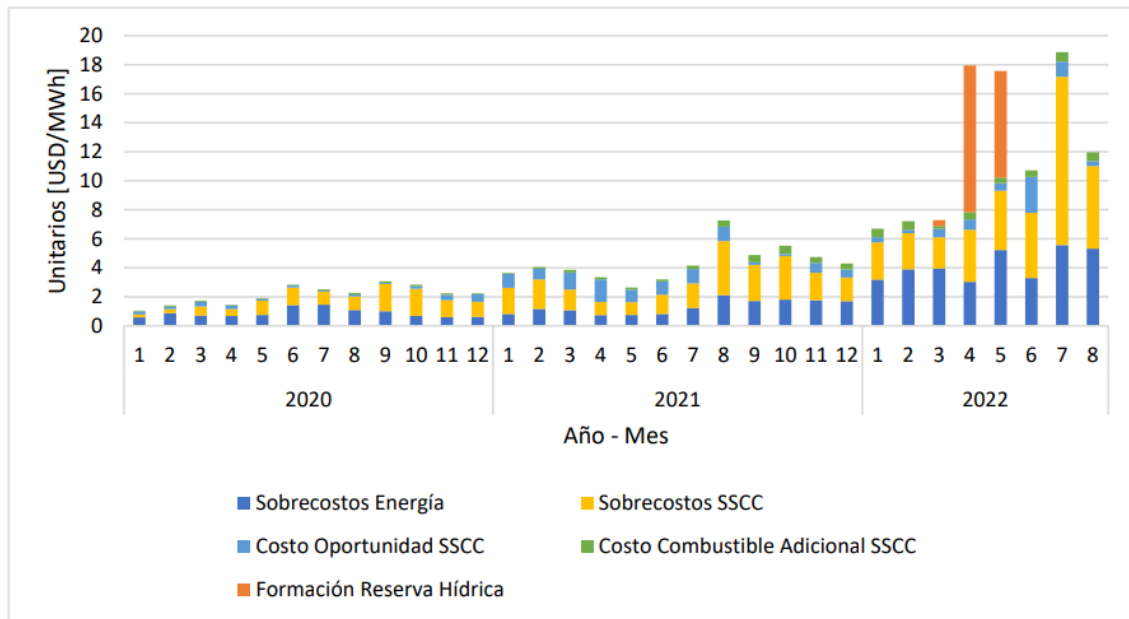


Figura F17. Evolución de los pagos laterales en el sistema<sup>56</sup>.

En el último tiempo, se observa una escasa participación de las unidades en las subastas de SSCC, ya que estos servicios se prestan principalmente por instrucción directa, tal como se puede apreciar en la Figura F18 para el SSCC de CSF. Esto se debe a que la remuneración recibida al participar en la subasta no difiere sustancialmente de la obtenida cuando se requiere la instrucción directa, dado que la única componente no reconocida en este último caso es la relacionada con el desgaste de las unidades.

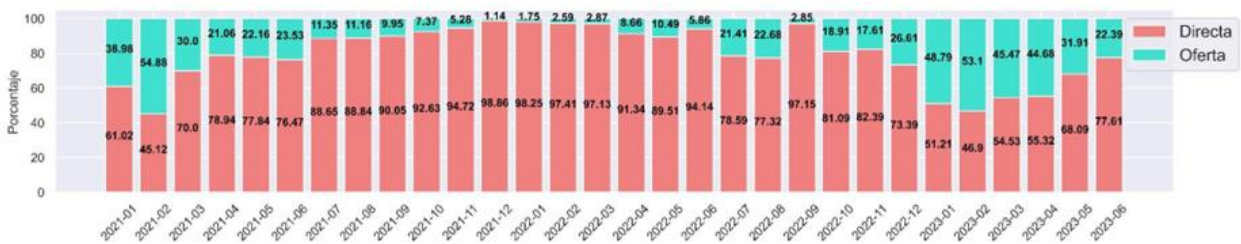


Figura F18: Materialización de los SSCC de CSF desde 2021 a 2023<sup>57</sup>.

Además, se ha observado en la práctica que hay ciertos servicios que rara vez son activados, como, por ejemplo, la reserva terciaria. En la Figura F19 se observa que el porcentaje de activación del control de frecuencia terciaria respecto del requerimiento calculado no superó el 20% durante el año 2022 y cuando fue utilizado, se usó en un pequeño porcentaje.

<sup>56</sup> Fuente: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/01/Informe Mesa Mercado Corto Plazo.pdf](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/01/Informe_Mesa_Mercado_Corto_Plazo.pdf)

<sup>57</sup> Fuente: <https://www.vinken.cl/>

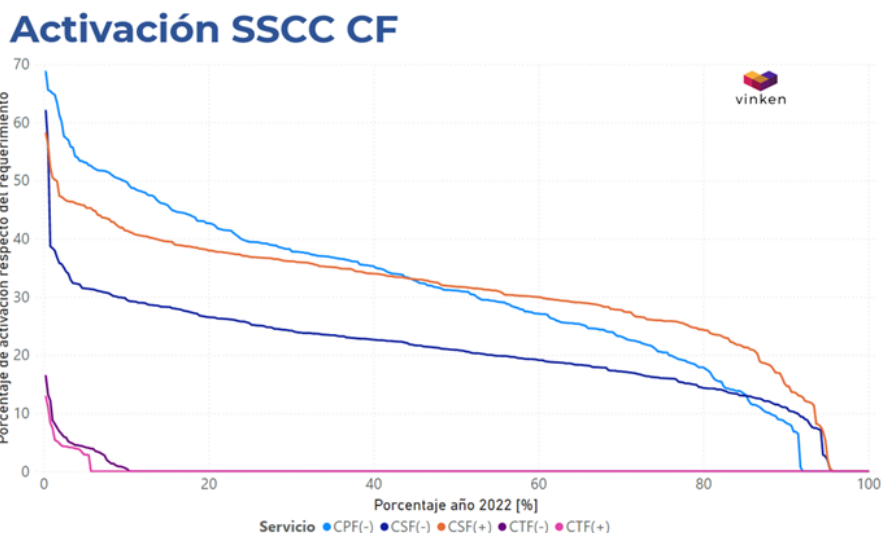


Figura F19: Activación de SSCC CF del año 2022<sup>58</sup>.

Es importante destacar también que los servicios de regulación de frecuencia suelen asignarse a través de subastas, mientras que otros servicios como el control de tensión, los servicios de control de contingencias y el plan de recuperación pueden gestionarse mediante contratos bilaterales o coordinación directa entre los agentes del sistema eléctrico.

Por otro lado, en el año 2023, el CEN también inició un proceso de licitación para proveer SSCC de control de tensión<sup>59</sup>, clave para la transición energética. La instalación de condensadores síncronos, pueden contribuir a la estabilidad de tensión en la red y garantizar que el SEN opere de manera segura ante el retiro de centrales térmicas a carbón.

### Suficiencia del sistema y otros servicios de seguridad

La suficiencia corresponde a la habilidad del sistema de abastecer la totalidad de la demanda eléctrica y los requerimientos de energía de los consumidores en todo momento, considerando salidas programadas de componentes y salidas no programadas razonablemente esperadas. Por otro lado, la seguridad se entiende como la habilidad del sistema eléctrico de soportar perturbaciones sorpresivas como cortocircuitos eléctricos o pérdida inesperada de componentes del sistema u operaciones de desconexión.

El atributo de suficiencia se reconoce mediante un mecanismo de pagos por capacidad, este pago se enfoca en el reconocimiento, en términos de potencia, de la contribución exclusiva de generadores a la demanda punta del sistema y se valoriza en función de los costos de inversión de la unidad de generación utilizada para los horarios de punta del sistema. No obstante, a finales del año 2023, en Chile se dictó un nuevo reglamento para el reconocimiento o de pago por capacidad para fomentar la inversión en almacenamiento de energía (en modalidad *stand alone* e híbrido). Sin embargo, aún no se considera la participación de la demanda en este mecanismo de pago, la cual es clave para el desarrollo de tecnologías como el hidrógeno verde (H2V).

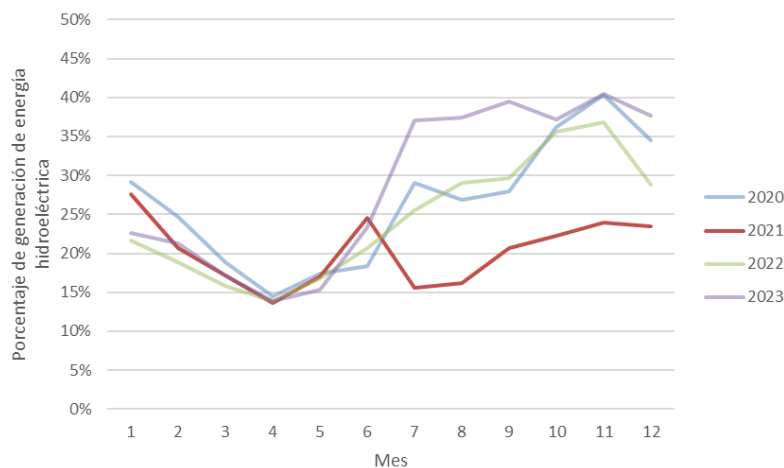
En la actualidad, la mayor parte de la provisión de los servicios de flexibilidad, resiliencia, suficiencia y seguridad son proporcionados por unidades termoeléctricas y centrales hidroeléctricas de embalse. Estas

<sup>58</sup> Fuente: <https://www.vinken.cl/>

<sup>59</sup> Disponible en: [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/06/2023.06.30-Informe\\_SSCC\\_2024-1.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/06/2023.06.30-Informe_SSCC_2024-1.pdf)

plantas son constantemente despachadas para manejar no sólo la variabilidad e incertidumbre de las fuentes renovables, sino brindar otros servicios de seguridad: inercia, control de tensión y frecuencia, entre otros<sup>60</sup>. Sin embargo, con el proceso de descarbonización en marcha, el sistema perderá gradualmente estos activos que brindan los servicios antedichos, lo que requerirá nuevas prácticas e infraestructuras para mantener los niveles de seguridad de la red. Para enfrentar este desafío, bajo un contexto de creciente penetración renovable, se necesitará infraestructura con tecnologías como convertidores de formación de red (*grid-forming*), centrales virtuales, condensadores síncronos, y recursos distribuidos entre otros.

Además de los desafíos asociados con la descarbonización de la generación, la suficiencia del sistema eléctrico puede verse afectada por otros factores de riesgo<sup>61</sup>, como la dependencia de las importaciones de combustibles para la generación térmica y la exposición a eventos climáticos extremos, como son las sequías, marejadas, entre otros. Por ejemplo, en el segundo semestre de 2021, se reportó una disminución en la contribución de las centrales hidroeléctricas debido a la estrechez hídrica provocada por las sequías, alcanzando cifras mínimas en años recientes, como se muestra en la Figura F20. Al mismo tiempo, las marejadas afectaron la infraestructura portuaria, lo que repercutió en el acceso al suministro de combustibles importados<sup>62</sup>. Para enfrentar estos desafíos, se necesitará de nueva infraestructura basada en generación de bajas emisiones, sistemas de almacenamiento, respuesta de la demanda, entre otros.



**Figura F20.** Participación de las centrales hidroeléctricas en la generación de energía en el SEN.

## Prospectiva y desafíos de la operación

La operación con más energías renovables variables en un sistema hidrotérmico, con menor participación de generación térmica producto de la desconexión de centrales, tendrá consecuencias importantes en la operación bajo incertidumbre de corto y largo plazo (especialmente en lo que respecta a la integración de energía eólica, solar e hidroeléctrica). Este cambio demandará una mayor flexibilidad y resiliencia del sistema para hacer frente a desafíos como sequías y la intermitencia de recursos renovables en determinadas horas del día. Estos desafíos se ven agravados por la falta de inercia y robustez, lo que

<sup>60</sup> Disponible en: <https://www.spec.cl/SPEC-ISCI-LDES.pdf>

<sup>61</sup> Disponible en: <https://generadoras.cl/prensa/cinco-factores-de-riesgo-para-el-sistema-electrico-chileno-en-2022>

<sup>62</sup> Disponible en: <https://www.guiachileenergia.cl/aes-pide-intervencion-del-gobierno-para-descargar-carbon-y-no-limitar-operacion-de-ventan>

implica la necesidad de implementar cambios significativos en las prácticas de operación y adoptar nuevas tecnologías de control y red.

Para inicios de 2024, el SEN cuenta con una capacidad instalada de 15,5 GW provenientes de generación eólica y solar, que representa aproximadamente un tercio de participación en la generación total del sistema. Además, dado el tremendo potencial energético renovable con los que cuenta el país, se espera que la penetración de estas tecnologías en el SEN continúe en aumento, ya que en la actualidad casi un 100% de los proyectos de generación en construcción (73 de 75 proyectos) son renovables<sup>63</sup>. A lo anterior, según cifras del informe de la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), período 2023-2027, será necesario contar con cerca de 60 GW de capacidad instalada de generación solar y eólica para cumplir con el compromiso de alcanzar la carbono neutralidad a más tardar en 2050.

Además, ACERA proyecta que para finales de 2024 estarían operando en el país un total de 869 MW con sistemas de almacenamiento. También, según cifras de la PELP, existe la necesidad de instalar más de 3 GW de capacidad de almacenamiento y cerca de 10 GW de capacidad en centrales de concentración solar para 2050.

Por otra parte, las expectativas favorables de costos futuros podrían resultar en una integración relevante de recursos energéticos distribuidos en el SEN y en los mercados eléctricos mayoristas. En particular, se estima que aproximadamente el 40% de la nueva capacidad instalada en Chile al año 2040 (6,7 GW) podría ser en base a DERs<sup>64</sup>.

Otro desafío importante para el sistema eléctrico es el aumento esperado en la demanda de energía, particularmente con la expectativa de ingreso de nuevos actores al mercado eléctrico chileno para la provisión de demanda local (e.g., calefacción, transporte) y eventualmente internacional (e.g., interconexiones regionales)<sup>65</sup>.

El desarrollo de este tipo de tecnologías y proyectos se verá potenciado por la necesidad de conseguir una profunda descarbonización del sector energético nacional; no obstante, su impacto se reflejará en una mayor complejidad en la operación del sistema y en la demanda de una mayor flexibilidad, tanto en la infraestructura como en las prácticas operativas para adaptarse a un entorno en constante evolución y garantizar un suministro eléctrico seguro y sostenible.

---

<sup>63</sup> Disponible en: <https://www.cne.cl/tarifacion/electrica/declaracion-en-construccion>

<sup>64</sup> Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2022/07/Dictuc-Vinken-Diseno-para-el-perfeccionamiento-del-mercado-electrico-nacional.pdf>

<sup>65</sup> Disponible en: [https://www.cigre.cl/wp-content/uploads/2022/05/CIGRESEF\\_MNP.pdf](https://www.cigre.cl/wp-content/uploads/2022/05/CIGRESEF_MNP.pdf)

## G.2. Necesidades de flexibilidad en el sistema eléctrico chileno

### Alternativas existentes para proveer flexibilidad

En esta sección se exponen las alternativas existentes para proveer flexibilidad en el sistema eléctrico chileno. Inicialmente, se muestran las medidas operacionales que se disponen para mantener el balance de demanda y generación en la red eléctrica, en particular se describen los distintos servicios complementarios, y cuáles agentes pueden proveerlos. Luego, se describe la infraestructura que contribuye con la flexibilidad, específicamente, la infraestructura que provee servicios complementarios a la red. Luego, se hace hincapié en las tecnologías de control que proveen flexibilidad al operador. Finalmente, se resaltan aquellos mecanismos en donde la demanda participa actualmente.

### Medidas operacionales para la flexibilidad y seguridad

Las medidas operacionales para entregar flexibilidad al sistema eléctrico dependen del horizonte operacional que se evalúe, pudiendo distinguir:

1. Operación en tiempo real
2. Despacho diario
3. Planificación semanal
4. Planificación de mediano plazo

De esta forma, en la operación en tiempo real el CEN cuenta con los servicios complementarios (por ejemplo, el control de frecuencia) para mantener el balance entre la generación y la demanda. En el despacho diario, el CEN adecua las reservas para la provisión de servicios complementarios con un criterio de minimización de costos. En la planificación semanal, el CEN prepara un predespacho o *unit commitment* considerando restricciones operacionales como los mínimos técnicos, y el encendido y apagado de las centrales térmicas. Finalmente, en el mediano plazo, el CEN tiene la posibilidad de hacer un manejo de los embalses a través de la coordinación hidrotérmica, asimismo, establecer un calendario de mantenimientos que no afecte la seguridad del sistema.

La Figura F21 muestra un esquema de las distintas escalas de tiempo y cuales medidas se disponen para poder operar el sistema eléctrico.



**Figura F21.** Esquema de la flexibilidad analizada en distintas escalas de tiempo.



Focalizándose en escalas de tiempo más pequeñas, como las del tiempo real o el despacho diario, el coordinador cuenta con los servicios complementarios (también descritos en la sección F.1 del presente informe). La Tabla F4 describe los servicios complementarios indicando la posibilidad de que la demanda participe en ellos.

**Tabla F4.** Servicios complementarios<sup>66</sup>.

Servicio complementario	Categoría del servicio	Posibilidad de la demanda de participar
Control de frecuencia	Control rápido de frecuencia (CRF)	No
	Control primario de frecuencia (CPF)	No
	Control secundario de frecuencia (CSF)	No
	Control terciario de frecuencia (CTF)	Permite la participación de la demanda a través de agregadores
	Cargas interrumpible (CI)	Permite la participación de la demanda
Control de tensión	Control de tensión (CT)	No
Control de contingencias	Desconexión de carga	Participa la demanda
	Desconexión de generación	No
	Plan de defensa contra contingencias	Participa a través de EDAC
Plan de recuperación del servicio	Partida autónoma	No
	Aislamiento rápido	No
	Equipos de vinculación	No

En lo sucesivo, se analiza cada servicio complementario, viendo los aspectos técnicos y los requerimientos que se presentan a los agentes para participar en la provisión del servicio, teniendo en cuenta en cuáles espacios la demanda y los DER pueden participar.

<sup>66</sup> Fuente: [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/12/2023.12.28-Informe\\_SSCC\\_2024.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/12/2023.12.28-Informe_SSCC_2024.pdf)

## Control de frecuencia

Para cada servicio de control de frecuencia se distingue el tiempo de inicio de activación que da cuenta desde el momento en que el control comienza a operar, y el tiempo total de activación que da cuenta del tiempo en que la reserva asociada al control está totalmente desplegada. Asimismo, se define el tiempo mínimo y máximo que el servicio es entregado. Los detalles específicos a cada servicio complementario asociado al control de frecuencia se detallan en la Tabla F5. Cabe destacar que el CRF, el CPF y el CSF requieren de esquemas de control (local o centralizado) que permitan ajustar la potencia de los generadores, en cambio el CTF y el CI se activan por instrucción del CEN.

**Tabla F5.** Características de los servicios complementarios de control de frecuencia<sup>67</sup>.

Característica técnica	Modo de activación	Tiempo de inicio de activación	Tiempo total de activación	Mínimo tiempo de entrega	Máximo tiempo de entrega
<b>CRF</b>	Automático Local	-	1 [s]	5 [min]	
<b>CPF</b>	Automático Local	-	10 [s]	5 [min]	
<b>CSF</b>	Automático Centralizado	-	5 [min]	15 [min]	
<b>CTF</b>	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador	5 [min]	15 [min]	-	1 [hr]
<b>CI</b>	Por instrucción, en la operación en tiempo real, del Coordinador		30 [min]	2 [hr]	-

Asimismo, el coordinador establece requerimientos técnicos mínimos que los distintos activos deben poseer para prestar el servicio de control de frecuencia. En esa línea, la Tabla F6 muestra los potenciales prestadores para cada servicio de control de frecuencia.

<sup>67</sup> Fuente: [https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/12/2023.12.28-Informe\\_SSCC\\_2024.pdf](https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/12/2023.12.28-Informe_SSCC_2024.pdf)

**Tabla F6.** Potenciales prestadores de servicios de control de frecuencia.

Servicio	Potenciales prestadores
Control rápido de frecuencia	Actualmente este servicio no es necesario en el SEN <sup>68</sup> , y como tal, no existe una clara definición de los requerimientos para participar
Control primario de frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Unidades sincrónicas</li> <li>• Unidades sincrónicas que reemplacen su aporte al control primario de frecuencia con equipos de compensación activa (ejemplo: baterías)</li> <li>• Parques eólicos y fotovoltaicos que cumplan con requerimientos técnicos<sup>69</sup>.</li> </ul>
Control secundario de frecuencia	Generadores que cuentan con un esquema de control centralizado o AGC
Control terciario de frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Generadores o usuarios que estén conectados al SCADA del coordinador, y que dispongan de un centro de control validado por el coordinador.</li> <li>• Los usuarios finales pueden participar a través de un agregador que cumple con los requisitos técnicos (el agregador debe estar integrado al SCADA y disponer de un centro de control validado por el CEN). No obstante, no se registran participantes desde la demanda.</li> </ul>
Cargas interrumpibles	Usuarios (individuales) o un grupo de usuarios pueden participar a través de un agregador que cumpla con los requisitos técnicos establecidos por el CEN. No obstante, no se registran participantes desde la demanda.

### Control de tensión

Con respecto al control de tensión se tienen distintas alternativas que permiten mantener la tensión de operación de las barras del sistema dentro de una banda predeterminada. La prestación de este servicio se considera local. Asimismo, el coordinador establece los requerimientos técnicos necesarios para prestar el servicio. De esta forma, la Tabla F7 muestra los potenciales prestadores del servicio de control de tensión, donde no se considera una participación explícita desde la demanda.

<sup>68</sup> De acuerdo con el Estudio de SSCC 2021-2024 del CEN (Disponible en <https://bit.ly/3Q5kd7o>), la determinación del nivel de reservas del control rápido de frecuencia y el control primario de frecuencia se hace a través de un banco de simulaciones en el software DigSilent. De esta forma se evalúa la respuesta en frecuencia del sistema ante distintos niveles de inercia. En estas pruebas se concluyó que las reservas del control primario de frecuencia son suficientes, no siendo necesario el control rápido de frecuencia.

<sup>69</sup> De acuerdo con el informe de servicios complementarios año 2024 (Disponible en <http://bit.ly/4aTyDzs>) los requisitos técnicos para que parques eólicos y fotovoltaicos participen en el control primario de frecuencia dice relación con el retardo inicial del sistema de frecuencia, características mínimas del controlador de frecuencia, la banda muerta del controlador, el estatismo.

**Tabla F7.** Potenciales prestadores de servicios de control de tensión.

Servicio	Potenciales prestadores
Control de tensión en régimen permanente y dinámico	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Unidades sincrónicas con potencia nominal mayor a 50 MW.</li> <li>● Parques eólicos y fotovoltaicos con potencia nominal mayor a 50 MW.</li> <li>● Elementos de compensación reactiva tales como:               <ul style="list-style-type: none"> <li>● De control estáticos (banco de condensadores y reactores)</li> <li>● De control dinámicos como SVC o STATCOM, o condensadores sincrónicos.</li> </ul> </li> </ul>

### Control de contingencias

Corresponde al desprendimiento automático o manual de carga o generación con el fin de preservar la seguridad y calidad del sistema eléctrico. La Tabla F8 resume los principales atributos de los servicios relativos a consumidores, generadores y planes de contingencia.

Desde el punto de vista de las cargas del sistema, algunos de los automatismos reciben el nombre de esquemas de desconexión automático de carga (EDAC) los cuales se pueden activar por subfrecuencia, subtensión, o bien, por señales de desenganche directamente emitidas por los sistemas de control ante contingencias específicas.

Desde el punto de vista de la generación, se reconocen los esquemas de desconexión o reducción automática de generación (EDAG o ERAG) los cuales se activan por sobre frecuencia y contingencias específicas.

Finalmente, el CEN elabora planes de defensa contra contingencias específicas cuyo impacto en el sistema puede significar un apagón total o parcial del sistema eléctrico. Estos planes, típicamente utilizan como “insumo” los diferentes automatismos de carga o generación instalados en el sistema.

**Tabla F8.** Principales atributos de los servicios relativos a consumidores, generadores y planes de contingencia.

Servicio	Comentarios
EDAC por subfrecuencia	Estos servicios son prestados por consumidores con controladores que operan en condiciones anormales que ponen en riesgo la estabilidad del sistema.
EDAC por subtensión	
EDAC por contingencia específica	
Desconexión manual de carga	
EDAG o ERAG por sobre frecuencia	Estos servicios son prestados por generadores con esquemas de control que operan automáticamente para desconectar generación o bien reducir la generación según las señales de control.
EDAG o ERAG por contingencia específica	
Plan de defensa contra contingencias	Estos planes son elaborados por el coordinador en caso de contingencias críticas (PDCC) o contingencias extremas (PDCE) para evitar apagón parcial o total respectivamente.  En estos planes, el CEN establece el uso de esquemas EDAC y EDAG según corresponda.

### Plan de recuperación de contingencias

Corresponden a los servicios que, una vez ocurrido un apagón total o parcial, permiten restablecer el suministro. Los detalles de cada servicio se muestran en la siguiente Tabla F9.

**Tabla F9.** Servicios de plan de recuperación de contingencias.

Servicio	Comentarios
Partida autónoma	Son generadores o unidades de almacenamiento, que encontrándose fuera de servicio, son capaces de energizar líneas, tomar carga y sincronizarse con el sistema sin contar con suministro de electricidad externo.
Aislamiento rápido	Son generadores o sistemas de almacenamiento capaces de continuar operando en forma aislada, alimentando solo sus servicios auxiliares, tras la desconexión intempestiva del sistema.
Equipos de vinculación	Son equipos capaces de sincronizar dos zonas del sistema eléctrico que se hayan mantenido operando en forma independiente.

## Infraestructuras y tecnologías para proveer flexibilidad y seguridad

Esta sección describe las infraestructuras flexibles. En consistencia con el capítulo anterior se describe la infraestructura habilitada para proveer servicios complementarios de acuerdo con el catastro del CEN. Asimismo, dado el potencial que tienen los generadores distribuidos, se detalla la capacidad instalada según el energético principal.

### Control primario de frecuencia

La Tabla F10 muestra los MW disponibles para el control primario que han sido verificados y que se dispone información según el catastro del CEN. Los datos han sido agrupados por energético principal. Por simplicidad se considera la cantidad de MW en una ventana de 10s considerando una variación simétrica entre de 0.2 Hz y 0.7 Hz.

### Control secundario de frecuencia

La Tabla F11 muestra los MW disponibles para el control secundario de subida (CSF+) y de bajada (CSF-) que han sido verificados y que se dispone información según el catastro del CEN. Los datos han sido agrupados por energético principal.

### Control terciario de frecuencia

La Tabla F12 y Tabla F13 muestra un resumen del control terciario considerando la reserva en giro y en frío, respectivamente. La Tabla F12 muestra los MW disponibles para el control terciario de subida (CTF+) y de bajada (CTF-) que han sido verificados y que se dispone información según el catastro del CEN. Los datos han sido agrupados por energético principal. La Tabla F13 muestra los MW del control terciario considerando la reserva en frío, que han sido verificados y que se dispone información según el catastro del CEN. Los datos han sido agrupados por energético principal.

**Tabla F10.** Infraestructura disponible para el control primario<sup>70</sup>.

Tecnología	Régimen A [MW] <sup>71</sup>	Régimen B [MW] <sup>72</sup>	Número de unidades inscritas con información	Número de unidades inscritas sin información
Carbón	79	50	18	0
Diésel	80	62	37	11
Eólica	0	0	0	28
Gas Natural	93	75	37	6
Hidráulica Embalse	5	1	26	0
Hidráulica Pasada	70	23	20	0
Solar	27	16	1	44
BESS asociado a centrales de carbón	40	55	9	0
<b>Total</b>	<b>394</b>	<b>281</b>	<b>148</b>	<b>89</b>

**Tabla F11.** Capacidad disponible para el control secundario<sup>73</sup>.

Tecnología	CSF+ [MW]	CSF- [MW]	Número de unidades inscritas con información	Número de unidades inscritas sin información
Carbón	276	-286	21	0
Diésel	1.031	-861	27	0
Eólica	63	-63	1	0
Gas Natural	1.028	-858	26	0
Hidráulica	160	-160	2	0
Hidráulica Embalse	1.286	-1.436	22	0
Solar	100	-100	1	0
BESS asociado a centrales hidro	10	0	0	0
<b>Total</b>	<b>3.953</b>	<b>-3.763</b>	<b>100</b>	<b>0</b>

<sup>70</sup> Fuente: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/12/2023.12.28-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

<sup>71</sup> Régimen A: Aporte al control primario con un tiempo de activación de 10s ante una variación de +/- 0,7 Hz [MW].

<sup>72</sup> Régimen B: Aporte al control primario con un tiempo de activación de 10s ante una variación de +/- 0,2 Hz [MW].

<sup>73</sup> Fuente: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/12/2023.12.28-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>.

**Tabla F12.** Infraestructuras disponibles para el control terciario considerando reserva en giro<sup>74</sup>.

Tecnología	CTF+ - Reserva en giro [MW]	CTF- Reserva en giro [MW]	Número de unidades inscritas con información	Número de unidades inscritas sin información
Biogás	0	0	0	31
Biomasa	85	-88	10	11
Biomasa Forestal - Petróleo Diésel	0	0	0	5
Carbón	268	-252	19	0
Cogeneración	0	0	0	2
Diésel	3.495	-3.640	141	47
Eólica	3.102	-3.219	39	19
Fuel Oil N°6	17	-13	17	8
Fuel Oil N°6 / Diésel	14	-13	4	0
Gas Natural	2.761	-3.313	41	5
Geotérmica	15	-32	2	1
Hidráulica Embalse	2.742	-2.738	39	0
Hidráulica Pasada	2.779	-2.743	136	25
IFO-180	42	0	5	0
Mini Hidráulica de Pasada	119	-119	16	1
Petcoke	0	0	0	1
Propano	0	0	0	1
Solar	2.916	-3.381	37	43
Termosolar	0	0	0	1
<b>Total</b>	<b>18.356</b>	<b>-19.553</b>	<b>506</b>	<b>201</b>

<sup>74</sup> Fuente: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/12/2023.12.28-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>



**Tabla F13.** Infraestructuras disponibles para el control terciario considerando la reserva en frío<sup>75</sup>.

Tecnología	Control terciario Reserva Fría [MW]	Número de unidades inscritas con información	Número de unidades inscritas sin información
Diésel	917	74	1
Gas Natural	4	1	1
Hidráulica Embalse	2.890	33	0
Hidráulica Pasada	1.835	83	2
<b>Total</b>	<b>5.645</b>	<b>191</b>	<b>4</b>

### Control de tensión

La Tabla F14 muestra los MVAR disponibles para el control de tensión considerando absorción o inyección de reactivos. La capacidad informada corresponde a los MVAR que han sido verificados y que se dispone información según el catastro del CEN. Los datos han sido agrupados por tecnología o energético principal según corresponda.

Cabe mencionar que el control de tensión tiene un impacto local, no obstante, esta tabla despliega la capacidad a nivel nacional con el fin de entender qué tecnologías aportan a la flexibilidad del sistema actualmente.

<sup>75</sup> Fuente: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/12/2023.12.28-Anexo-C.-Control-de-Frecuencia.xlsx>

**Tabla F14.** Infraestructuras disponibles para el control de tensión<sup>76</sup>.

Tecnología-Energético principal	Capacidad de absorción de reactivos [MVar]	Capacidad de inyección de reactivos [MVar]
Biogás	17	19
Biomasa	276	447
Butano	6	7
Carbón	1.444	2.594
Diésel	5.014	8.607
Eólica	1.032	984
Fuel Oil	45	53
Gas Licuado de Petróleo	209	403
Gas Natural	4.321	8.263
Gas Natural/Gas Licuado de Petróleo	404	775
Geotérmica	25	26
Hidráulica Embalse	2.939	2.805
Hidráulica Pasada	1.116	1.136
Petcoke	31	38
Propano	6	7
Solar	2.136	2.059
Condensadores	0	3.398
Reactores	4.247	0
Condensadores serie	0	6.058
Compensadores activos	864	907
<b>Total</b>	<b>24.130</b>	<b>38.587</b>

## EDAC

Los esquemas de desconexión automática de carga están desplegados en todo el SEN. No obstante, el CEN informa estos datos agrupados por zona, distinguiendo el Norte Grande y la zona Centro Sur. La Tabla F15 muestra los EDAC vigentes.

<sup>76</sup> Fuente: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/12/2023.12.28-Anexo-D.-Control-de-Tension.xlsx>

**Tabla F15.** Esquemas de desconexión automática de carga<sup>77</sup>.

Zona	Capacidad vigente EDAC [MW]
Norte grande	707
Centro sur	1.139

### Generación distribuida

La Tabla F16 muestra la capacidad instalada en proyectos PMGD. Si bien, estos no registran la participación en algún tipo de servicio complementario, dada su naturaleza pueden contribuir a aumentar los niveles de flexibilidad. Es imperante que estos recursos se puedan integrar a la prestación de servicios de flexibilidad y seguridad, ya sea para aumentar la competitividad del mercado como para mejorar los niveles de flexibilidad y seguridad, y su eficiencia.

**Tabla F16.** Capacidad instalada en proyectos PMGD<sup>78</sup>.

Tecnología	Capacidad instalada [MW]
Biogás	26
Biomasa	11
Eólica	55
Gas Natural	21
Hidráulica Pasada	1
Mini Hidráulica Pasada	165
Petróleo Diesel	253
Solar	2.185
Total	2.718

En general, los DER pueden aportar a la flexibilidad de la red de las siguientes formas:

- Soporte de Red y Estabilidad: Los DER pueden proporcionar soporte a la red eléctrica local y mejorar la estabilidad del sistema, participando del control de tensión y control de frecuencia.
- Reducción de la Demanda Peak: Los DER pueden ayudar a reducir la demanda peak al generar energía en momentos de alta demanda.
- Participación en Programas de Respuesta a la Demanda: Los DER residenciales (como paneles fotovoltaicos) pueden participar en programas de respuesta a la demanda, donde reducen su consumo o inyectan energía en la red en momentos de alta demanda, ayudando así a equilibrar la oferta y la demanda de energía.

<sup>77</sup> Fuente: <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2023/12/2023.12.28-Anexo-E.-Control-de-Contingencias.xlsx>

<sup>78</sup> Fuente: [https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/02/Capacidad\\_Instalada\\_Generacion.xlsx](https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/02/Capacidad_Instalada_Generacion.xlsx)

- **Apoyo en Casos de Emergencia:** En casos de emergencia o cortes de energía, los generadores distribuidos pueden proporcionar una fuente de energía confiable y local, ayudando a mantener servicios críticos operativos y reduciendo el impacto en la comunidad.

## Tecnologías de control

Esta sección describe las tecnologías de control que son esenciales para la operación del sistema eléctrico en tiempo real. Además, se destaca cómo estas tecnologías pueden ser aprovechadas para mejorar la flexibilidad del sistema eléctrico, permitiendo ajustes dinámicos y eficientes para responder a los requerimientos cambiantes del sistema.

### SCADA

El *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) es una arquitectura de control y supervisión para monitorear y operar la red del sistema eléctrico de manera remota y centralizada. El SCADA recolecta datos en tiempo real de los distintos activos en la red eléctrica como subestaciones, líneas de transmisión, generadores, interruptores etc.

El sistema SCADA y su contribución con la flexibilidad tiene relación con:

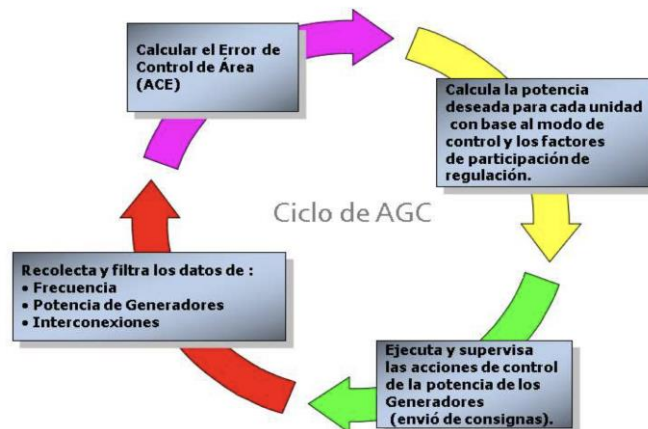
- 1) **Monitoreo en tiempo real:** que permite al operador tener una visión instantánea de la demanda, la generación de energía y el estado del sistema. De esta forma, es posible ajustar la operación de manera dinámica.
- 2) **Gestión de la generación distribuida,** aun cuando los PMGD actualmente no son monitoreados mediante el sistema SCADA, el monitoreo y control de los Generadores Distribuidos es fundamental para su contribución con la flexibilidad del sistema.
- 3) **Gestión de las contingencias** a través de una oportuna detección de fallas, contribuyendo con el operador para la implementación y ejecución de planes para contingencias. De esta forma se minimiza la frecuencia y profundidad de pérdidas de energía.
- 4) **Soporte para la planificación y toma de decisiones** gracias a la recolección de datos que permite una planificación de corto plazo para la operación, y de largo plazo relacionada con la expansión, y modernización de la infraestructura.

### AGC

El control automático generación (AGC, por sus siglas en inglés) es el sistema de control sobre el cual opera el control secundario de frecuencia de manera centralizada y automática. Actualmente se disponen más de 3.900 MW de reserva de subida, y 3.700 MW de reserva de bajada en 100 unidades (ver Tabla F11). Los principios de control se ilustran en la Figura F22, en donde se describe un ciclo de cuatro etapas.

Partiendo por el bloque rojo, se recolectan y filtran los datos de frecuencia sistémica, la potencia de cada uno de los generadores y las condiciones de la red. Luego, se calcula el Error de Control de Área (ACE, por sus siglas en inglés) considerando las discrepancias entre la frecuencia nominal y la frecuencia medida. Con esto, se calcula la potencia deseada para cada unidad considerando los distintos factores de participación de los generadores. Así, el ciclo se cierra con la ejecución de las acciones de control, ajustando la potencia de los generadores.

Cabe destacar que este es un mecanismo de control centralizado, que requiere la comunicación coordinada de cada uno de los generadores involucrados en el control secundario.



**Figura F22.** Principios de control del AGC<sup>79</sup>.

### Integración de la demanda en la flexibilidad

Actualmente, la participación de la demanda en la flexibilidad está explícitamente abierta en los siguientes servicios complementarios:

- Control terciario de frecuencia
- Cargas interrumpibles
- EDAC

Con respecto al control terciario, en 2022 se presentó un piloto para que la demanda preste el servicio equivalente a 30 MW a través de un agregador en la Región Metropolitana. Este proyecto piloto fue rechazado por el Coordinador argumentando que el proyecto no se ajustaba completamente a la definición del servicio. De esta forma, actualmente no existe participación de la demanda para este servicio.

Asimismo, con respecto a las cargas interrumpibles el coordinador ha abierto licitaciones en 2022 y 2023 y en ambos casos se declaró el proceso desierto. En 2022 no se registraron ofertas para proveer el servicio, y en el año 2023 la oferta superó el máximo valor permitido para el servicio (fijado por la CNE).

De esta forma, en la práctica, la demanda solamente contribuye a la seguridad del sistema por medio de los EDAC anteriormente descritos en la Tabla F15 aportados a través de 60 prestadores considerando la zona del Norte Grande y la zona centro sur, por lo que su potencial futuro es muy significativo.

También es importante mencionar que la flexibilidad se puede explotar en el mercado de la energía, mediante el despacho económico. Por ejemplo, peaks de demanda se pueden reducir o momentos de exceso de generación renovable se podrían aprovechar si la demanda aumenta. Si bien, existen señales de precio que pueden tener efectos sobre la operación propia de la demanda y otros DERs, no existe visibilidad ni controlabilidad de estos recursos desde el operador del sistema principal. A futuro, será

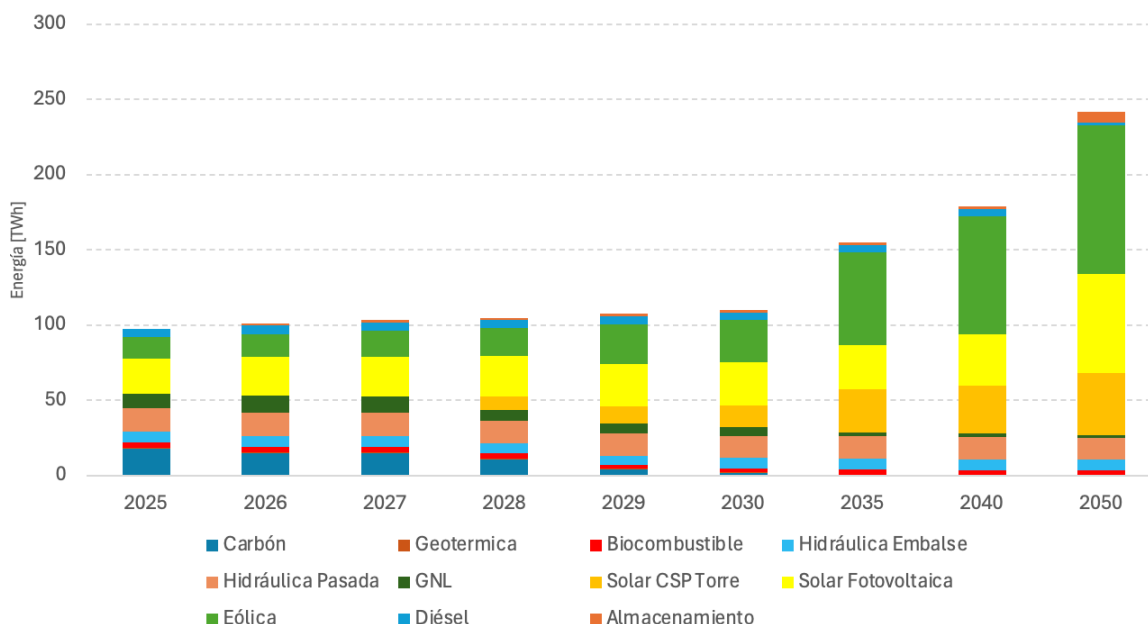
<sup>79</sup> Fuente: Di Lavello Pagnussat, G. (2019). Control automático de generación-Caso Uruguay (AGC).

necesaria una mejor coordinación entre las salas de control del CEN y de cada uno de los distribuidores con el fin de mejorar las posiciones de los distintos actores.

## Necesidades futuras de flexibilidad

Las necesidades futuras de flexibilidad en el sistema eléctrico se ven influenciadas por varios factores, incluida la creciente penetración de energías renovables variables, la desconexión de plantas convencionales que prestan naturalmente inercia y fortaleza al sistema, y la ubicación de los recursos que desafía a los sistemas de transmisión y distribución. Para adaptarse a estos cambios, se requiere una mayor flexibilidad tanto en la generación y las redes eléctricas como en el consumo de energía. Esto implica, por ejemplo, desarrollar y desplegar tecnologías de almacenamiento de energía más avanzadas, como baterías y sistemas de almacenamiento térmico, para gestionar la intermitencia de las fuentes renovables. Además, se necesitan inversiones en infraestructura de red inteligente y sistemas de gestión de la demanda para optimizar la utilización de los recursos disponibles y facilitar la participación activa de los consumidores en la gestión de la energía. En resumen, abordar las necesidades futuras de flexibilidad requerirá una combinación de tecnologías avanzadas, infraestructura inteligente y marcos regulatorios progresivos para garantizar un suministro eléctrico seguro, confiable y sostenible en el futuro.

La Figura F23 muestra las proyecciones de la generación energía por año según el escenario de carbono neutralidad de la PELP 2023-2027. Este gráfico se puede caracterizar por dos hechos principales. Primero, se espera que la participación del carbón en el mix energético vaya de un 17.8% en 2025 a un 0% en 2035. Segundo, se observa un aumento significativo en la participación de ERV, que pasa de un 38% en 2025 al 59% en 2035, alcanzando un 67% en 2050.



**Figura F23.** Generación proyectada por el proceso preliminar PELP 2023-2027 en el escenario de carbono neutralidad<sup>80</sup>.

Las tendencias anteriores anticipan que el sistema requiere aumentar los niveles de flexibilidad que le permitan operar el sistema. En lo sucesivo se describen aquellas tecnologías que habilitan este recambio

<sup>80</sup> Fuente: <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-electricas>

tecnológico, asimismo se describe el rol de los recursos energéticos distribuidos y la participación de la demanda.

### **Tecnologías habilitantes para la flexibilidad**

Chile se enfrentará a un desafío sin precedentes para integrar un importante volumen de energías renovables, mientras se mantienen los niveles de seguridad y calidad de servicio del suministro eléctrico. Los desafíos no sólo se relacionan con la variabilidad e incertidumbre producto de un sistema más renovable, sino también con el reemplazo tecnológico debido a una menor generación y eventual desconexión de unidades termoeléctricas de la red. Esta transición energética requerirá de un gran despliegue no sólo de mayor infraestructura de generación renovable, sino también de nuevos sistemas de almacenamiento de corta y larga duración, junto con otras tecnologías habilitantes para conseguir una profunda descarbonización del sector energético nacional.

En ese sentido, el presente informe expone las siguientes tecnologías habilitantes para una descarbonización y su aporte en flexibilidad del sistema.

#### **Sistemas de control Power Electronic Converter (PEC)**

Los sistemas de control PEC pueden dividirse en dos tipos:

- 1) Convertidores de seguimiento de red, o *grid following*. Estos son convertidores de fuente de corriente que siguen el ángulo de tensión de la red, normalmente mediante controladores PLL (*Phase-Locked Loops*).
- 2) Convertidores de formación de red, o *grid forming*. Corresponden a convertidores de fuente de tensión que “forman” la tensión, el ángulo de fase y frecuencia de la red.

La tecnología de convertidores de formación de red está ganando cada vez más interés entre los operadores de sistemas eléctricos durante los últimos años, con el objetivo de robustecer redes débiles, de baja inercia producto de una gran penetración de renovables. Se espera, a futuro, que estos sistemas de *grid-forming* puedan funcionar como una fuente de tensión alterna (AC) para proporcionar referencia de tensión de red y proporcionar servicios específicos durante condiciones transitorias mientras se opera como una fuente de tensión.

Al mismo tiempo, se espera que este tipo de tecnologías puedan operar de forma autónoma, en ausencia de red principal, durante fallas de red (es decir, funcionamiento de isla), mientras contribuye a la robustez del sistema mejorando su performance ante las variaciones de tensión.

Finalmente, se espera que cuente con la capacidad de auto-sincronización con la red y proporcionar servicios de arranque en negro de modo de apoyar la restauración del sistema de red.

#### **Sistemas de almacenamiento**

Con respecto a los sistemas de almacenamiento como los BESS, las plantas de bombeo, aire comprimido y otras, la tecnología BESS corresponde a la más prominente en la actualidad en Chile. Un BESS puede proporcionar apoyo de frecuencia y tensión a la red durante contingencias, y, también, puede actuar como recurso de arbitraje de energía. Sus principales ventajas radican en su capacidad de operar en los

cuatro cuadrantes (es decir, la capacidad de absorber/inyectar potencia activa y reactiva), y lograr tiempos rápidos de respuesta (normalmente entre 100-150 ms) durante contingencias del sistema.

Asimismo, existen sistemas de almacenamiento de larga duración, los cuales poseen una cantidad suficiente de almacenamiento para contribuir con el sistema con capacidad firme durante un tiempo prolongado. Estos sistemas son relevantes en contextos de alta penetración renovable, entregando cobertura al sistema en escenarios de baja disponibilidad renovable.

### **Condensadores sincrónicos**

Los condensadores síncronos no son una tecnología nueva; no obstante, están resurgiendo como una tecnología para superar los retos asociados a la baja robustez y a la reducida respuesta inercial del sistema (producto de una alta penetración de energías renovables variables).

Los condensadores síncronos modernos también pueden suministrar potencia reactiva dinámica y, posiblemente junto a un volante de inercia, son capaces de liberar energía rotacional almacenada durante un corto período de tiempo (unos pocos segundos). Asimismo, pueden contribuir a la corriente de cortocircuito para mejorar la fortaleza de red, lo cual el CEN ha detectado como un problema prominente a futuro en Chile.

Varios países a nivel internacional están instalando actualmente una serie de condensadores síncronos cerca de plantas de generación eólica y solar, y también convirtiendo turbinas a vapor o gas (de centrales de carbón, diésel o gas) en condensadores síncronos.

### **Hidrógeno verde**

El hidrógeno está despertando un gran interés como potencial vector energético que puede apoyar la descarbonización de todo el sistema en Chile. La opción que se estudia es utilizar la electricidad para dividir el agua y producir hidrógeno (y oxígeno) en electrificadores de hidrógeno.

La inyección de hidrógeno verde (producido mediante fuentes renovables) en la red de gas tiene el potencial de proporcionar flexibilidad operativa al sistema eléctrico y opciones de almacenamiento tanto a corto como a largo plazo. Esto podría ser muy atractivo en zonas donde dichas redes existen (por ejemplo, Santiago, zonas con gasoductos que alimentan plantas de gas).

Además, las estaciones de electrolizadores tienen el potencial de proporcionar varios SSCC de control de frecuencia. En particular, los electrolizadores PEM podrían proporcionar una respuesta de frecuencia rápida posterior a una contingencia con una velocidad muy similar a la de los BESS (1-2 segundos aproximadamente). Más aún, producto de su interfaz mediante convertidores electrónicos, es posible que estos consumos puedan prestar una alta gama de servicios de flexibilidad a futuro<sup>81</sup>.

---

<sup>81</sup> Dozein, M. G., De Corato, A. M., and Mancarella, P. (2022). Virtual inertia response and frequency control ancillary services from hydrogen electrolyzers. *IEEE Transactions on Power Systems*.



## Nuevas tecnologías a nivel de transmisión

Existen varias tecnologías de redes flexibles que están abriendo nuevas vías a los operadores y planificadores de redes, permitiéndoles adoptar un enfoque más activo en la prestación de servicios de estabilidad mediante el uso de un control correctivo en tiempo real y, de este modo, integrar volúmenes adicionales de energías renovables de forma segura.

Entre las aplicaciones de estas tecnologías se encuentran:

- a) Nuevas tecnologías controlables y flexibles como los sistemas flexibles AC de transmisión (FACTS, por sus siglas en inglés) y los sistemas de corriente continua de alta tensión (HVDC, por sus siglas en inglés), que pueden controlar rápidamente los flujos de energía a través de la red antes y después de una contingencia.
- b) Esquemas de protección de integridad de sistemas (SIPS, por sus siglas en inglés) que pueden imponer un rápido aumento/reducción de las inyecciones en zonas de importación/exportación después de que se produzca una interrupción, por ejemplo, reduciendo la generación y/o la demanda a través de esquemas adecuados de “inter-trip”.
- c) Varios equipos de supervisión y control de área amplia (WAMS, por sus siglas en inglés) con el apoyo de las tecnologías de información y comunicación (TIC), que aumentarán la capacidad de los operadores del sistema para supervisar y controlar los activos eléctricos en tiempo real.

## Monitoreo dinámico de capacidad de línea

La aplicación de tecnología de capacidad dinámica de línea (DLR, por sus siglas en inglés) permite aprovechar las holguras potenciales que podrían surgir debido a la existencia de un límite térmico mayor al estimado sin información detallada de variables climáticas que afectan a una línea. Estas condiciones suelen darse en condiciones de baja temperatura ambiente y alta ventilación de líneas de transmisión, condición que repercute en una mayor capacidad de transferencia. Esto lleva a una mejora en el rendimiento económico y de sustentabilidad de todo el sistema, incluyendo sus costos y niveles de vertimiento renovable.

## Potencial de la demanda y DERs para proveer flexibilidad del sistema y su potencial en Chile

Los DERs operados de manera coordinada, mediante plantas virtuales (VPP, por sus siglas en inglés), pueden entregar servicios de flexibilidad a todo sistema eléctrico. Al integrar una variedad de activos energéticos, como sistemas de almacenamiento de energía, generación distribuida, y tecnologías de gestión de la demanda, los DERs pueden responder de manera ágil a las fluctuaciones en la oferta y la demanda de energía. Esta coordinación permite optimizar el uso de los recursos disponibles, proporcionar servicios de regulación de frecuencia, ajuste de voltaje y gestión de la carga, contribuyendo así a mantener la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico mientras se aprovecha al máximo la energía renovable.

La demanda eléctrica posee atributos de flexibilidad significativos y un potencial considerable como proveedor de servicios al sistema eléctrico del futuro, promoviendo una operación segura y eficiente. Al adoptar tecnologías inteligentes y prácticas de gestión de la demanda, los consumidores pueden ajustar su consumo de electricidad en respuesta a señales de precios o señales de red, contribuyendo así a equilibrar la oferta y la demanda de energía en tiempo real. Este enfoque permite una mejor integración de energías renovables variables y una mayor eficiencia en la operación del sistema eléctrico, al tiempo

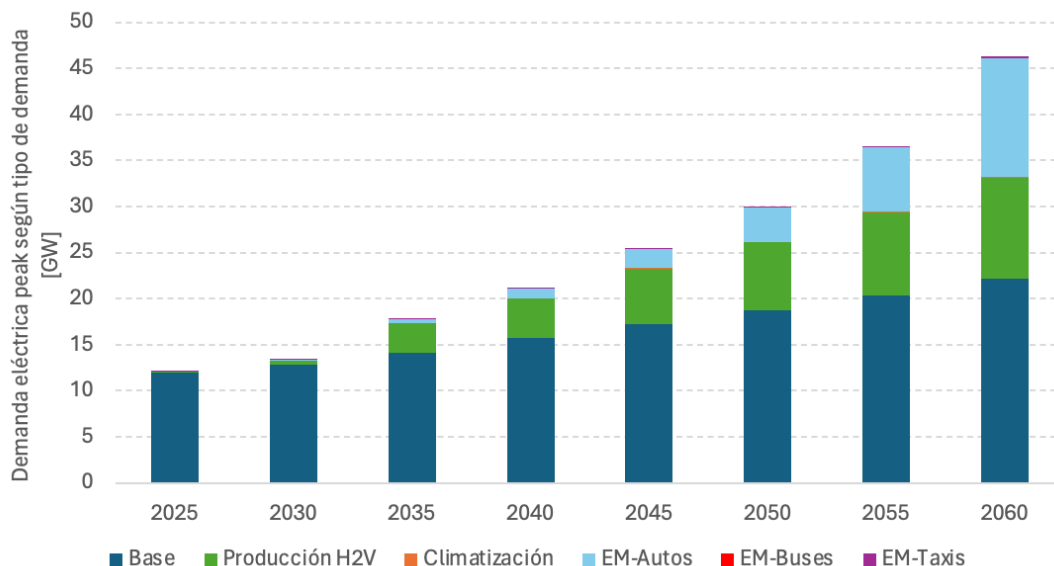
que reduce la necesidad de inversiones costosas en infraestructura adicional. Además, la participación activa de los consumidores en la gestión de la demanda puede ayudar a mitigar riesgos de congestión en la red y a mejorar la resiliencia del sistema eléctrico frente a eventos imprevistos.

### Respuesta de la demanda

La respuesta de la demanda es una estrategia emergente que puede adoptarse más ampliamente para promover la flexibilidad y seguridad de los sistemas eléctricos con grandes niveles de penetración de energías renovables.

En ese sentido, las empresas eléctricas llevan décadas adoptando sistemas de respuesta a la demanda para reducir consumos máximos y modificar la demanda con el fin de obtener beneficios económicos. Normalmente se envían señales de control a las instalaciones de los clientes, lo que permite reducir la demanda eléctrica ajustando la potencia de las cargas flexibles o bien, apagando estos dispositivos.

Con respecto a la demanda eléctrica, la Figura F24 muestra las proyecciones de demanda peak aplicadas al proceso PELP en el escenario de carbono neutralidad. Se observa un incremento de la demanda peak del hidrógeno verde al año 2035, llegando a 3.2 GW. El mismo año se espera que la electromovilidad (autos, buses y taxis) tengan una demanda peak de 0.5 GW. De esta forma, las fuentes de flexibilidad en la demanda incrementarán considerablemente desde el 2030 en adelante. No obstante, es importante mencionar que muchos de los consumos que se esperan a futuro son intrínsecamente flexibles, como la producción de hidrógeno y la electromovilidad, por lo que una coordinación adecuada de la demanda podría significar una reducción importante de los peaks de consumo, sincronizando los momentos de máxima demanda con aquellos de máxima disponibilidad renovable (y viceversa).



**Figura F24.** Demanda proyectada por el escenario carbono neutralidad del proceso PELP <sup>82</sup>.

<sup>82</sup> Fuente: <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-electricas>

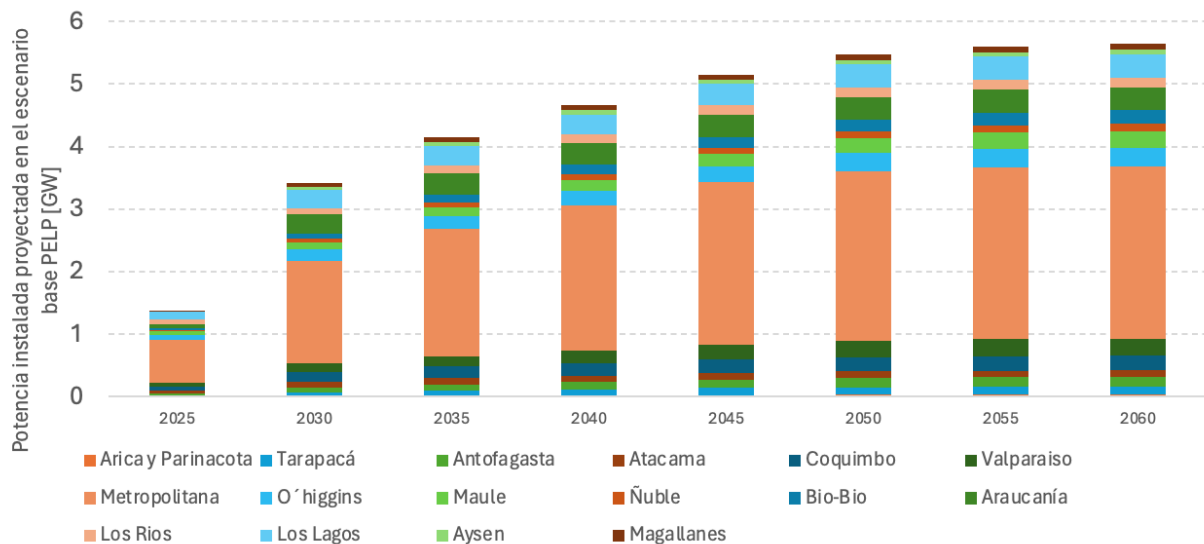
## Plantas o centrales virtuales

Una central eléctrica virtual puede definirse como un grupo de prosumidores (es decir, consumidores con equipos de generación), potencialmente conectados en diferentes nodos de la red, que actúan de forma coordinada para operar y responder de manera similar a una gran unidad generadora.

El concepto de VPP (virtual power plant) se basa en prosumidores conectados a las redes de distribución que cuentan con generación conectada mediante PECs, sistemas de almacenamiento (por ejemplo, BESS) o cargas controlables (por ejemplo, Vehículos eléctricos).

Los prosumidores que participan en el esquema VPP pueden recibir señales de control de un controlador central que despacha energía u otros servicios a la red. La proliferación de estos esquemas se encuentra asociada al rol de futuros agregadores, comercializadores y operadores de redes de distribución.

Con respecto a la proyección de DER, la Figura F25 muestra el escenario base proyectado por la PELP. Se aprecia que la participación de los recursos distribuidos podría aumentar en un 150% para el 2030, y por consiguiente, se espera un aumento del potencial de flexibilidad que los DER puedan aportar.



**Figura F25.** Capacidad instalada proyectada por el escenario base del proceso PELP<sup>83</sup>.

## Potencial del hidrógeno

El potencial desarrollo de la industria de H2V en Chile, respaldado por avances en tecnologías de generación solar y eólica, ejemplifica una demanda flexible en el sector energético. El H2V aprovecha el exceso de energía renovable producida en momentos de alta disponibilidad, como durante picos de generación solar o eólica, para producir hidrógeno mediante la electrólisis del agua. Este hidrógeno puede almacenarse y utilizarse posteriormente para la generación de energía, tanto en aplicaciones industriales como en el transporte, brindando una solución eficaz para equilibrar la oferta y la demanda eléctrica, mientras se promueve la transición hacia un sistema energético más sostenible.

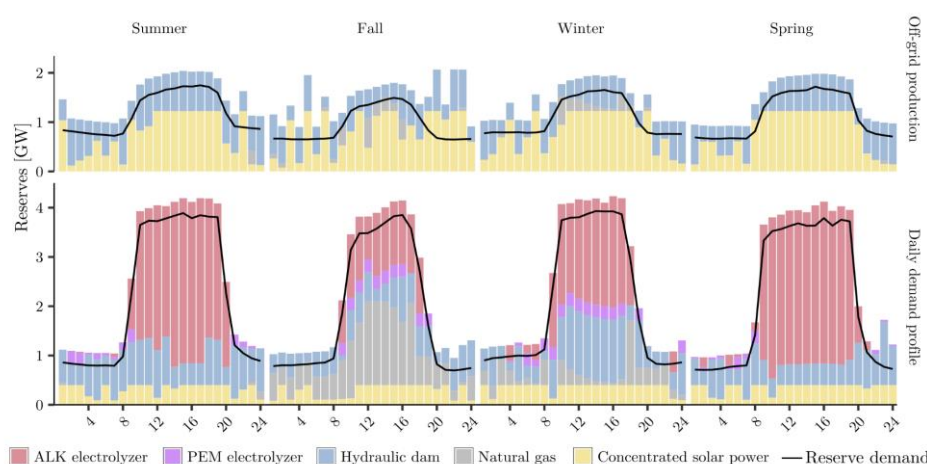
<sup>83</sup> Fuente: <https://energia.gob.cl/pelp/proyecciones-electricas>

La flexibilidad del proceso de electrólisis permite complementarse con recursos renovables. Al adaptarse fácilmente a las fluctuaciones en la disponibilidad de energía solar y eólica, la electrólisis puede ser activada o desactivada según la oferta de energía renovable disponible. Esta sinergia entre la electrólisis y los recursos renovables contribuye a una mayor estabilidad en la red eléctrica.

En esa línea, Chile ha promulgado la estrategia nacional para el H2V durante el 2020. Esta estrategia plantea que para el 2050 las exportaciones de H2V alcancen 24 billones de dólares. De esta forma, se espera que entre 2030 y 2050 las exportaciones crezcan a una tasa del 15% (entre 10 y 15 MtH2-año). En esa línea, los polos de producción del H2V estarían en la Región de Magallanes (respaldados con energía eólica) y en el Desierto de Atacama (energía solar) mediante la interconexión al SEN.

Algunos estudios públicos estimaron la composición del mix energético que cumpla con la estrategia nacional. Para esto consideró dos tecnologías de electrolizadores: i) electrolizadores alcalinos (ALK), o ii) electrolizadores con membrana polímera (PEM). Dos sensibilidades se consideraron: i) electrolizadores off-grid, y ii) electrolizadores on-grid.

El estudio señala que en el escenario on-grid tendrá consecuencias importantes en la matriz energética nacional. De esta forma, una mayor cantidad de energías renovables variables serán necesarias para contribuir con la demanda adicional que requieren los electrolizadores de hidrógeno. Así, la demanda por servicios complementarios aumentaría, debido a que es necesario un sistema eléctrico más flexible para hacer frente a la variabilidad en la generación. En ese sentido, la Figura F26 muestra qué tecnologías estarían presentes en el control secundario de frecuencia para el año 2050 para los casos en que la producción de H2V está en modo off-grid, o bien, desconectada al SEN. Se destaca que los requerimientos de reserva pasan de 2 GW a 4 GW dependiendo si la producción está en modo off-grid y on-grid respectivamente. Para el caso de los electrolizadores on grid, la reserva sería aportada por un mix de electrolizadores ALK, PEM, embalses hidráulicos, centrales a gas y plantas de concentración solar. Las reservas aportadas por los electrolizadores alcanzan 3 GW durante la primavera (principalmente aportadas por los electrolizadores alcalinos).



**Figura F26.** Despacho de reservas durante el año 2050. En el gráfico de arriba, se considera que la tecnología del H2V se desarrolle de manera off-grid de la red, mientras que, en el gráfico de abajo, se considera que la tecnología se desarrolla conectado al SEN<sup>84</sup>.

<sup>84</sup> Vargas-Ferrer, P., Álvarez-Miranda, E., Tenreiro, C., & Jalil-Vega, F. (2023). Integration of high levels of electrolytic hydrogen production: Impact on power systems planning. *Journal of Cleaner Production*, 409, 137110.

## Aspectos regulatorios

Uno de los desafíos relacionados con incentivar una adecuada inserción de DER y participación de la respuesta de la demanda es corregir las señales económicas para que den cuenta del valor que entregan al sistema (por ejemplo, la formación de precios de la energía, servicios complementarios, potencia), junto con crear nuevas fuentes de ingreso asociados a beneficios que hoy no son remunerados (por ejemplo, la resiliencia).

Este desbarajuste entre las remuneraciones que recibe un inversionista y el valor que entregan sus inversiones a la sociedad hace que se forme una dicotomía: mientras la inversión en cierta tecnología resulta deseable desde el punto de vista sistémico, por otro lado, no genera remuneraciones atractivas para un inversionista privado. Esta dicotomía puede ser resuelta por medio de un mejor diseño de mercado y del marco regulatorio. Cualquiera sea el caso, hoy existe un *missing money* (o bien, *missing markets*<sup>85</sup>) para el desarrollo tecnológico que exige la transición energética.

En esa línea, para los distintos horizontes de tiempo, se pueden identificar las siguientes problemáticas regulatorias:

### Planificación de redes de transmisión

Desde el punto de vista de la planificación de las redes, se observa que la planificación de las redes de transmisión no incorpora adecuadamente la operación de los recursos distribuidos y sus efectos en la operación del sistema. Esto porque no reconoce que los recursos distribuidos pueden afectar la necesidad de infraestructura de transmisión.

- No reconoce la posibilidad que exista generación distribuida que requiera evacuar su energía hacia el sistema, es decir, no se contemplan los requerimientos en las subestaciones primarias.
- Tampoco reconoce la posibilidad de que DER pueda prestar seguridad de suministro en lugar de la transmisión.

Por otro lado, el modelamiento de la operación (en los modelos de planificación) no permite capturar adecuadamente la variabilidad de la generación renovable y las condiciones bajo las cuales se activan los requerimientos de red.

### Regulación del segmento de distribución

En la medida que se aumenta el nivel de integración de DER se hacen necesarias adaptaciones regulatorias para DER y su interacción con los sistemas de distribución. La Figura F27 muestra un esquema de las diferentes etapas de desarrollo de los DER y su impacto en los sistemas de distribución. En relación con el estado actual de la regulación chilena, se puede mencionar lo siguiente:

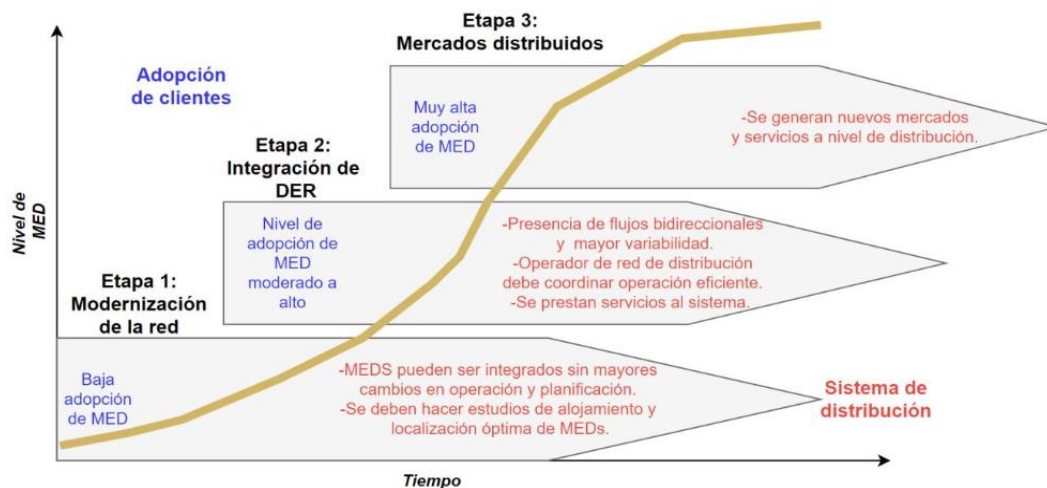
- Se requiere una modernización en la planificación de redes de distribución. Para ello es necesario contar con proyecciones realistas de la participación de los recursos energéticos distribuidos y cómo estos colaboran con los distintos servicios de Red. Eventualmente, una buena planificación

---

<sup>85</sup> Newbery, D. (2016). Missing money and missing markets: Reliability, capacity auctions and interconnectors. *Energy policy*, 94, 401-410.

puede lograr ahorros en los refuerzos de red considerando los eventuales apoyos de la flexibilidad de los DER y tecnologías de respuesta de demanda.

- Se observa que no existe una adecuada coordinación entre el sistema eléctrico a nivel de transmisión y a nivel de distribución. En la medida que los DER y las tecnologías de respuesta de demanda aumentan su participación la coordinación toma mayor relevancia para explotar el potencial flexible de las tecnologías distribuidas. En ese contexto, el agregador juega un rol importante (entre otras medidas), no obstante, a pesar de su reconocimiento en distintos servicios complementarios, se observa que no se ha materializado concretamente.



**Figura F27.** Etapas de evolución de la red de distribución a medida que aumenta la adopción de DER, el acrónimo MED hace referencia a los medios energéticos distribuidos (DER en inglés).<sup>86</sup>

### Mercados de corto plazo

El diseño de mercado de corto plazo debe ser modernizado para generar condiciones de participación y entregar las señales que permitan contar con la flexibilidad para operar de manera eficiente y segura un sistema con altos niveles de generación renovable variable. En ese sentido la metodología de formación de precios spot basada en listas de mérito no permite capturar de manera efectiva el impacto de restricciones intertemporales propias de la operación del sistema y, por lo tanto, no da las señales adecuadas para la operación de tecnologías flexibles. Asimismo, el esquema basado en costos auditados impone desafíos relevantes para la determinación de costos de oportunidad, en particular para almacenamiento y gestión de demanda.

Con respecto a los servicios complementarios, el diseño actual consiste en un esquema que prohíbe rentas por prestar los servicios ya que solo se busca la cobertura de costos, este es un problema fundamental. Además, el mercado eléctrico actual corresponde a un híbrido compuesto por un mercado de energía basado en costos auditados con precio uniforme (*pay-as-clear*) y un mercado de SSCC basado en ofertas con precios diferenciados (*pay-as-bid*):

- Las ofertas deben considerar sólo los costos adicionales (e.g., desgaste) de las unidades producto de la provisión del servicio y se establecen precios techo por tecnologías

<sup>86</sup> Fuente: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2023/10/EL49-Harnessing-the-Power-of-Distributed-Energy-Resources-in-Developing-Countries-RP.pdf>

- Otros costos (e.g., costos de oportunidad directos, sobrecostos) se remuneran vía pagos laterales

Esto genera inconsistencias con el mercado de energía, conduce a posibles ineficiencias económicas en la asignación, y reduce el incentivo a invertir en tecnologías flexibles y eficientes.

### **Programación de la operación**

Las actuales prácticas de programación de la operación impactan tanto en la eficiencia económica del sistema como en asegurar la flexibilidad requerida para integrar altos niveles de ERNC. Entre los aspectos generales se destaca que:

- La metodología de determinación de valor del agua realiza supuestos que pueden significar un uso ineficiente del recurso y no considera aspectos como resiliencia y flexibilidad.
- La programación de la operación de corto plazo puede ser mejorada para representar de manera más precisa requerimientos de flexibilidad y tecnologías flexibles.

Con respecto a la programación de las reservas, actualmente el requerimiento de reserva para los diferentes servicios es determinado por el Coordinador en un estudio semestral, con horizonte de evaluación anual.

En la práctica se observa que hay ciertos servicios que rara vez son activados como, por ejemplo, la reserva terciaria. Por lo tanto, se hace necesario evaluar la metodología y los criterios utilizados para definir los requerimientos, de modo de lograr un balance entre costos y beneficios.

Por otro lado, en la programación de la operación, no existen consideraciones respecto de:

- Costos de activación de las reservas.
- Restricciones asociadas a la activación de reservas producto de la capacidad de transmisión, las que pueden volverse relevantes a futuro.

Finalmente, con respecto al rol de las nuevas tecnologías se puede ver que la programación de la operación actual (y la regulación que la norma) puede generar barreras a la integración de nuevas tecnologías y dificultar su operación eficiente:

- En el caso del almacenamiento, el reglamento de coordinación y operación establece:
  - Una forma administrativa (mediante una fórmula definida en la regulación<sup>87</sup>) para calcular costos de oportunidad de almacenamiento, centrales de bombeo, y centrales ERNC con capacidad de almacenamiento
  - Metodología de despacho definida por el coordinador, considerando despacho centralizado o proceso iterativo entre coordinador y coordinado para definir perfil de retiro.

Lo anterior no permite asegurar la operación más económica del sistema y el proceso iterativo se vuelve poco práctico.

- Con respecto a DER, si bien el reglamento no lo impide, en la práctica la demanda y otros recursos distribuidos no participan de los servicios de control de frecuencia y voltaje.

---

<sup>87</sup> Por ejemplo, el artículo 105 del reglamento de la coordinación y operación del Sistema Eléctrico Nacional establece el procedimiento para el cálculo del costo variable.

## **Mercados de largo plazo**

### Energía

Se requieren señales de largo plazo que permitan viabilizar la inversión en mix de tecnologías necesarias para lograr descarbonizar el sector eléctrico de manera eficiente. En el mercado eléctrico chileno las principales señales económicas de largo plazo para la inversión son los contratos de suministro de energía y la remuneración por potencia de suficiencia.

Estas dos señales no reconocen explícitamente los objetivos de la descarbonización ni las necesidades de flexibilidad del sistema. Cabe señalar que la participación de la demanda y los recursos distribuidos no tienen una participación reconocida en la potencia de suficiencia.

### SSCC

Finalmente, se considera que el mercado de servicios complementarios se materializa en base a los siguientes mecanismos:

- Subastas si el requerimiento sea de cortísimo plazo.
- Licitaciones si el requerimiento no sea de cortísimo plazo o implique nueva infraestructura.
- Instrucción directa o instalación de nueva infraestructura si no se satisfacen las condiciones de competencia.

En particular, los servicios de cortísimo plazo se relacionan principalmente con servicios relativos al control de frecuencia, los que son provistos por los participantes en el mercado en tiempo real. Así, los costos y pagos asociados a estos servicios pueden ser extremadamente volátiles.

Esta volatilidad afecta la evaluación financiera de proyectos que pueden prestar estos servicios de manera eficiente. Por lo tanto, hacen falta mecanismos que permitan propagar las señales del corto plazo al largo plazo y así permitir viabilizar las inversiones.



## G.3. El rol de la demanda para entregar flexibilidad: Evidencia internacional

En este capítulo se analizan las tendencias de mercados internacionales en cuanto a la participación de la demanda como fuente de flexibilidad a los sistemas eléctricos. En este ejercicio, se analizan las jurisdicciones de Nueva Zelanda, Australia y Reino Unido. Así, para cada jurisdicción se muestra en qué aspectos de flexibilidad la demanda participa, cuáles son los requisitos para la participación y cuáles son los mecanismos de remuneración que incentiven.

### Nueva Zelanda

En Nueva Zelanda, Transpower es una empresa estatal propietaria de la red eléctrica nacional, además de ser el encargado de la operación y el mantenimiento de las redes. Se define un conjunto de 5 servicios complementarios para mantener la seguridad y flexibilidad del sistema. Para su operación, se celebran contratos con los participantes del mercado (generadores, distribuidores y agregadores de demanda) a través de licitaciones anuales, aunque en ocasiones puede ser más frecuente.

En Nueva Zelanda los servicios complementarios son los siguientes

1. Frequency Keeping: Se provee por uno o más unidades de generación capaces de variar rápidamente su generación en respuesta a instrucciones dadas por el operador de sistema.
2. Instantaneous Reserve: Capacidad de generación o de carga interrumpible, disponible para operar automáticamente en el evento de una falla repentina de una planta de generación o del enlace HVDC.
3. Over-frequency Response: Unidades de generación capaces de desconectarse automáticamente del sistema de potencia debido a un alza repentina de frecuencia.
4. Voltage Support: Unidades de generación o equipamiento estático capaz de producir o absorber potencia reactiva.
5. Black Start: Primer paso en el proceso de restauración de la red debido a un evento de *black-out*. Solo puede llevarse a cabo por generadores capaces de iniciar operación sin la necesidad de requerir potencia de la red.

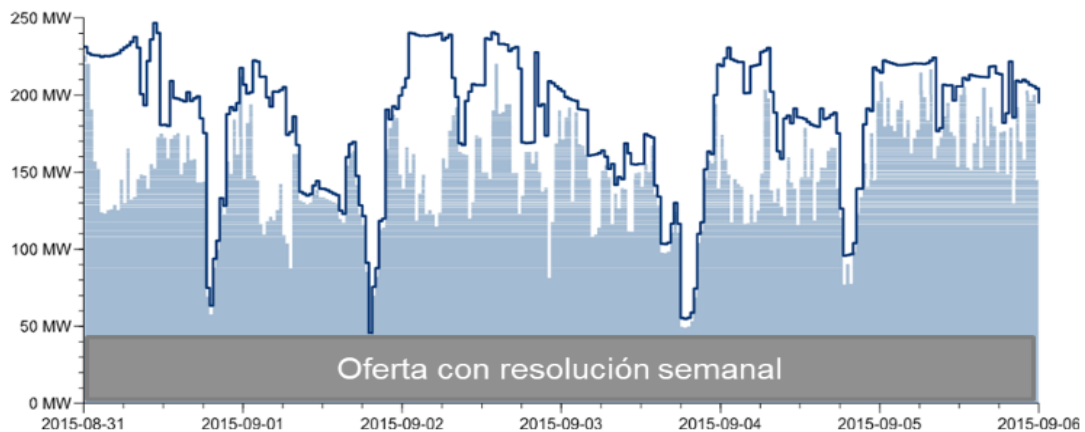
La demanda solo puede participar en el servicio *Instantaneous Reserve* o Reserva Instantánea.

#### Instantaneous reserve

El servicio de *instantaneous reserve* se compone de dos productos:

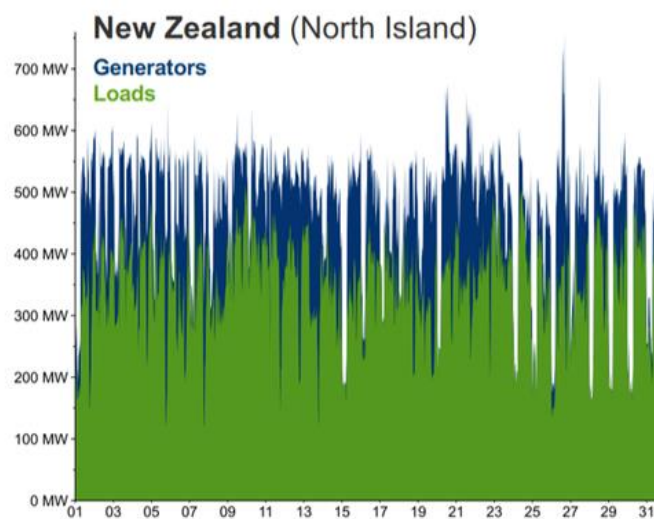
- Fast instantaneous reserve (FIR): opera bajo el umbral de los 49.2 Hz, y debe ser sostenida por 60 segundos. Esta reserva está compuesta por reserva en giro (equipos sincrónicos) y cargas interrumpibles.
- Sustained instantaneous reserve (SIR): opera sobre el umbral de 49.25 Hz con el objetivo de restablecer la frecuencia nominal debe ser provista dentro de 60 segundos y sostenida durante 15 minutos para equipos sincrónicos, o hasta que el operador cese la reserva de cargas interrumpibles.

La Figura F28 muestra la disponibilidad de reservas para el servicio FIR de manera horaria a lo largo de una semana. El área azul describe la disponibilidad de las cargas interrumpibles para prestar el servicio FIR. En un mercado de ofertas semanales, la demanda sólo podría ofrecer 50 MW puesto a que esta es la mínima disponibilidad durante la semana. No obstante, el mercado de FIR se despeja en tiempo real, lo que le permite a la demanda tener la capacidad de ofertar según su disponibilidad en el momento.



**Figura F28.** Gráfico de disponibilidad de reservas para el servicio FIR. El área azul describe la disponibilidad de cargas interrumpibles<sup>88</sup>.

De esta forma, el mercado en tiempo real para FIR ha permitido que la demanda tenga una participación cercana al 75% durante algunos meses, tal como se muestra en la Figura F29.



**Figura F29.** Participación de la demanda en el servicio FIR a lo largo del mes de julio del 2016<sup>89</sup>.

Finalmente, entre los requerimientos para participar en el mercado de FIR o SIR está que el proveedor cuente con las siguientes especificaciones técnicas:

- Equipos de control de carga: Relé necesario para poder desprender carga automáticamente cuando la frecuencia de la red alcanza un valor de frecuencia objetivo (Trip frequency).

<sup>88</sup> Fuente: <https://www.transpower.co.nz/system-operator/information-industry/electricity-market-operation/ancillary-services/about>

<sup>89</sup> Fuente: <https://www.transpower.co.nz/>

- Fuente de carga: Carga interrumpible, este puede ser una red conectada al sistema, o bien un equipo que retira electricidad del sistema.
- Equipo de monitoreo: para almacenar las mediciones en MW de la provisión de FIR o SIR.

Asimismo, se deben superar otras pruebas iniciales que aseguren que el proveedor está capacitado para entregar las reservas necesarias.

## Australia

Australia cuenta con dos grandes sistemas eléctricos, el *Wholesale Electricity Market (WEM)* que abastece el estado de *Western Australia* y el *Network Electricity Market (NEM)* el sistema más grande de Australia, el cual interconecta los estados de South Australia, Victoria, Tasmania, New South Wales y Queensland. El *Australian Energy Market Operator (AEMO)* es una entidad gubernamental e industrial, que opera el sistema eléctrico y los mercados financieros de la energía.

En el sistema NEM se definen tres categorías de servicios complementarios<sup>90</sup>, los cuales son adquiridos por AEMO desde los participantes del mercado:

1. **Frequency Control Ancillary Services (FCAS):** Busca mantener la frecuencia del sistema eléctrico cercano a 50 ciclos por segundo.
2. **Network Support & Control Ancillary Services (NSCAS):** Busca mantener la estabilidad de voltaje, transitoria y oscilatoria del sistema eléctrico, además de mantener la infraestructura operando dentro de sus límites térmicos.
3. **System Restart Ancillary Services (SRAS):** Reservado para situaciones de contingencia en que ha habido un *blackout* completo o parcial, y el sistema debe ser reiniciado.

La demanda puede participar tanto en el servicio FCAS como en el servicio NSCAS, los cuales se describen a continuación.

### Frequency Control Ancillary services

El servicio FCAS es usado por AEMO para mantener la frecuencia en 50Hz. FCAS actúa modificando los niveles de generación o demanda para mantenerlos en balance. Este servicio se divide en dos:

- Regulación
- Contingencia

Los servicios de regulación operan para desviaciones dentro de una banda de operación normal de 49.85 Hz y 50.15 Hz. Estos servicios operan mediante un AGC.

Por otro lado, para el control de contingencias, el cual opera con tecnologías como el desprendimiento de carga y generadores con sistemas de control adecuados. Por su parte, los servicios de contingencia se dividen en:

- Fast raise service

---

<sup>90</sup> Disponible en: <https://www.aemo.com.au/-/media/Files/PDF/Guide-to-Ancillary-Services-in-the-National-Electricity-Market.pdf>

- Fast lower service
- Slow raise service
- Slow lower service
- Delayed raise service
- Delayed lower service

Los servicios de contingencias se asignan en base a ofertas, en que su selección se realiza bajo una orden de mérito, donde la oferta activada con el costo más alto es aquella que marca el costo marginal del servicio.

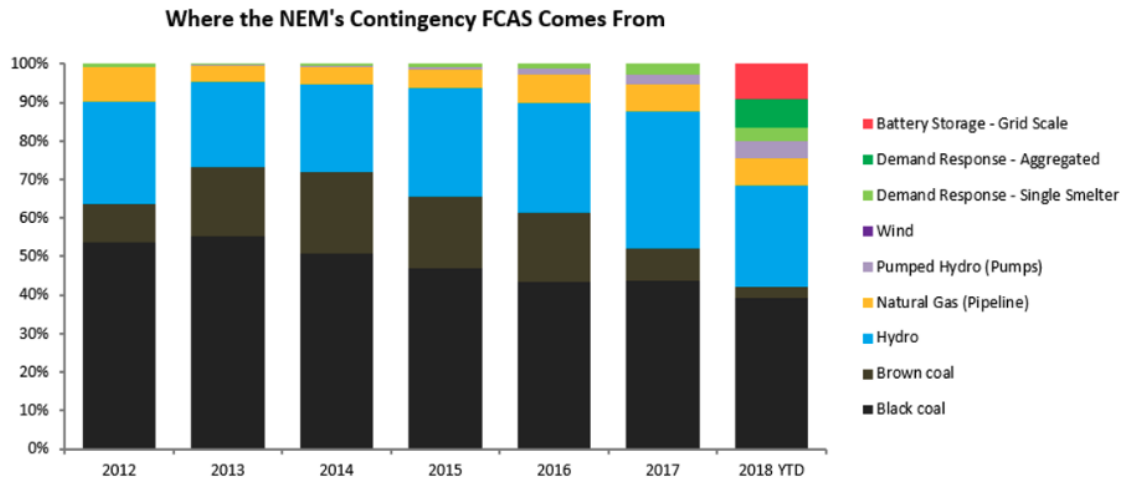
Cualquier carga puede prestar el servicio de contingencias siempre y cuando cumpla con los requerimientos técnicos y de medición. En el caso de los sistemas de control, se requiere un equipo de control que pueda operar automáticamente, de esta forma, el proveedor debe tener un controlador variable o un controlador de switcheo (*Switching controller SC*).

Por otro lado, con respecto a los sistemas de medición, se requiere que las medidas sean tomadas en el punto de conexión de la instalación o en el punto relevante cercano, previo acuerdo con AEMO. Además, dependiendo del tipo de servicio se exigen períodos de grabación de potencia y frecuencia e intervalo de medidas mínimos, como se detalla en la Tabla F17.

**Tabla F17.** Periodos de grabación e intervalos requeridos para sistemas de medición de los servicios de contingencia.

	Fast services	Slow services	Delayed services
Periodo de grabación de potencia y frecuencia	5 segundos antes del evento de perturbación y hasta 60 segundos después del evento de perturbación	20 segundos antes del tiempo de perturbación y 5 minutos después del evento de perturbación	20 segundos antes del tiempo de perturbación y 10 minutos después del tiempo de perturbación
Intervalo de medidas	50ms o menos	4 segundos o menos	4 segundos o menos

Finalmente, la demanda ha tenido una participación menor hasta el 2017 (ver área de color verde en la Figura F30). Posteriormente, debido a correcciones en el mercado, la demanda ha tomado una relevancia mayor. Originalmente la demanda participaba de los servicios de FCAS a través de un comercializador. A partir del 2018 esta restricción se levantó, permitiendo que agregadores independientes pudieran participar del mercado.



**Figura F30.** Porcentaje de participación por tecnología en el servicio FCAS<sup>91</sup>.

### Network support and control ancillary service

Este servicio complementario es principalmente utilizado para:

- Controlar el voltaje en distintos puntos de la red eléctrica para mantenerlo dentro de sus estándares.
- Controlar los flujos de potencia para mantener los elementos de la red dentro de sus límites físicos.
- Mantener la estabilidad transitoria y oscilatoria del sistema de potencia a un evento mayor.

La demanda sólo puede participar en el segundo punto “*network loading control ancillary service*” (NLCAS). Este servicio se utiliza para controlar el flujo en los interconectores para mantenerlo operando dentro de sus límites físicos. Por ejemplo, si el flujo de una interconexión desde una región A hacia una región B excede el límite térmico de corto plazo, AEMO puede reducir este flujo aumentando los niveles de generación en la región B, o desprendiendo carga en esta misma región. Con esto los flujos sobre los elementos de transmisión pueden ser controlados mediante el AGC en el caso de usar generadores, o desprendiendo carga.

Este servicio se provee bajo contratos de servicios complementarios a largo plazo, negociados entre AEMO y el participante proveedor del servicio. Estos son pagados por:

- Pagos por activación
- Pagos por disponibilidad
- Pagos por testeo
- Pagos por uso

<sup>91</sup> Fuente: <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2018-03/Draft%20report.pdf>

## Reino Unido

En el Reino Unido el operador del sistema es el *National Grid* ESO. Debido a la integración de tecnologías bajas en carbono (energía solar, off-shore wind), el sistema necesitará una gran cantidad de flexibilidad a través de almacenamiento energético, interconexión y respuesta de la demanda.

Se estima que el sistema pasará de necesitar 13 GW en 2023 a 50 GW de fuentes flexibles para el 2030 (considerando almacenamiento, interconexiones y respuesta de la demanda). Asimismo, las tecnologías flexibles ayudarán a ahorrar entre 10-17 billones de libras esterlinas para el año 2050, considerando los ahorros en inversión en centrales de respaldo, y refuerzo de las redes para la demanda peak.<sup>92</sup>

Con respecto a los servicios complementarios, en el Reino Unido se conocen como servicios de balance, donde la demanda puede participar en el control de frecuencia, y con las acciones ante desviaciones de generación y demanda.

### Frequency response services

En el Reino Unido el estándar permitido es mantener la frecuencia en una banda de un 1% en torno a 50 Hz. Para eso cuenta con los i) *Dynamic Frequency Response*: que requieren una provisión continua segundo a segundo, y ii) *Non-Dynamic Frequency Response*: que son servicios discretos que se activan cuando la frecuencia supera (o disminuye) un umbral.

La demanda puede participar del *Firm Frequency Response*, que es un servicio que provee respuestas de 10 a 30 segundos, y que deben ser sostenidos por 20 segundos en el caso de la respuesta primaria, 30 minutos en el caso de la respuesta secundaria, y de manera indefinida en el caso del producto *high frequency response*.

Con respecto a los requerimientos, este servicio está abierto a generadores, sistemas de almacenamiento y respuesta de la demanda vía agregadores, conectados a nivel de transmisión o distribución. Otros requerimientos son:

- Sistemas de medición compatibles y comunicación automática, de modo que el operador pueda constatar la disponibilidad del servicio.
- Tamaño mínimo de respuesta de 1 MW, que puede ser cumplido por un activo, o un agregador.
- Tener la capacidad de operar, cuando es instruido, sensible a la frecuencia (de modo dinámico) con aportes continuos. O bien cambiar su nivel de operación vía la operación automática de relés (en modo no dinámico).

Los FFR se adquieren mediante un proceso de subasta electrónica mensual o semanal.

---

<sup>92</sup> Disponible en: <https://www.energy-uk.org.uk/insights/balancing-the-system/>

## Reserve services

Los servicios de reserva corresponden a aquellas fuentes de potencia adicional en forma de aumento de la generación o reducción de la demanda que permiten gestionar errores de pronóstico de demanda y generación renovable. Dentro de los servicios en los que participa la respuesta de la demanda se incluyen:

- Short Term Operating Reserve (STOR)

Corresponde a un servicio que proporciona potencia activa adicional a partir de generación o reducción de demanda<sup>93</sup>. El servicio está abierto a participantes con una conexión a la red de transmisión o distribución de electricidad con la capacidad de aumentar la generación o reducir la demanda en al menos 3 MW.

Con respecto a los requisitos para participar en este servicio, las unidades STOR deben tener la capacidad de:

- Ofrecer un mínimo de 3 MW de generación o una reducción constante de la demanda. Esto se puede agregar a partir de distintos recursos distribuidos en distintos sitios.
- Responder a una instrucción en un máximo de 20 minutos.
- Mantener la respuesta durante un mínimo de 2 horas
- Responder nuevamente con un período de recuperación de no más de 20 horas.

No es posible proporcionar otros servicios al mismo tiempo que se proporciona STOR; sin embargo, fuera de las ventanas comprometidas contratadas por STOR, es posible proporcionar otros servicios, siempre que hacerlo no interfiera con su capacidad de entregar STOR.

- Fast Reserve (FR):

Corresponde a un servicio que proporciona una entrega rápida y confiable de energía activa mediante el aumento de la producción de la generación o la reducción del consumo de las fuentes de demanda<sup>94</sup>. Este servicio está orientado a controlar los cambios de frecuencia que puedan surgir por cambios repentinos en la generación o la demanda.

Con respecto a los requerimientos para participar en este servicio, en él pueden participar generadores conectados a las redes de transmisión y distribución, proveedores de almacenamiento, así como respuesta de demanda vía agregadores. Los proveedores de este servicio deben cumplir con los siguientes criterios:

- La entrega de energía activa debe comenzar dentro de los dos minutos posteriores a la instrucción de despacho.
- Una tasa de entrega superior a 25 MW/minuto.
- La energía de reserva debe ser sostenible durante un mínimo de 15 minutos.
- Debe entregar un mínimo de 25MW.

---

<sup>93</sup> Disponible en: [www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/reserve-services/short-term-operating-reserve-stor# Technical-requirements](http://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/reserve-services/short-term-operating-reserve-stor# Technical-requirements)

<sup>94</sup> Disponible en: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/reserve-services/fast-reserve>

## Demand flexibility service

El servicio *demand flexibility service* es un servicio implementado en el año 2022/2023 a propósito de la crisis energética que vivió el Reino Unido a partir de la guerra entre Rusia y Ucrania. Así se diseñó un servicio que permite a los usuarios residenciales e industriales aportar con servicios de reserva, y recibir pagos por desplazar sus consumos fuera del período peak. Asimismo, el operador del sistema *National Grid* ESO cuenta con reservas en períodos de estrechez del sistema.

Para participar de este servicio, los usuarios deben tener un *smart meter* con una medición de 30 minutos e inscribirse con un proveedor (o agregador) autorizado por *National Grid* ESO. El proveedor tendrá acceso a las lecturas del medidor. Cuando ocurre un evento de estrechez del sistema, el proveedor contacta al usuario solicitando bajar su consumo, el cual será remunerado (en el año 2022/23 fue remunerado a 3 £/kWh). En caso de no haber respuesta del usuario, no recibe penalización alguna.<sup>95</sup>

Normalmente este servicio se activa en el peak de la tarde, entre las 4 y las 8 pm y los consumidores son notificados el día anterior. No obstante, la notificación puede ser entre 1 y 12 horas antes del evento.

Este servicio opera en invierno y durante la temporada 2022/23 contó con más de 1.6 millones de casas que ahorraron 3300 MWh de energía que son suficientes para alimentar 10 millones de hogares.<sup>96</sup>

---

<sup>95</sup> Disponible en: <https://www.nationalgrideso.com/industry-information/balancing-services/demand-flexibility-service/esos-demand-flexibility-service>

<sup>96</sup> Disponible en: <https://www.energy-uk.org.uk/wp-content/uploads/2023/10/Energy-UK-explains-The-Demand-Flexibility-Service.pdf>



## Conclusiones generales

En las jurisdicciones analizadas se observa una creciente participación de la demanda como proveedores de flexibilidad (particularmente servicios complementarios, aunque existe una infinidad de aplicaciones). Generalmente, en servicios complementarios relacionados con el control de frecuencia, aunque en Australia, la demanda puede aportar en el servicio de *network loading control ancillary service*, para aliviar el límite térmico de líneas de transmisión.

La telemedición no es un requisito fundamental en todas las jurisdicciones, por ejemplo, en Nueva Zelanda. En cambio, se pide como requisito un equipo que almacene las mediciones en una ventana de tiempo en torno a la provisión del servicio. Asimismo, dependiendo del controlador que cuente la demanda, los servicios pueden ser de naturaleza continua a través de cambios de potencia segundo a segundo, o bien con naturaleza discreta a través de escalones de demanda que se desconectan de la red. Finalmente, la demanda y/o recursos distribuidos pueden aportar flexibilidad en diversas ventanas de tiempo, desde 0.1 segundos a 30 min.

Los agregadores tienen un rol preponderante para hacer posible la participación de consumidores con bajos consumos. Estos tienen el rol de coordinar la demanda para proveer los servicios según las exigencias propias de cada jurisdicción. El caso más innovador es el del servicio *demand flexible service* en el Reino Unido, que permite a los consumidores residenciales participar del mercado de la flexibilidad y generar ahorros en sus cuentas de electricidad.

No obstante, la demanda no solamente puede prestar servicios complementarios. A continuación, se resumen las distintas aplicaciones y servicios asociados a la demanda flexible:

1. Arbitraje de energía temporal (la capacidad de acomodar los consumos -ya sea el manejo de demanda propiamente tal u otros DERs- en el tiempo para optimizar la compra -y venta- en el mercado de la energía)
2. Suficiencia de la capacidad (la prestación de servicios de capacidad mediante la disminución de demanda o aumento de inyección en momentos de estrés del sistema)
3. Servicios complementarios, notablemente aquellos relacionados con el equilibrio generación-demanda del sistema (en diversas escalas temporales), reservas y control de la frecuencia (aunque el control del voltaje y la potencia reactiva también están incluidos).
4. Alivio de la congestión de la red y aplazamiento de la inversión en la red (incluyendo la seguridad de la red y las pérdidas térmicas).
5. Valor de opción (la capacidad de proporcionar una cobertura contra el futuro incierto).

En definitiva, las jurisdicciones revisadas comparten el interés de conseguir una mayor participación de la demanda y los recursos distribuidos en los distintos servicios. Principalmente por su capacidad de aportar flexibilidad de manera competitiva frente a otras fuentes de flexibilidad. En ese sentido, las regulaciones han ido eliminando sus barreras de entrada para permitir una mayor integración de la demanda.

En el ámbito nacional, el sistema eléctrico chileno enfrentará diversas necesidades de flexibilidad tanto en el corto como en el largo plazo debido a factores como la creciente penetración de energías renovables variables, y la desconexión de plantas convencionales que aportan inercia y fortaleza al sistema.

En la actualidad, el SEN utiliza diversas medidas operacionales e infraestructura para garantizar la flexibilidad y seguridad en su operación. Las medidas operacionales varían según el horizonte operacional que se esté evaluando, pudiendo distinguir entre:

1. Operación en tiempo real: En esta etapa, el CEN cuenta con servicios complementarios, como el control de frecuencia, para mantener el equilibrio entre la generación y la demanda de energía.
2. Despacho diario: En esta fase, el CEN ajusta las reservas disponibles para la provisión de servicios complementarios con el objetivo de minimizar costos y garantizar la operación eficiente del sistema eléctrico.
3. Planificación semanal: En este nivel, el CEN realiza un predespacho o *unit commitment* considerando restricciones operacionales, como los mínimos técnicos y el encendido y apagado de las centrales térmicas, para planificar la operación de la red eléctrica a corto plazo.
4. Planificación de mediano plazo: En esta etapa, el CEN puede gestionar los embalses a través de la coordinación hidrotérmica y establecer un calendario de mantenimientos que no afecte la seguridad del sistema, planificando la operación de la red eléctrica a mediano plazo.

Por otra parte, las infraestructuras que proveen flexibilidad incluyen:

1. Infraestructura para la provisión de servicios complementarios a la red eléctrica, que incluye equipos y sistemas que permiten la prestación de servicios como el control de frecuencia, la regulación de voltaje y la reserva de potencia.
2. Tecnologías de control, tales como los sistemas SCADA y los AGC, que son esenciales para la operación del sistema eléctrico en tiempo real. Además, se destaca cómo estas tecnologías pueden ser aprovechadas para mejorar la flexibilidad del sistema, permitiendo ajustes dinámicos y eficientes para responder a los requerimientos cambiantes del sistema.
3. Equipos de almacenamiento de energía, tales como baterías y sistemas de almacenamiento térmico, que son parte de la infraestructura que proporciona flexibilidad al sistema permitiendo gestionar la intermitencia de las ERNC y optimizar la utilización de los recursos disponibles.

En ese sentido, se constata que actualmente los servicios de flexibilidad por parte de los sistemas de distribución tienen una participación escasa, al igual que la demanda. Probablemente la subutilización de estos recursos es ineficiente si se considera que la alternativa es obtener estos servicios desde la generación. Asimismo, se hace necesario incorporar tecnologías que habilitan este cambio tecnológico, el rol de los DERs y la participación activa de la demanda en la gestión de la energía.

Lo anterior implica la necesidad de señales de largo plazo en los mercados eléctricos para viabilizar la inversión en tecnologías necesarias para lograr una descarbonización eficiente. En ese sentido, se hace necesario habilitar la participación de la demanda y los recursos distribuidos en los distintos servicios de flexibilidad.