

Informe Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico 2025

Fecha de publicación
09 abril 2026

Contenido

INTRODUCCIÓN.....	5
CAPÍTULO I: CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL	7
Descripción del mercado eléctrico nacional	7
I.1 Segmento de generación	8
I.2 Sistemas de Almacenamiento	15
I.3 Segmento de transmisión	18
I.4 Segmento de distribución	20
CAPÍTULO II: CONCENTRACIÓN Y PODER DE MERCADO.....	21
II.1 Mercado relevante en el mercado eléctrico.....	21
II.2 Índices de concentración y poder de mercado	23
CAPÍTULO III: EJERCICIO DE PODER DE MERCADO Y ANÁLISIS DE COMPETENCIA	33
III.1. Segmento de generación	33
III.2 Segmento de transmisión	53
III.3 Segmento de distribución	56
III.4 Retiros	58
III.5 Rebaja al límite de potencia para cambio de régimen a clientes libres.....	61
CAPÍTULO IV: LICITACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	63
IV.1 Licitaciones de infraestructura de Transmisión Nacional o Zonal	63
IV.3 Otras licitaciones.....	70
CAPÍTULO V: SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....	72
V.1 Antecedentes Generales.....	72
V.3 Evolución SSCC CF Enero 2024 – Diciembre 2025	78
V.3 Conclusiones	89
CAPÍTULO VI: MERCADO DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.....	90
VI.1 Antecedentes Generales.....	90
VI.2 Evolución Generación y Capacidad Instalada	90
VI.3 Régimen de Precios PMGD	92
VI.4 Compensaciones Por Precio Estabilizado	95
VI.5 Proyectos PMGD en construcción y conexión	99
VI.6 Congestionamientos en las redes de transmisión zonal	101
VI.7 Contratos clientes libres de Centrales PMGD.....	102
VI.8 Conclusión.....	104
CAPÍTULO VII: RECORTES DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE.....	107
CAPÍTULO VIII: MATERIAS ANALIZADAS POR LA UMC	112
VIII.1 Actividades de monitoreo	112
VIII.2 Cambios al sistema de costos auditados	112
VIII.3 Actividades de difusión y capacitaciones.....	113
VIII.4 Propuestas Normativas.....	113
CAPÍTULO IX: RECOMENDACIONES.....	118
ANEXO	119

A.1 Tabla A.1	119
A.2 Tabla A.2	121
A.3 Tabla A.3	122
A.4 Gráfico A.4.1	122
A.4 Gráfico A.4.2	122
A.5 Principales conductas anticompetitivas que podrían observarse en el mercado chileno	123
A.5.1 Conductas en segmento de generación.....	123
A.5.1.1 Retención de capacidad	123
A.5.1.2. Manipulación del precio del combustible.....	124
A.5.2 Conductas en segmento de transmisión	126
A.5.3 Conductas en segmento de distribución	126
A.6 Ejemplo retención de capacidad.....	126
A.7: Gas Inflexible y Competencia.....	129
A.7.1 Empresas Excedentarias	131
A.7.2 Empresas Deficitarias.....	131
A.8 Servicios complementarios	133
A.8.1: Costos Asociados al Antiguo Esquema de Subastas de SSCC de Control de Frecuencia	133
A.8.1.1 Servicios de Subida	133
A.8.1.2 Servicios de Bajada	135
A.8.2: Costos Asociados al Actual Esquema de Subastas de SSCC de Control de Frecuencia	137
A.8.2.1 Servicios de Subida	138
A.8.2.2 Servicios de Bajada	138
A.8.3: Revelación de Costos en Ofertas de SSCC	140

El contenido del presente documento, en especial los datos y análisis proporcionados, tiene un fin meramente informativo respecto de las condiciones de competencia que, a juicio del Coordinador, existen en el mercado eléctrico chileno y no garantiza que las mismas se mantendrán invariables en el tiempo.

Todos los análisis y opiniones contenidas en este Informe fueron realizados por la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC) del Coordinador Eléctrico Nacional y, a menos que se indique lo contrario, todos los gráficos y tablas expuestos en el presente informe fueron elaborados con información disponible del Coordinador.

Lista de Acrónimos

ADP: Anual Delivery Program
CAISO: California Independent System Operator
CDC: Centro de Despacho y Control
CDEC-SIC: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central
CDEC-SING: Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande
CNE: Comisión Nacional de Energía
CPF: Control primario de frecuencia
CRF: Control rápido de frecuencia
CSF: Control secundario de frecuencia
CTF: Control terciario de frecuencia
CVNC: Costo variable no combustible
EDAC: Esquema de desconexión automático de carga
EISG: Energy Intermarket Surveillance Group
ERV: Energía renovable variable
GN: Gas Natural
GNL: Gas Natural Licuado
HHI: Hirschman-Herfindhal Index
LGSE: Ley General de Servicios Eléctricos
MAE: Mean Absolute Error
NT: Norma Técnica
RSI: Residual supply index
RE: Resolución Exenta
RMSE: Root Mean Square Error
SASC: Solicitudes de Aprobación de Solución de Conexión
SSCC: Servicios Complementarios
SUCT: Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica
TDLC: H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia
UMC: Unidad de Monitoreo de la Competencia

INTRODUCCIÓN

Con fecha 20 de julio de 2016 fue publicada la ley N° 20.936, que creó el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (“Coordinador”), continuador legal de los CDEC-SING y CDEC-SIC¹, corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y duración indefinida.

Dentro de las diversas funciones entregadas al Coordinador por la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE” o “la Ley”) se encuentra la labor establecida en el Artículo 72°-10 del citado cuerpo legal, correspondiente a monitorear “(...) *permanentemente las condiciones de competencia existentes en el mercado eléctrico[.]*” con el fin de “(...) *garantizar los principios de la coordinación del sistema eléctrico, establecidos en el artículo 72°-1 (...)*” de la misma Ley, a saber: (i) preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico; (ii) garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico; y, (iii) garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad a esta ley.

Conforme con lo establecido en la misma Ley, esta labor de monitoreo comenzó a regir el 1 de julio de 2018. El Consejo Directivo del Coordinador determinó que dichas actividades estuvieran radicadas en una unidad especializada, la Unidad de Monitoreo de la Competencia (UMC).

Esta función es de particular relevancia, ya que es fundamental garantizar que las señales de precios sean un reflejo de la verdadera escasez de la energía, y no el resultado del ejercicio de poder de mercado por parte de unas pocas firmas. Esto último no solo es nocivo para el mercado eléctrico en el corto plazo, al aumentar los precios de forma artificial en beneficio propio, sino que, también, en el largo plazo, ya que las señales de precios que recibirían los diferentes agentes económicos serían confusas, lo que les impediría distinguir con certeza si ellas son un reflejo de la necesidad de nueva inversión o, simplemente, de una manipulación de mercado. Esto resultaría, en consecuencia, en un aumento del riesgo para los inversionistas, lo que afectaría el equilibrio de largo plazo a través de una menor inversión, que alteraría a su vez la composición tecnológica del parque generador, erosionando eventualmente el crecimiento económico del país.

Asimismo, un mercado competitivo es crucial en la transición energética desde una matriz primordialmente basada en combustibles fósiles a una más dependiente de energías renovables, no solo en lo concerniente a generación eléctrica, sino que, también, a la prestación de Servicios Complementarios y la participación de nuevos actores. De conformidad con lo establecido en el artículo 186 del Reglamento de la Coordinación del Sistema Eléctrico Nacional y en el Procedimiento Interno de la UMC, el presente documento entrega una visión general del estado del mercado eléctrico a diciembre de 2025, a partir de diversos indicadores estructurales, información sobre insumos, nivel de contratación de las empresas, congestiones en las líneas de transmisión, fallas de unidades generadoras, entre otras.

En particular, la UMC analiza diversas materias relacionadas con el desempeño competitivo del mercado, como combustibles, parámetros técnicos, licitaciones de transmisión, servicios complementarios e internas, así como también casos particulares relativos a la operación de algunas centrales del SEN, seleccionados por la misma UMC o por aportes de antecedentes de terceros. En caso de encontrar indicios suficientes de alguna eventual conducta que pueda

¹ Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) y Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC).

atentar contra la libre competencia, éstos se remiten, de conformidad al Artículo 72-10 de la LGSE, en forma confidencial a la Fiscalía Nacional Económica para que realice la investigación correspondiente. También se realizan recomendaciones y análisis sobre la normativa actual o propuestas de cambio normativo, con el fin de que estas fomenten el desarrollo competitivo de los diferentes mercados.

El presente informe se estructura de la siguiente manera: el capítulo I contiene una descripción general del mercado, considerando tanto generación como transmisión y distribución; el capítulo II presenta indicadores de concentración y otro tipo de medidas estructurales utilizadas para estimar el poder de mercado en el segmento de generación; el capítulo III describe las variables más relevantes para el análisis de la competencia en el mercado eléctrico chileno; el capítulo IV contiene un breve análisis sobre licitaciones de infraestructura y otros servicios asociados, de los que participa el Coordinador en su gestión, destacando la relevancia de estos procesos en la competencia en el mercado eléctrico chileno; el capítulo V presenta las condiciones de competencia en el mercado de servicios complementarios; y, finalmente, los capítulos siguientes contienen, estadísticas sobre: la evolución de los PMGD en el mercado, evolución de recortes de ERV, una descripción de los temas evaluados por la UMC durante el año 2025 y recomendaciones sobre materias que tiendan a promover la competencia en el mercado.

CAPÍTULO I: CARACTERIZACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

En el presente capítulo se describe en términos generales la organización del mercado eléctrico nacional y de cada uno de sus actuales segmentos, a saber: generación, almacenamiento, transmisión y distribución. En el caso del primero, se muestra su composición tecnológica, capacidad y energía generada; en el segundo, se presentan cifras sobre las líneas de transmisión y los proyectos más relevantes para ampliar la capacidad del sistema; y en cuanto al último, se presentan datos generales sobre su configuración y precios a clientes finales.

Descripción del mercado eléctrico nacional

El sistema eléctrico nacional se extiende geográficamente desde las regiones de Arica y Parinacota hasta la Isla Grande de Chiloé, con más de 3.100 km de extensión, configurándose en tres segmentos independientes: generación, almacenamiento, transmisión y distribución. En el primero existe libre entrada, siempre que se cumpla con la normativa vigente, mientras que la transmisión es principalmente planificada por el regulador y el segmento de distribución está constituido como un monopolio natural en su zona de concesión, con tarifas reguladas en los dos últimos casos.

Con el fin de garantizar la competencia en el mercado de la generación, existen límites a la integración vertical entre empresas generadoras y transmisoras, para evitar potenciales conductas estratégicas de parte de estas últimas. En particular, una empresa generadora no puede participar individualmente en el segmento de transmisión nacional con más del 8% del valor de inversión total del sistema, mientras que, de tratarse de una de transmisión nacional, esta no puede participar en el segmento de generación². La participación conjunta también está limitada, alcanzando el umbral el 40% del valor de inversión total del sistema de transmisión nacional.

Cabe destacar que, a diferencia de otros países, como Estados Unidos, Francia, Alemania, Nueva Zelanda, entre otros, Chile no cuenta con un segmento de comercialización, siendo las compañías generadoras y distribuidoras las que cumplen con dicha función, según se trate de clientes libres o regulados respectivamente. Los primeros son usuarios finales que tienen una potencia conectada superior a 5MW, característica que, asume la legislación, les otorga un poder de negociación suficiente para someterlos a un régimen de libertad de precios; mientras que los segundos son usuarios finales con una potencia conectada menor o igual a 5MW. No obstante, los clientes regulados cuya potencia conectada sea superior a 0,3MW tienen la libertad de optar a ser clientes libres, límite que se redujo desde 0,5MW con la RE N°58 de 5 de diciembre de 2024 del Ministerio de Energía, modificada por la RE N°13 de 6 de febrero de 2025, luego de que el TDLC informara favorablemente respecto de la “Solicitud de informe sobre rebaja al límite de la potencia indicado en el literal d) del artículo 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos”. En particular, la entidad concluyó en su Informe N°33/2024 que la propuesta del Ministerio de Energía no genera riesgos sustanciales a la competencia en el mercado³.

² Esto es igualmente válido para el segmento de distribución. Empresas de dicho mercado no pueden participar individualmente con más del 8% del valor de inversión total del sistema, y las empresas de transmisión no pueden participar en distribución. Ver Ley General de Servicios Eléctricos, Artículo 7.

³ Al respecto, consultar <https://www.cne.cl/en/tarificacion/electrica/> para el límite vigente. Este fue discutido en el TDLC en expediente NC-525-2023 Solicitud de Informe sobre rebaja al límite de la potencia indicado en el literal d) del artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

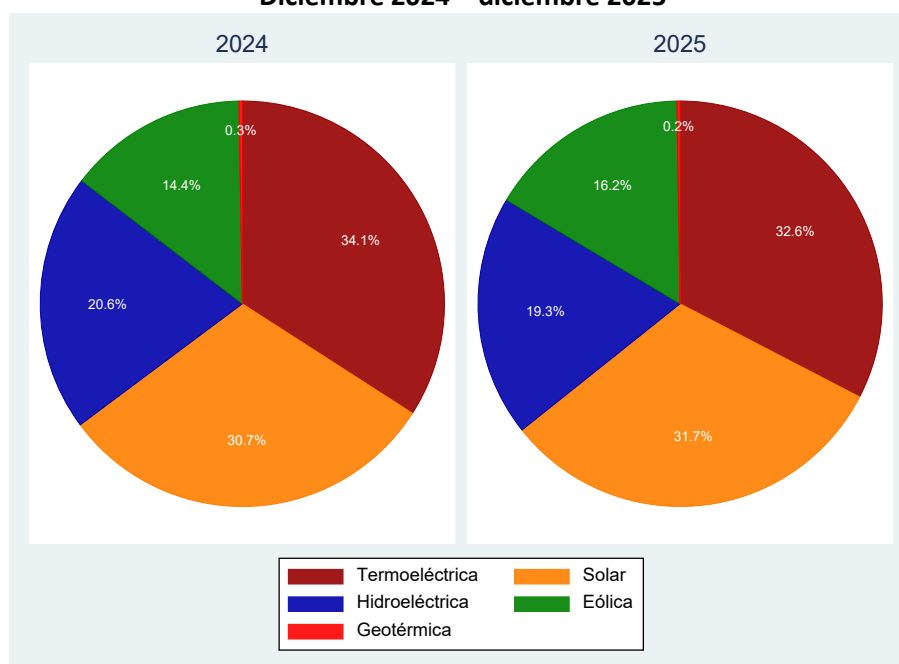
En lo que sigue del presente capítulo, se aborda por separado y en mayor detalle cada segmento señalado en el acápite inicial de esta sección.

I.1 Segmento de generación

El parque generador en Chile está conformado por diversas tecnologías, composición que se determina por las señales de precios de largo plazo.

Como se muestra en el Gráfico I.1.1, la tecnología predominante en términos de capacidad instalada corresponde a Térmica, con 32,6% a diciembre de 2025, seguida por Solar con una participación de 31,7%⁴, Hídrica con un 19,3%, Eólica con alrededor de un 16,2% y Geotérmica con un 0,2%⁵. Esto refleja un aumento sustantivo de la capacidad de ERV, siendo la tecnología eólica la que presentó la mayor variación porcentual, pasando de un 14,4% a un 16,2%, en contraste con un aumento de 1 punto porcentual de la tecnología solar. Esta última, sin embargo, es la tecnología renovable variable con mayor participación, y la segunda a nivel general, estando solo 0,9 puntos porcentuales por debajo de la tecnología térmica.

Gráfico I.1.1
Distribución de capacidad instalada (MW) por tecnología
Diciembre 2024 – diciembre 2025



De la totalidad del parque térmico, las centrales a gas natural fueron las que representaron una mayor proporción de la capacidad instalada⁶, con un 41,2% a diciembre de 2025 versus 42,1% en el mismo mes del año previo. Le siguieron las centrales carboneras con un 27,5% y diésel con un 23,6% a diciembre de 2025 en contraste con el 28% y 24,1% que representaron en el mismo mes del año 2023, respectivamente. El resto de las fuentes dio cuenta de algo menos del 8%,

⁴ Solar incluye tanto centrales fotovoltaicas como CSP, correspondiendo esta última a Cerro Dominador, con una capacidad instalada de 114MW.

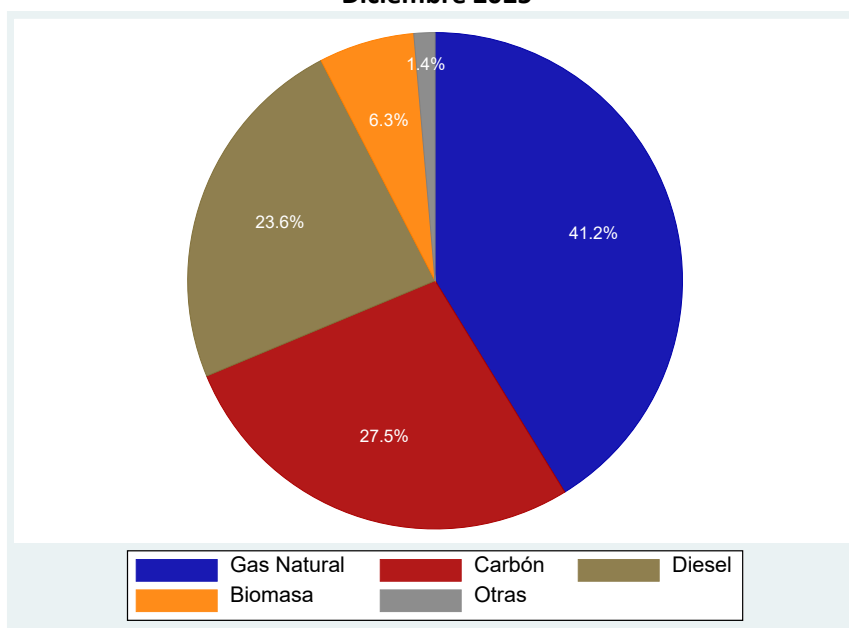
⁵ Existe solo una planta Geotérmica en el parque generador, cuya puesta en marcha fue a finales del año 2017.

⁶ En adelante, se entenderá por gas natural tanto el gas natural licuado (GNL) como al gas natural importado desde Argentina (GN).

con biomasa alcanzando cerca de 6,3%, en tanto que las otras fuentes térmicas representaron un 1,4%⁷.

En cuanto a la tecnología hidroeléctrica, a diciembre de 2025 la capacidad instalada de las centrales de pasada superó en 6,8 puntos porcentuales a la de las centrales de embalse, alcanzando un 53,4%, en comparación con el 46,6% de las últimas.

Gráfico I.1.2
Distribución de capacidad térmica instalada (MW) por fuente
Diciembre 2025



En cuanto a la capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), alcanzó un total de 39,2 GW a diciembre de 2025, con un aumento de 6,6% en comparación con el mismo mes del año anterior. Al igual que en el año 2024, el aumento de capacidad se debió primordialmente a una mayor capacidad solar y eólica, con cerca de 1,1 GW de incremento para ambas tecnologías, lo que se refleja en el Gráfico I.1.3.

En cuanto a la participación por empresa, se puede apreciar en la Tabla I.1.1 que esta se concentra mayoritariamente en 4 conglomerados, a saber: Enel, el grupo Matte⁸, AES Corporation y Engie, que totalizaron cerca de un 50,5% de la capacidad instalada a diciembre de 2025, esto es, 1,8 puntos porcentuales menos que en el mismo mes del año previo. Enel sigue siendo la empresa con mayor participación, con un 23,7%, prácticamente el doble de la participación del seguidor inmediato, grupo Matte, con un 11,7%. AES Corporation rondó el 7,9%, seguido por Engie con un 7,2% y EDF con un 3,4%. Mainstream Renewable Power se ubicó en sexto lugar con 3,2% de participación, seguido por EnfraGen (ex Prime Energía), Sonnedix,

⁷ El resto de las fuentes corresponde a fuel oil, biogas, cogeneración y petcoke.

⁸ Cabe destacar que, para efectos de consistencia en los análisis, la UMC considera al Grupo Matte como entidad de interés para los análisis de competencia, ya que, si bien el foco principal de CMPC no es el mercado eléctrico propiamente tal, incluso de poseer administraciones independientes en cuanto al proceso de toma de decisiones, sus actuaciones dentro del mercado eléctrico pueden tener repercusiones para Colbún y el resto de las empresas del conglomerado, lo que podría influir en la maximización de beneficios de estas entidades. Consecuentemente, no son consideradas como empresas competidoras. En efecto, esto último se ve reforzado por el hecho de que, según información pública disponible en la Comisión para el Mercado Financiero, tanto Colbún como Empresas CMPC comparten el mismo vicepresidente del directorio.

Acciona y CAEI Inversiones con 2,6%; 2,4%; 2,1% y 2,0% respectivamente. El resto de las empresas dieron cuenta de menos del 2% de participación de manera individual, acumulando una participación de 32,6% aproximadamente.

Gráfico I.1.3
Capacidad instalada por tecnología
2024 - 2025

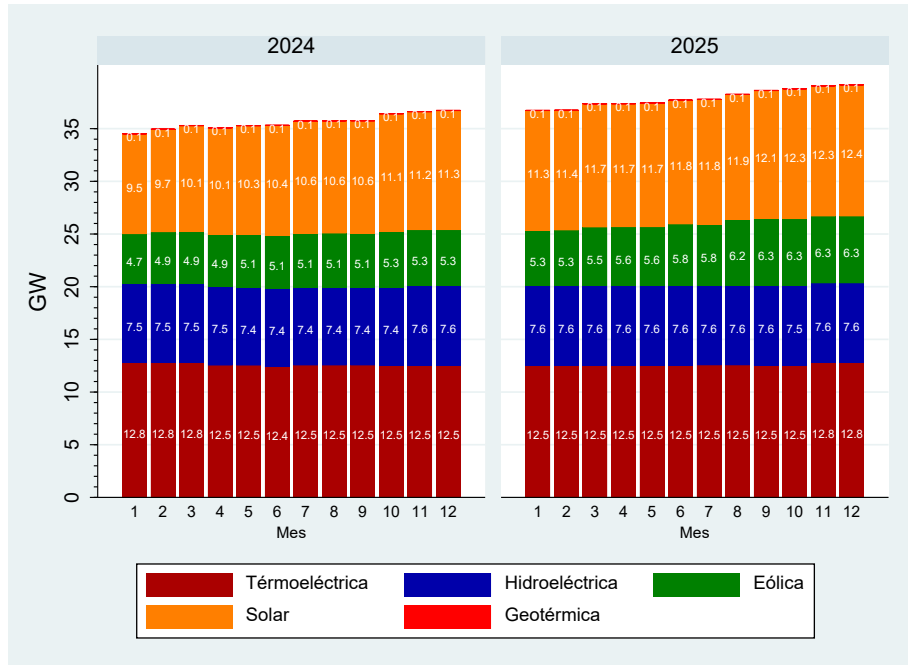


Tabla I.1.1
Participación por conglomerado de capacidad instalada⁹
Diciembre 2024 – Diciembre 2025

Conglomerado	Participación	
	2024	2025
Enel	24,8	23,7
Grupo Matte (1)	11,5	11,7
AES Corporation	8,5	7,9
Engie	7,5	7,2
EDF (2)	3,5	3,4
Mainstream Renewable Power	3,0	3,2
Otros	41,2	41,9
Total	100	100

- (1) Principalmente a través de Colbún junto a CMPC y su filial Bioenergías Forestales.
(2) EDF Chile y Andes Mining & Energy comparten la propiedad de sociedades como El Campesino.

Dado el incremento en la capacidad instalada de ERV, así como también su crecimiento proyectado, resulta relevante detallar la participación de cada empresa por tipo de tecnología.

⁹ La información utilizada corresponde a la disponible en Infotecnica, y se tomaron en cuenta tanto centrales que entraron en operación hasta el año correspondiente, así como también las que se encontraban en pruebas y presentaron generación al 31 de diciembre del año respectivo. En la tabla A.1 del anexo, se presenta una lista con las centrales entregadas a la operación durante el año 2025.

Tabla I.1.2
Participación por conglomerado de capacidad instalada neta por tecnología
Diciembre 2025

Solar		Eólica		Hidro de Pasada		Embalse		Térmica	
Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%
Enel	15,3	Grupo Matte	15,9	AES Corporation	23,3	Enel	73,8	Enel	21,6
AES_Corporation	7,0	Enel	14,6	Enel	18,8	Grupo Matte	26,2	Grupo Matte	13,5
Sonnedix	6,3	Mainstream	14,1	Grupo Matte	15,7			Engie	12,8
Grenergy	5,4	Engie	10,6	CSOE (1)	13,9			AES Corporation	7,7
Acciona	4,2	AES Corporation	6,9	Innergex	4,9	-	-	EnfraGen	6,4
Otros	61,8	Otros	37,9	Otros	23,4	Otros	0	Otros	38
Total	100	Total	100		100		100		100

(1) CSOE: Chinese State-Owned Enterprises.

Como se observa en la Tabla I.1.2, Enel presentó la mayor participación en capacidad instalada solar, hidroeléctrica de embalse y térmica; mientras que el Grupo Matte lo hizo en capacidad eólica y AES Corporation en hidroeléctrica de pasada. La capacidad solar presentó la mayor participación de empresas diferentes a las 4 que tradicionalmente han concentrado la mayor capacidad instalada total, con Sonnedix, Acciona y EDF dentro de los 5 conglomerados con mayor participación, acumulando el resto cerca de 62%. Le siguió la eólica, donde el primer conglomerado concentró el 15,9% de la participación total, levemente superior a lo observado en la tecnología solar, y los actores fuera de los 5 principales alcanzaron alrededor de 38% de participación. Las centrales hidroeléctricas de pasada mostraron un nivel mayor de concentración, al igual que las centrales térmicas, y las hidroeléctricas de embalse mantienen la composición propietaria histórica solo con 2 conglomerados. En el anexo A.4.1 y A.4.2 se presenta la evolución del HHI por tecnología.

Ahora bien, es preciso destacar que la capacidad instalada no refleja la capacidad efectivamente disponible en el sistema, la cual se puede ver mermada por indisponibilidades técnicas y de combustibles, lo que incluye la indisponibilidad de recursos primarios, como sucede en el caso de las centrales ERV, siendo el caso más notorio el de las centrales fotovoltaicas que no pueden inyectar energía en la noche y madrugada al no poseer baterías que les permitan modular su generación a lo largo del día.

Dicha circunstancia se ve reflejada en los gráficos I.1.4 y I.1.5, donde se presenta la distribución de capacidad disponible neta mensual y horaria para el año 2024 y 2025¹⁰. Como se aprecia, la capacidad disponible difiere sustantivamente de la capacidad total instalada, aunque los periodos de menor disponibilidad fueron poco frecuentes. A modo de ejemplo, en solo 1 hora del año 2024 existió una capacidad disponible inferior o igual a 12GW, pero mayor a 11GW, y durante el año 2025 no se evidenciaron episodios de dicha naturaleza. A su vez, 290 fueron las horas con capacidad disponible mayor a 12GW y menor o igual a 13GW en 2024, bajando a 172 horas en el año 2025.

La distribución horaria refleja claramente que la mayor necesidad de aumento de capacidad se encuentra fuera de horario solar. Esto es crucial para una inserción efectiva de generación solar

¹⁰ La capacidad disponible neta se obtiene a partir de la información que utiliza el departamento de programación del Coordinador para la realización del programa diario, como el valor máximo disponible por unidad, considerando todas las configuraciones disponibles. Esto internaliza disponibilidad de combustibles, mantenimientos y otro tipo de indisponibilidades forzadas o planificadas que hayan sido internalizadas el día respectivo de la programación. Por lo mismo, la capacidad solar y eólica proviene de los pronósticos empleados por el Coordinador, razón por la cual en la práctica se podría presenciar una mayor o menor capacidad disponible si se considera la generación real de estas tecnologías como el máximo de generación posible, sumando los recortes de ERNC de corresponder.

fotovoltaica, ya que, incluso si se pensara en aumentar la capacidad de transmisión del SEN para poder absorber toda la inyección potencial de esas centrales, no sería efectivo dado que existe sobreoferta diurna, y aún existirán períodos de estrechez en horario nocturno en que las plantas solares fotovoltaicas no generan.

Gráfico I.1.4
Distribución mensual de capacidad disponible, 2024-2025

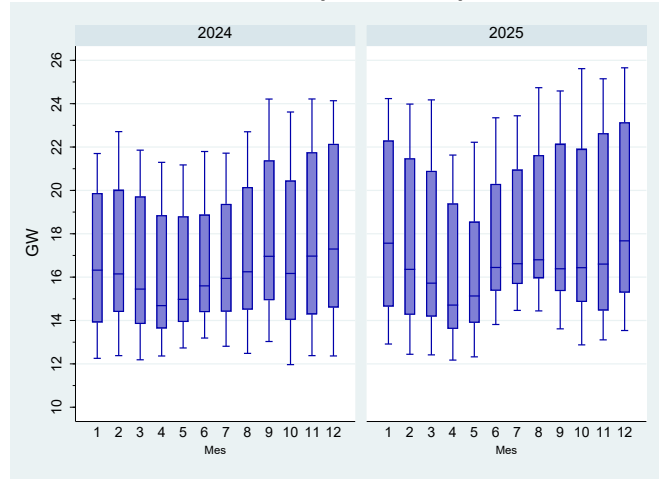
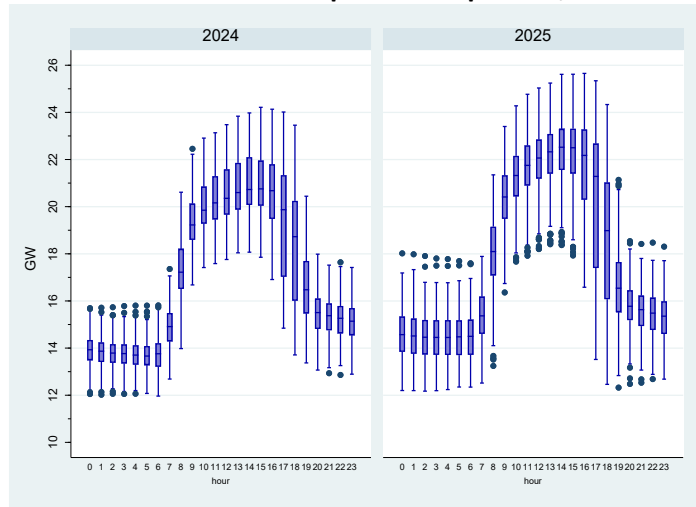
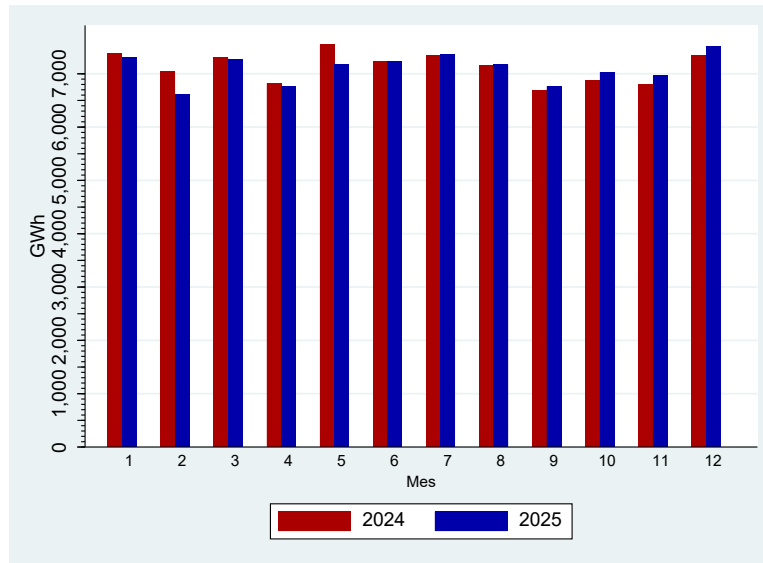


Gráfico I.1.5
Distribución horaria de capacidad disponible, 2024-2025



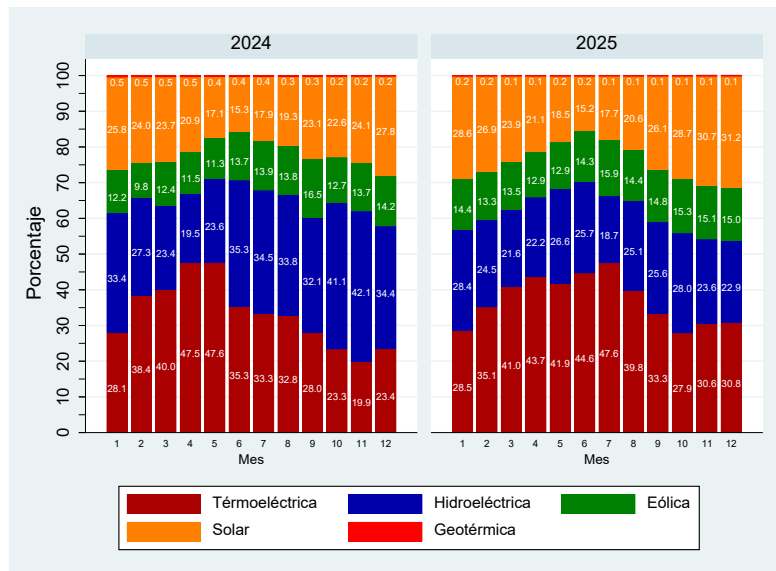
En lo referente a generación mensual, ésta osciló entre 6.602 GWh y 7.515 GWh a lo largo del año, habiendo alcanzado el mínimo y máximo en los meses de febrero y diciembre respectivamente, en contraste con valores que se situaron entre 6.685 GWh y 7.540 GWh en el año 2024, alcanzando los mínimos y máximos en septiembre y mayo, tal como se muestra en el Gráfico I.1.7.

Gráfico I.1.7
Generación mensual
2024 - 2025



La distribución de la energía inyectada por tecnología puede llegar a variar de forma sustantiva a lo largo del año, tal como se desprende del Gráfico I.1.8.

Gráfico I.1.8
Distribución generación por tecnología
2024 - 2025



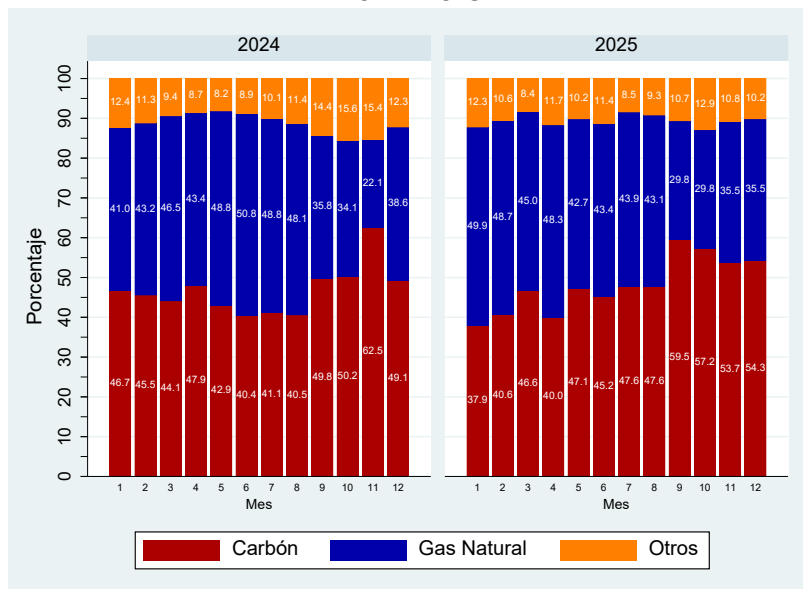
Las tecnologías que presentaron una mayor variación en su contribución a la generación total del sistema corresponden a la termoelectrica, hidroeléctrica y solar. Lo anterior se debe a que en los períodos en que existe menor disponibilidad del recurso hídrico, las centrales térmicas deben cubrir dicha disminución de generación y la intensidad de la radiación, y por ende la generación potencial, de las centrales solares baja en los meses de invierno. En general, el patrón de generación visto el año 2025 es similar a lo observado el año previo.

La participación de la energía solar aumentó consistentemente en todos los meses respecto del año anterior, con excepción de junio y julio, mostrando el mayor incremento durante el mes de

noviembre, con 6,6 puntos porcentuales por sobre igual mes del año 2024. Por su parte, la generación eólica aumentó respecto del año previo la mayoría de los meses, mostrando una disminución solo durante el mes de septiembre. El mayor diferencial se produjo en febrero con 3,5 puntos porcentuales de diferencia a favor del año 2025. Ambas tecnologías finalizaron el año con una participación conjunta del 46,2% de la generación total, la mayor presenciada durante todo el año, en comparación un 42% de participación total durante diciembre del año 2024.

Si se analiza la generación térmica por fuente, del Gráfico I.1.9 se desprende que el carbón comprendió un 37,9% de esta durante enero de 2025, pasando a 54,3% en diciembre del mismo año. La máxima participación se alcanzó en el mes de septiembre de 2025. El aumento de la generación con carbón tuvo su imagen inversa en la disminución evidenciada en la generación a gas durante dicho mes, la que bajó de 49,9% en enero de 2025 a 35,5% en diciembre del mismo año¹¹.

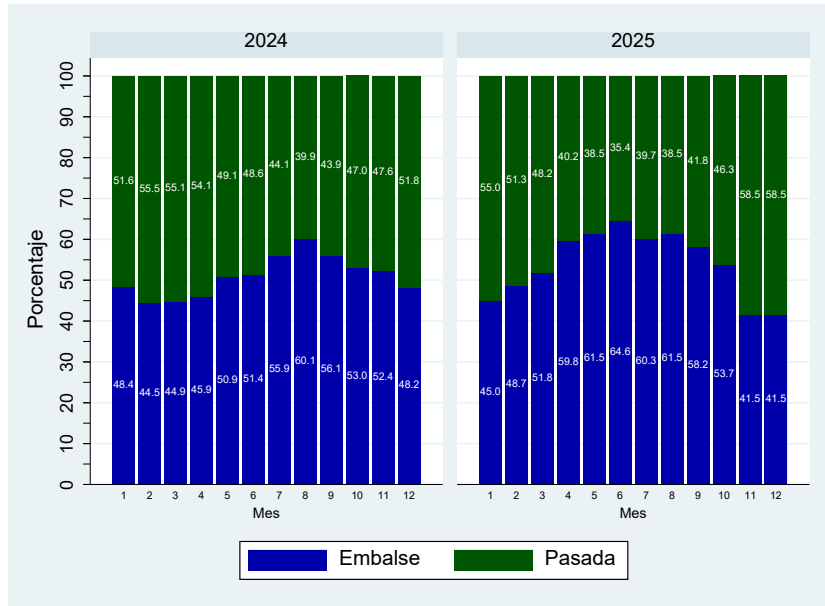
Gráfico I.1.9.a
Distribución generación térmica por fuente
2024 - 2025



Por su parte, en el Gráfico I.1.10 es posible observar la distribución de la generación hidroeléctrica entre centrales de embalse y pasada. El patrón de generación a lo largo del año fue relativamente similar a lo observado en el año 2024.

¹¹ Los combustibles que componen la categoría "Otros", corresponden a: diésel, biomasa, petcoke, cogeneración, biogas y fuel oil, todos ellos con una participación total de 10,2% durante diciembre de 2025.

Gráfico I.1.10
Distribución generación hidroeléctrica por fuente
2024 - 2025



En resumen, la capacidad instalada ha seguido creciendo, principalmente impulsada por el ingreso de centrales solares fotovoltaicas y eólicas. Asimismo, como se presenta en la siguiente subsección, la capacidad de almacenamiento sigue creciendo, y se espera que su relevancia dentro del sistema continúe aumentando. Esto traerá aparejado un desafío considerable en cuanto a su tratamiento y la determinación del costo de oportunidad. Esto pone de manifiesto, además, la necesidad de acelerar la planificación de un tránsito a un mercado de ofertas, mercado bajo el cual serían los propios agentes de los numerosos sistemas de almacenamiento los que deban estimar su propio costo de oportunidad, y ello le permitiría al resto de los medios de generación, poder aportar a la flexibilidad del sistema de manera más eficiente.

I.2 Sistemas de Almacenamiento

Chile está acelerando la adopción de sistemas de almacenamiento con baterías (BESS) como pieza clave para hacer más efectiva la gran penetración de ERV, y así continuar con el proceso de descarbonización, contribuyendo a una operación más segura y competitiva del sistema.

Durante el año 2025, la potencia de sistemas de almacenamiento pasó de cerca de 1,2 GW a 3,2 GW¹² (Ver Gráfico 1.B.1). Consecuentemente, la energía diaria inyectada aumentó significativamente de igual manera, pasando de 2,4 GWh al comienzo del mes de enero para llegar a 9,1 GWh al 31 de diciembre de 2025 (Ver Gráfico 1.B.2), multiplicándose cerca de 3,8 veces.

¹² Se consideran todos los registros de medios de almacenamiento disponibles en el sistema de operación real.

Gráfico 1.B.1
Capacidad instalada de sistemas de almacenamiento de energía
Enero – Diciembre 2025

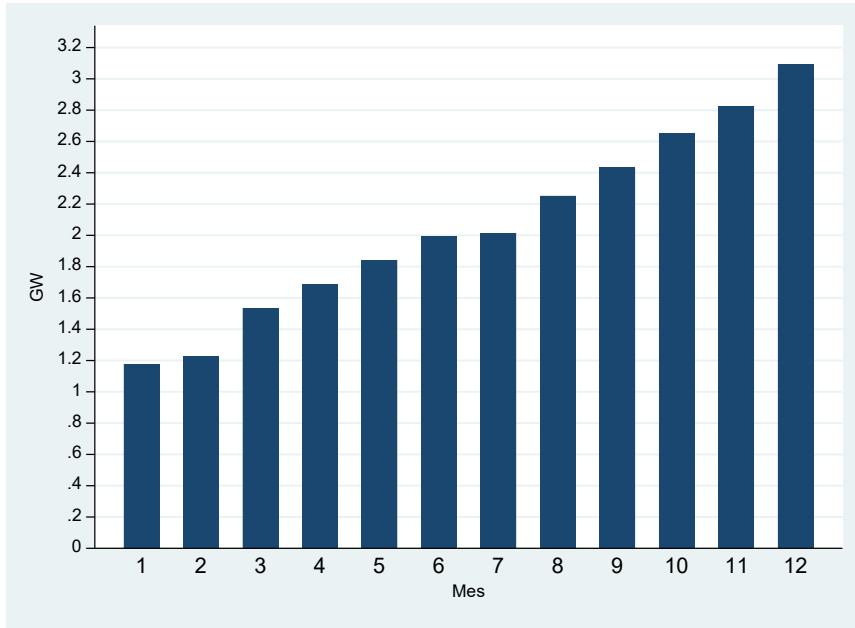
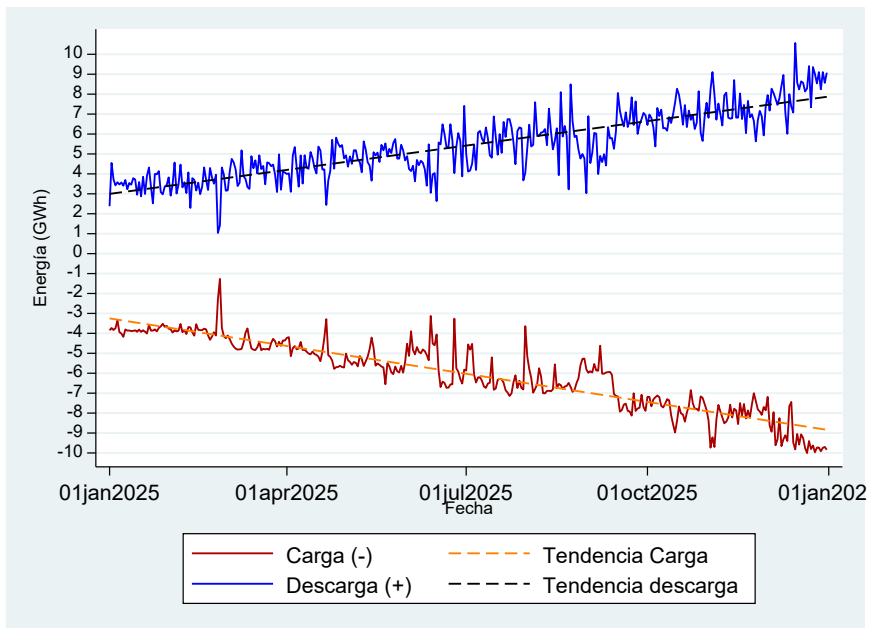


Gráfico 1.B.2
Energía diaria BESS (Descarga + / Carga -)
Enero – Diciembre 2025



Como es de esperar, la contribución neta de la totalidad de las baterías del sistema correspondió a retiros durante el horario solar, mientras que se trató de inyecciones fuera de este, con las mayores inyecciones durante las horas siguientes a la entrada del sol (ver gráfico 1.B.3 y 1.B.4).

Gráfico 1.B.3
Distribución horaria contribución neta al sistema de BESS
Enero – Diciembre 2025

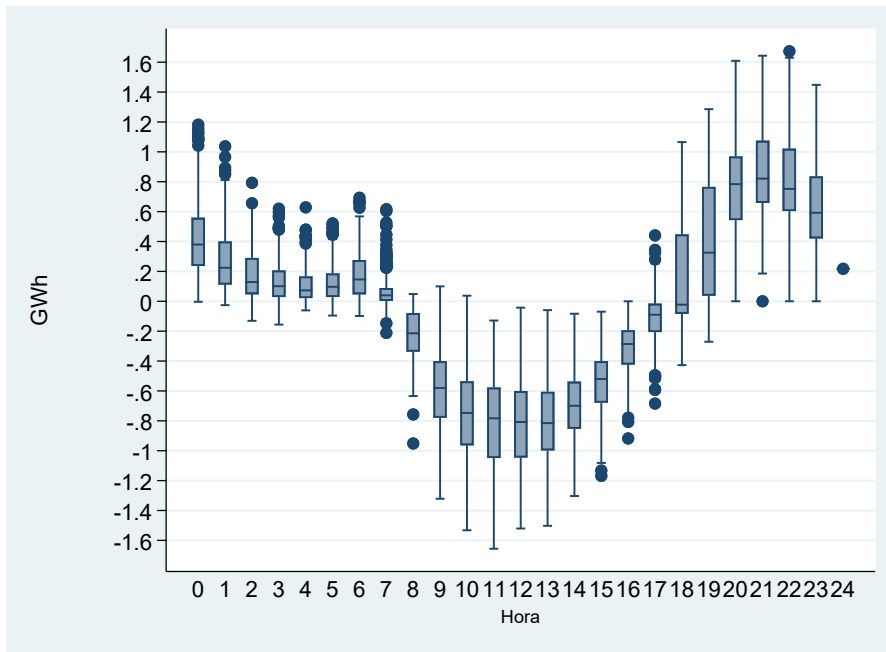
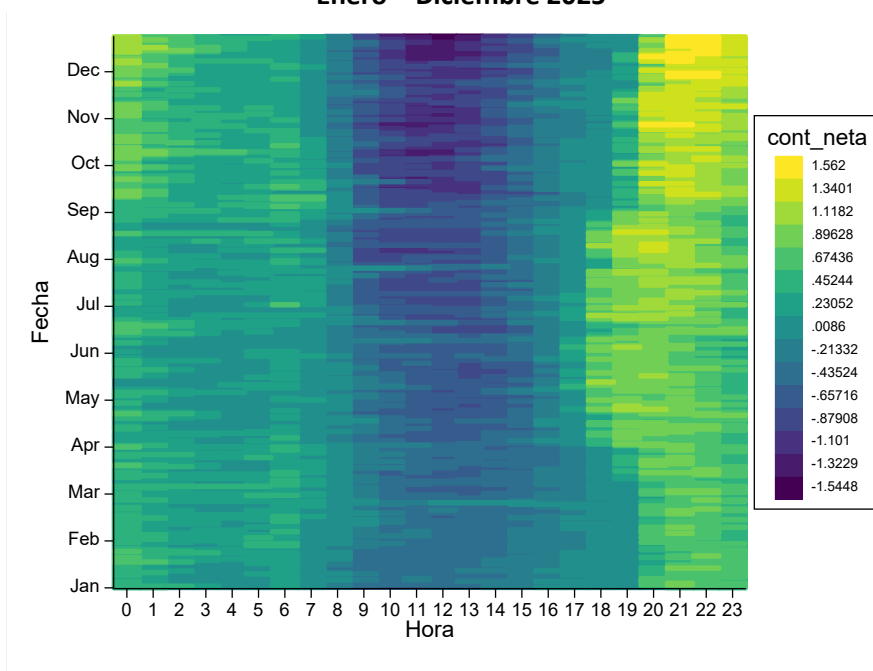
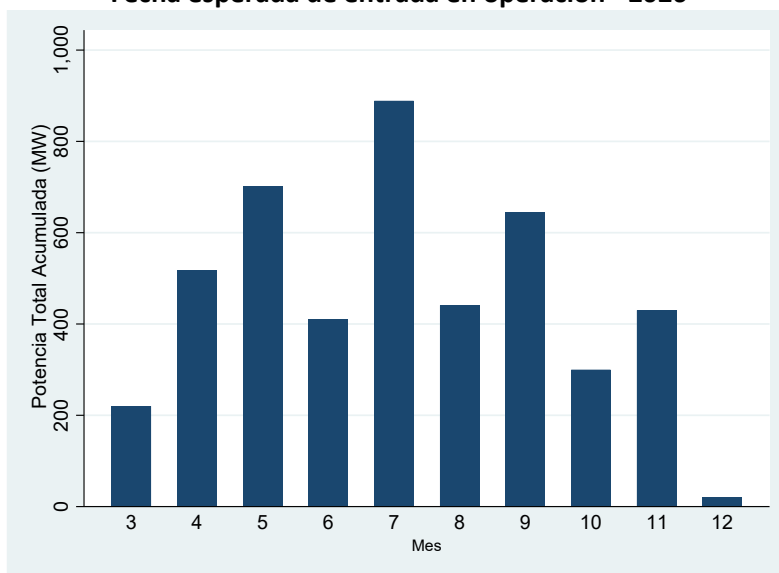


Gráfico 1.B.4
Contribución horaria neta al sistema de BESS por día
Enero – Diciembre 2025



Los proyectos BESS con fecha estimada de entrada en operación entre marzo y diciembre de 2026, según la información de proyectos en gestión de conexión de marzo de 2026¹³, totalizaron aproximadamente 4,6 GW con una distribución mensual según el Gráfico 1.B.5.

Gráfico 1.B.5
Potencia mensual de proyectos BESS en gestión de conexión
Fecha esperada de entrada en operación - 2026



I.3 Segmento de transmisión

El sistema de transmisión se divide, por Ley, en sistema de transmisión nacional, sistema de transmisión para polos de desarrollo, sistema de transmisión zonal y sistema de transmisión dedicado.

Cada segmento de transmisión posee características de monopolio natural, razón por la cual son mercados regulados. En respuesta a ello, la Ley considera un Plan Anual de la Expansión de la Transmisión, de carácter obligatorio, que es resultado de un proceso público, participativo y regulado que se lleva adelante por las autoridades del sector. Las obras de expansión resultantes de ese Plan, para el sistema de transmisión nacional y zonal, pueden ser obras nuevas que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional u obras de ampliación que realiza el Propietario, de acuerdo con lo establecido en la Ley¹⁴.

En la Tabla I.2.1 se presenta la participación por empresa en el segmento de transmisión nacional para el año 2024 y 2025 según el VATT a diciembre de cada año.

¹³ Disponible en <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/gestion-de-proyectos/reporte-de-proyecto-nuevas-instalaciones-y-modificaciones-relevantes/reportes-de-proyectos-en-gestion-de-conexion/2026-reportes-de-proyectos-en-gestion-de-conexion/>

¹⁴ Ver última modificación establecida en la Ley 21.721 de 2024.

Tabla I.2.1 VATT y AVI segmento de transmisión nacional por empresa a diciembre de cada año, 2024-2025¹⁵

Propietario	2024				2025			
	VATT		AVI		VATT		AVI	
	USD (Miles)	%	USD (Miles)	%	USD (Miles)	%	USD (Miles)	%
Transelec sin CSOE	273.432,1	33,1	207.503,8	31,8	271.638,2	32,1	205.096,2	30,8
CSOE	162.041,1	19,6	128.203,2	19,6	162.823,2	19,2	128.404,1	19,3
ISA	105.771,0	12,8	91.561,2	14,0	108.477,6	12,8	94.149,2	14,1
Celeo Redes	95.014,9	11,5	79.782,9	12,2	98.101,1	11,6	82.447,5	12,4
Redeia (Grupo Red Electrica)	52.950,8	6,4	40.024,8	6,1	54.338,2	6,4	41.081,8	6,2
Engie	48.553,7	5,9	36.041,2	5,5	50.497,2	6,0	37.528,7	5,6
SAESA	35.153,2	4,3	27.047,2	4,1	35.919,8	4,2	27.669,9	4,1
Ferrovial	18.728,3	2,3	15.862,7	2,4	19.193,5	2,3	16.263,5	2,4
REN -Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A	7.424,4	0,9	6.029,4	0,9	14.010,6	1,7	10.281,1	1,5
BHP	11.463,0	1,4	9.653,4	1,5	8.590,4	1,0	6.218,1	0,9
Antofagasta Minerals	6.325,7	0,8	4.594,2	0,7	6.460,3	0,8	4.693,2	0,7
AES Andes	452,8	0,1	337,8	0,1	4.455,0	0,5	3.281,5	0,5
Grupo Matte	0,1	0,0	0,1	0,0	3.325,1	0,4	2.632,1	0,4
Codelco	2.679,7	0,3	1.969,7	0,3	2.735,9	0,3	2.013,4	0,3
EPM	1.766,6	0,2	1.469,5	0,2	1.802,9	0,2	1.501,0	0,2
Sonnedix	1.353,5	0,2	1.128,0	0,2	1.380,6	0,2	1.152,2	0,2
La Higuera	918,6	0,1	650,1	0,1	1.159,4	0,1	824,4	0,1
Pacific Hydro	860,8	0,1	627,8	0,1	1.144,7	0,1	842,2	0,1
Otros	1.099,3	0,1	815	0,1	1.140	0,1	845	0,1
Total	825.989	100	653.302	100	847.194	100	666.925	100

* Los accionistas finales del grupo de empresas Transelec son: 1. China Southern Power Grid International (CSP) 27,79%; 2. Canada Pension Plan Investment Board (CPP) 27,73%; 3. British Columbia Investment Management Corporation (BCI) 26,00% y 4. Public Sector Pension Investments Board (PSP) 18,48%. Debido a que CSP es una empresa propiedad del Estado Chino (CSOE), y estas están presentes en la propiedad de otras empresas que participan en el mismo segmento, se consideró Transelec menos la participación de CSP.

** CSOE: Chinese State-Owned Enterprises. Se consideran las empresas de propiedad del Estado Chino como un grupo económico en base a lo estipulado por la FNE en su "Informe de aprobación sobre adquisición de control en Eletrans S.A. y otros por parte de Chilquinta Energía S.A., y adquisición de control en Chilquinta S.A. por parte de State Grid International Development Limited".

**** Redeia posee el 50% de TEN, y el otro 50% es propiedad de Engie.

El HHI asociado a la participación por VATT fue de 1.800 y 1.880 para el año 2025 y 2024 respectivamente, lo que indicaría un mercado medianamente concentrado. No obstante, al ser un segmento altamente regulado, y ante la existencia del Art. 7, la posibilidad de ocurrencia de conductas anticompetitivas se ve reducida y, por tanto, la competencia estaría más bien determinada en los procesos licitatorios. A este respecto, indicadores básicos de número de participantes, VATT promedio de obras adjudicadas en cada proceso, obras desiertas y otros, pueden ser encontrados en el capítulo IV del presente informe.

Igualmente, con la evolución de los medios de almacenamiento, es necesario discutir el rol que tendrá esta tecnología en el segmento de transmisión, en lo relacionado con las limitaciones a la integración establecidas en el Art. 7 de la LGSE, antes señalado.

¹⁵ Para determinar la participación por grupo cuando existen múltiples propietarios, se pondera el valor de cada empresa por la participación que poseen en la entidad respectiva cuando poseen participación en múltiples firmas de manera separada.

I.4 Segmento de distribución

Al igual que el segmento de transmisión, el de distribución tiene características de monopolio natural, por lo que se encuentra regulado. Las empresas de distribución cuentan con concesiones de servicio público eléctrico delimitadas por zonas territoriales. El suministro eléctrico para el abastecimiento que deben efectuar estas empresas concesionarias de distribución a sus clientes regulados, es licitado en concursos internacionales, con el fin de determinar los precios a cobrar por la energía a dichos clientes regulados. Tales licitaciones consideran bloques de energía.

El H. TDLC informó favorablemente respecto de la “Solicitud de informe sobre rebaja al límite de la potencia indicado en el literal d) del artículo 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos”. En particular, dicho tribunal concluyó en su Informe N°33/2024 que la propuesta del Ministerio de Energía no genera riesgos sustanciales a la competencia en el mercado, por lo que la informó favorablemente, sin introducir medidas complementarias.

La rebaja de potencia se materializó a través de la RE N°58 de 5 de diciembre de 2024 del Ministerio de Energía, modificada por la RE N°13 de 6 de febrero de 2025¹⁶, si bien dicha Resolución establece la nueva potencia desde la cual pueden optar los clientes regulados al régimen de cliente libre, se espera que sólo a partir de fines del 2025 se materialice esta medida¹⁷.

A este respecto, el Coordinador emitió una recomendación indicando las condiciones habilitantes para que la integración de estos potenciales nuevos clientes libres se desarrolle en un ambiente competitivo, mediante carta CD 00106-24 de 19 de diciembre de 2024; por su parte, la Fiscalía Nacional Económica, mediante el Oficio Ord. N° 81 de 21 de enero de 2025¹⁸, dirigido al Ministerio de Energía, respaldó la medida de rebaja del umbral y formuló recomendaciones adicionales para acompañar su implementación, enfocadas principalmente en mitigar riesgos asociados a asimetrías de información, establecer mecanismos de difusión de costos y condiciones contractuales, y fortalecer la transparencia en la formación de precios entre otros.

¹⁶ Ver <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?i=1211056>

¹⁷ El Artículo 147 literal d) de la LGSE señala que cambio de opción deberá ser comunicado a la concesionaria de distribución con una antelación de, al menos, 12 meses.

¹⁸ Ver <https://www.fne.gob.cl/fne-recomienda-al-ministerio-de-energia-cuatro-medidas-para-mejorar-la-informacion-a-clientes-regulados-ante-rebaja-del-umbral-de-potencia-conectada-de-500-kw-a-300-kw/>

CAPÍTULO II: CONCENTRACIÓN Y PODER DE MERCADO

En este capítulo se presentan diferentes medidas empleadas para estimar poder de mercado, aplicadas al mercado eléctrico chileno, en particular, el índice Hirschman-Herfindhal (HHI, por sus siglas en inglés) y Residual Supply Index (RSI). El primero es ampliamente empleado para determinar los niveles de concentración de variados tipos de industrias, con el fin de estimar el poder de mercado que los agentes con mayor participación pudiesen ostentar, mientras que el último es particularmente relevante en el mercado eléctrico¹⁹, ya que, por sus características especiales, los indicadores clásicos de concentración no reflejarían de forma efectiva los potenciales niveles de poder de mercado que pudiesen existir en el mercado eléctrico.

II.1 Mercado relevante en el mercado eléctrico.

Antes de definir cualquier medida de concentración o poder de mercado, es fundamental determinar el mercado relevante del cual se está hablando, ya que es este el que circunscribe el contexto en el cual se desenvuelve una firma determinada y, por ende, los competidores que enfrentará.

El mercado relevante puede ser definido como “(...) un producto o grupo de productos, en un área geográfica en que se produce, compra o vende, y en una dimensión temporal tales que resulte probable ejercer a su respecto poder de mercado”²⁰.

En el caso particular de la industria eléctrica, el mercado relevante del producto se encuentra bien definido, ya sea que se trate de energía, potencia o servicios complementarios (“SSCC”). No obstante, no se puede afirmar lo mismo para el caso del mercado relevante geográfico, ya que este dependerá de las características topológicas del sistema de transmisión y su capacidad, así como también de la tecnología del parque generador y del tipo de demanda.

A modo de ejemplo, de no existir congestión en el sistema de transmisión, centrales que inyectan en el norte del país pueden ser consideradas sustitutas de centrales ubicadas al sur del territorio nacional²¹. Ello, en vista de que, ajustando por los respectivos factores de penalización, no existirían limitantes que impidieran a una u otra central inyectar energía para satisfacer la misma demanda. En dicho contexto, el mercado relevante geográfico sería de carácter nacional.

Por el contrario, de existir zonas congestionadas, centrales que se encuentran separadas por el segmento congestionado del sistema de transmisión no podrían competir entre ellas, ya que la capacidad para transmitir energía se encontraría limitada por tal congestión y, por ende, la energía que una unidad generadora inyectare al sur de dicho punto no podría sustituir lo inyectado por un generador al norte de este y vice versa, no pudiendo satisfacer la misma demanda, por lo que pertenecerían, en consecuencia, a diferentes mercados relevantes geográficos.

¹⁹ El RSI fue desarrollado por Anjali Sheffrin para el *California Independent System Operator* (CAISO), y fue presentado en un workshop de monitoreo de mercado de la FERC (*FERC Market Monitoring Workshop*) en el año 2002. Presentación disponible en

https://www.aiso.com/Documents/PredictingMarketPowerUsingResidualSupplyIndex_AnjaliSheffrin_FERCMarketMonitoringWorkshop_December3-4_2002.pdf.

²⁰ Guía para el análisis de operaciones de concentración, Fiscalía Nacional Económica, 2012, p.10. Si bien esta Guía fue dejada sin efecto mediante la Resolución Exenta N°331 de 29 de mayo de 2017, en la misma resolución la FNE señala que puede seguir siendo utilizada como referente analítico válido para el análisis de competencia.

²¹ Esto tanto para la inyección de energía como para los SSCC que no poseen naturaleza local, como, por ejemplo, servicios de control de frecuencia.

A su vez, la capacidad disponible para generación no será la misma a lo largo del día, lo que puede aumentar los niveles de concentración en horarios en que la energía solar no se encuentra disponible. En este sentido, al ser posible que el mercado relevante de la energía varíe con una frecuencia horaria, cualquier indicador de concentración o poder de mercado que se calcule debe internalizar dicha situación, para reflejar el verdadero nivel de competencia del sistema eléctrico nacional.

De modo ilustrativo, a continuación, se presenta en los gráficos II.1.1. y II.1.2., la distribución de frecuencia de la conformación de los diferentes subsistemas en el sistema eléctrico nacional a lo largo de los años 2025 y 2024²².

Gráfico II.1.1
Frecuencia subsistemas período
Enero-diciembre 2025

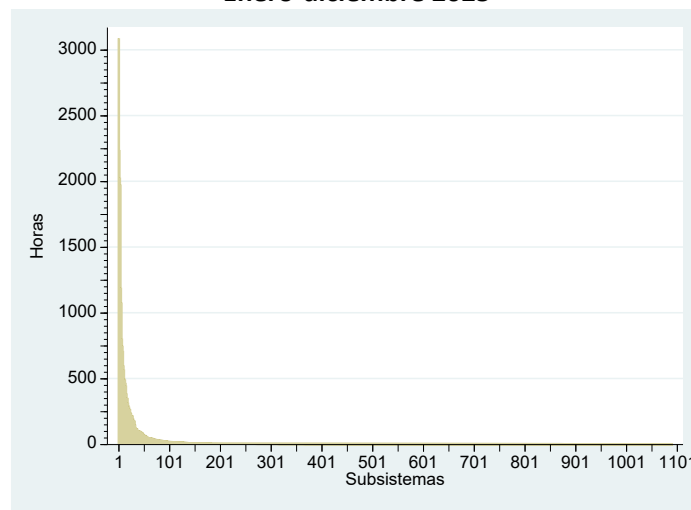
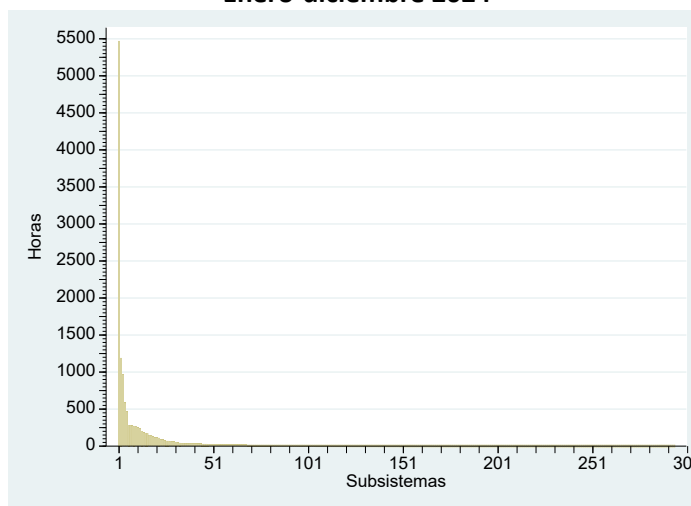


Gráfico II.1.2
Frecuencia subsistemas período
Enero-diciembre 2024



²² Un subsistema ocurre “[e]n caso de que, producto de la operación real del SEN ocurran desconexiones o congestiones en el Sistema de Transmisión, que limiten el intercambio de energía en el sistema eléctrico (...)”. Artículo 2-20 Subsistemas de Energía de la Norma Técnica de Coordinación y Operación. En las Tablas A.2 y A.3 del anexo se puede encontrar un listado con los 20 subsistemas más frecuentes para el año 2024 y 2023.

La primera barra del histograma del año 2025 representa el subsistema originado por la línea El Peñón – La Ruca 110kV, con 3.088 horas, seguido por los subsistemas asociados a la línea Parral – Tap P.Hondo 66kV y Lastarria – Ciruelos 220kV con 2.238 y 2.028 horas respectivamente. El SEN sin desacoples se presenció por 1.976 horas en cuarto lugar. Esto contrasta con lo observado en el año 2024, donde el SEN funcionó acoplado cerca de 5.471 horas, siendo el subsistema originado por controles de transmisión en la línea Linares – Chacahuin 66kV el de mayor frecuencia, alcanzando las 1.191 horas.

La baja en la frecuencia del funcionamiento del sistema desacoplado se debió en parte al *blackout* del 25 de febrero de 2025, las medidas temporales de restricciones adoptadas en los días posteriores para el corredor de transmisión afectado y a la menor oferta de generación en la zona centro-sur por menor disponibilidad de recursos hidráulicos durante el año 2025.

Se debe tener presente que la evaluación de la expansión de la infraestructura de transmisión, particularmente de líneas de transmisión, debe considerar todos los costos asociados a las alternativas de una obra nueva versus una obra de ampliación, incluyendo el mayor costo de operación del sistema derivado de las potenciales desconexiones y congestiones que se originen por la falta de capacidad.

Más aún, en situaciones de exceso de inversión en tecnologías de generación como la solar fotovoltaica, la expansión del sistema de transmisión, ya sea a través de obras nuevas o de ampliación, puede no ser la solución óptima, ya que, si bien se podrían aliviar las congestiones en horario solar, ello vendría aparejado de una subutilización significativa de la capacidad de la infraestructura fuera de ese bloque horario, por lo que, en dichos casos, la solución eficiente radica en la instalación de medios de almacenamiento o de tecnologías renovables que sean capaces de aportar generación estable al sistema las 24 horas del día. Más aún, se debe tener presente que los recortes de energía renovable variable se han producido primordialmente por sobreoferta más que por limitaciones en el sistema de transmisión (ver Capítulo VII).

II.2 Índices de concentración y poder de mercado

Una forma típica de aproximar la existencia de poder de mercado es mediante índices de concentración²³, siendo indicadores comunes en esta materia: la razón de concentración de *k* empresas y el índice Hirschman-Herfindhal.

El primero corresponde a un índice típico de participación de mercado, y se considera que refleja poder de mercado a partir de 40%, según lo establecido por la Comisión Europea²⁴. El segundo es una medida más comúnmente utilizada, pues se considera que refleja de mejor manera la estructura de una industria, y se considera que representa un mercado desconcentrado de ser menor a 1.500, uno moderadamente concentrado de encontrarse entre 1.500 y 2.500, y uno altamente concentrado de superar los 2.500 de forma estructural²⁵.

²³ Se entiende por poder de mercado la habilidad de una firma para elevar los precios sobre un nivel competitivo de forma rentable. “Market power is a crucial concept in the economics of competition law. It refers to the ability of a firm to raise price above some competitive level – the benchmark price – in a profitable way.”. Motta (2004), *Competition Policy: Theory and Practice*. Cambridge: Cambridge University Press, Chapter 2: Market Power and welfare: Introduction, p.40.

²⁴ “Guidelines on the assessment of horizontal mergers under the Council Regulation on the control of concentrations between undertakings”, *Official Journal of the European Union*, 2004.

²⁵ Niveles de acuerdo con lo establecido por la *Federal Trade Commission (FTC)*.

Este último índice se expresa como la suma de las participaciones de mercado individuales al cuadrado, y varía entre 0 y 10.000.

$$HHI_h = \sum_{c=1}^N S_{c,h}^2$$

Para una hora determinada, el HHI se calcula utilizando las participaciones de mercado basadas en la capacidad disponible de cada conglomerado. En particular:

$$S_{c,h} = \sum_{\{i \in c\}=1}^{N_c} \max_{g,j} KD_{i,g,j,h} / \sum_{i=1}^N \max_{g,j} KD_{i,g,j,h}$$

Donde N_c es el número de unidades generadoras del conglomerado c , $KD_{i,g,j,h}$ es la capacidad disponible neta de la unidad generadora i durante la hora h bajo la modalidad de operación g con el combustible j ²⁶.

El HHI a nivel nacional al 31 de diciembre de 2025, sin diferenciar por hora o subsistema, alcanzó un valor de 973, en comparación con 1.211 el 2024, lo que podría llevar a concluir apresuradamente que se trata de un mercado desconcentrado²⁷.

Sin embargo, al considerar la distribución de dicho indicador por hora, teniendo en consideración cada subsistema en el período enero-diciembre de 2025, se aprecia que, en general, se trata de un mercado mediana o altamente concentrado, como se observa claramente en el Gráfico II.2.1.a. Incluso, hay ocasiones en que la capacidad disponible para abastecer un subsistema perteneció a un solo conglomerado, alcanzando el indicador un valor máximo de 10.000²⁸, en tanto en otras, en las que el indicador alcanzó valores mínimos inferiores al límite de 1.500. Asimismo, se puede apreciar que el nivel de concentración promedio en horario solar disminuyó, primordialmente por el aumento de proyectos de dicha tecnología, y centrales ERV en general de diversos generadores.

²⁶ Se entiende por capacidad disponible neta como la capacidad bruta descontando los consumos propios e indisponibilidades de recurso primario de generación, fallas, mantenimiento, etc.

²⁷ La capacidad disponible neta general es obtenida según lo descrito en la nota al pie 10. En este caso, sin embargo, se considera la máxima capacidad horaria por conglomerado al 31 de diciembre de 2025.

El HHI con capacidad instalada ascendió a 978 durante el año 2025, en contraste con 939 del año anterior. Asimismo, el HHI por tecnología correspondió a 6.136; 1.395; 1.037; 979 y 456 para las centrales hidroeléctricas de embalse, hidroeléctricas de pasada, térmicas, eólicas y solares respectivamente.

²⁸ Estos episodios son poco frecuentes, y están relacionados a subsistemas por controles de transferencias que crean islas solo con una central o pocas unidades generadoras que pertenecen al mismo grupo económico.

Gráfico II.2.1.a
HHI Capacidad disponible
Enero-diciembre 2025

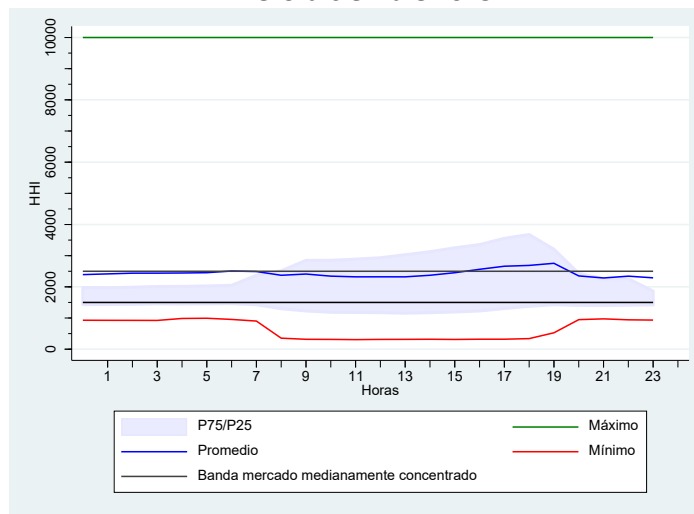
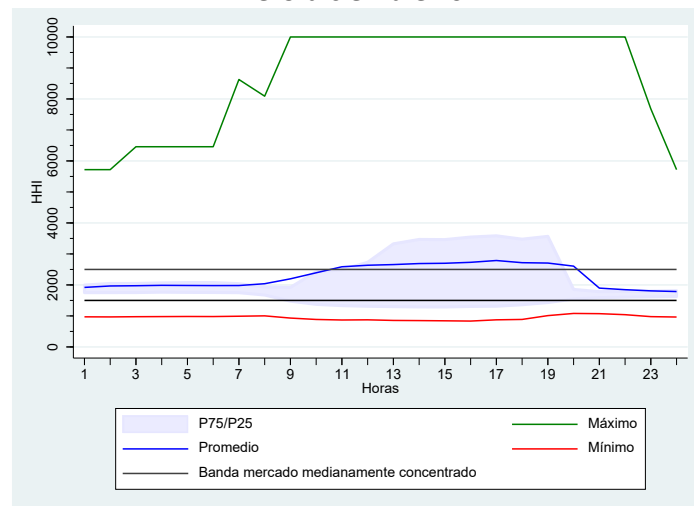


Gráfico II.2.1.b
HHI Capacidad disponible
Enero-diciembre 2024



Ahora bien, en cuanto a la frecuencia con la que el HHI se encontró sobre el umbral de los 2.500, el Gráfico II.2.2.a muestra que cerca del 29% de las ocurrencias derivaron en valores superiores a dicho límite, un aumento respecto del 20% del año 2024. No obstante, la frecuencia en la que se observó un HHI inferior a 1.500 (mercado desconcentrado), subió de 30% a 37%.

Lo anterior implica que tanto los escenarios que representaron un mercado altamente concentrado, así como también los escenarios que representaron un mercado desconcentrado aumentaron en comparación con lo sucedido el año 2024 (ver Gráfico II.2.2.b).

Gráfico II.2.2.a
Curva de duración HHI

Enero-diciembre 2025

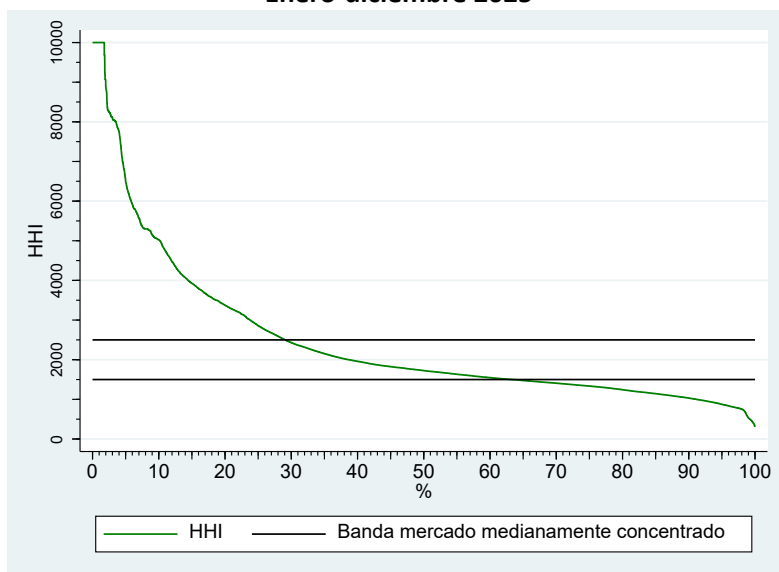
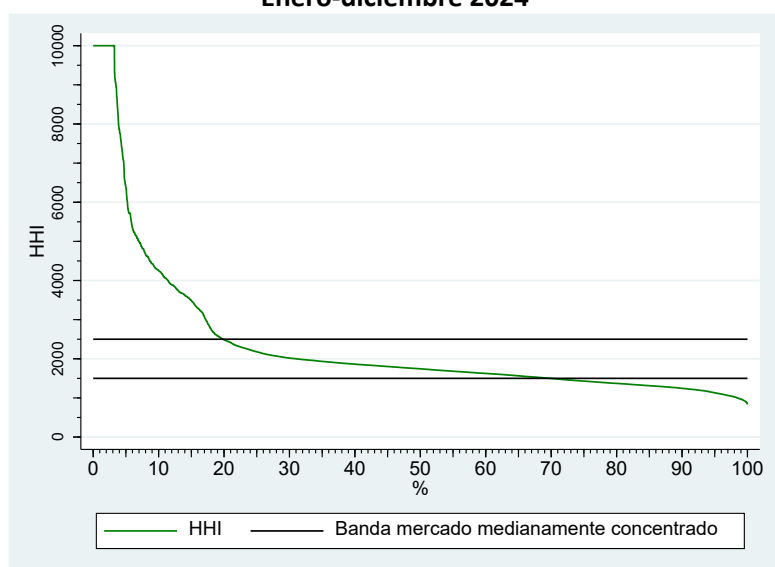


Gráfico II.2.2.b
Curva de duración HHI
Enero-diciembre 2024



Aunque el HHI, calculado con frecuencia horaria y por subsistema, es un mejor reflejo de los niveles de concentración de mercado que un indicador único a nivel nacional, una de las falencias de este índice sigue siendo el hecho de que no internaliza la demanda. Es por ello que una medida alternativa para aproximar el poder de mercado es el índice RSI.

Lo anterior es crucial en el mercado eléctrico, ya que podría suceder que en un mercado desconcentrado exista un generador fundamental para el sistema, es decir, que la demanda residual que dicho actor enfrenta no pudiera ser satisfecha por otro competidor. Esto puede suceder si los niveles de holgura del sistema, en su totalidad, son limitados, o ante la ocurrencia de un escenario de congestión o falla de líneas que implique la generación de un subsistema con capacidad disponible restringida.

Si bien tales circunstancias son particularmente relevantes en mercados con un sistema de subastas -ya que las empresas generadoras que poseen unidades esenciales o pivotaes podrían

utilizar dicha posición para ofrecer precios superiores a los competitivos y/o iguales al techo que haya impuesto el regulador respectivo- en el contexto chileno también es relevante esta información ya que, en la eventualidad de ser frecuentes los escenarios descritos en el párrafo previo, las firmas pivotaes podrían comprar combustibles a precios elevados a fin de subir el costo marginal del sistema, o no llevar a cabo mantenciones periódicas para fomentar la falla de una central, entre otras acciones que podrían provocar el mismo efecto²⁹. De igual manera, se debe tener en consideración que se espera transitar en el futuro a un mercado de energía basado en ofertas, razón por la cual su presentación cobra mayor utilidad.

Con todo, menester resulta señalar que si bien el RSI internaliza de mejor manera el contexto del mercado eléctrico, solo debe ser considerado como una métrica referencial, ya que un agente que posee múltiples unidades generadoras podría tener la habilidad para alterar el equilibrio competitivo sin ser esencial, bastando que las pérdidas por menor generación con una unidad particular sean compensadas con las ganancias por mayor costo marginal a través de la generación con otras unidades que han sido despachadas. Consecuentemente, mientras mayores asimetrías existan en la curva de oferta, mayor será la probabilidad de ejercer poder de mercado.

También se debe tener en consideración que la habilidad para ejercer poder de mercado depende de la posición comercial de la empresa, ya que una compañía que realiza más retiros que inyecciones de energía, no podría verse beneficiada en el corto plazo de un aumento del costo marginal, a menos que posea contratos indexados a este, aunque no se debe desconocer el hecho de que los precios pueden verse influenciados por el valor esperado del costo marginal de largo plazo, el cual a su vez podría elevarse artificialmente debido al ejercicio de poder de mercado.

De igual manera, es necesario señalar que el poder de mercado no solo se puede manifestar en mayores costos marginales, sino que también en una disminución de estos en caso de que afecte eventualmente a los competidores y de ello se derive un perjuicio para el cliente final y un beneficio para el agente con poder de mercado. Este efecto, sin embargo, no es capturado por el análisis pivotal.

En el presente informe se opta por la presentación del RSI sin deducir la capacidad contratada, ya que la propia existencia de poder de mercado estructural podría influir en la política de contratos que adopte una firma³⁰.

En particular, el RSI es una variable continua que considera la demanda residual y la capacidad instalada de una empresa generadora, o grupo de empresas, y puede ser expresada como sigue:

$$RSI_{i,h} = \frac{KT_h - KD_{i,h}}{D_h}$$

Donde KT_h es la capacidad disponible neta total del sistema durante la hora h , $KD_{i,h}$ es la capacidad disponible neta del conglomerado i durante el mismo período y D_h representa la demanda del sistema durante la hora h ³¹.

²⁹ Las conductas estratégicas más comunes que podrían llevarse a cabo en el mercado chileno son descritas en el Capítulo III.

³⁰ Cabe destacar que los análisis de casos realizados por parte de la UMC sí internalizan todas estas variables.

³¹ La demanda se aproxima como la generación total, sin considerar baterías, para una hora específica en un subsistema particular. Esto es, el consumo final considerado suma la carga de baterías y descuenta la descarga.

Cuando la expresión es igual a 1, la demanda es exactamente igual a la capacidad disponible total del sistema, descontando la capacidad disponible del conglomerado bajo análisis. En caso de ser mayor a 1, ello implicaría que existiría capacidad ociosa, incluso al no tener en consideración el conglomerado respectivo, por lo que no podría afirmarse que sería *pivotal* o indispensable para el sistema, aunque instituciones como el CAISO señalan que un RSI entre 1 y 1.1 aún constituye un escenario donde eventualmente podría ejercerse poder de mercado. En contraste, cuando el indicador es menor a 1, esto implica que la demanda es mayor a la capacidad disponible del resto de los agentes del mercado, razón por la que el conglomerado *i* sería *pivotal* o indispensable para el sistema, ya que, de lo contrario, no podría satisfacerse la demanda³².

Lo anterior puede ser aplicado para un conglomerado de forma individual o conjunta. Usualmente, este indicador es empleado para una, dos y tres empresas. En los dos últimos casos, la única diferencia es que $KD_{i,h}$ correspondería a la suma de las capacidades disponibles de las dos o tres empresas bajo análisis según corresponda.

La distribución horaria del RSI para el período enero-diciembre de 2025 se presenta en los gráficos II.2.3, II.2.4 y II.2.5.a³³. Como se observa, tanto para el índice de una empresa, como para el de dos y tres empresas conjuntas, existe un patrón similar por bloque horario.

Gráfico II.2.3
RSI para 1 empresa (RSI 1)
Enero-diciembre 2025

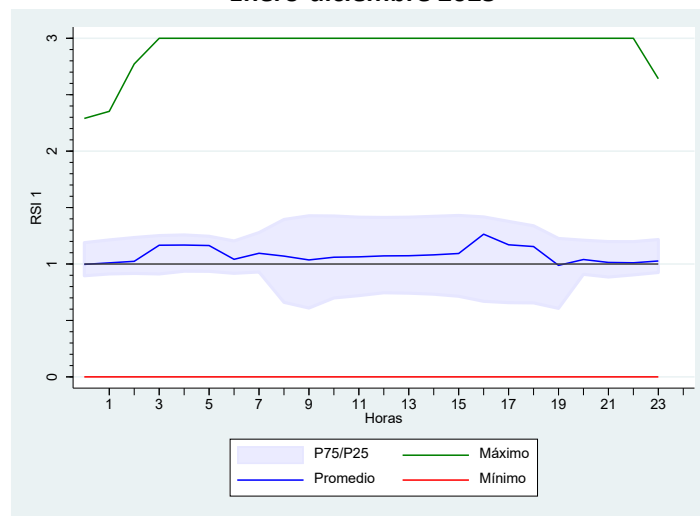


Gráfico II.2.4
RSI para 2 empresas de forma conjunta (RSI 2)
Enero-diciembre 2025

³² CAISO considera dentro de su análisis la capacidad contratada, deduciendo esta de la capacidad total disponible de la empresa. Ello, no obstante, se justifica debido a que, al tratarse de un mercado de subastas, la aplicación de este indicador es directa y es en efecto el input para la aplicación de medidas de mitigación. En relación con esto último, ver por ejemplo "Fifth Replacement FERC Electric Tariff", 2020, CAISO.

³³ Solo para efectos gráficos, el valor máximo del RSI se limitó a 3, al ser el valor relevante de referencia igual a 1. Su valor es calculado para cada subsistema observado durante el período de análisis, al igual que lo realizado con el HHI.

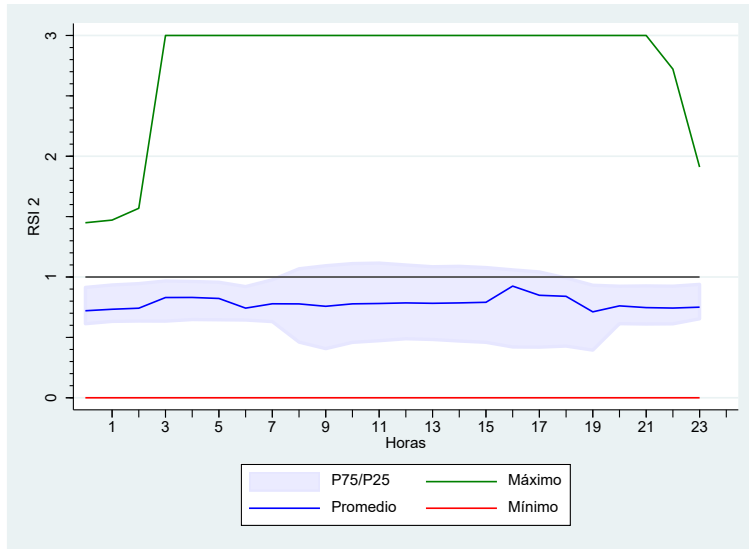


Gráfico II.2.5.a
RSI para tres empresas de forma conjunta (RSI 3)
Enero-diciembre 2025

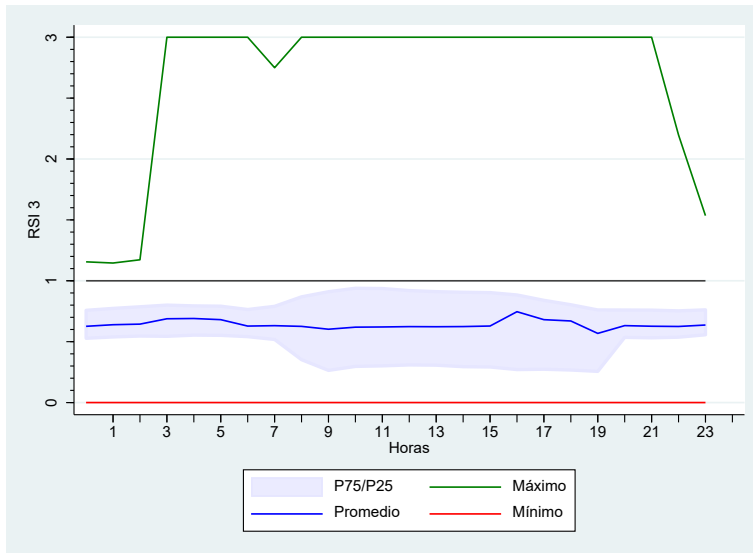
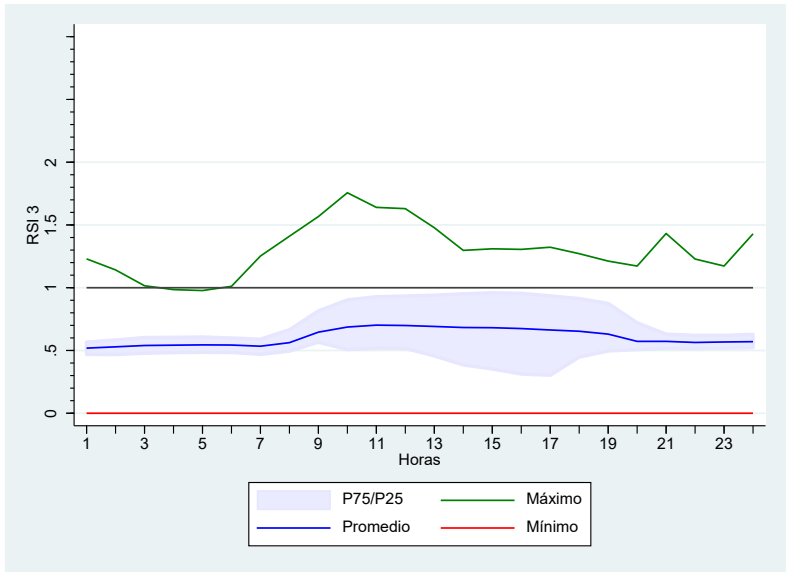


Gráfico II.2.5.b
RSI para tres empresas de forma conjunta (RSI 3)
Enero-diciembre 2024

La distribución horaria del RSI muestra un menor nivel de potencial poder de mercado en el bloque horario diurno, aunque el RSI 3 sigue dando cuenta de agentes pivotaes conjuntos en todas las horas del día, al menos hasta el percentil 75 de la distribución. Este escenario es similar a lo presenciado en el 2024 (ver Gráfico II.2.5.b), aunque con un leve aumento del indicador fuera de horario solar, pero bajo 1 de todas formas.



Por otra parte, se aprecia en el Gráfico II.2.6.a que solo un 12% del tiempo el RSI 3 fue mayor a uno, en contraste con el 26% y 58% del RSI 2 y RSI 1, respectivamente, lo que muestra una mejora significativa a lo observado el año 2024 respecto de 3 agentes pivotaes (8% en el 2024), mientras que existió un retroceso respecto de 1 agente pivotale (64% en el 2024). La proporción asociada a 2 agentes pivotaes se mantuvo básicamente sin cambios (gráficos II.2.6.a y II.2.6.b).

Gráfico II.2.6.a
Curva de duración RSI 1, RSI 2 y RSI 3
Enero-diciembre 2025

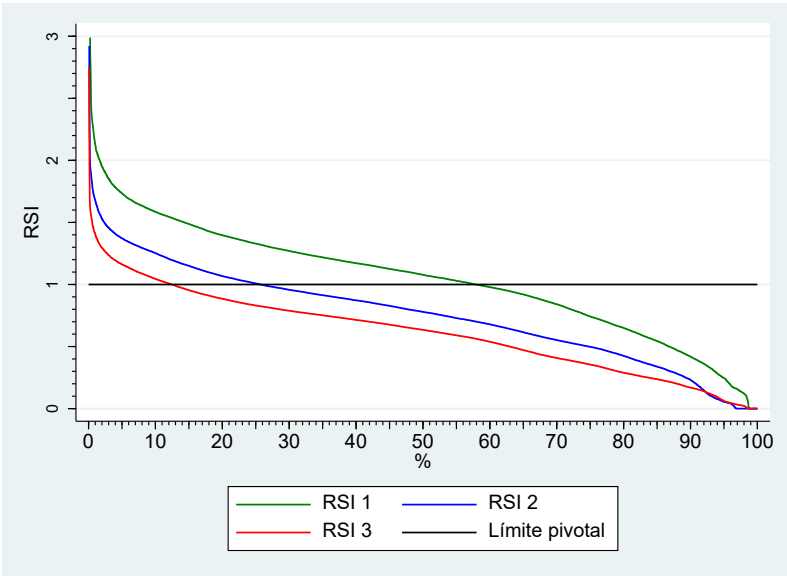
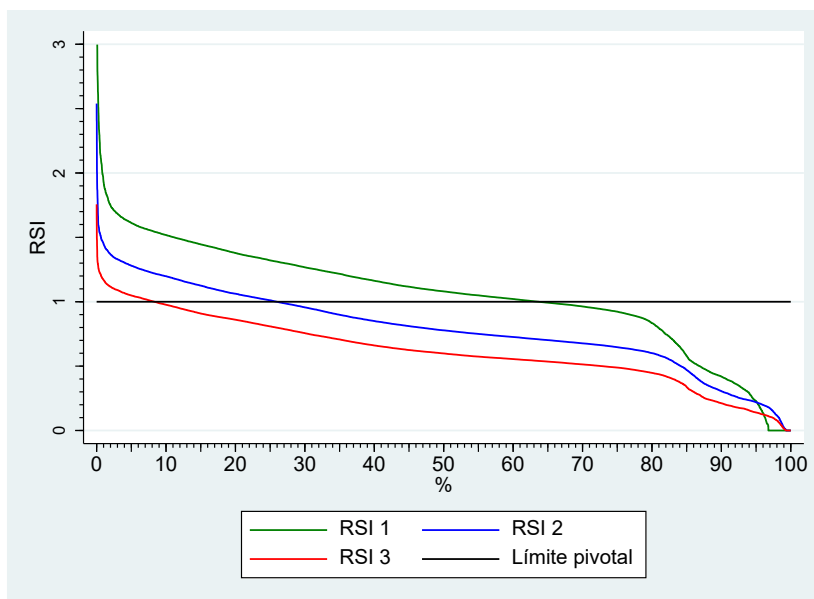


Gráfico II.2.6.b
Curva de duración RSI 1, RSI 2 y RSI 3
Enero-diciembre 2024



En suma, a pesar de un aumento en la frecuencia de episodios en los que el mercado podría ser calificado como altamente concentrado (29% en 2025 vs 20% en 2024), también aumentó la frecuencia donde se observó un mercado desconcentrado. Asimismo, el RSI 3 mejoró levemente al registrar 88% de escenarios con 3 agentes pivotaes, en contraste con 92% el año 2024, pero el RSI 1 bajó de 64% a 58% por sobre el umbral de 1.

Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener en consideración que, tal como se señalara con antelación, incluso en caso de no haber agentes pivotaes podría existir alguna firma con poder de mercado, ya que esto último depende de diversas circunstancias, tales como el diferencial de costos marginales entre cada central en la lista de mérito, o de si se trata de una central de base, entre otras. De igual modo, un RSI menor a 1 tampoco implicaría necesariamente la existencia de poder de mercado, ya que la habilidad para alterar el equilibrio competitivo de corto plazo dependerá del nivel de contratación de las empresas y de si sus contratos se encuentran indexados o no al costo marginal, aunque se debe ponderar el hecho de que los precios de los contratos dependen de una estimación de los costos marginales de largo plazo, la cual podría verse afectada con motivo del ejercicio de poder de mercado.

Asimismo, estos indicadores no capturan la posibilidad de ejercer conductas predatorias, lo que depende de la habilidad para deprimir los costos marginales por un período prolongado, con el fin de disuadir la entrada u ocasionar la salida de competidores del mercado³⁴.

Considerando los niveles de concentración del mercado, en particular de las tecnologías de base como son los embalses y las centrales térmicas, se debe tener en cuenta que una potencial transición a un mercado basado en subastas requerirá medidas de mitigación para los agentes que posean la habilidad para alterar el precio de equilibrio al alza o a la baja, por lo que, necesariamente, se requerirá determinar un set de ofertas administrativas, con el fin de reemplazar las ofertas que podrían internalizar el ejercicio de poder de mercado. Esto, por tanto, requeriría mantener costos auditados en el caso de los agentes más relevantes del mercado, así como también mantener el cálculo del valor del agua en manos del Coordinador.

³⁴ Las condiciones para la ocurrencia de este tipo de conductas son revisadas en el Anexo A.7.

En consistencia con lo anterior, un camino intermedio a un mercado basado en ofertas podría consistir en permitir doble liquidación y un mercado del día siguiente vinculante, con tal de alinear los incentivos en cuanto a disponibilidad de capacidad instalada, así como también respecto de pronósticos de generación por parte de los coordinados. Esto requeriría, evidentemente, establecer reglas claras respecto de qué tipo de desviaciones serán consideradas como sistémicas y cuáles de responsabilidad individual del Coordinado, pero dicho esfuerzo debe realizarse de todas formas, de implementar un mercado basado en subastas con un mercado del día siguiente y en tiempo real, el cual también tendría doble liquidación.

Una visión general sobre las posibles conductas estratégicas que podrían ser ejecutadas por empresas con poder de mercado en el sistema chileno se presentan en el capítulo siguiente.

CAPÍTULO III: EJERCICIO DE PODER DE MERCADO Y ANÁLISIS DE COMPETENCIA

La posesión de poder de mercado no constituye una práctica anticompetitiva *per se*, sino más bien el ejercicio de este. Por lo mismo, en este capítulo se presenta la evolución de las variables más relevantes que se monitorean, teniendo en consideración las principales conductas anticompetitivas que podrían ocurrir en el mercado eléctrico³⁵.

III.1. Segmento de generación

La principal variable que se monitorea corresponde a las fallas de unidades generadoras, ya que a través de éstas puede materializarse la retención de capacidad. De igual manera, esta Unidad ha considerado fundamental hacer un seguimiento a los precios de los combustibles, pues estos pueden ser utilizados con el mismo propósito. En ambas situaciones el resultado se manifestaría en el costo marginal del sistema y la rentabilidad de la conducta estaría determinada por la posición comercial de la empresa, por lo que también se presenta la evolución de dichas variables.

III.1.1 Desconexiones

La tabla III.1.1 presenta un resumen descriptivo de los registros de desconexiones de curso forzoso del año 2024 y 2025.

El número de solicitudes de desconexiones aumentó durante el año 2025 en comparación con el período previo, sucediendo lo mismo con la potencia promedio desconectada, la cual aumentó de 67 MW a 82 MW, en contraste con la duración promedio de las desconexiones forzadas, que bajó de 3,8 a 2,5 días.

Tabla III.1.1
Estadísticas descriptivas desconexiones de curso forzoso e iniciadas durante los años 2024-2025³⁶

Año	N° desconexiones	Medida	Media	Desv. Est	Mín	Máx	P25	P50	P75
2024	693	Duración desconexión (Días)	3,8	28,7	0,0	588,4	0,1	0,2	0,7
		Potencia neta desconectada (MW)	67,1	89,2	0,3	685,1	11,0	21,7	105,2
2025	766	Duración desconexión (Días)	2,5	15,8	0,0	282,4	0,1	0,2	0,7
		Potencia neta desconectada (MW)	81,6	110,1	0,3	716,4	9,6	24,3	112,0

Las 5 centrales que presentaron mayor cantidad de potencia desconectada promedio se pueden observar en la Tabla III.1.2. Durante el año 2025, la central solar fotovoltaica CEME 1 fue la que presentó la mayor potencia indisponible, con 401 MW en promedio, en comparación con lo

³⁵ En el anexo A.5 se describen en detalle las principales conductas anticompetitivas que podrían llevarse a cabo en un mercado con las características del sistema eléctrico nacional, tanto en el segmento de generación, como en el de transmisión y distribución.

³⁶ Las unidades tenidas en consideración para todas las estadísticas de desconexión corresponden a las registradas en la plataforma Neomante bajo el estado "Ejecución Exitosa", tipo de solicitud "Desconexión" y tipo de programación "Curso Forzoso". La potencia desconectada de dichas unidades o centrales, corresponde a la potencia máxima neta disponible en la plataforma Infotecnica, y se descartan las unidades con limitaciones parciales. Se considera como fecha de desconexión la fecha de inicio efectiva de la solicitud. Cifras pueden diferir de las presentadas en informes previos, debido a que se utilizó información de los eventos del año 2024 y 2025 actualizada a marzo de 2026.

sucedido el año 2024, donde la central Ralco ocupó dicha posición con una potencia promedio desconectada de 537 MW. Cabe destacar que la duración promedio de estas centrales bajó respecto del grupo de mayor potencia desconectada el año 2024.

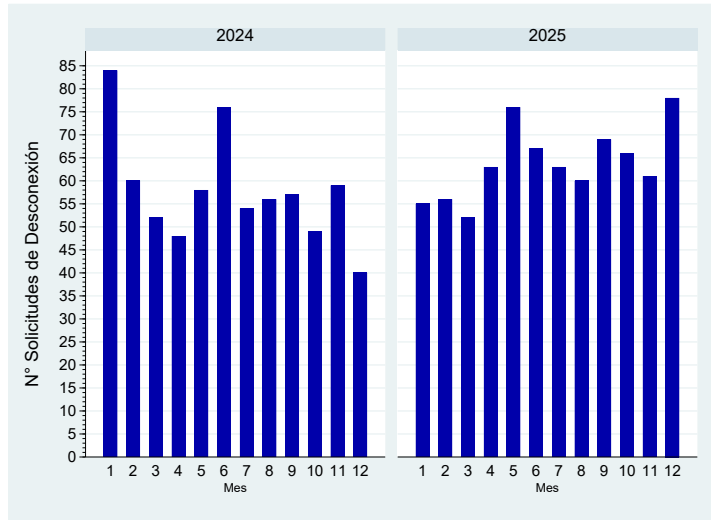
Dentro de las centrales consideradas, Nueva Renca estuvo indisponible el mayor tiempo, pero esto solo correspondió a 1,17 días, contrastando con el máximo de 5,70 días alcanzado por la central Santa María el año 2024. Las desconexiones de menor extensión promedio fueron las de las centrales Ralco el 2025 y Guanchoi el 2024, con 0,18 y 0,06 días respectivamente.

Tabla III.1.2
Centrales con mayor potencia desconectada promedio, años 2024 y 2025

Año	Central	Potencia promedio desconectada (MW)	N° desconexiones	Duración promedio (Días)
2025	PFV CEME 1	401	3	0,19
	HE Ralco	387	2	0,18
	TER Nueva Renca	370	7	1,17
	PE Horizonte Norte	367	2	0,78
	PFV Campos del Sol	364	18	0,38
2024	HE Ralco	537	2	1,54
	TER Nueva Renca	370	1	0,67
	PFV Campos del Sol	364	5	0,40
	PFV Guanchoi	357	1	0,06
	TER Santa María	348	3	5,70

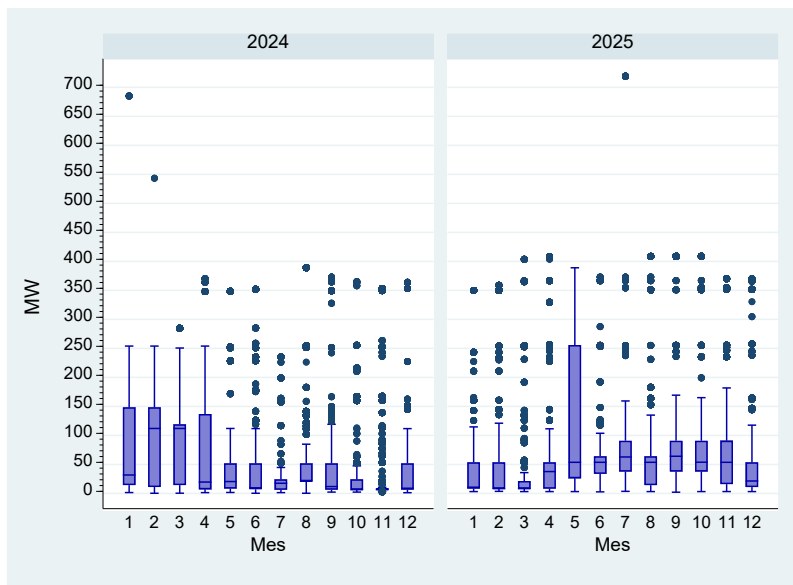
El Gráfico III.1.1 presenta el número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente. Estas mostraron una tendencia creciente, a diferencia de lo observado el año 2024.

Gráfico III.1.1
Número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente
2024 - 2025



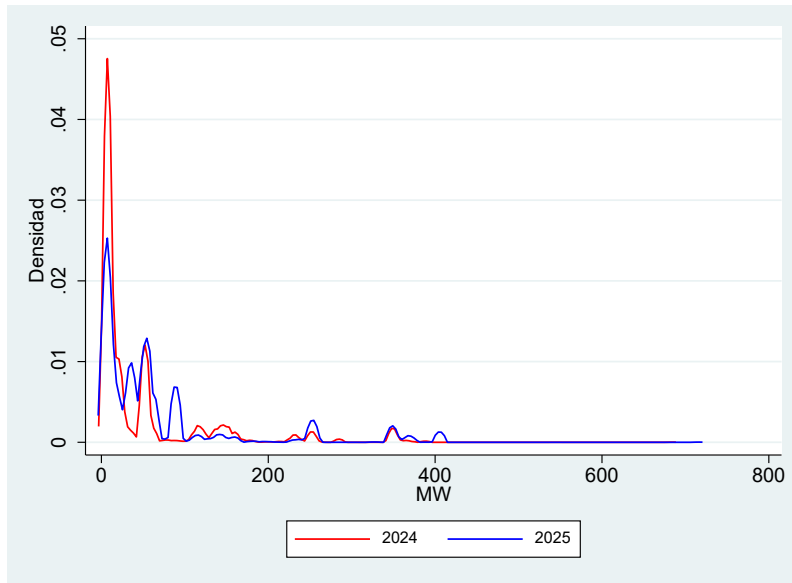
En el Gráfico III.1.2 se presenta la distribución mensual de potencia indisponible por concepto de desconexiones forzosas. Con excepción de mayo, durante el año 2025 el percentil 75 de las desconexiones no superó los 100 MW, estando incluso bajo 50 MW durante marzo.

Gráfico III.1.2
Potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente³⁷
2024 - 2025



³⁷ La potencia asociada a las solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente se estimó como la potencia que se encontraba efectivamente indisponible en cada hora con motivo de una desconexión forzosa, independiente de la fecha y hora de origen de esta.

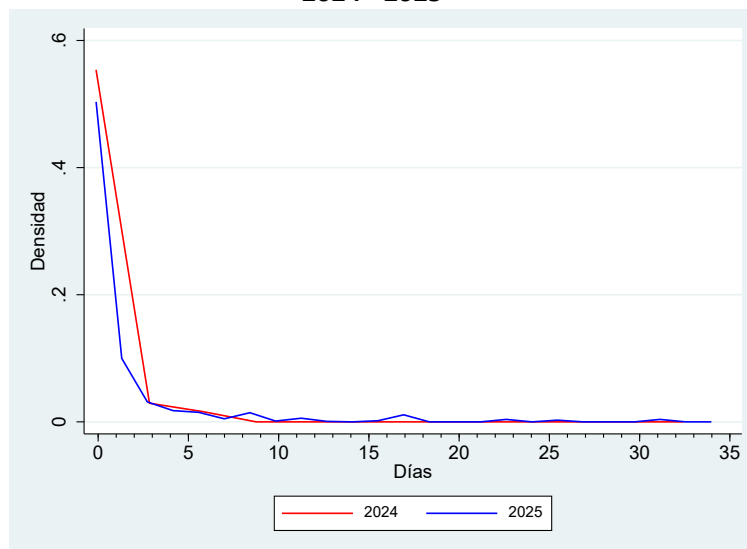
Gráfico III.1.3
Distribución anual potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa
2024 - 2025



Al analizar el gráfico previo, se aprecia que durante el año 2025 los eventos de desconexión forzosa que involucraron una potencia entre 50 MW y 200 MW fueron más frecuentes que en el año 2024, aunque presentaron una menor densidad bajo 50 MW. Las indisponibilidades entre 200 MW y 400 MW, que son las que podría tener mayor impacto en el sistema, aumentaron su frecuencia levemente en el año 2025, aunque disminuyeron las del tramo entre 100 MW y 200 MW.

Lo anterior se complementa con la información del gráfico que prosigue, donde se muestra que en el año 2025 aumentó la frecuencia de las desconexiones de curso forzoso que duraban entre 5 y 10 días.

Gráfico III.1.4
Distribución anual duración en días de desconexiones de curso forzoso
2024 - 2025³⁸

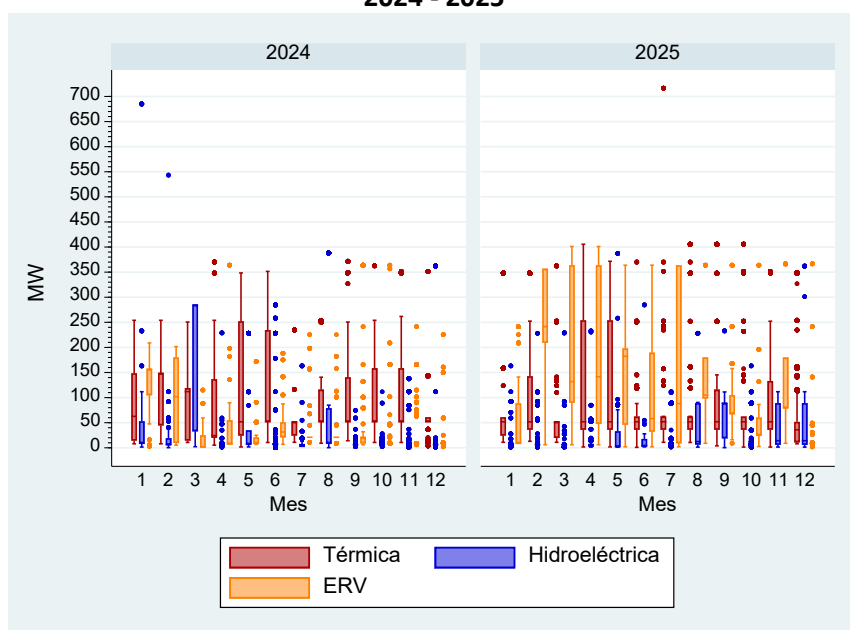


³⁸ Solo para efectos visuales se presenta la distribución para desconexiones con duración inferior o igual a 35 días. En la práctica, existió un máximo de 259 días.

Cabe destacar que la UMC lleva a cabo análisis específicos que ayudan a dilucidar la posible incidencia entre las fallas de centrales o modificaciones de los precios de combustible y los costos marginales del sistema.

Por último, si se tiene en consideración la distribución de potencia desconectada por tecnología (ver Gráfico III.1.5), destaca la potencia asociada a desconexiones forzadas de centrales solares con desconexiones superiores a 200 MW, similares a los valores elevados observados para las centrales térmicas entre abril y mayo del año 2025.

Gráfico III.1.5
Potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente por tecnología³⁹
2024 - 2025



III.1.2 Combustibles

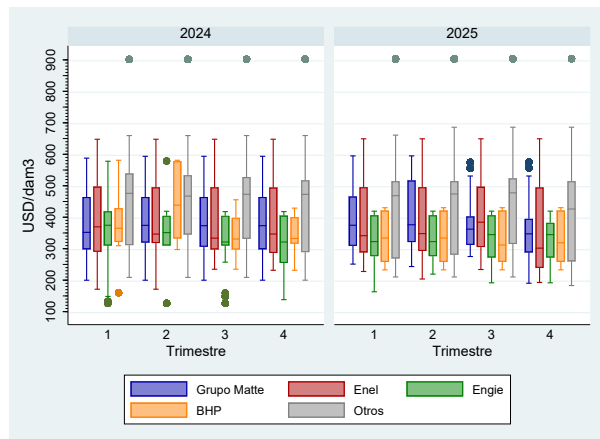
En lo que respecta a precios de combustibles, los más relevantes para el SEN corresponden a Carbón, Gas Natural, tanto GNL como Gas Natural Argentino, y Diesel, los cuales son presentados a continuación⁴⁰.

³⁹ La potencia asociada a las solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente se estimó como la potencia que se encontraba efectivamente indisponible en cada hora con motivo de una desconexión forzosa, independiente de la fecha y hora de origen de esta.

⁴⁰ Para cada combustible, los costos corresponden a los declarados para una misma base de poder calorífico. Por ejemplo, para carbón 6.350 kcal/kg, para gas 9300 kcal/m³S y para diésel 11.000 kcal/kg.

III.1.2.1 Gas Natural

Gráfico III.1.6
Distribución trimestral de precios de Gas Natural por empresa⁴¹⁻⁴²
2024 - 2025



El gráfico previo contiene la distribución de costos de Gas Natural que fueron declarados por las 4 principales empresas que utilizan dicho combustible, estando acumulados los resultados de las otras 6 empresas cuya capacidad instalada no es significativa.

Como se aprecia, si bien existió dispersión en los precios declarados, los rangos de los valores fueron relativamente estables durante el año 2025, similar a lo observado el año 2024.

Una característica particular de este combustible corresponde a la posibilidad de cambiar su estado de suministro a “Inflexible”. Esta condición se establece en la NT GNL, la que fue objeto de un proceso contencioso ante el H. TDLC⁴³.

De conformidad a lo dispuesto en la NT GNL 2021, vigente desde octubre de 2021, el Coordinador debe realizar un estudio de GNL para determinar la cantidad máxima de gas a considerar como inflexible; y para modificar la condición de flexible a inflexible se debe constatar, en una ventana de múltiples semanas, que los consumos observados no permitirían la descarga del siguiente buque. Cambios en la condición de suministro de esta naturaleza pueden provocar una disminución de los costos marginales del sistema, al ser su origen la estimación de que las centrales en cuestión no podrían quemar todo el gas necesario por orden de mérito⁴⁴. La magnitud del efecto, sin embargo, puede variar significativamente, dependiendo del tramo de la curva de oferta donde se produzca la intersección con la demanda. De estar en un sector plano, los efectos serían mínimos, mientras que, de estar en una vecindad con asimetrías elevadas, las diferencias podrían ser cuantiosas, llegando incluso a producirse escenarios de costo marginal igual a cero, siendo esto último más probable en situaciones donde existe congestión.

⁴¹ Solo se consideran precios únicos por conglomerado vigentes en un día particular (si se declaró el mismo precio para dos centrales, por ejemplo, solo se consideró una vez).

⁴² A menos que se señale explícitamente lo contrario, Gas Natural hace referencia tanto a GNL como GN.

⁴³ Ver www.tdlc.cl. Sentencia N° 211/2026, respecto de la “Demanda de Eléctrica Puntilla S.A. e Hidromaule S.A. contra la Comisión Nacional de Energía” ROL C-435-2021.

⁴⁴ También puede suceder que el costo marginal se eleve en caso de provocar que centrales a carbón dejen de ser despachadas, privilegiando incorporar centrales más caras en un número reducido de horas. Esto implicaría que el mayor costo marginal en algunas horas sería menor a los sobrecostos de las centrales de base. En cualquier caso, un escenario como este se espera sea poco frecuente.

Consecuentemente, se esperaría que el efecto de las inflexibilidades se manifestara primordialmente en una baja del costo marginal o que fuese neutro⁴⁵. De ser las disminuciones en el costo marginal significativas y prolongadas en el tiempo, existiría la posibilidad de que tuviesen un efecto anticompetitivo en el mercado, en particular manifestado a través del equivalente de conductas exclusorias, como precios predatorios o un análogo a estrangulación de márgenes (*margin squeeze*)⁴⁶.

Esto último, sin embargo, no se ha evidenciado con la información disponible del mercado.

Cabe destacar que las razones de por qué la norma técnica fue introducida escapan al análisis del presente informe, pero se debe tener en consideración que, a diferencia de otros combustibles, a pesar de que en la actualidad se observan más contratos spot y condiciones de flexibilidad en los contratos, posibles desajustes de inventario que redunden en un exceso de combustible, podría tener efectos indirectos en clientes residenciales y comerciales, ajenos al mercado eléctrico, por lo cual es necesario tener en cuenta potenciales externalidades negativas en este aspecto, y pensar en una solución integral a las restricciones de almacenamiento, considerando que es un combustible clave, además, para soportar una transición energética acelerada.

Considerando este contexto, las reformas implementadas en la NT GNL 2021, respecto de su versión predecesora del año 2019, minimizan el riesgo de ocurrencia de potenciales conductas oportunistas o efectos indirectos que pudiese tener la norma en los diferentes agentes económicos. Esto, por cuanto incorpora:

- Limitación al volumen que puede ser declarado inflexible, en función de un estudio realizado ex ante.
- Establece la determinación de un costo de oportunidad para el despacho de las centrales inflexibles, como resultado de la optimización del uso del GNL inflexible durante una ventana amplia de tiempo. Esto implicaría el desplazamiento de generación a carbón.
- El Coordinador debe validar la aceptación o rechazo de una solicitud de inflexibilidad.

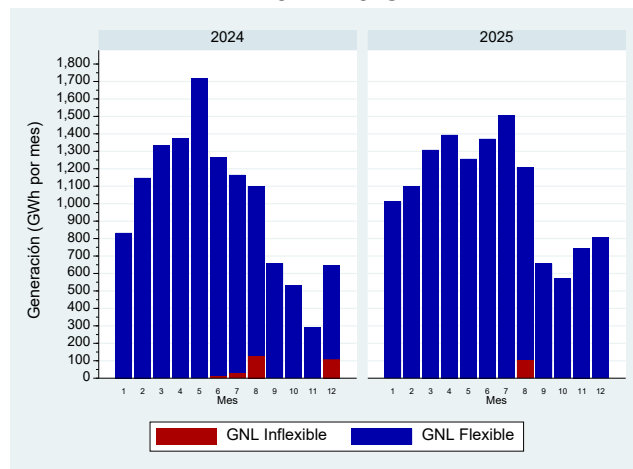
Con dichas medidas no solo se disminuye la discrecionalidad que antes poseía la empresa Coordinada en la declaración de inflexibilidades, sino que, además, se minimiza el impacto en el sistema, al considerar una ventana amplia de optimización.

Con todo, si se consideran los datos de inflexibilidades para el año 2024 y 2025, se observa que estos episodios fueron escasos, sucediendo en 2025 solo en el mes de agosto y con niveles de generación reducidos en contraste con la generación total (ver Gráfico III.1.7.a).

⁴⁵ Se considera como neutro el hecho de que las diferencias al alza que pueden producirse serían mínimas y en casos excepcionales.

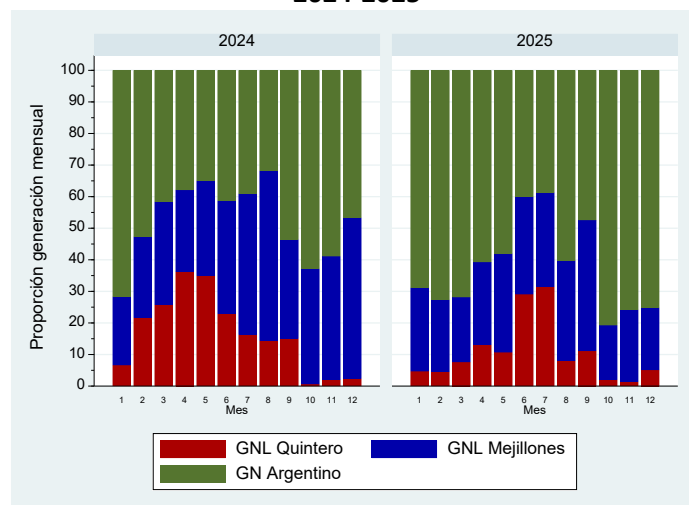
⁴⁶ En el Anexo A.7 se presenta una explicación detallada de las potenciales conductas anticompetitivas que podrían manifestarse a través de una baja en los costos marginales, y los requisitos que debieran cumplirse para estar en presencia efectivamente de dichas conductas.

Gráfico III.1.7.a
Generación mensual con GNL inflexible vs GNL flexible
2024 - 2025



Cabe destacar que, de la generación con gas natural, el gas natural argentino dio cuenta entre 40% y 80% durante el año 2025, mostrando un aumento significativo en su participación respecto del año 2024, tal como se desprende del Gráfico III.1.7.b.

Gráfico III.1.7.b
Proporción de generación con gas natural por origen del gas
2024-2025



III.1.2.2 Carbón

El carbón presentó una tendencia a la baja durante el año 2025 respecto de los precios declarados, aunque Engie continuó declarando mezclas con valores elevados, en particular para la central Mejillones. Para las otras centrales, los precios declarados están en línea con los del resto del mercado (Ver Gráfico III.1.8.b). Al respecto, se debe destacar que el Coordinador solicitó información sobre el plan de retiro de las centrales de Engie con motivo de esta situación. Asimismo, también se abordaron los casos de declaraciones de precios elevados por parte de WEG Capital, el controlador de Nueva Ventanas y Campiche a través de Quintero Energía SpA.

Gráfico III.1.8.a
Distribución trimestral de precios carbón por empresa
2024 - 2025

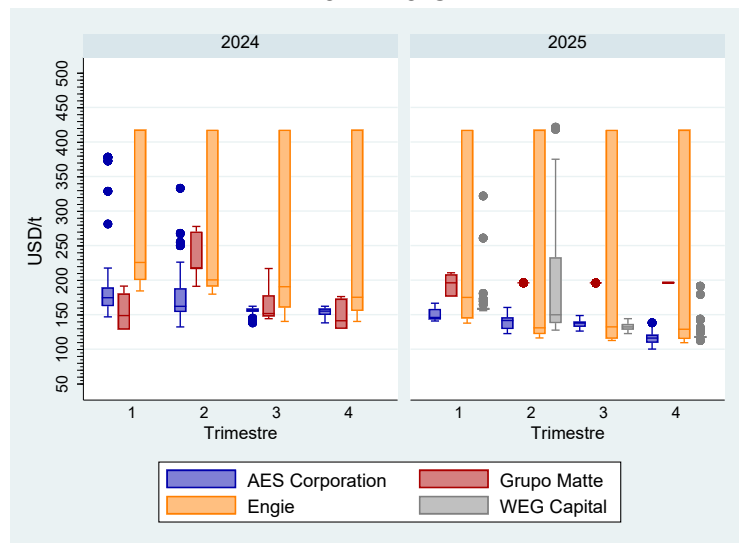
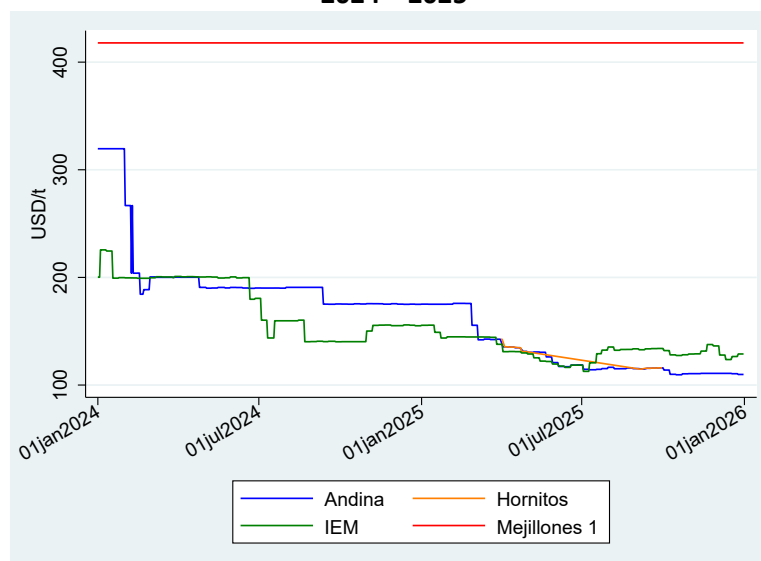


Gráfico III.1.8.b
Precios de carbón declarado por central, Engie
2024 - 2025



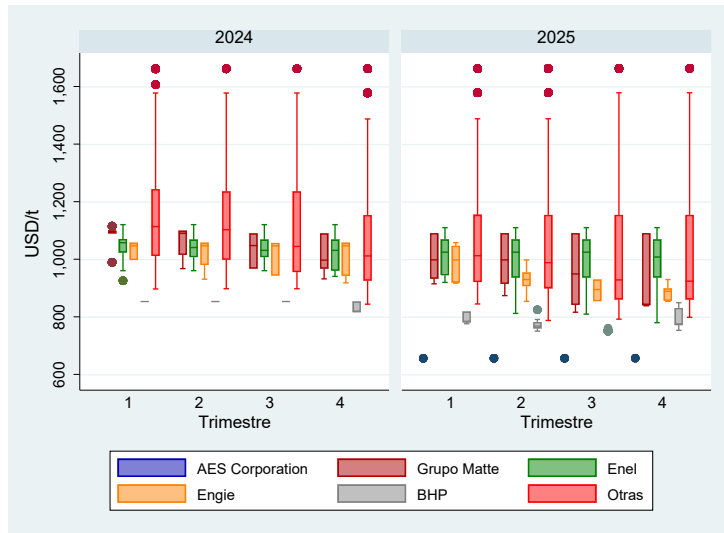
III.1.2.3 Diésel

Si bien el diésel ha disminuido su relevancia debido a la mayor generación hidro, se debe tener en cuenta que en escenarios de estrechez de suministro seguirá siendo un combustible relevante.

La distribución de precios se mantuvo relativamente estable en el año 2025, en niveles similares a los observados a finales del año 2024. En particular, los precios extremos que se observan en el gráfico corresponden a los declarados por la empresa EnfraGen (ex Prime Energía)⁴⁷.

⁴⁷ En particular con las centrales Antilhue, Degan, Emelda, y Termopacífico.

Gráfico III.1.9
Distribución trimestral de precios diésel por empresa
2024 - 2025



Las unidades diésel que más frecuentemente fijaron el costo marginal en la barra Crucero 220 fueron Los Pinos, Espinos, Kelar y Trapén, alcanzando la primera alrededor de 80 horas, mientras que las dos siguientes superaron 50 horas, y la cuarta alcanzó 30 horas aproximadamente. Un orden equivalente existió para las unidades diésel que marcaron el costo marginal en la barra Quillota 220, aunque con una frecuencia significativamente mayor para Los Pinos, superando las 100 horas, y para Trapén, con más de 40 horas. Espinos y Kelar marcaron el marginal en la barra de Quillota un número similar de horas en comparación con la de Crucero. En contraste, en Puerto Montt 220 la central Trapén fue la unidad diésel que marcó el marginal con más frecuencia, superando las 350, seguida por Trincao con alrededor de 170 horas, y por Los Pinos con algo más de 100 horas. Las cifras de la central Trapén bajaron en comparación con el año 2024, pero el resto vio un incremento significativo.

Gráfico III.1.10
Horas marginando de unidades diésel en barra Crucero 220
2024 - 2025

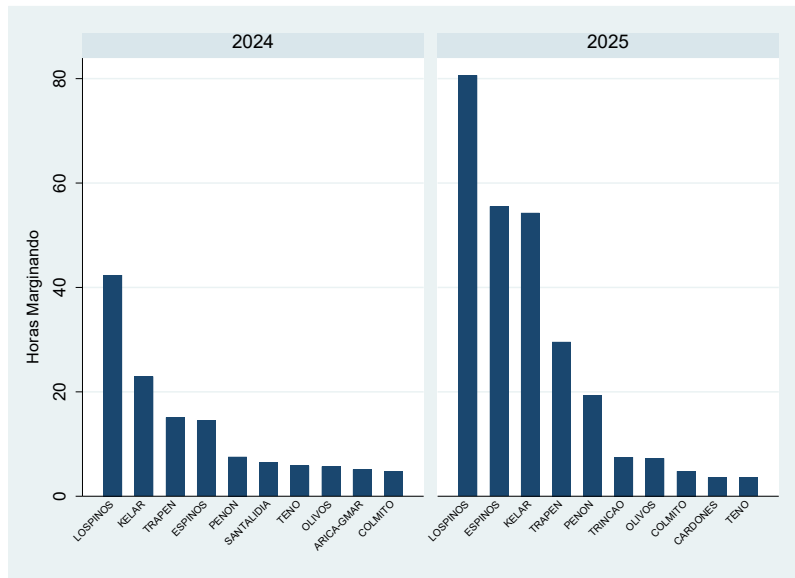


Gráfico III.1.11
Horas marginando de configuraciones diésel en barra Quillota 220
2024 - 2025

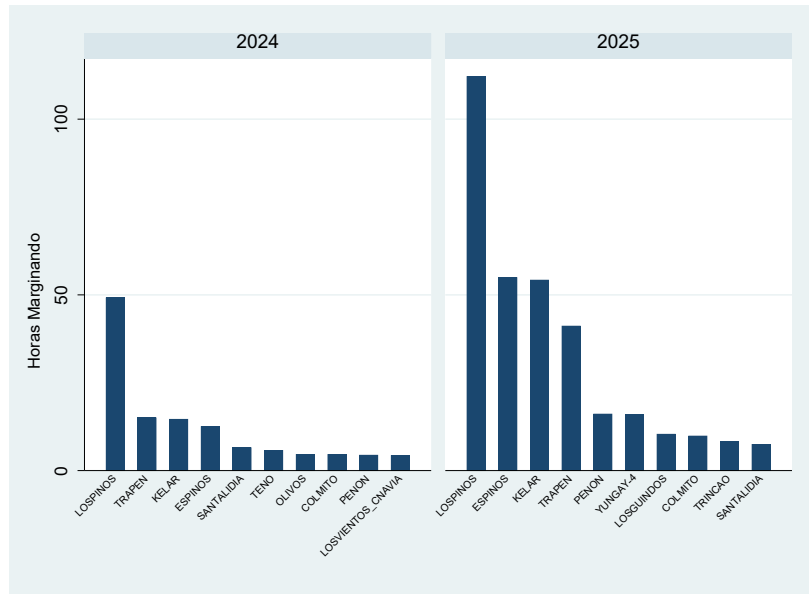
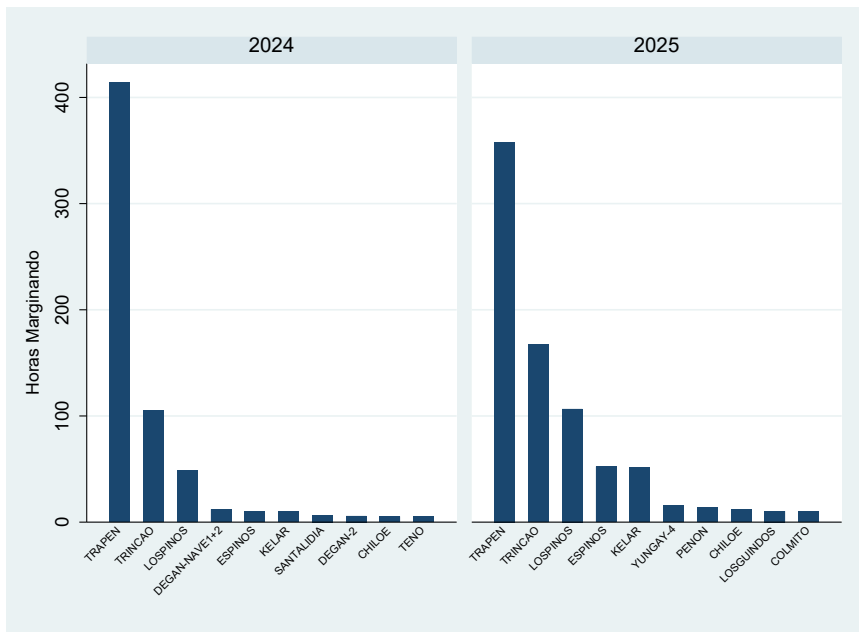
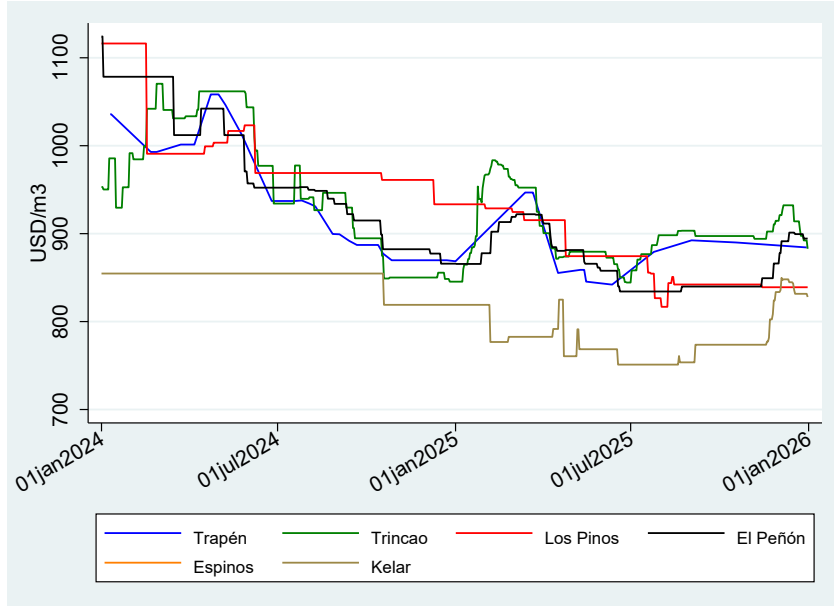


Gráfico III.1.12
Horas marginando de configuraciones diésel en barra Pto. Montt 220
2024 - 2025



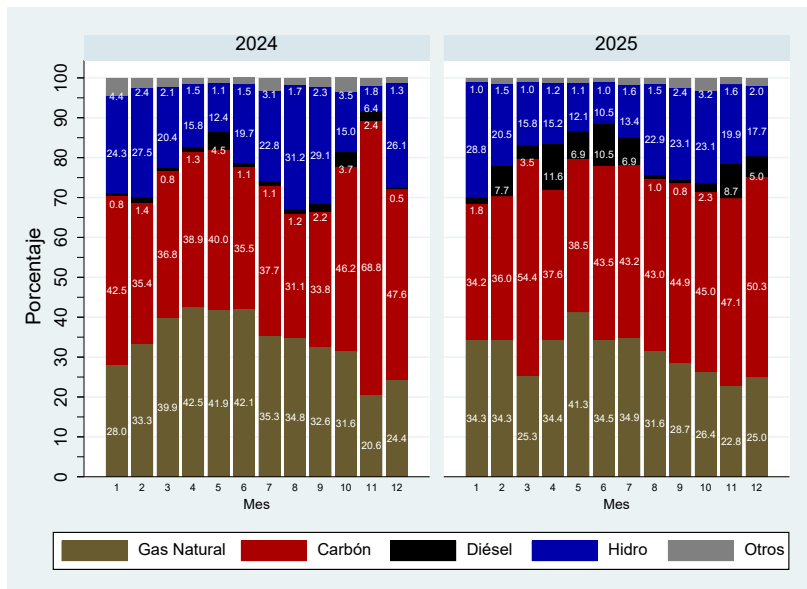
Cabe destacar que, de las centrales diésel que más tiempo marcaron el costo marginal, Kelar convergió a los precios más bajos durante el 2024 y 2025, sumándose Los Pinos a dichos niveles a finales del año 2025; mientras que Trincao y Trapén declararon precios similares, al igual que El peñón junto a Los Pinos durante el año 2025. Menester resulta señalar que las series que poseen un registro continuo sin variaciones, posee dicho comportamiento porque según la normativa, se mantiene el mismo inventario con el mismo precio hasta que se realice una nueva declaración (ver Gráfico III.1.13).

Gráfico III.1.13
Costo de combustible para principales centrales diésel que marcan el costo marginal



Si bien es esperable que las centrales que utilizan diésel no produzcan sobrecostos frecuentemente, esto sucedió con relativa frecuencia entre febrero y julio, junto a noviembre y diciembre del año 2025, habiendo representado incluso sobre 10% del total en abril y junio del mismo año. Ello contrasta con lo observado en el año 2024, donde la máxima proporción se alcanzó en mayo con un 4,5% (Ver Gráfico III.1.14).

Gráfico III.1.14
Participación de sobrecostos por tecnología por mes⁴⁸
2024-2025



⁴⁸ Las estadísticas consideran los sobrecostos por mínimo técnico y servicios complementarios, según la definición vigente de parte del Coordinador. Para estos últimos costos, no se consideraron factores de desempeño, ya que una potencial disminución del nivel de sobrecostos basada en factores de desempeño deficiente no es parte del análisis.

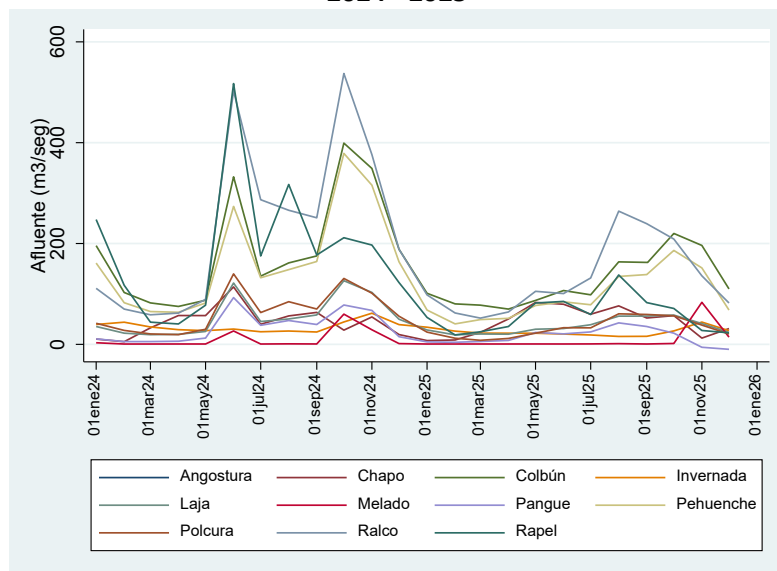
Al analizar la estructura comercial del abastecimiento, se evidencia una precarización en la certidumbre del suministro, donde la mayoría de los acuerdos vigentes operan bajo la modalidad *spot*. Esta alta exposición al mercado *spot* plantea potenciales riesgos de quiebres logísticos en escenarios de máxima exigencia operativa.

Haciéndose cargo de este escenario, y en respuesta a las advertencias levantadas en ejercicios de monitoreo previos, así como a las inquietudes de los propios coordinados, el Coordinador contrató una "**Consultoría para la Caracterización de la Logística de Suministro de Combustible Diésel en el SEN**" y la **publicación para comentarios de los coordinados de la "Minuta Metodología de Cálculo de Factor de Incertidumbre de Disponibilidad del Combustible Diésel"**, cuyos resultados serán publicados durante el 2026 y se utilizarán con inputs para internalizar restricciones adecuadas, de ser necesario, en el proceso de programación, lo que permitirá representar de mejor manera estos recursos en un ambiente de transición energética y ante eventuales escenarios de escasez hídrica o limitaciones de gas natural, entre otros.

III.1.3 Cotas y afluentes de embalses

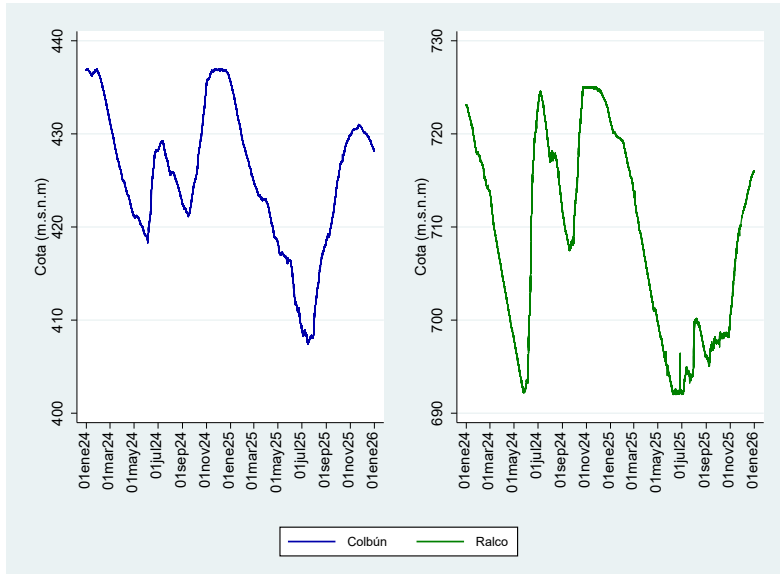
Al tratarse de un sistema eléctrico hidrotérmico, es fundamental realizar un seguimiento a las cotas de los embalses y los afluentes, ya que la escasez del recurso hídrico puede afectar el precio futuro de este y, en consecuencia, el costo marginal del sistema. En el gráfico III.1.15 se presenta la evolución de los afluentes de los embalses para el período enero-diciembre de los años 2024 y 2025, que muestra una disminución relevante de afluentes en 2025 respecto de 2024. Esto se refleja en una menor oferta en la zona centro sur, lo que se traduce en un aumento de periodos de desacoples de precios y mayor probabilidad de uso de combustibles como el diésel.

Gráfico III.1.15
Afluente medio mensual por embalse
2024 - 2025



En general, entre los meses de enero y junio los afluentes son relativamente reducidos, en comparación con el período julio-diciembre, por lo que es común observar una tendencia decreciente en los niveles de cotas de los embalses a comienzos del año, tal como se ilustra para los embalses Colbún y Ralco en el Gráfico III.1.16.

Gráfico III.1.16
Cota promedio diaria Colbún y Ralco
2024 - 2025



La relevancia de la variable hidrológica muestra la importancia de tener un buen sistema de pronóstico de caudales y, además, una metodología de ponderación de las hidrologías, ya que es evidente el efecto negativo que conlleva el no seleccionar las hidrologías adecuadas al momento de realizar la programación de largo plazo, ya que ello influye en el valor del agua y su consumo presente.

III.1.4 Combustible centrales marginales

Considerando las diferentes tecnologías de generación a lo largo del año, a continuación, se presenta la proporción mensual de tiempo en que cada tecnología determinó el costo marginal, habiendo medido las centrales marginales en una frecuencia por minuto.

Gráfico III.1.17
Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Cruceiro 220
2024 - 2025

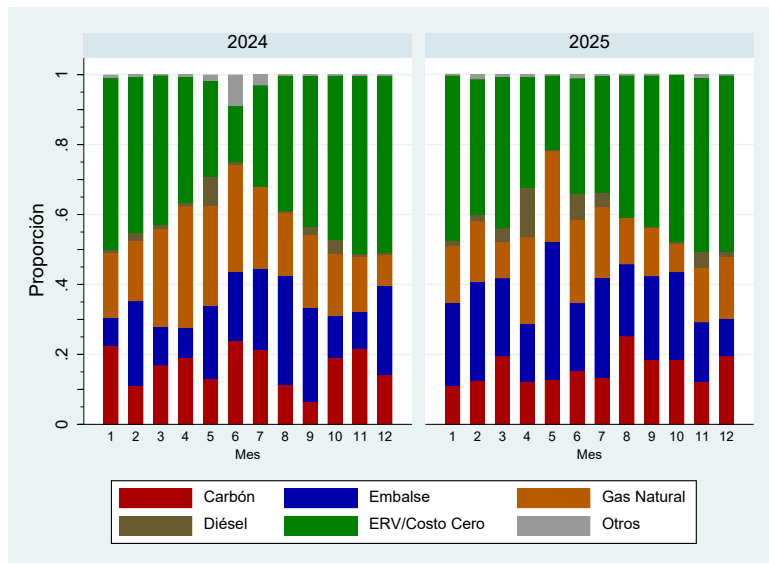


Gráfico III.1.18
Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Quillota 220
2024 – 2025

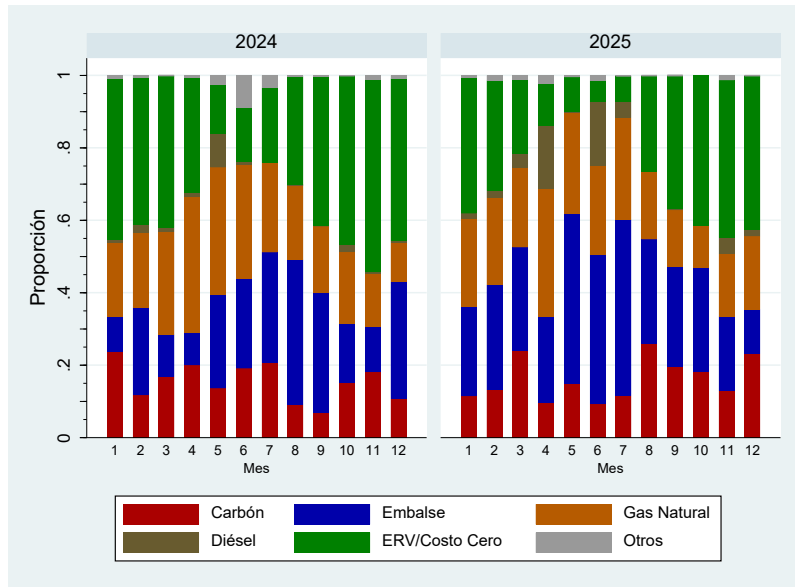
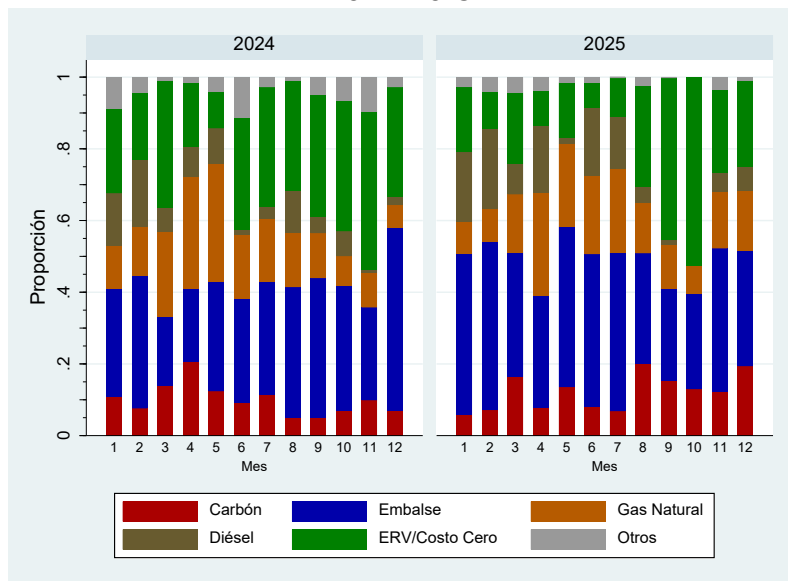


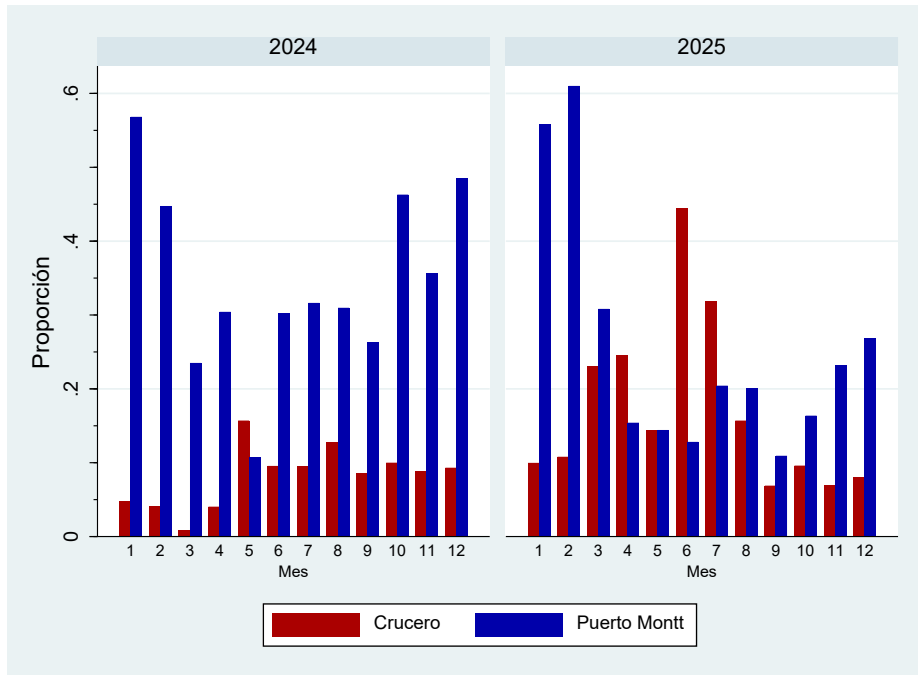
Gráfico III.1.19
Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Puerto Montt 220
2024 - 2025



Como se observa, la prevalencia de costos marginales iguales a cero fue relativamente similar en las barras Crucero 220 y Quillota 220 durante el año 2025 y 2024, con excepción de Puerto Montt 220, donde disminuyó durante el año 2025 en comparación con el período previo, con excepción de septiembre y octubre.

Con todo, el Gráfico III.1.20 muestra que los desacoples de Puerto Montt 220 respecto de Quillota 220 siguieron siendo mucho más frecuentes que los evidenciados en Crucero 220 respecto de la misma barra de referencia, con excepción de los meses de abril, junio y julio. Al comparar la primera barra con lo observado el año 2024, se observa que existió una disminución de desacoples a partir de la segunda mitad del año, mientras que en el caso de la segunda, se observa un aumento general en los primeros tres trimestres del año y una disminución en el último trimestre con comparación con lo observado durante el mismo período de 2024.

Gráfico III.1.20
Proporción en que barras Crucero 220 y Puerto Montt 2020 estuvieron desacopladas de
Quillota 220
2024 - 2025



Como es de esperar, lo anterior se plasma igualmente en el diferencial de costos marginales que se expone en la subsección siguiente.

III.1.5 Costos Marginales de energía

En general, durante 2025 los costos marginales de energía de todo el SEN presentaron niveles superiores a los del año 2024, primordialmente por el *blackout* del 25 de febrero de 2025 y por menor disponibilidad de recursos hídricos, lo que afectó tanto el promedio como la tendencia del año 2025. En particular, el costo marginal promedio de Crucero 220 fue prácticamente el mismo en el año 2025 que el año 2024, con un valor de 49,9 USD/MWh aproximadamente. En el caso de Quillota 220 y Puerto Montt 220, se observaron promedios de 60,0 USD/MWh el 2025 versus 48,6 USD/MWh el 2024; y 80,2 USD/MWh el 2025 en contraste con 61,9 USD/MWh el año 2024, respectivamente⁴⁹.

⁴⁹ Sin considerar el período comprendido entre el 25 de febrero de 2025 y 19 de marzo de 2025, el costo marginal promedio habría sido relativamente menor en la barra de Crucero 220 el año 2025, mientras que en el resto de las barras hubiese sido superior.

Gráfico III.1.21
Costos marginales de energía barra Crucero 220
2024 - 2025

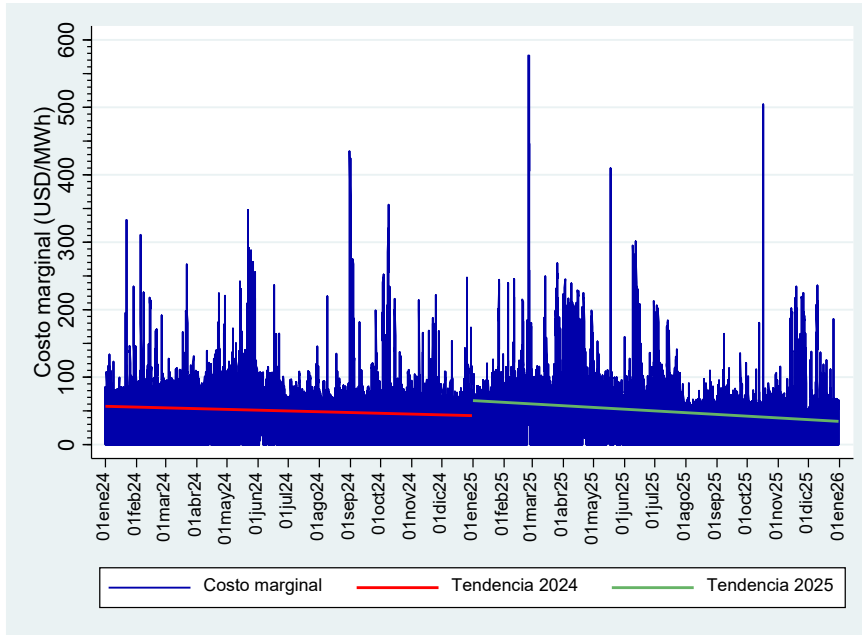


Gráfico III.1.22
Costos marginales de energía barra Quillota 220
2024 - 2025

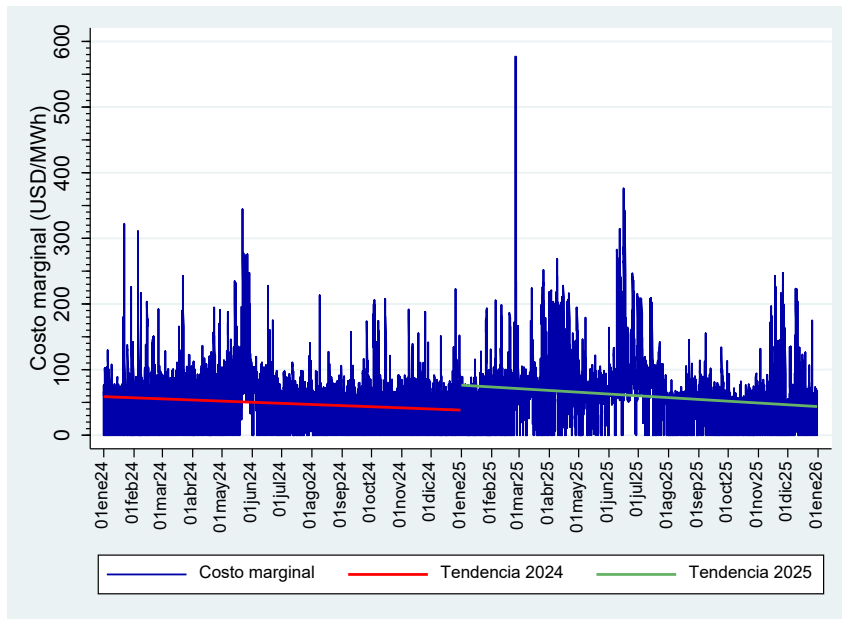
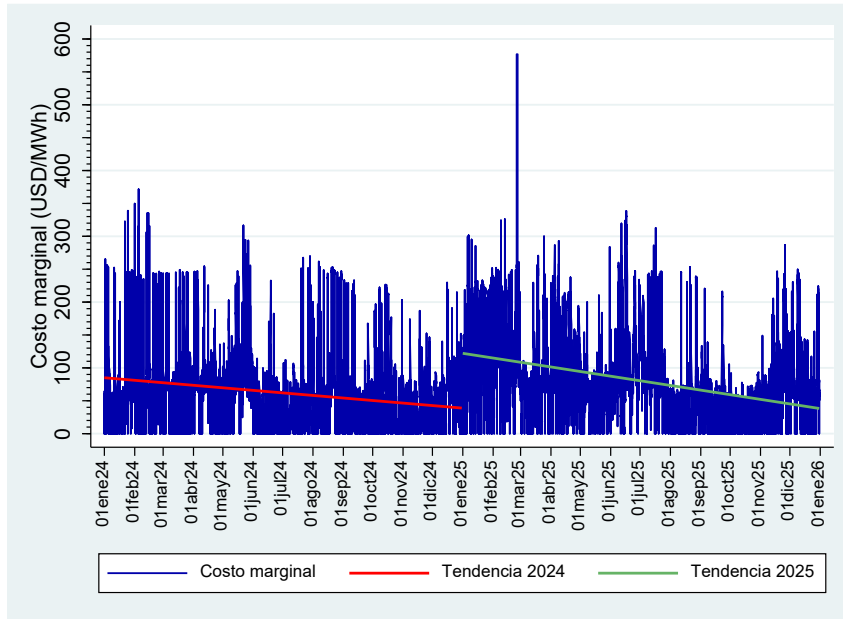
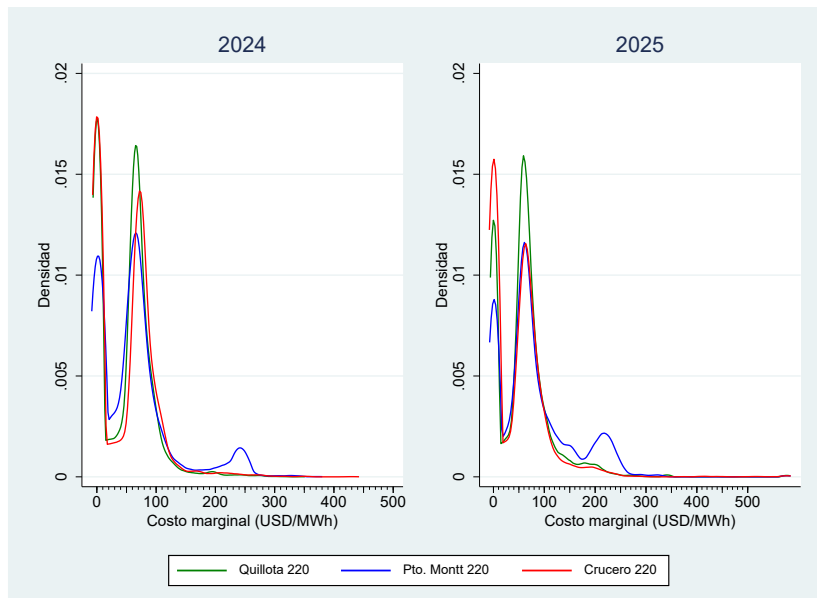


Gráfico III.1.23
Costos marginales de energía barra Puerto Montt 220
2024 - 2025



Al analizar la función de densidad de los costos marginales para las tres barras previamente mencionadas, se constatan claramente que las diferencias más extremas en la barra de Puerto Montt 220 disminuyeron su frecuencia, mientras que Crucero y Quillota presentaron una distribución relativamente similar.

Gráfico III.1.24
Distribución costo marginal de energía por barra
2024 - 2025



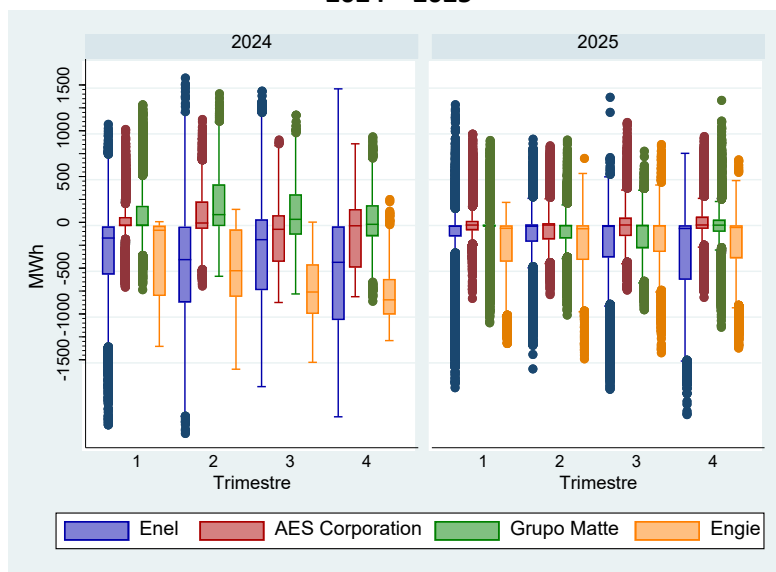
También se aprecia que los episodios de costos marginales iguales a cero disminuyeron en todas las barras.

III.1.6 Posición comercial empresas

Un aspecto clave en la posibilidad de ejercer poder de mercado es la posición comercial de la empresa; ya que, de ser excedentaria, existe la posibilidad de que resulten rentables en el corto plazo conductas de retención de capacidad o manipulación de precios de combustibles que deriven en un incremento en el costo marginal; mientras que, de ser deficitaria, en el corto plazo no resultaría rentable ejecutar conductas de retención de capacidad, pero sí manipular el precio de los combustibles a la baja, en la eventualidad que ello cause una caída en el costo marginal, ya que con ello el balance de transferencias físicas, en un escenario donde los retiros superan a las inyecciones de energía, sería valorizado a un menor precio, lo que menguaría los costos que enfrenta la empresa.

En el Gráfico III.1.26, se presenta la distribución por trimestre del balance de transferencias para los cuatro conglomerados con mayor capacidad instalada en el SEN⁵⁰. Se desprende de este que Engie siguió siendo mayoritariamente deficitario, similar a lo sucedido con Enel. Por su parte, tanto el grupo Matte como AES Corporation dejaron de ser mayoritariamente excedentarios, teniendo dicha posición comercial la mayoría del tiempo solo en el último trimestre de 2025. Cabe destacar que estas cifras corresponden al balance horario internalizando los subsistemas observados en cada período.

Gráfico III.1.26
Distribución trimestral balance de transferencias económicas horarias (MWh) de Enel, AES Corporation, grupo Matte y Engie
2024 – 2025



Ahora bien, si consideramos la distribución horaria del balance, las cuatro empresas presentaron mayoritariamente déficits durante horario solar, y la magnitud de dichos déficits disminuyó respecto del año 2024.

En lo que respecta al horario no solar, tanto AES Corporation como el Grupo Matte fueron primordialmente excedentarios, aunque los excedentes de inyecciones respecto del año 2024

⁵⁰ Para la determinación del balance de transferencias se consideraron las inyecciones y retiros de todas las fuentes, para todas las horas y cada uno de los subsistemas existentes en el período analizado.

disminuyeron. A su vez, Enel vio episodios reducidos de excedente de inyecciones en la madrugada, en un patrón similar al año 2024, aunque de magnitud significativamente inferior. Engie, por su parte, vio episodios esporádicos de excedencia y déficits considerablemente inferiores a lo observado en el año 2024.

Gráfico III.1.27
Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de Enel
2024-2025



Gráfico III.1.28
Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de Grupo Matte
2024-2025

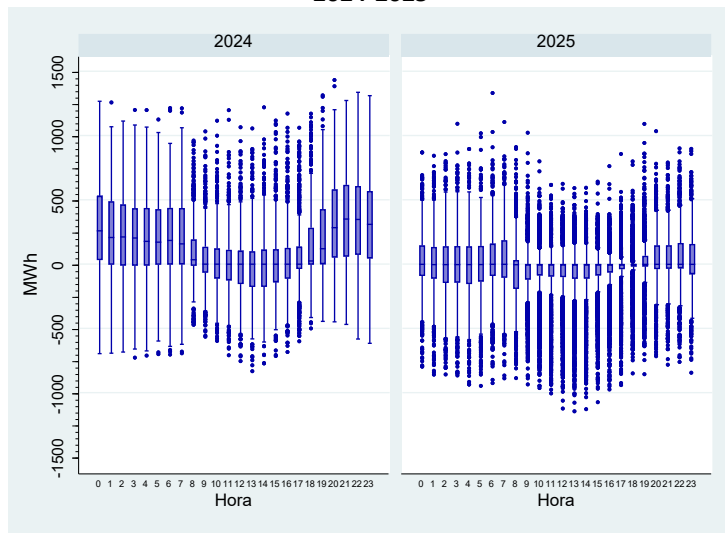


Gráfico III.1.29
Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de AES Corporation
2024-2025

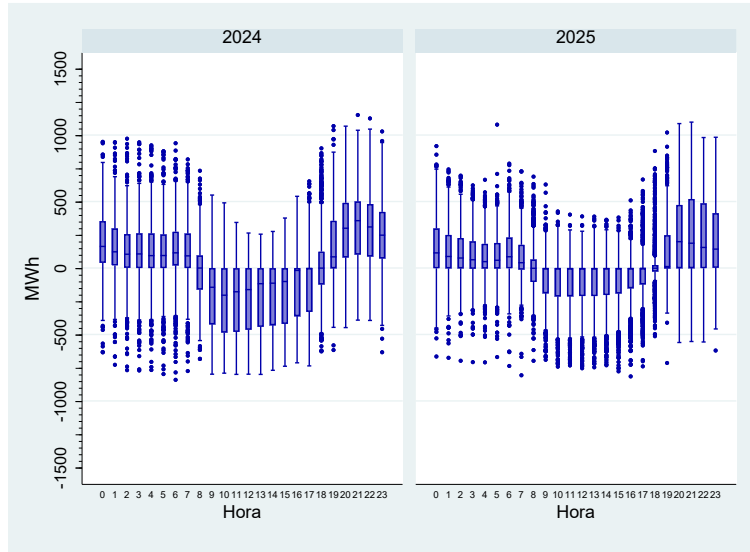


Gráfico III.1.30
Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de Engie
2024-2025



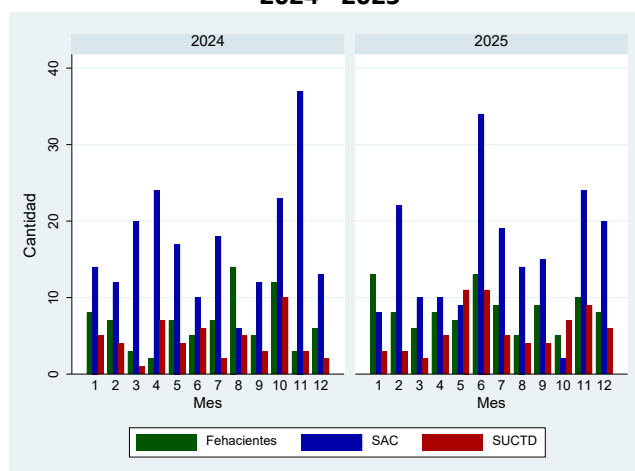
III.2 Segmento de transmisión

En el segmento de transmisión es fundamental hacer un seguimiento a las solicitudes de conexión al sistema y a las relaciones de propiedad entre las empresas transmisoras a las que se les solicita acceso abierto y empresas generadoras, con el fin de determinar la factibilidad de ocurrencia de una conducta exclusiva.

Cifras relacionadas con las solicitudes de acceso abierto que el Coordinador recibió durante el año 2024 y 2025, descartando las solicitudes rechazadas y desistidas, son presentadas en los gráficos III.2.1 y III.2.2, desglosadas por Solicitudes de Uso de Capacidad Técnica Disponible

("SUCTD"), Solicitudes de Autorización de Conexión ("SAC"), y proyectos propios de los propietarios, o "Fehacientes"⁵¹.

Gráfico III.2.1
Número de SAC, SUCTD y proyectos Fehacientes recibidos por el Coordinador
2024 - 2025

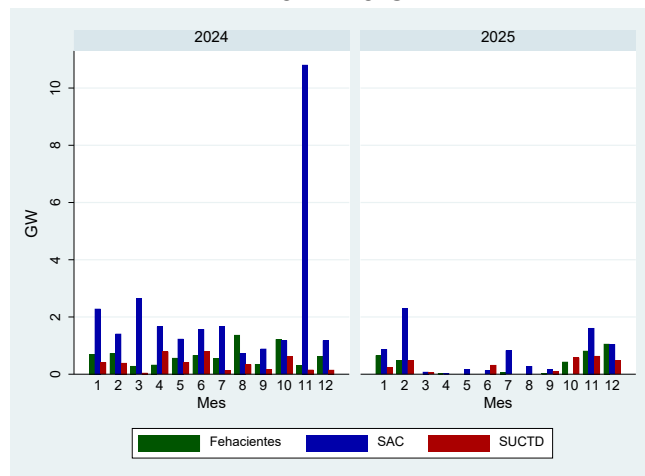


Como se desprende del gráfico, el número de solicitudes no sufrió grandes variaciones, aunque la capacidad declarada en estas bajó significativamente (ver Gráfico III.2.2). Respecto de esto último, se debe tener en consideración que existe una gran cantidad de proyectos cuya capacidad declarada en los registros corresponde a cero, siendo una proporción considerable de estos proyectos asociados a BESS, y el resto corresponde a alimentadores.

⁵¹ Según el Artículo 49 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, se consideran "(...) como proyectos propios contemplados fehacientemente al momento de recibir una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible, aquellos proyectos propios que cumplan al menos con alguna de las siguientes condiciones:

- Haber sido considerados en la concepción y diseño original del Sistema de Transmisión Dedicado respectivo y que cuenten con resolución de calificación ambiental vigente, o que, no estando obligados a someterse al proceso de evaluación de impacto ambiental, cuentan con los permisos sectoriales pertinentes para su ejecución.
- No haber sido considerados en la concepción y diseño original del Sistema de Transmisión Dedicado respectivo y que hayan iniciado el proceso de evaluación de impacto ambiental.
- No haber sido considerados en la concepción y diseño original del Sistema de Transmisión Dedicado respectivo y que no estando obligados a someterse al proceso de evaluación de impacto ambiental, cuentan con los permisos sectoriales pertinentes para su ejecución.

Gráfico III.2.2
Capacidad en GW asociada a SAC, SUCTD y proyectos fehacientes recibidos por el Coordinador
2024 - 2025



Si se consideran las solicitudes que involucraron proyectos de almacenamiento de algún tipo, se aprecia en el Gráfico III.2.3 que el número de SAC bajó el año 2025 respecto del período anterior. Por su parte, la capacidad declarada disminuyó el año 2025, aunque esto involucra proyectos registrados con capacidad igual a cero (Ver Gráfico III.2.4).

Gráfico III.2.3
Número de SAC, SUCTD y proyectos Fehacientes de almacenamiento recibidos por el Coordinador
2024 - 2025

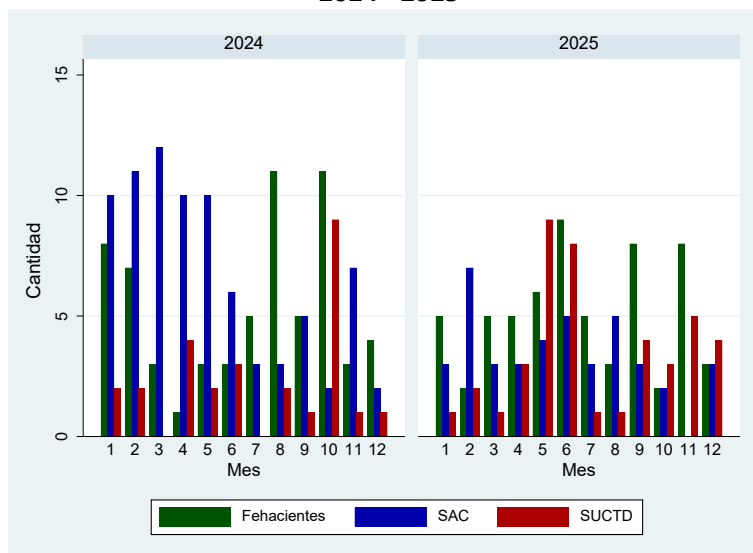
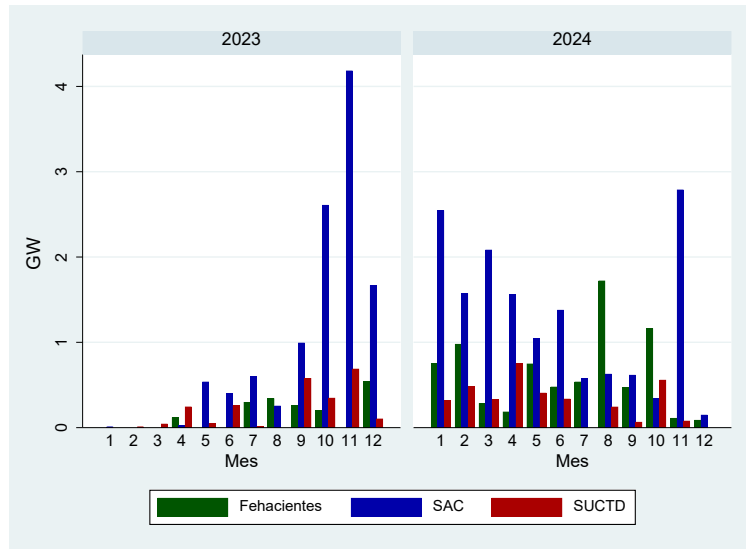


Gráfico III.2.4
Capacidad de proyectos de almacenamiento en GW asociada a SAC, SUCTD y proyectos
Fehacientes recibidos por el Coordinador
2023 - 2024



Durante los años 2024 y 2025 se materializó la entrada en operación de 64 y 71 proyectos de transmisión, respectivamente, los cuales en su mayoría estuvieron relacionados con el Sistema Zonal.

Tabla III.2.1
Número de proyectos de transmisión que entraron en operación
durante los años 2024 y 2025

Sistema de Transmisión	Año	
	2024	2025
Nacional	18	12
Zonal	44	20
Dedicado	10	12
Total	72	44

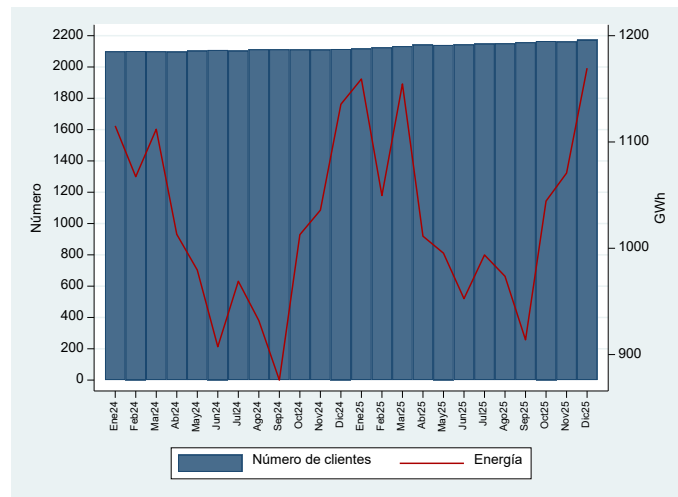
III.3 Segmento de distribución

La distribución, al igual que la transmisión, es un segmento del mercado eléctrico nacional que se encuentra regulado por sus características de monopolio natural, por lo que un abuso de posición dominante no podría ocurrir mediante las tarifas cobradas a clientes regulados. No obstante, según la legislación chilena, existe un límite a partir del cual los clientes regulados pueden optar a ser clientes libres, el cual fue modificado de 0,5 MW a 0,3 MW con la RE N°58 de 5 de diciembre del Ministerio de Energía, modificada por la RE N°13 de 6 de febrero, luego de que el TDLC informara favorablemente respecto de la “Solicitud de informe sobre rebaja al límite de la potencia indicado en el literal d) del artículo 147 de la Ley General de Servicios Eléctricos” en su Informe N°33/2024.

Con motivo de dicha rebaja, tanto el Coordinador como la FNE enviaron recomendaciones para que la rebaja sea efectiva y se materialice en un ambiente competitivo, materias que se detallan en el capítulo VIII del presente documento.

En el siguiente gráfico, se presenta la evolución del número de clientes y la energía suministrada a estos.

Gráfico III.3.1
Número de clientes libres totales conectados en distribución y energía suministrada por mes 2024 – 2025⁵²



Como se observa, existió un incremento discreto en el 2025 respecto del número de clientes reportados por las distribuidoras, pasando de alrededor de 2.100 en enero de 2024 a 2.173 a diciembre de 2025⁵³. En cuanto a la energía suministrada, durante el año 2025 existió un patrón similar al observado el año 2024, aunque en nivel absoluto aumentó levemente respecto del año previo.

Por otra parte, la distribución de la potencia conectada y el consumo de los clientes sujetos a regulación de precios que pueden optar a régimen de tarifa no regulada se presentan en los gráficos siguientes.

⁵² No se consideran como clientes libres conectados a redes de distribución en un mes particular quienes no presentaron información o registraron consumo 0.

⁵³ Cabe destacar que, al ser información entregada por las empresas de distribución, la calidad de estos datos depende de cada distribuidora, por lo que puede haber variaciones que no poseen explicación específica, o cambios respecto de lo reportado en informes previos para un mismo año.

Gráfico III.3.2
Distribución potencia conectada de clientes regulados con posibilidad de ser libres
Cifras a diciembre de 2025

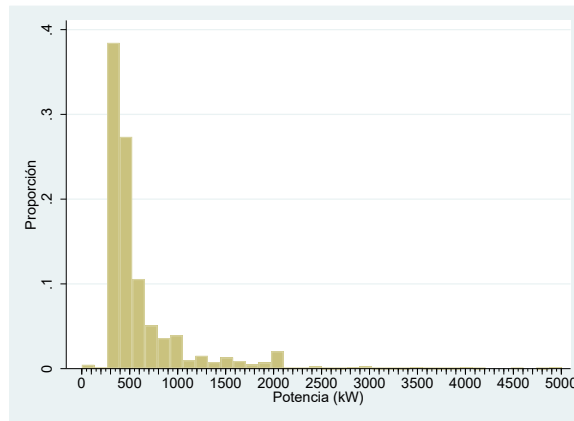
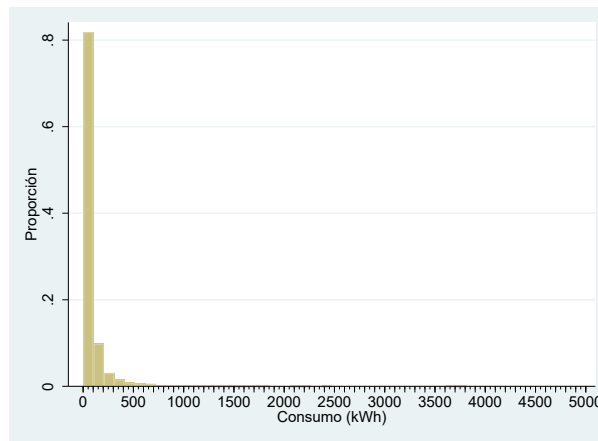


Gráfico III.3.3
Distribución consumo promedio horario de clientes regulados con posibilidad de ser clientes libres⁵⁴
Cifras a diciembre de 2025



Como se aprecia, el consumo de energía promedio del año 2024 de estos clientes, se concentró primordialmente en montos inferiores a 100kWh.

III.4 Retiros⁵⁵

La mayor parte de los retiros se encuentra concentrada en los cuatro conglomerados de mayor capacidad instalada, siendo Enel el suministrador de la mayor parte de los retiros, con alrededor de un 29,6% a diciembre de 2025, seguido por Engie (17,5%), el Grupo Matte (12,8%) y AES Corporation (10,8%). El resto de las empresas logró un 29,2% de la totalidad de los retiros (ver Gráfico III.4.1).

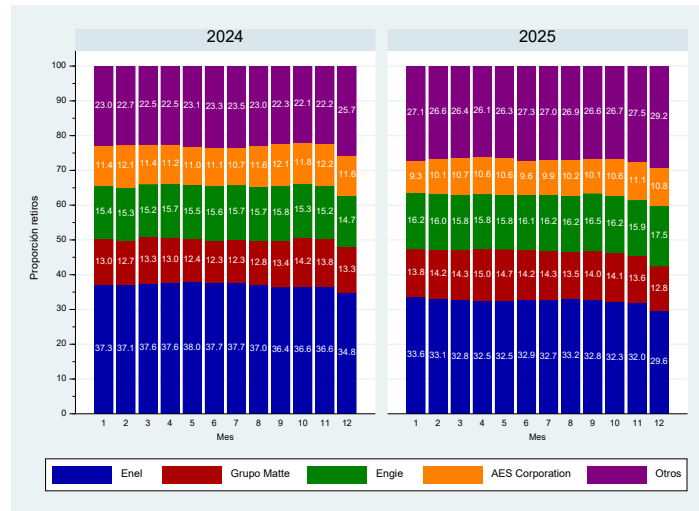
La participación de Enel disminuyó con el paso del tiempo, desde un 37,3% en enero de 2024 a 29,6% a diciembre de 2025. Engie, Grupo Matte y AES Corporation mostraron una participación

⁵⁴ El consumo promedio horario se calcula como el consumo promedio mensual en un período de 12 meses a diciembre de 2024, dividido por 720 (30 días multiplicado por 24 horas).

⁵⁵ Se consideran como retiros los consumos de clientes libres, tanto en transmisión como distribución, así como los de clientes regulados.

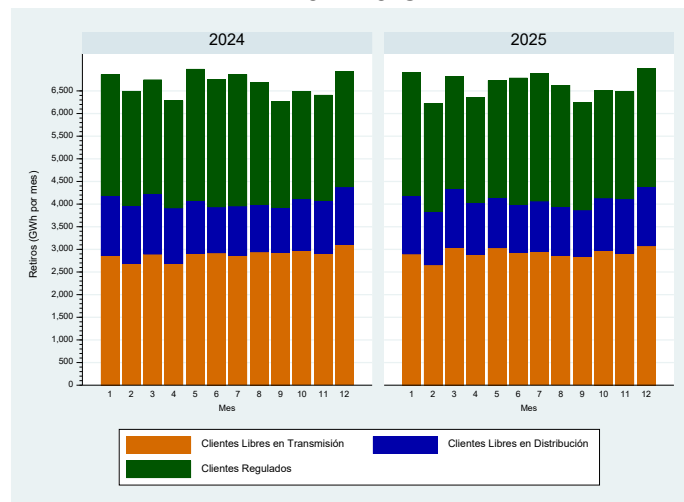
relativamente estable, mientras que las otras empresas dieron cuenta de cerca del 29,2% en diciembre de 2025, un aumento significativo desde 23% en enero de 2024.

Gráfico III.4.1
Proporción retiros mensuales por conglomerado
2024-2025



La mayor parte de los retiros está asociada a clientes libres conectados en transmisión, seguida por clientes regulados y luego por clientes libres conectados en distribución. Si bien la participación de los retiros mostró un patrón similar por año, en el 2025 aumentó levemente respecto del año previo, tal como se aprecia en el Gráfico III.4.2.

Gráfico III.4.2
Retiros mensuales por tipo de cliente (GWh por mes)
2024-2025



Cabe destacar que, de la totalidad de los contratos con clientes libres reportados por los suministradores, la mayoría posee cláusulas de traspaso de pagos laterales.

El aumento de participación en los retiros de empresas distintas a las 4 de mayor capacidad instalada muestra una mayor presión competitiva en el mercado de contratos, lo que, unido a la rebaja del límite de potencia, puede sumar dinamismo al mercado. Ahora bien, esto a su vez hace más relevante el monitoreo de la cadena de pagos y la evolución de suspensiones y reingresos en el mercado de corto plazo.

Evolución de las Suspensiones y Reingresos en el Mercado de Corto Plazo (MCP)

Durante el período analizado, y según los registros del Coordinador, se observa una acumulación de suspensiones del MCP iniciada en 2022, con el caso de María Elena Solar y Antuko Generación, la cual experimentó una reactivación hacia el último trimestre de 2025. Si bien en términos de energía son menores, resulta relevante reiterar lo ya señalado en informes de monitoreo previos en cuanto a que el mecanismo de garantías de la cadena de pago no penaliza de ningún modo a las empresas que presenten impagos ni tampoco a las empresas que interrumpen la cadena de pagos y sean suspendidas del mercado de corto plazo. En efecto, las garantías solo se utilizan para pagar la deuda de las empresas que presentan impagos por lo que no constituye un incentivo para cumplir con las instrucciones de pagos emanadas del Coordinador.

Tabla III.4.1
Empresas suspendidas del MCP

Razón Social	Fecha de suspensión	Carta
Enerkey SpA	1 de mayo de 2022	DE 04568-23
María Elena Solar SA	7 de octubre de 2022	DE 04925-22
MARIA ELENA SOLAR EN LIQUIDACION	7 de octubre de 2022	DE 04925-22
ANTUKO GENERACIÓN S.A.	23 de diciembre de 2022	DE 06222-22
Copihue Energía SpA	31 de mayo de 2023	DE 02439-23
Likana Solar SpA	21 de febrero de 2024	DE 01020-24
Parque Solar Los Puquios SpA	30 de octubre de 2025	DE 06973-25
Duero Energía Copiulemu SpA	30 de octubre de 2025	DE 06972-25
Sunenergreen S.A.	30 de octubre de 2025	DE 06975-25
EERM Energías del Futuro S.A.	19 de enero de 2026	DE 00266-26
On-Group S.A.	30 de enero de 2026	DE 00677-26

A lo anterior, también hay que incorporar el hecho que, el monto de las garantías de la cadena de pagos se calcula sin incluir la totalidad de los conceptos de pagos del mercado de corto plazo, y bajo algunas condiciones, dada la dinámica del proceso de facturación, en algunos casos resultan ser inferiores a las deudas reales, por lo que se requiere aumentar las garantías específicas en casos de empresas con un desbalance importante en el corto plazo o bien analizar una suspensión temprana por parte del Coordinador de ser necesario.

Adicionalmente y debido a que el mecanismo de suspensión del mercado de las empresas termina con el reconocimiento de los contratos con clientes finales, las empresas podrían tener incentivos perversos a usar este mecanismo como herramienta para terminar con sus contratos indeseados por malas condiciones comerciales con clientes finales, dado que no existe penalización por este hecho.

Tabla III.4.2
Suspensiones y reingresos en el MCP

Razón Social	Evento	Fecha	Carta
Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Fecha de suspensión	7 de octubre de 2022	DE 04925-22
Ibereólica Cabo Leones II S.A.	Fecha de reingreso	12 de julio de 2023	DE 03149-23
Santa Catalina Solar SpA	Fecha de suspensión	30 de octubre de 2025	DE 06970-25
Santa Catalina Solar SpA	Fecha de reingreso	24 de noviembre de 2025	DE 11846-25
RTS Energía S.A.	Fecha de suspensión	30 de octubre de 2025	DE 06974-25
RTS Energía S.A.	Fecha de reingreso	26 de noviembre de 2025	DE 11880-25
Chester Solar IV SpA	Fecha de suspensión	30 de octubre de 2025	DE 06971-25
Chester Solar IV SpA	Fecha de reingreso	15 de diciembre de 2025	DE 07952-25
Likana Solar SpA	Fecha de suspensión	21 de febrero de 2024	DE 01020-24
Hydroeléctrica Piedras Negras SpA	Fecha de reingreso	12 de agosto de 2024	DE 04060-24

En suma, desde la perspectiva del monitoreo de la cadena de pagos, si bien estas entradas y salidas de empresas resulta incipiente, puede constituir un riesgo latente y una potencial distorsión a la libre competencia, que puede ser mitigada por medio de reforzar no solo las garantías de la cadena de pago, sino también los procesos de licitación para clientes regulados a fin de establecer penalizaciones efectivas que desincentiven el uso oportunista de la cadena de pagos en perjuicio de la eficiencia del mercado eléctrico.

III.5 Rebaja al límite de potencia para cambio de régimen a clientes libres

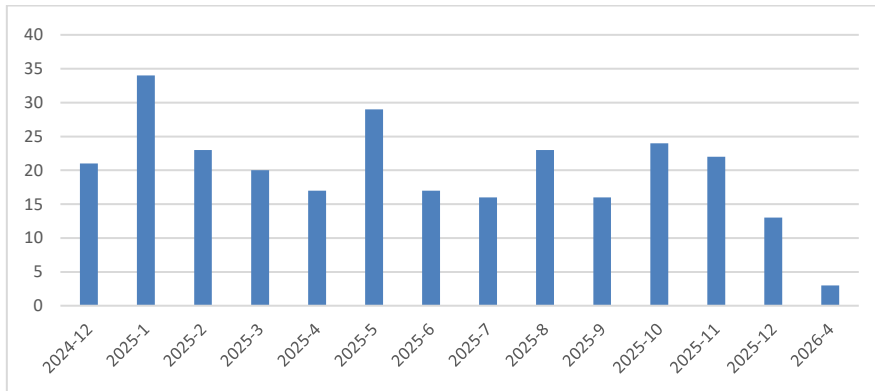
El 9 de diciembre de 2024, el Ministerio de Energía publicó la Resolución N° 58 que reduce el límite de potencia de 500 kW a 300 kW para que clientes regulados puedan optar a régimen de clientes libres. Esta medida permite a los clientes negociar contratos de suministro eléctrico directamente con las empresas generadoras con el objetivo de obtener tarifas más competitivas y de acuerdo a sus perfiles de consumo.

Esta rebaja en la potencia para optar al régimen de cliente libre constituye un cambio relevante en la configuración del mercado eléctrico ampliándose el universo de consumidores con capacidad de elegir su suministrador de energía lo que aumenta la competencia en el mercado de suministro. Lo anterior podría traducirse en mejores condiciones de precio y mayor flexibilidad contractual para los clientes, así como también podría generarse la apertura de oportunidades para nuevos oferentes, incluidos generadores de menor escala como los PMGD.

Sin embargo, esta medida también podría exponer a clientes a la volatilidad de precios dado el riesgo de la toma de decisiones de contratación menos eficientes por parte de consumidores con menor capacidad técnica. Por otro lado, en caso de generarse una migración significativa de clientes desde el segmento regulado al libre, podría afectar la base de demanda de las licitaciones de suministro y, por ende, la estructura y condiciones de estos procesos. Asimismo, podría intensificar la competencia entre suministradores y modificar los incentivos para la celebración de contratos de largo plazo. Como consecuencia, se anticipa una mayor dinamización del mercado, pero también un aumento en la complejidad de su operación, requiriendo mayores capacidades de análisis y gestión tanto por parte de los clientes como de los distintos actores del sistema.

De los más de 4000 clientes libres potenciales, a la fecha 278 clientes han solicitado cambio a régimen de cliente libre a partir de diciembre de 2024. Hasta febrero de este año, se han hecho efectivo 66 cambios de clientes de regulados a libres pertenecientes al segmento de clientes entre 500 y 300 kW. En el Gráfico III.5.1 se muestra el número de clientes que solicita cambio de régimen a libre pertenecientes a este segmento.

Gráfico III.5.1
N° Clientes solicita cambio de régimen en segmento 300 a 500 kW



Cabe destacar que el gráfico anterior corresponde al número de clientes con solicitudes de cambio, pero estos clientes están asociados a muchos más empalmes. Los 278 clientes con solicitudes de cambios anteriores, corresponden efectivamente a 1067 empalmes, con potencias incluso menores a 300 kW.

CAPÍTULO IV: LICITACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

IV.1 Licitaciones de infraestructura de Transmisión Nacional o Zonal

En el presente capítulo se describen los procesos de licitación de obras de transmisión que se han realizado en el Coordinador durante los años 2024 y 2025. Se observa que de los 22 procesos realizados por el Coordinador entre 2017 y 2025, todos se encuentran cerrados a diciembre de 2025. Actualmente, solo se encuentran en curso dos procesos correspondientes a obras nuevas, cuyo llamado a licitación fue efectuado en marzo de 2026.

En la Tabla IV.1 se presenta un resumen de las licitaciones para la expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica que se han adjudicado durante los años 2024 y 2025.

Tabla IV.1
Procesos de Licitación de Transmisión 2024-2025

	Obras de Ampliación Art. 157 (1°)	Obras de Ampliación Decretos 4 - 200	Obras Nuevas Decreto 58/2024	Obras de Ampliación Art. 157 (2°)	Obras de Ampliación Art. 157 (3°)	Obras Nuevas Decreto 13/2025
Total de Obras Licitadas	5	39	20	32	11	8
Obras que reciben Ofertas	3	29	12	25	7	6
Total de Obras Adjudicadas	0	26	9	9	4	4
Porcentaje de Obras Adjudicadas	0%	66.7%	45.0%	28%	36.4%	50.0%
Total de Obras Desiertas	5	13	11	23	7	4
Porcentaje de Obras Desiertas	100%	33.3%	55.0%	71.9%	63.6%	50.0%
Obras desiertas por aplicación de Valor Máximo	3	1	3	14	3	2
Total de Participantes	2	19	13	16	11	13
Total de Oferentes	1	9	8	9	6	7
Oferentes que calificaron para la Apertura de Ofertas Económicas	1	7	8	7	6	7
Porcentaje de oferentes que aprueban etapa de evaluación Administrativa y Técnica	100%	78%	100%	78%	100%	100%
VATT promedio obras nuevas adjudicadas [USD]	-	-	2,870,767	0	0	2,280,000
VI promedio obras ampliación adjudicadas [USD]	-	14,234,290	0	7,952,214	16,486,883	0

Durante el año 2025 se adjudicaron dos procesos de licitación de obras nuevas y dos procesos de relicitación por artículo 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, a saber:

- Licitación de obras nuevas fijadas por el Decreto Exento N°58/2024 y los derechos de construcción de las obras de ampliación fijadas por decreto exento N°04/2024 ambos del ministerio de energía. En este proceso se licitaron 20 obras.

- Licitación de obras nuevas fijadas por el Decreto Exento N°13/2025 y decreto exento N°58/2024 ambos del ministerio de energía. En este proceso se licitaron 8 obras.
- Segunda relicitación de obras de ampliación por artículo 157, correspondiente a 32 obras de ampliación.
- Tercera relicitación de obras de ampliación por artículo 157, correspondiente a 11 obras de ampliación.

Los dos procesos de relicitación de obras de ampliación fueron los últimos procesos de obras de ampliación realizados por el Coordinador Eléctrico. Los procesos actualmente en curso son realizados y de responsabilidad de los propietarios de las instalaciones quienes deben supervisar la correcta ejecución de las obras de ampliación que son objeto sus instalaciones.

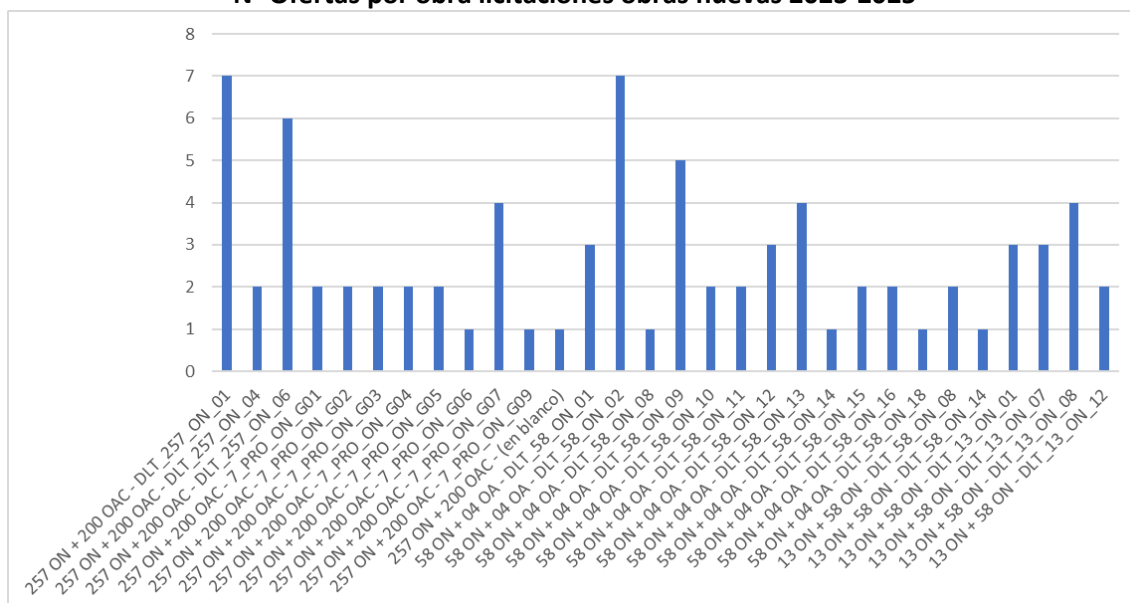
De las licitaciones realizadas en los años 2024 y 2025, los procesos asociados a la relicitación de obras de ampliación son los que presentaron mayor cantidad de obras desiertas en comparación con los procesos de licitación de obras nuevas con excepción de la licitación de obras de ampliación de los Decretos Exentos N°4 y 200 que tuvo 66.7% de las obras adjudicadas superando a los procesos de obras nuevas.

El gráfico IV.1 ilustra el nivel de participación, medido como el número de ofertas recibidas por obra, en los procesos licitatorios de obras nuevas adjudicados durante los años 2023 a 2025 (agrupando proyectos de los Decretos 257, 58 y 13), en donde se observa una marcada dispersión en la intensidad competitiva dependiendo del proyecto específico. Por un lado, destacan obras con un alto grado de concurrencia, alcanzando máximos de hasta 7 ofertas (como en los casos de los proyectos "DLT_257_ON_01" y "DLT_58_ON_02") y un segmento relevante de instalaciones que logran atraer entre 4 y 6 proponentes. Sin embargo, una proporción sustancial de las obras licitadas registra una baja participación, concentrando apenas 1 o 2 ofertas, lo que evidencia un interés acotado del mercado o la existencia de fricciones para atraer a un mayor número de oferentes.

Desde la perspectiva de la libre competencia, esta heterogeneidad en la concurrencia es un indicador que requiere un mayor análisis, por cuanto aquellos proyectos que solo presentan 1 o 2 oferentes sugiere una baja intensidad competitiva y por tanto aumenta el riesgo que dichos proyectos queden desiertos; por el contrario, los proyectos que logran convocar a 5 o más oferentes reflejan condiciones de licitación, perfiles de riesgo y valores de reserva que logran movilizar eficientemente las capacidades del mercado, garantizando mejores precios para el sistema.

Como se ha advertido en informes previos, la baja participación observada en un volumen significativo de obras refuerza el diagnóstico respecto a la existencia de barreras a la entrada y eventualmente, una disminución entre los principales transmisores que ofertan en estos procesos; adicionalmente, factores como la desactualización de los valores referenciales frente a los costos reales de construcción, la incertidumbre en la tramitación de permisos sectoriales y ambientales, o las asimetrías de información derivadas de diseños de bases poco estandarizados, operan como un desincentivo directo a la formulación de ofertas. Para mitigar el riesgo de adjudicaciones subóptimas o procesos desiertos, resulta indispensable que las futuras licitaciones corrijan estas asimetrías, asegurando que el diseño del concurso fomente una participación amplia y un verdadero descubrimiento competitivo de precios.

Gráfico IV.1
N° Ofertas por obra licitaciones obras nuevas 2023-2025



Obras desiertas

La clasificación por estado de las obras que participaron en los procesos cerrados durante el 2024 y 2025 se puede apreciar en el Gráfico IV.1.1, tanto para obras nuevas (ON), como para obras de ampliación (OA)

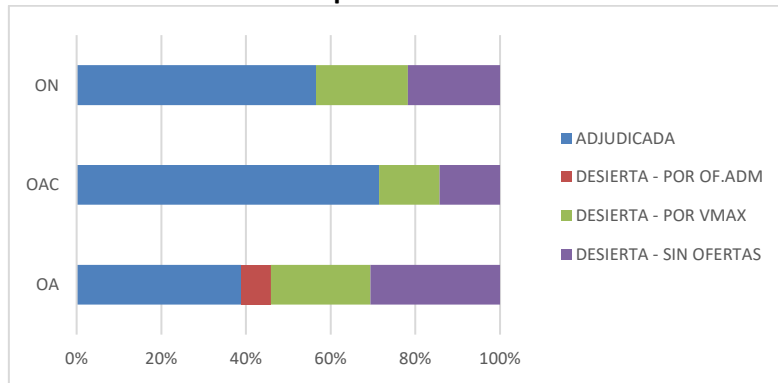
De los procesos de licitación de obras de ampliación y ampliación condicionada observados en el periodo 2024-2025, un 58% de las obras resultó con obras desiertas⁵⁶, ya sea por descalificación por oferta administrativa, desierta por sobrepasar sus ofertas el valor máximo o por no recibir ofertas. Para las obras nuevas, un 43% resulto desierta, la mitad por no presentación de ofertas y las restantes por sobrepasar el valor máximo.

En los últimos años se ha observado un incremento relevante en los costos de obras de transmisión, debido a procesos inflacionarios surgidos con posterioridad a la pandemia, conflictos internacionales, a la alta demanda global en las cadenas de suministro de equipamiento, al alza de los componentes nacionales, entre otros. Este escenario pone de manifiesto una desconexión entre la realidad económica del sector y los valores de reserva definidos por la autoridad sectorial, por cuanto dichos valores de reserva no reflejan necesariamente los precios de mercado actuales y se fundan en estimaciones que no capturan la evolución de los costos de capital y suministros. Como consecuencia, en la práctica originan un desincentivo para la participación de algunos agentes y la preparación de ofertas.

Desde una perspectiva de libre competencia, un precio de reserva subestimado distorsiona la señal de inversión y reduce la intensidad competitiva, ya que las empresas constructoras optan por no participar ante la alta probabilidad de que el proceso sea fallido por razones administrativas de valoración.

⁵⁶ Una obra se declara desierta cuando no existieron ofertas válidas. Esta situación puede deberse a dos razones principales: la ausencia de ofertas, o la descalificación de las ofertas en diferentes etapas del proceso

Gráfico IV.1
Resumen del estado de las obras de procesos licitatorios concluidos en 2024 y 2025.



Previo a la Ley 21721 y Resolución Exenta 98 de la CNE, y de acuerdo a lo establecido en el Art. 146 del Decreto 37/2021, todas las obras que resultaban desiertas en un primer proceso licitatorio, debían ser relicitadas por el Coordinador, en caso de no ser adjudicadas, la Comisión Nacional de Energía debía pronunciarse respecto de la realización de nuevas relicitaciones. En la Tabla IV.2 se muestran las obras que han participado en más de un proceso licitatorio, se aprecia que en general la mayoría de las obras de procesos desiertos son adjudicadas cuando llegan a un segundo o tercer proceso de licitación.

En la actualidad las obras de ampliación con término anticipado de contrato o que no resultaron adjudicadas en procesos previos deben ser licitadas por el propietario de las instalaciones o para el caso de las obras con termino anticipado de contratos alternativamente ejecutarlas por si mismo.

Tabla IV.2
Procesos de Relicitación realizados por el Coordinador

Tipo de Obra	N° procesos	Total Obras	Adjudicadas
OA	5	1	
OA	4	3	
OA	3	27	13
OA	2	74	39
OAC	2	14	10
ON	2	11	5

Si bien lo anterior contribuye a mitigar el riesgo planteado, la paralización de los proyectos señalados responde, en ciertos casos, a factores ajenos a la voluntad de las empresas adjudicatarias, impidiendo su entrada en operación. Estos rezagos no solo obstaculizan la expansión indispensable del sistema y restringen la capacidad de la red, sino que también merman la confiabilidad del suministro, lo cual representa un freno para el crecimiento económico regional y la electrificación de la demanda.

A la luz de la dinámica observada en los últimos procesos, existe un riesgo latente de que estas contingencias se vuelvan sistémicas. En particular, los futuros llamados para adjudicar obras abandonadas podrían fracasar reiteradamente si no se actualizan los Valores de Inversión Referenciales (V.I.R.) fijados en los decretos de expansión, en efecto, mantener cifras desalineadas con la realidad del mercado ahuyenta a los oferentes, elevando la probabilidad de que los concursos caduquen, ya sea por ausencia de propuestas o porque estas excedan los precios de reserva.

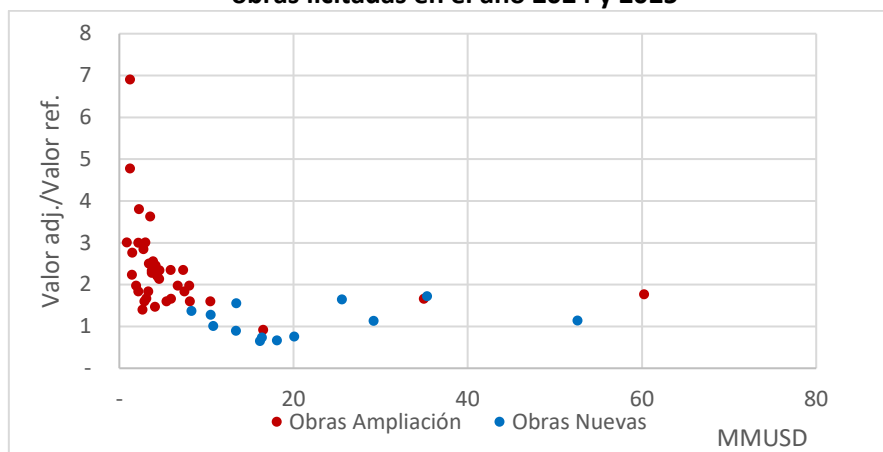
Para destrabar la ejecución de esta infraestructura crítica, se reitera la recomendación asociada a las siguientes acciones:

- Actualizar los valores referenciales de inversión de las obras de transmisión a relicionar, conforme a los niveles de precios vigentes en el mercado.
- Incorporar una fórmula de indexación del valor de la obra de transmisión para el período comprendido entre las fechas de adjudicación y la fecha de finalización de la obra, de forma que se remunere al contratista adjudicado conforme a los costos actuales en el mercado, considerando parámetros de indexación tales como costos de materiales, tipo de cambio y mano de obra.
- Definir los valores de reserva de las obras sobre la base de los costos vigentes en el mercado al momento de la adjudicación.

Desempeño de las Licitaciones de Obras de Ampliación

El Gráfico IV.2 muestra el valor adjudicado respecto del valor referencial para cada obra adjudicada de los procesos observados de los años 2024 y 2025 tanto de obras de ampliación como de obras nuevas. Tal como ha sucedido en otros periodos observados las obras de ampliación resultan adjudicadas a un valor mayor al referencial más frecuentemente que las obras nuevas.

Gráfico IV.2
Distribución de la ratio del valor adjudicado y referencial en relación al VI referencial de las obras licitadas en el año 2024 y 2025



En el periodo 2024-2025 un 62% de las obras nuevas fueron adjudicadas a un valor mayor al valor referencial, en promedio un 35% mayor que el referencial. Por otro lado, un 92% de las obras de ampliación fue adjudicada a valores mayores que el referencial (solo 1 grupo de obras se adjudicó a un valor menor), con valores que van desde un 39% adicional al referencial hasta casi 7 veces este valor.

En particular el proceso de licitación de Obras de Ampliación de los Decretos 4 – 200 resultó con valores adjudicados especialmente altos respecto a sus valores referenciales, lo anterior podría explicarse debido a que en 21 de las obras licitadas no se consideró valores máximos. Más de la

mitad de las obras licitadas sin valor máximo, correspondieron a obras que se licitaban por 2°, 3° y hasta un 4° proceso, resultando desierta la mayoría de ellas de todos modos. Lo anterior podría sugerir que una mejor estrategia para la adjudicación de estas obras habría sido modificar sus valores referenciales ajustando su valor al contexto económico actual de modo de incentivar a las empresas a participar en el proceso licitatorio.

A partir de la modificación introducida por la Ley N° 21.721, de 27 de diciembre de 2024, la responsabilidad de diseñar y ejecutar las licitaciones de obras de ampliación se traspasó desde el Coordinador Eléctrico Nacional hacia los propietarios de las instalaciones a ampliar. En este nuevo escenario estructural, y según lo dispuesto en el artículo 72°-10 de la LGSE y el artículo 19 de la Resolución Exenta N° 98/2025 de la CNE, esta Unidad asume un rol preventivo crítico consistente en la revisión ex ante de los aspectos de libre competencia en las bases de licitación. La revisión del primer proceso bajo este esquema corresponde al asociado al Decreto Exento 266, el cual se encuentra en desarrollo y en donde se han realizado una serie de recomendaciones asociadas a mejores prácticas en temas de libre competencia, las cuales se encuentran disponibles para su consulta⁵⁷.

Obras detenidas

En el desarrollo del sistema de transmisión, se constata que diversas obras de ampliación (55 obras en el año 2025), pese a haber sido debidamente adjudicadas, enfrentan paralizaciones o no logran concluir su fase de construcción debido a múltiples factores.

Históricamente, para mitigar este riesgo, el artículo 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y Planificación de la Transmisión ha facultado al Coordinador Eléctrico Nacional para disponer de un nuevo proceso de licitación por la parte inconclusa de la obra, ante el incumplimiento de las obligaciones del adjudicatario estipuladas en las bases o en el decreto de adjudicación respectivo.

Bajo este marco normativo, el Coordinador ya ha completado tres procesos de relicitación, no obstante, el marco regulatorio experimentó una modificación sustancial en la asignación de responsabilidades tras la entrada en vigencia de la Ley N° 21.721 y las Resoluciones Exentas N° 98, 99 y 100 de 2025 de la Comisión Nacional de Energía. En la actualidad, ante el término anticipado de un contrato de ejecución, la responsabilidad de concretar la obra en tiempo y forma recae directamente sobre la empresa transmisora propietaria y para cumplir con este mandato, el propietario cuenta con la prerrogativa de tomar posesión inmediata de las instalaciones y ejecutar las posteriores obras por sí mismo, o bien, relicitar su construcción a un tercero.

Considerando este contexto de transición normativa, a continuación, se presenta un resumen que detalla las cinco obras de ampliación licitadas por el Coordinador que se mantienen detenidas al cierre de marzo de 2026.

⁵⁷ Ver <https://www.coordinador.cl/wp-content/uploads/2025/08/20250828-INFBASESOA-Informe-Bases-OA-266R1.pdf>

Tabla IV.3
Resumen de obras de ampliación detenidas

Obra	Propietario	Decreto
Seccionamiento línea 1x110 kV Arica - Pozo Almonte en S/E Dolores	Engie Energía S.A.	198
Ampliación SE Capricornio	Engie Energía S.A.	418
Ampliación en S/E Tamarugal y aumento de capacidad de línea 1x66 kV Pozo Almonte – Tamarugal	Engie Energía S.A.	198
Doble Vinculación Transformador N°1 220/110 kV en S/E Cardones	Transelec S.A.	293
Aumento de Capacidad de Línea 2x220 kV Ciruelos – Cautín,	Transelec S.A.	293

Estas obras están a la espera de la revisión del aumento de V.I. y ajuste de plazo en el marco de la Resolución Exenta N°99/2025 de la CNE.

Respecto de años anteriores se ha reducido el número de las obras de ampliación detenidas, debido a que hoy las obras de ampliación detenidas de los procesos realizados por el Coordinador, en su mayoría se encuentran en procesos de relicitación realizados por los propietarios de las instalaciones y otras se acogieron a revisión de valor de inversión, conforme a las Resoluciones Exentas N°98, 99, y 100 de la CNE.

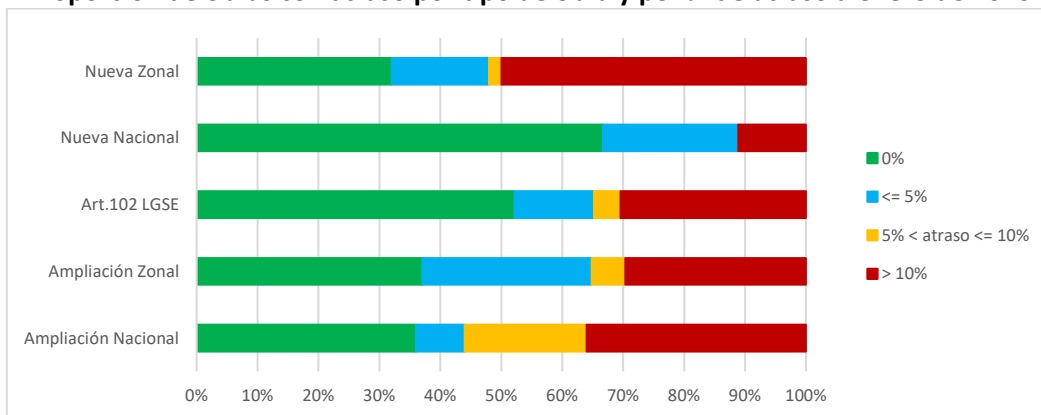
Adicionalmente existen 4 obras que también están detenidas, una con término anticipado de contrato comunicado a mediados de marzo de este año, dos a la espera de aplicación del artículo N°151 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y una de ellas con atraso e inminente detención por temas medio ambientales.

Obras con atrasos constructivos

Por otro lado, las obras que actualmente se encuentran en construcción, en su mayoría se encuentran con atrasos en su ejecución de acuerdo con sus cronogramas. Los retrasos se deben a diversos motivos principalmente por demora en obtención de permisos ambientales y sectoriales, y también demoras en el desarrollo de la ingeniería de detalles, retrasos en obras civiles, entre muchos otros.

En el Gráfico IV.3 se presenta la proporción respecto del total de las obras, de los atrasos de las obras de acuerdo a los porcentajes de atrasos clasificadas por al tipo de obra.

Gráfico IV.3
Proporción de obras con atraso por tipo de obra y por % de atraso a enero de 2026.



Las obras que presentan menor proporción de obras atrasadas son las obras nuevas nacionales, el 67% de las obras no tienen retrasos, y un 22% tiene atrasos menores a 5%. Las obras por Art.102, también tienen una proporción significativa con obras sin atrasos o con atrasos menor al 5%. En contraste las obras con más atrasos son las obras nuevas zonales con un 68% de sus obras con atraso, pero en un 50% de las obras el atraso es superior a 10%. Las obras de ampliación tanto nacionales como zonales, presentan también atrasos importantes de un 63% para las obras de ampliación zonal y con un 64% de obras atrasadas para las obras de ampliación nacional.

Acceso Abierto

Tal como se ha señalado en informes previos, se estima que el procedimiento vigente para la asignación de puntos de conexión en el sistema de transmisión podría perfeccionarse mediante la incorporación de un enfoque basado en mecanismos de mercado, en reemplazo del actual criterio de prelación de solicitudes. En este sentido, se reitera la propuesta de estructurar el proceso en las siguientes etapas:

1. Etapa de convocatoria: período destinado a la recepción de solicitudes de acceso a conexión, ya sea para una zona específica o para la totalidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), coordinado con los calendarios de planificación y los decretos de expansión.
2. Etapa preliminar de evaluación de proyectos: fase en la cual las solicitudes recibidas son evaluadas considerando como criterio principal el tipo de proyecto, ya sea consumo o generación, conforme a los lineamientos definidos por el regulador.
3. Etapa de admisibilidad: los proyectos priorizados avanzan a esta etapa, en la que se verifica que las solicitudes cumplan los requisitos y antecedentes exigidos, declarando admisibles aquellos que satisfacen dichas condiciones.
4. Etapa de asignación de puntos de conexión: los proyectos admisibles participan en un mecanismo competitivo, por ejemplo subastas, para la asignación de los puntos de conexión disponibles. Los recursos recaudados podrían destinarse al financiamiento del VATT de las instalaciones de servicio público.

La implementación de esta metodología permitiría una asignación más eficiente de los puntos de acceso, al adjudicarlos a aquellos proyectos que les otorguen un mayor valor económico y estratégico. Asimismo, contribuiría a reducir la formación de mercados secundarios de derechos de acceso, al disminuir los incentivos para su reventa. En efecto, para que un agente obtenga beneficios en un mercado secundario, debería transar dichos derechos a un valor superior al adjudicado en el proceso competitivo, lo que resulta improbable dado que los potenciales interesados ya habrían tenido la oportunidad de participar en la instancia original.

IV.3 Otras licitaciones

Dentro de las labores realizadas por el Coordinador se encuentran las de llevar a cabo procesos de auditorías técnicas a parámetros de diferentes instalaciones, contenidos en la norma técnica

de calidad y servicio, así como auditorías de las obras de transmisión licitadas y de servicios internos que requiera el Coordinador para llevar a cabo sus labores.

CAPÍTULO V: SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

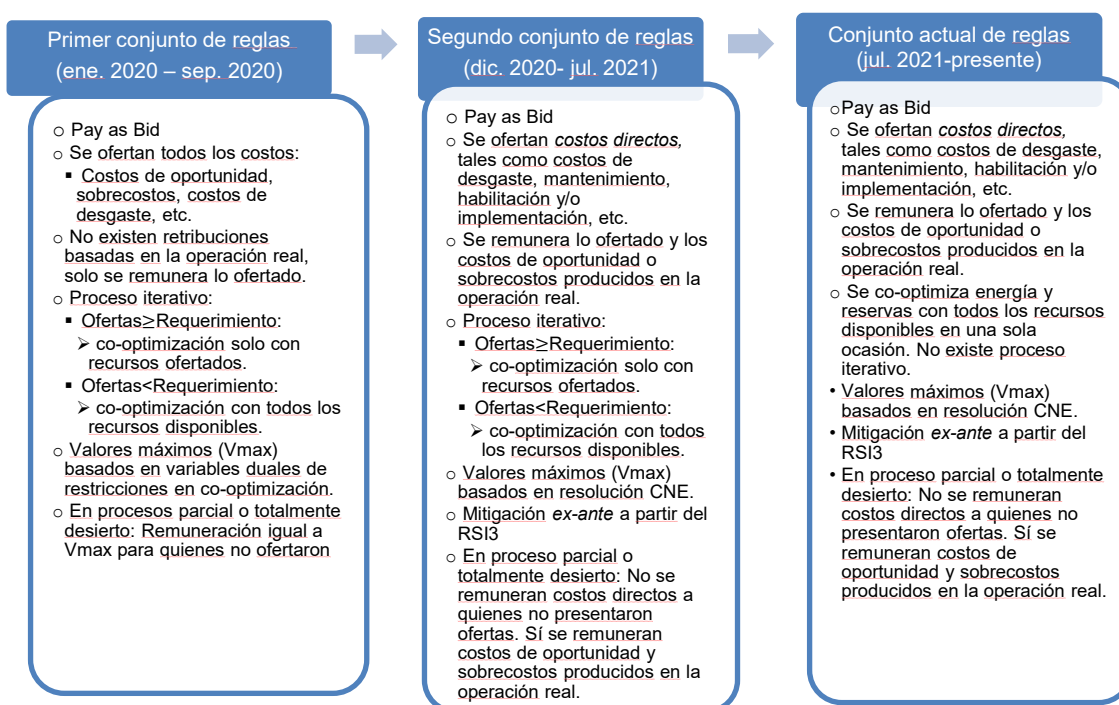
V.1 Antecedentes Generales

En la actualidad, los servicios complementarios (SSCC) pueden ser materializados a través de subastas o licitaciones en caso de existir condiciones de competencia, o mediante instrucción directa si no se cumpliera dicha premisa⁵⁸.

En particular, como resultado del Informe de Servicios Complementarios 2026, versión de diciembre de 2025⁵⁹, el servicio de control primario de frecuencia de subida (CPF+), que actualmente es materializado por instrucción directa, comenzó a subastarse a partir del 24 de febrero de 2026, tal como sucedió durante el año 2025 con los servicios de control primario de frecuencia de bajada (CPF-) y ambas categorías de los servicios de control secundario y terciario de frecuencia. Ello, al ser requerimientos de cortísimo plazo según lo establecido en la normativa.

Los agentes participantes deben ofertar sus costos directos de prestación, tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros. Los costos de oportunidad, sobrecostos y costos de combustible adicional son calculados ex post y no son parte de las ofertas.

Un resumen de la evolución de las reglas de subastas puede ser observado en el siguiente esquema.



⁵⁸ Artículo 7 Reglamento de Servicios Complementarios.

⁵⁹ <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/servicios-complementarios/isscc/ano-2026/informe-de-sscc-2026-version-definitiva-diciembre-2025/>

Debido a la coexistencia de un mercado de energía basado en costos auditados y un mercado de SSCC basado de ofertas, los participantes de este último tienen incentivos a incluir en sus ofertas de SSCC costos no internalizados en sus costos variables de energía.

Por lo mismo, si bien la definición contenida en el Informe de Definición de SSCC limita el componente ofertado a costos directos, en la práctica, el mecanismo de remuneración incentiva a los participantes a no incluir en las ofertas los costos de oportunidad, sobrecostos y costos de combustible adicional asociados directamente a los SSCC, al asegurar la recuperación de estos ex-post⁶⁰, así como también a incorporar cualquier diferencia entre costos variables privados efectivos y costos variables internalizados en la co-optimización.

Por su parte, cumpliendo con los artículos 35° y 18° del Reglamento de SSCC, energía y reservas son co-optimizados para determinar la adjudicación de los respectivos SSCC, considerando como recursos disponibles todas las unidades generadoras habilitadas para prestar los servicios en cuestión, según lo establecido en la versión vigente de las bases administrativas de subastas de SSCC de control de frecuencia⁶¹.

A. ESTRUCTURA DE MERCADO

Durante el año 2025, los SSCC de control primario, secundario y terciario de frecuencia son subastados con excepción del CPF+, el cual, comenzó a ser subastado a partir del 24 de febrero de 2026.

Todos los recursos disponibles y habilitados para la prestación de estos servicios son incluidos en la co-optimización de energía y reservas, tanto en la programación del día siguiente como en la programación intradiaria, de corresponder.

Lo anterior quiere decir que no se puede afectar el equilibrio de mercado directamente a través de la no presentación de ofertas, ya que ello no altera la disponibilidad de recursos en la co-optimización.

Esto implica que no pueden existir despachos forzados, en horario solar, por ejemplo, solo porque un agente ofertó un precio reducido. Ello por cuanto al tratarse de co-optimización de energía y reservas, si existiese la posibilidad de adjudicar un servicio complementario a una central renovable, el programa privilegiaría a dicha unidad. Por lo mismo, el único escenario alternativo a adjudicar una unidad térmica que ofertó un precio reducido, en un caso extremo cero, es la adjudicación de otra central con costo variable mayor a cero. Ergo, una oferta de estas características tampoco podría gatillar escenarios de recortes.

Ello se puede visualizar claramente al considerar un ejemplo simplificado para un solo servicio de subida y su expresión en la función objetivo de una unidad particular i para un período t .

$$CV_{i,t}Gen_{i,t} + (p_{i,t} + CV_{i,t}\gamma)R_{i,t} + CP_i\alpha_{i,t} + CD_i\beta_{i,t}$$

⁶⁰ Con motivo de esto, los valores máximos están ligados solo a los potenciales costos directos de cada tecnología.

⁶¹ El 7 de julio de 2021 se actualizó la definición de proceso parcial o totalmente desierto en los siguientes términos: "Se declarará una subasta como total o parcialmente desierta, si como resultado de la co-optimización de energía y reservas, acorde a los criterios descritos previamente, la adjudicación resultante en un bloque horario específico considera en su totalidad o parcialmente configuraciones operativas que no hayan presentado una oferta válida o no hayan presentado oferta.". Con ello, el proceso de co-optimización de energía y reservas dejó de ser iterativo o secuencial, considerando todo el parque disponible para la prestación de SSCC de control de frecuencia. La última versión vigente de las bases administrativas, publicada el 13 de febrero de 2026, mantiene la definición citada.

Donde $CV_{i,t}$ es el costo variable, $Gen_{i,t}$ la generación, $p_{i,t}$ la oferta por el servicio respectivo o el costo imputado en caso de no haber presentado oferta, γ el factor de activación del servicio, $R_{i,t}$ la reserva, CP_i el costo de partida, CD_i el costo de detención, $\alpha_{i,t}$ y $\beta_{i,t}$ las variables binarias asociadas a la partida y detención de la unidad i en el período t respectivamente.

Se debe tener presente que, en un escenario de recortes donde la demanda puede ser abastecida sin la unidad térmica i , ésta será detenida en períodos de costo marginal igual a cero si los costos de encendido y apagado son menores que el costo de generación a mínimo técnico durante dicho período, esto es, si se cumple lo siguiente

$$\sum_{t \in T} CV_{i,t} Gen_{i,t} > CP_i \alpha_{i,t_0} + CD_i \beta_{i,t_1}$$

Donde $T = [t_0, t_1]$ es el conjunto de horas consecutivas con costo marginal igual a cero.

De igual forma, es directo que, si en el conjunto T existe capacidad de provisión de reservas con unidades con costo variable igual a cero, y se cumple la desigualdad anterior, entonces sólo convendría mantener encendida dicha unidad exclusivamente por SSCC en caso de que el costo de provisión de reservas de parte de unidades renovables sea mayor al costo de generación de la unidad térmica sumado a su costo de provisión de reserva.

Si se asume que la misma cantidad de reservas puede ser prestada por una unidad térmica i y una unidad con costo cero j , así como también, por simplicidad, que la cantidad de reservas, el costo variable y los precios de las reservas son constantes en la ventana T , la condición anterior podría expresarse como

$$p_j R > CV_i Gen_i + (p_i + CV_i \gamma) R$$

Si la unidad térmica ofertara cero, e incluso si la probabilidad de activación no fuese internalizada como sucedía antiguamente, o tendiera a cero en la actualidad, para que fuese más barato para el sistema mantener la unidad térmica encendida solo para adjudicar servicios complementarios tendría que cumplirse que $p_j > \frac{CV_i Gen_i}{R}$, lo cual no ha sucedido en la práctica, al menos durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2024 y 30 de junio de 2025, para las centrales térmicas candidatas a ser detenidas en episodios de costo marginal igual a cero, como lo son las unidades generadoras que utilizan gas y diésel⁶².

En cuanto a la remuneración, ésta asegura que ningún recurso comprometido, utilizado y que se haya desempeñado adecuadamente, obtenga ingresos inferiores a los que habría recibido de no haber sido empleado para la prestación de SSCC.

Para lograr lo anterior, la modificación del Informe de Definición de SSCC de 2020 definió el “valor adjudicado” para cada servicio como sigue⁶³:

$$ValorAdjudicado = C.O + S.C + C.O.A + V.O$$

⁶² Solo se consideraron centrales diésel que prestaron al menos CPF+ o CSF+, excluyendo los eventos donde fueron adjudicadas exclusivamente CTF+, ya que este último servicio puede ser adjudicado incluso a centrales en frío, razón por la cual no es relevante si son o no encendidas en el proceso de co-optimización.

⁶³ La primera versión del Informe de Definición de SSCC que incorporó el actual mecanismo de remuneración fue la RE N° 442 de 23 de noviembre de 2020 de la CNE, para luego ser modificada y reemplazada por la RE N° 189 de 23 de abril de 2024 y finalmente por la RE N° 545 de 4 de septiembre de 2025, donde, si bien se mantuvo la definición de valor adjudicado, se incorporó un tratamiento particular para el cálculo del costo de oportunidad para los sistemas de almacenamiento de energía.

Donde,

C. O: Costo de oportunidad real, entendido como “(...) el costo en que incurre una instalación adjudicada por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción de la instalación por estar prestando un servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.”.

S. C: Costos por operación a un Costo Variable mayor al costo marginal real, también conocido como Sobrecostos, entendido como “(...) el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando el Costo Variable de la instalación resulta ser mayor al costo marginal del sistema en el mercado de corto plazo. Este costo será calculado por el Coordinador, cuando corresponda, con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios”.

C. O. A: Costo de operación adicional real, el cual se entiende como “(...) el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando ésta opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor, o su consumo específico de combustible es mayor, al considerado por el Coordinador en el proceso de programación de operación para dicha instalación, considerando una operación en que sólo vendería energía sin prestar el servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios”.

V. O: Valor ofertado, definido como “(...) el valor ofertado por el Coordinado titular de la instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario. En este valor el Coordinado deberá incluir todos aquellos costos no considerados en los puntos anteriores tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros.”.

Debido a que el costo de oportunidad, costos adicionales de combustible y potenciales sobrecostos son asegurados en la remuneración, se crean incentivos para que dichos componentes no sean internalizados en las ofertas, y se evita de esta manera que se internalicen premios por riesgo innecesarios, además de evitar distorsionar la co-optimización⁶⁴.

En cuanto a los componentes que constituyen la remuneración de SSCC de CF, lo evidenciado en el mercado chileno no difiere drásticamente de lo que sucede en otros mercados como CAISO. En este, la remuneración también asegura la recuperación de los costos de oportunidad, aunque los potenciales sobrecostos son tratados en el plano general de “Bid Cost Recovery”, el cual difiere del tratamiento de sobrecostos generales de Chile, pero sigue siendo consistente con su propio mercado de energía, que es efectivamente lo que se logra en el caso chileno⁶⁵.

En particular, el pago de servicios complementarios de CAISO puede ser resumido de manera simplificada en la siguiente ecuación:

$$ASMP_s = \max \left\{ \max_{i=1}^N \{ ASBid_{s,i} + \max\{0, LMP - EnergyBid_i\} \}, ShadowPrice_s \right\}$$

⁶⁴ Ver Anexo A.8.1 y A.8.2.

⁶⁵ Por lo mismo, para realizar una comparación efectiva de los costos de SSCC entre el mercado chileno y CAISO, se debería separar la remuneración por costo de oportunidad y valor ofertado de los sobrecostos registrados, ya que, la metodología de cálculo de sobrecostos difiere en su totalidad a la existente en CAISO.

Igualmente, se debe tener en consideración que los sobrecostos asociados a la prestación de SSCC que son presentados por el Coordinador no corresponden en su totalidad a SSCC, sino que es solo una convención contable. Esto, por cuanto se identifica cada unidad que prestó algún servicio complementario, y todo el sobrecosto se le asigna, a prorrata de la reserva total, a cada servicio, independiente de si dicha unidad generadora hubiese sido despachada a mínimo técnico incluso de no haber sido adjudicada servicios complementarios.

Donde,

ASMP_s: Precio marginal del servicio *s* (Ancillary Service Marginal Price) del período respectivo.

ASBid_{s,i}: Oferta del generador *i* para el servicio *s*.

LMP: Costo marginal del nodo respectivo.

EnergyBid_i: Oferta de energía del generador *i*.

ShadowPrice_s: Precio sombra del servicio *s*.

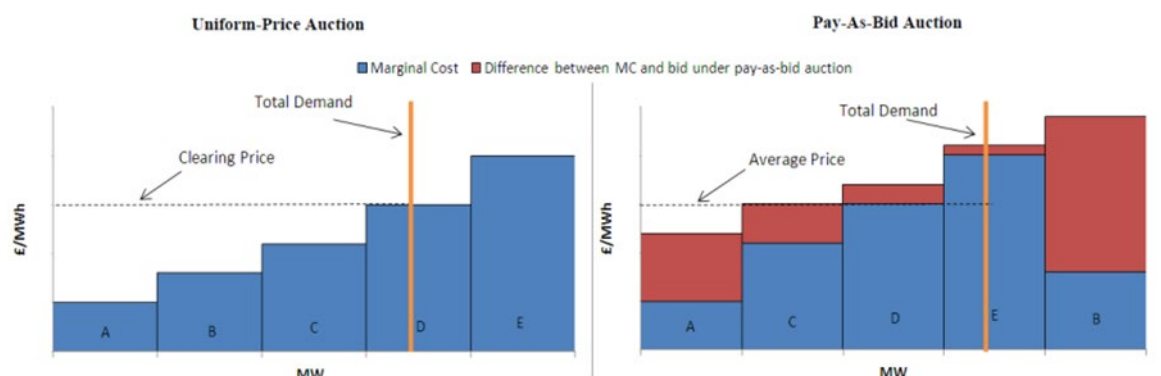
Esto es, si bien se considera el precio sombra de la restricción de reserva del servicio respectivo, se asegura que para ningún recurso el ASMP sea inferior a la oferta de capacidad de SSCC más el costo de oportunidad medido como la diferencia positiva entre el LMP en el nodo del recurso y la oferta de energía⁶⁶.

Como la remuneración corresponde a precio uniforme, el ASMP sería el máximo valor de todos los participantes adjudicados.

A pesar de no existir limitaciones a “los componentes de la oferta” en CAISO, en un escenario competitivo los agentes deberían converger a solo ofertar costos directos de capacidad de reserva, ya que el ASMP les asegura recibir el costo de oportunidad enfrentado en cada mercado, y recuperar de esta manera todos los costos respecto del mercado en tiempo real.

Si bien los componentes de la remuneración son similares a lo existente en Chile, una diferencia crucial corresponde a que en CAISO se trata de un mecanismo “Pay as Clear” (PaC), mientras que en Chile de uno “Pay as Bid” (PaB). En términos teóricos, se dice que el primero es más eficiente, ya que los agentes tendrían incentivos a ofertar sus propios costos, al recibir como remuneración el valor adjudicado más alto. Esto, sin embargo, no puede garantizarse en subastas multi-unidad, como es el caso de los SSCC, ya que en este tipo de subastas existen incentivos a no revelar el verdadero costo según la probabilidad de ser el agente que defina el precio de adjudicación.

En contraste, en un esquema PaB, todos los agentes tendrían incentivos a no revelar su verdadero costo, dependiendo cada oferta de la probabilidad asignada a ser adjudicado. Esta diferencia en los esquemas de remuneración, sin tener en cuenta los incentivos a “sombrear las ofertas” al tratarse de PaC, se ve reflejada en el siguiente esquema:



Fuente: <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2012/10/pay-as-bid-or-pay-as-clear-presentation.pdf>

⁶⁶ Ver Sección 27.1.2 de “Fifth Replacement Electronic Tariff” del 3 de agosto de 2024 de CAISO.

Asimismo, debido a que el mercado de energía es basado en costos auditados, mientras que los SSCC de CF son basados en ofertas, los agentes tienen incentivos a internalizar elementos no considerados en los costos variables de energía en las ofertas de SSCC, al ser el único “grado de libertad” que poseen para ajustar sus estrategias en el corto plazo. Consecuentemente, en un escenario donde existan asimetrías entre los costos auditados y los costos realmente enfrentados por los generadores, es esperable que las ofertas recibidas no reflejen en un 100% los costos directos de prestación de estos servicios, incluso bajo un escenario de competencia perfecta (ver Anexo A.8.3 para la formalización de esta conclusión).

Esto, sin embargo, no implica que el diseño híbrido sea peor que uno totalmente basado en costos auditados. Si las diferencias entre lo auditado y lo real son significativas, incluso bajo competencia reducida el diseño híbrido producirá mejores resultados. Por el contrario, solo ante la inexistencia de asimetrías entre los costos auditados y los costos privados reales se podría garantizar que un esquema híbrido sería superado en todo evento por uno 100% auditado.

En cualquier caso, al ser PaB el valor de remuneración y existir valores máximos diferenciados por tecnología⁶⁷, a menos que se trate de un escenario con costos marginales iguales a cero, los oferentes no podrán capturar la totalidad del excedente del productor que sí obtendrían de tratarse de un esquema PaC, lo que podría alterar los incentivos existentes en el mercado⁶⁸.

Por lo tanto, para permitir la captura del excedente del productor, una alternativa sería implementar un mecanismo PaC para el valor ofertado⁶⁹, mientras que otra más completa, aunque debería ser complementada con reformas a los pagos laterales y al tratamiento especial del costo de oportunidad de las baterías actualmente existente, consistiría en remunerar como PaC el valor más alto de la suma entre el valor ofertado, que seguiría siendo el costo directo, más el costo de oportunidad.

De esta manera, el valor adjudicado para el generador i podría expresarse como:

$$ValorAdjudicado_i = C.O_i + S.C_i + C.O.A_i + \max\{V.O_i\}_{i=1}^N$$

O alternativamente, de considerar la suma entre el valor ofertado y el costo de oportunidad con un mecanismo PaC, el valor adjudicado podría corresponder a lo siguiente:

$$ValorAdjudicado_i = C.O.A_i + \max\{V.O_i + \max\{0, CMg_{b_i} - CV_i\}\}_{i=1}^N$$

La segunda alternativa, no obstante, requiere necesariamente la modificación de la NTCyO para modificar el mecanismo de remuneración de pagos laterales, teniendo en cuenta la suma total de los ingresos por energía y SSCC menos los costos de dichos mercados en adición al costo de encendido y apagado por ciclo de despacho. En otras palabras, esto consistiría básicamente en adoptar el mismo criterio que actualmente existe para el cálculo de costos de encendido y apagado para todos los pagos laterales. Esto no solo sería beneficioso para modificar el diseño de SSCC, sino que también fomentaría la flexibilidad de centrales térmicas, y terminaría con el

⁶⁷ Según los costos contenidos en la RE N° 352 de 22 de septiembre de 2021 de la CNE, el costo de desgaste para la determinación del valor máximo oscila entre 2 USD/MWh para las tecnologías hidráulica, eólica, solar, geotérmica y almacenamiento; y 10 USD/MWh para el carbón.

⁶⁸ En una situación en la que el CMg es igual a cero, no existiría costo de oportunidad y probablemente los SSCC serían adjudicados a unidades con costos directos similares, por lo que el excedente del productor sería nulo o mínimo.

⁶⁹ En un esquema Pay as Clear, la existencia de precios máximos diferenciados por tecnología para mitigar potenciales manipulaciones de mercado podría no afectar la asignación eficiente de recursos. Esto, por cuanto bajo un esquema PaC no se limita la habilidad para capturar el excedente del productor, a diferencia de lo que podría suceder con valores máximos diferenciados por tecnologías en un esquema PaB.

sistema actual que privatiza las utilidades y socializa las pérdidas de los generadores térmicos, evitando entregar rentas sobrenormales a los generadores térmicos que encarecen el costo del sistema.

En adición, permitiría simplificar el tratamiento especial que se entrega a las baterías para calcular el costo de oportunidad en energía y SSCC, ya que el incentivo nacería naturalmente de las rentas inframarginales a las que podrían acceder, ya que estas no solo constarían de rentas de eficiencia relacionadas con el costo directo, sino que con el costo total que significa para el sistema, esto es, la suma entre el costo directo y costo de oportunidad de la unidad marginal que provee cada servicio. Así, no habría necesidad de crear mecanismos ad-hoc para remunerar nuevos recursos por su participación en SSCC.

Más aún, si en el futuro se adopta el criterio de limitar la capacidad disponible de las centrales eólicas, por razones de seguridad debido a su alta variabilidad, la posibilidad de obtener rentas inframarginales en SSCC incluso podría incentivar la mejora de pronósticos.

En la siguiente subsección, se presenta la evolución de las adjudicaciones y ofertas de los SSCC de CF desde el año 2024 hasta el primer semestre de 2025.

V.3 Evolución SSCC CF Enero 2024 – Diciembre 2025

En los gráficos siguientes, se presenta la proporción de MW adjudicados por instrucción directa y ofertas, para los distintos servicios.

Gráfico V.3.1
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CPF-

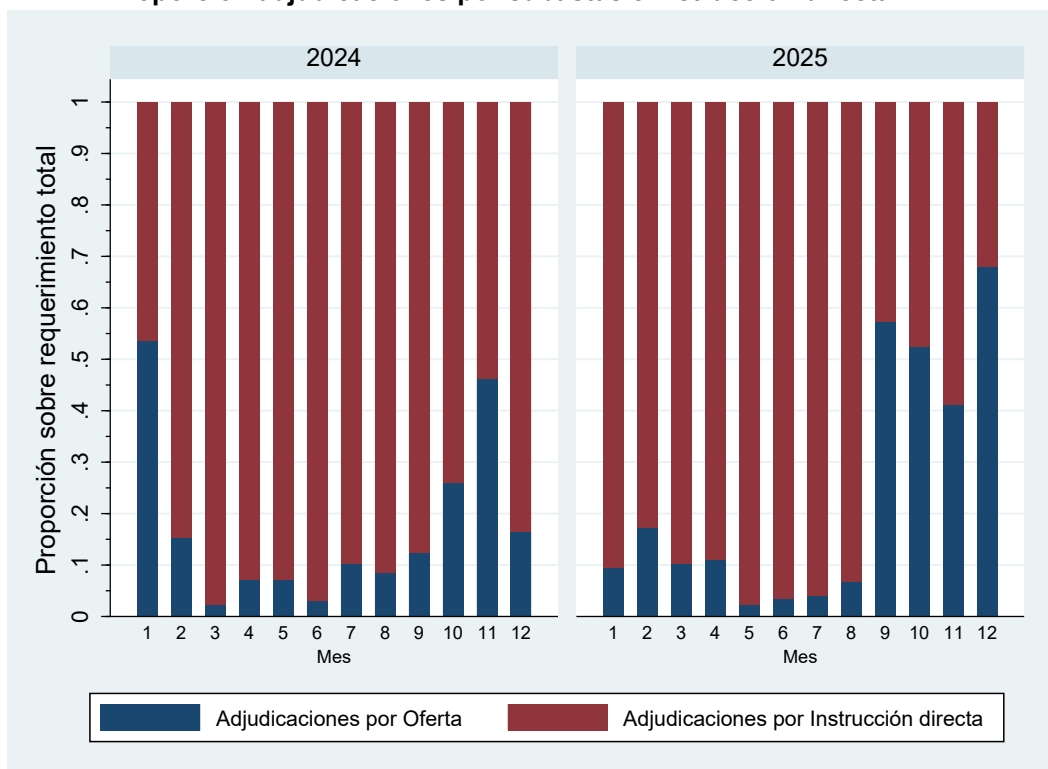


Gráfico V.3.2
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF+

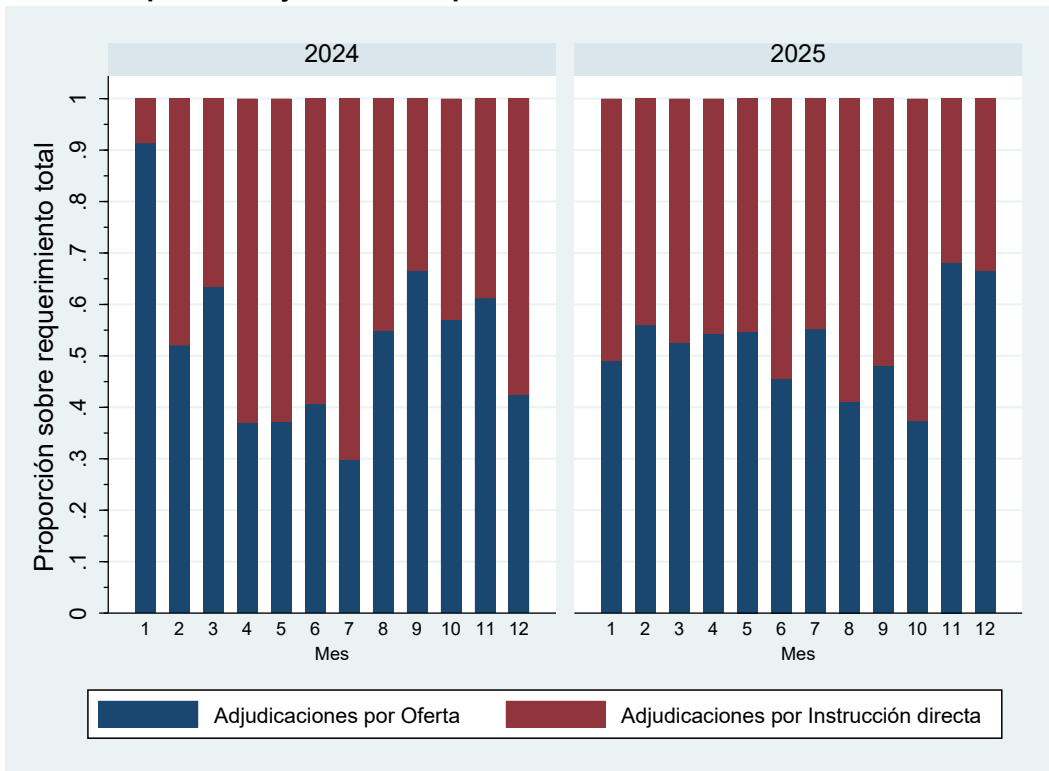


Gráfico V.3.3
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF-

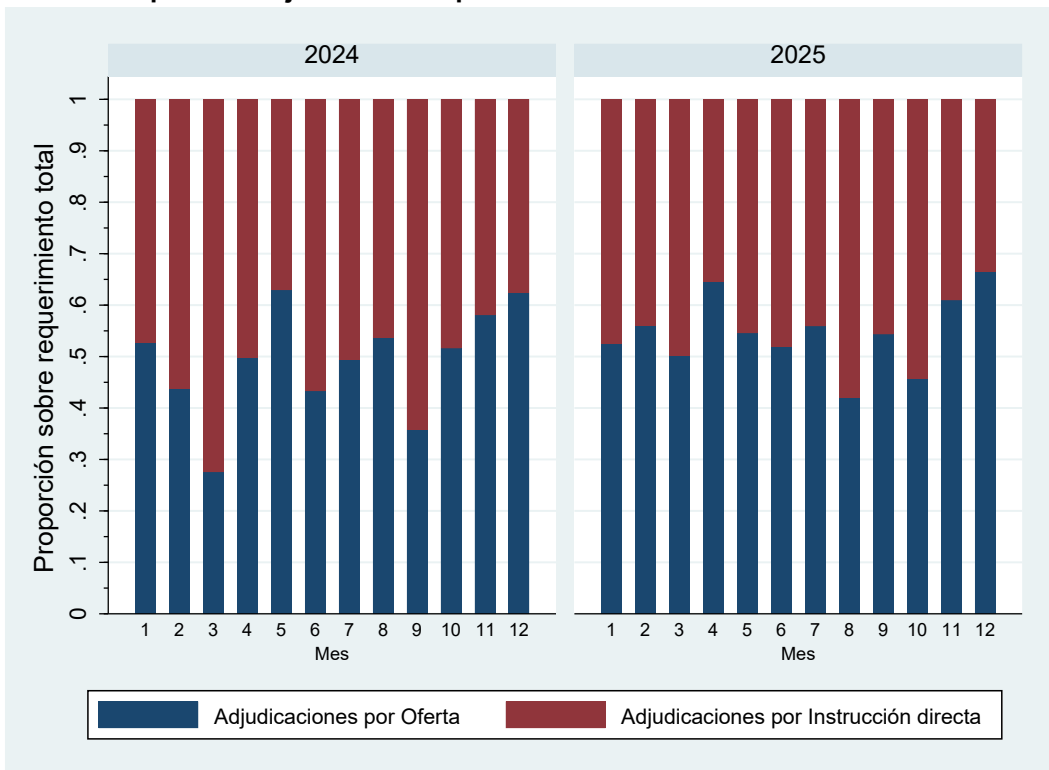


Gráfico V.3.4
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF+

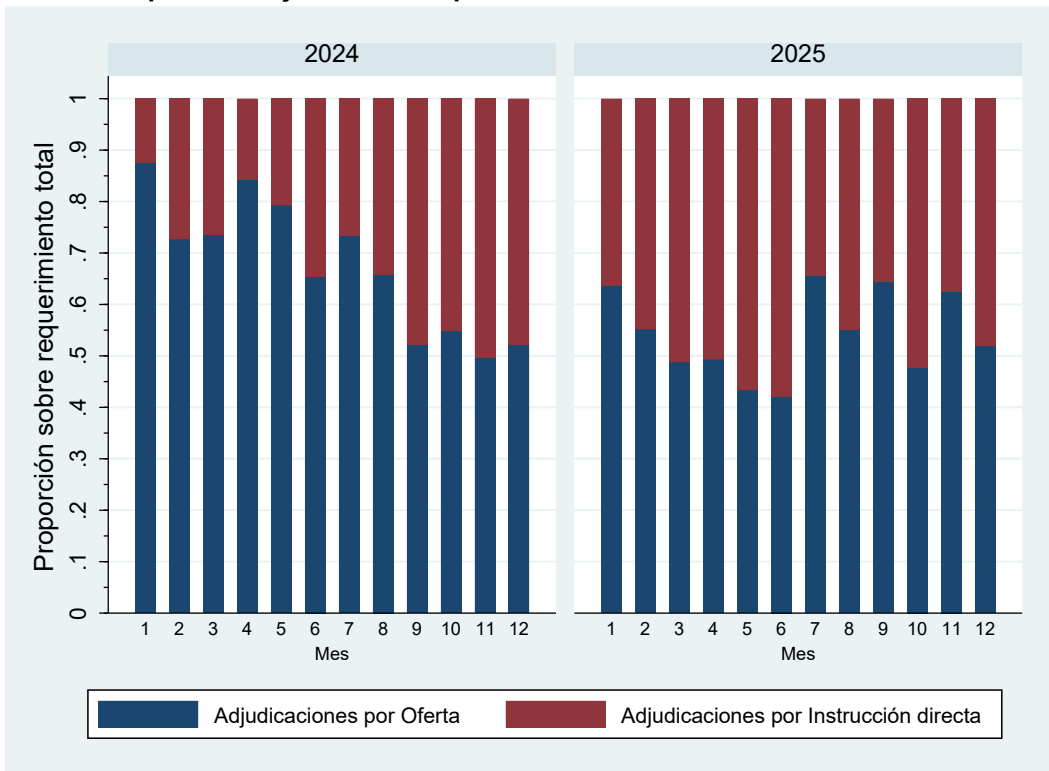
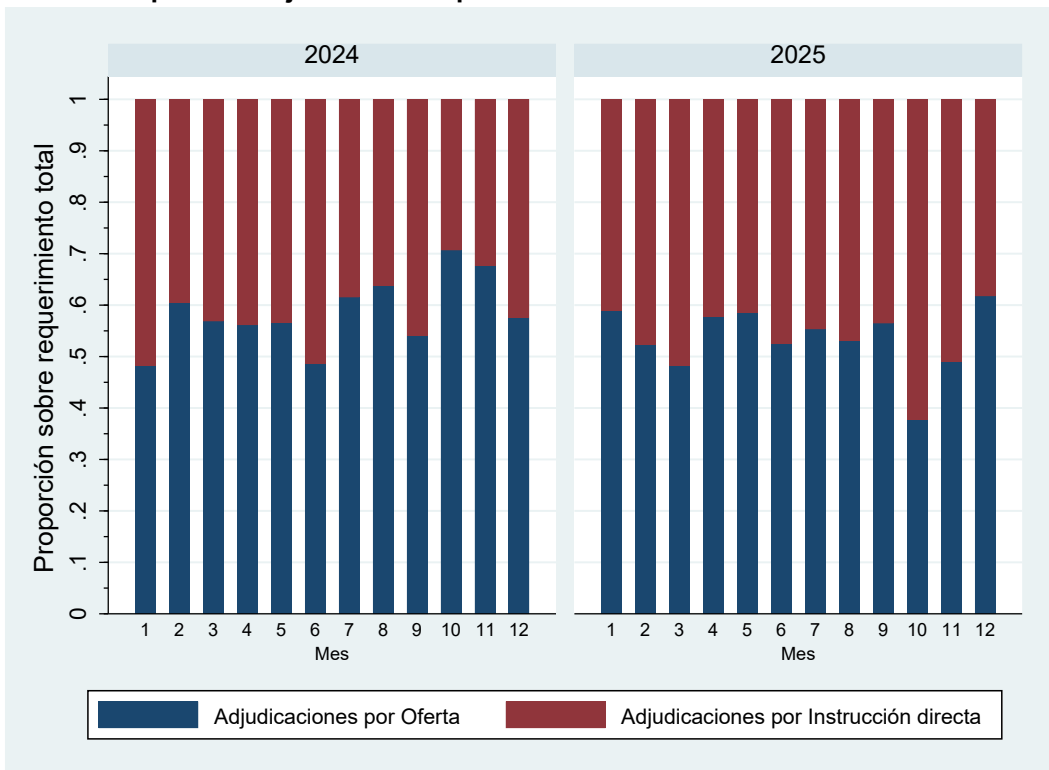


Gráfico V.3.5
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF-



Como se observa, las adjudicaciones para el servicio de CPF- aumentaron drásticamente la proporción de adjudicaciones a unidades que presentaron ofertas, superando el 50% en septiembre y octubre, el 40% en noviembre e incluso el 60% durante diciembre, estando ahora

a la par con el resto de los servicios, los cuales mantuvieron un nivel de adjudicación a unidades que presentaron ofertas relativamente estable, rondando el 50%.

Cabe hacer notar que la circunstancia de que algunos servicios hayan sido adjudicados mayoritariamente por ID en algunos meses, como el de CPF-, **no es una muestra de falta de competitividad potencial en el mercado**, ya que esta se ve reflejada en la habilidad de un agente particular para alterar el precio de equilibrio, y el resultado de un proceso declarado desierto o parcialmente desierto converge al de instrucción directa al considerar la co-optimización la totalidad del parque habilitado para la prestación de SSCC, independiente de si presentaron ofertas o no. Asimismo, existen medidas de mitigación que limitan los potenciales abusos que podrían ocurrir en las ofertas de costos de desgaste.

En cuanto a las adjudicaciones por fuente, se muestra en los siguientes gráficos que en su mayoría correspondieron a unidades hidráulicas para CPF+, al igual que lo sucedido para CPF- en los primeros meses del año, pasando a ser las unidades que utilizan carbón las más relevantes durante los meses de mayo y junio. Para el CSF, tanto de subida como de bajada, la mayoría de las adjudicaciones fue realizada a unidades hidráulicas y ERV. Esto es similar a lo observado para el CTF, con la diferencia de que en el servicio de subida el diésel cobra importancia, debido a que en el caso de CTF+ pueden ser asignadas “reservas en frío”. Cabe destacar el comienzo de adjudicaciones a sistemas de almacenamiento a partir de octubre del año 2025, siendo particularmente relevantes en los últimos dos meses para los servicios de CSF, en particular el de bajada.

Gráfico V.3.6
Proporción adjudicaciones por fuente CPF+

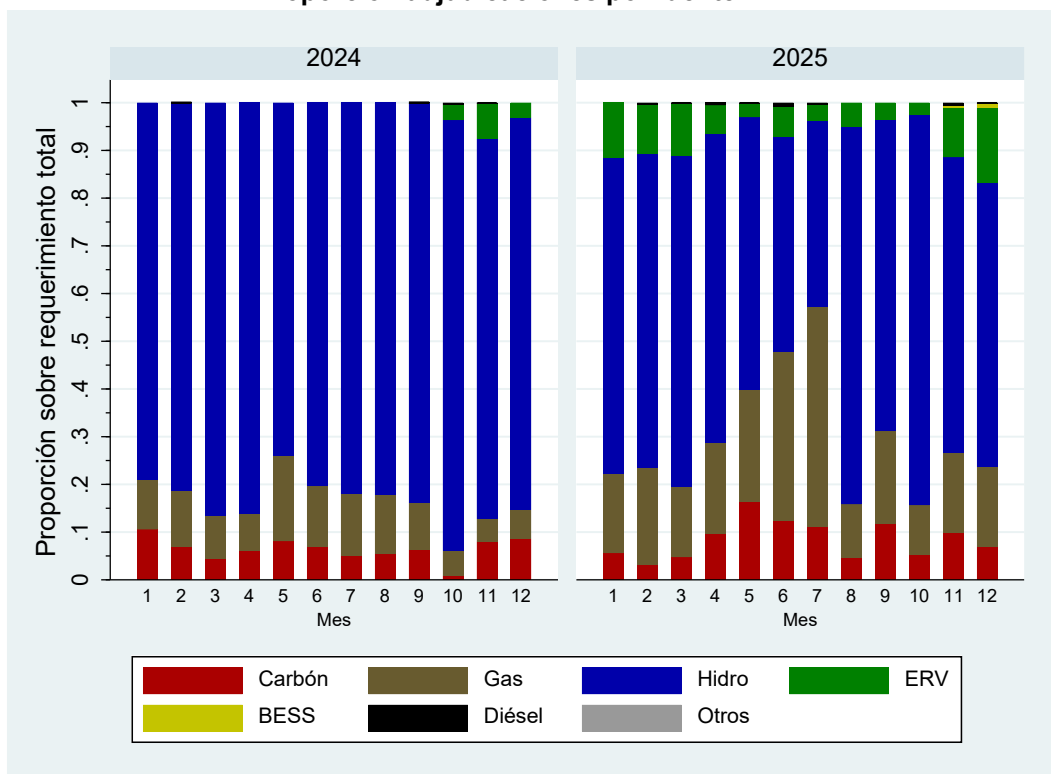


Gráfico V.3.7
Proporción adjudicaciones por fuente CPF-

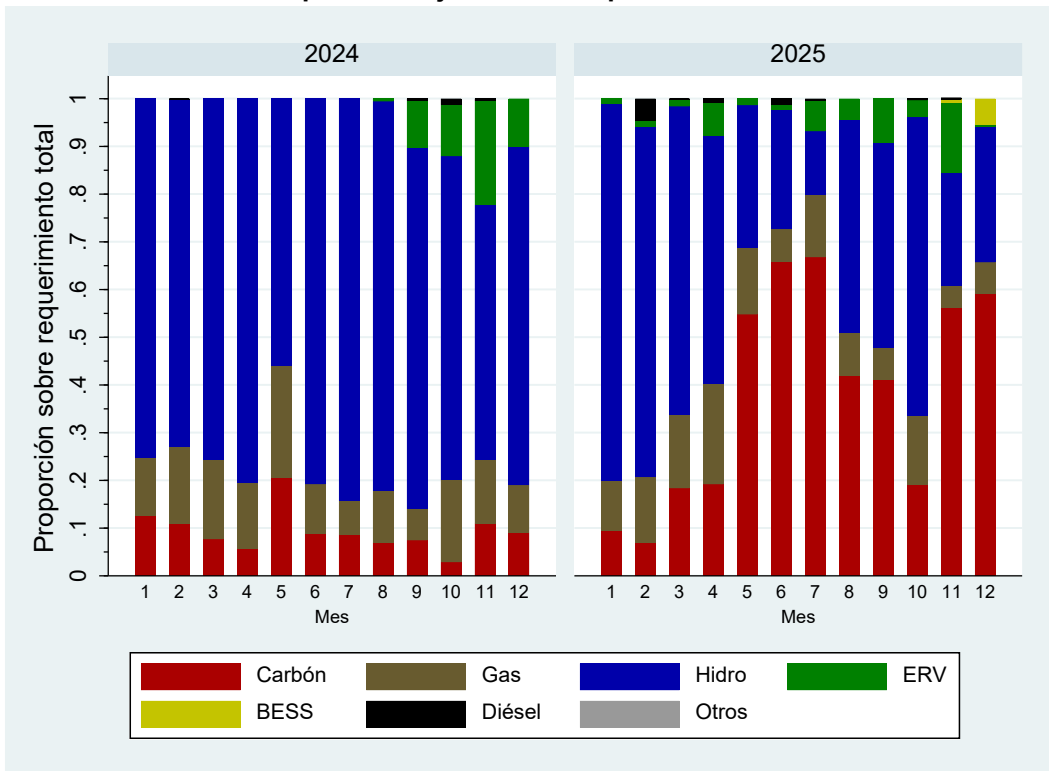


Gráfico V.3.8
Proporción adjudicaciones por fuente CSF+

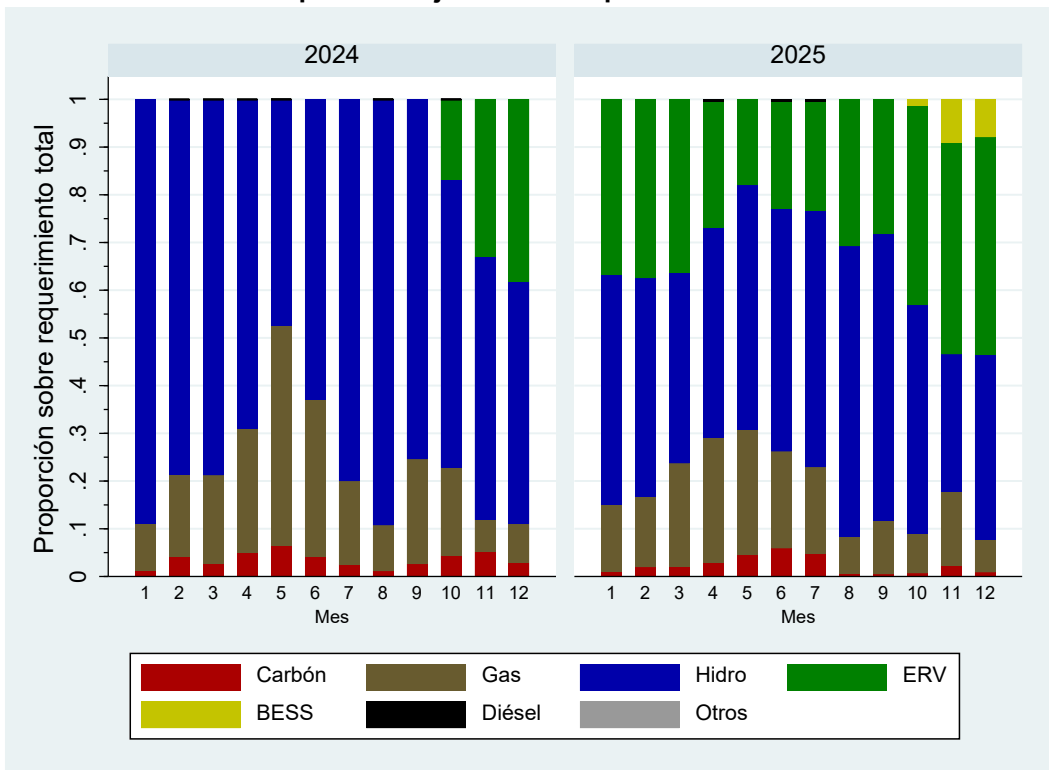


Gráfico V.3.9
Proporción adjudicaciones por fuente CSF-

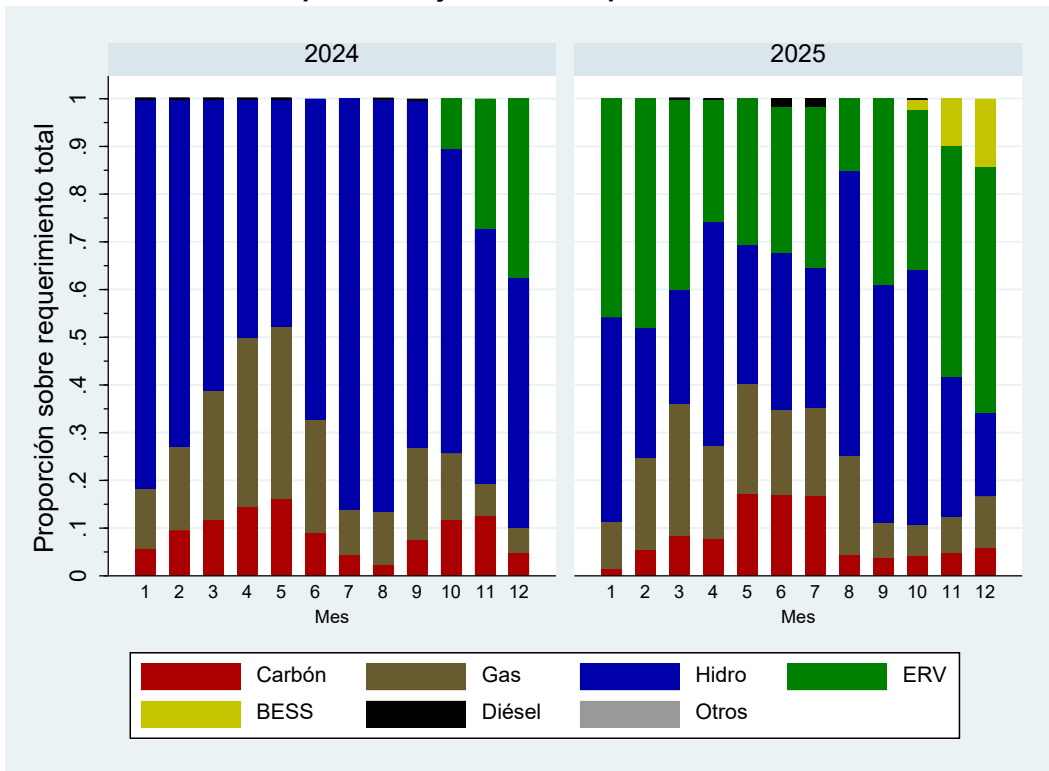


Gráfico V.3.10
Proporción adjudicaciones por fuente CTF+

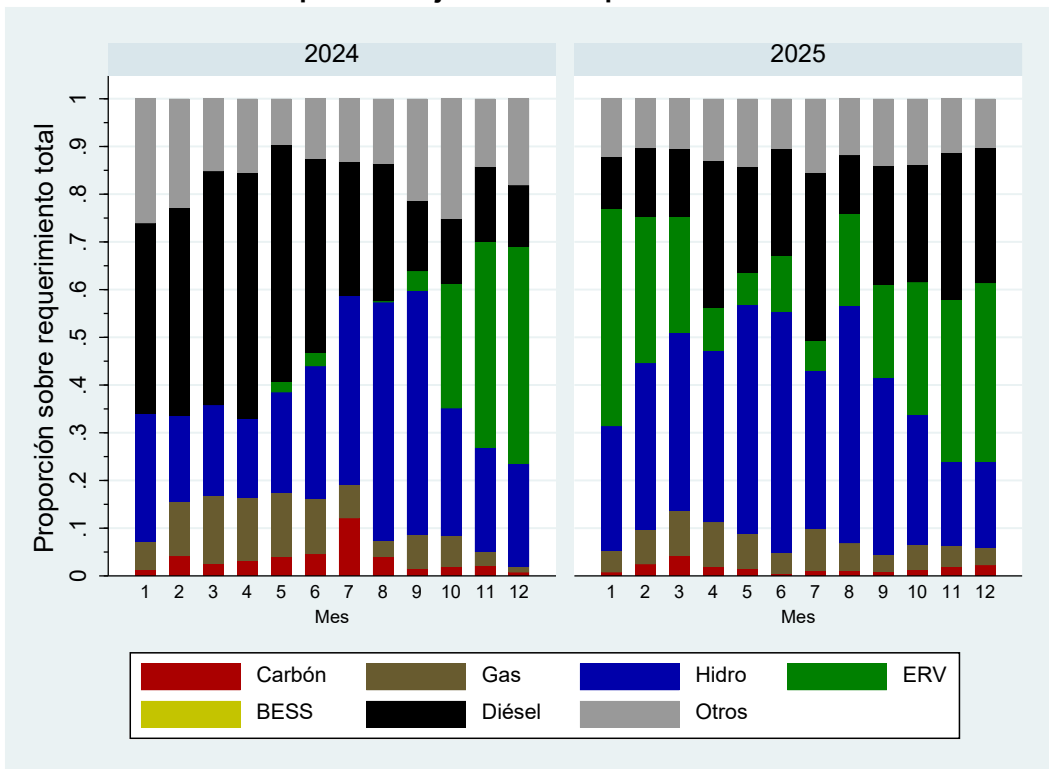
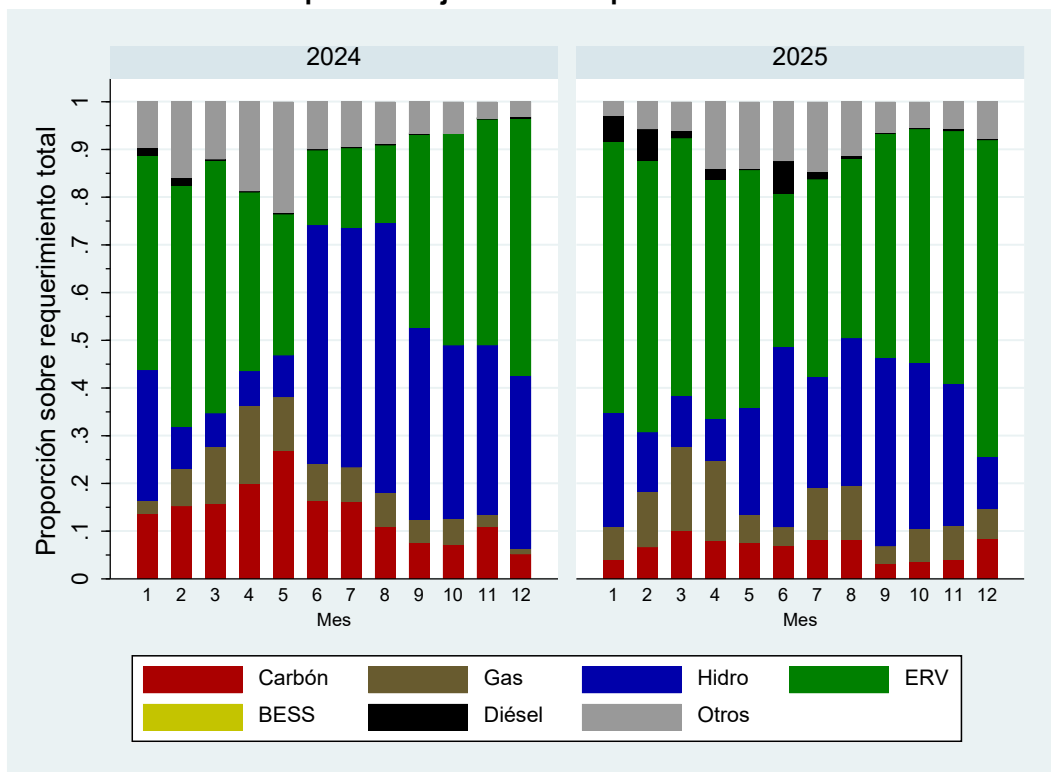


Gráfico V.3.11
Proporción adjudicaciones por fuente CTF-



Al considerar las adjudicaciones horarias por tecnología (gráficos V.3.12 al V.3.17), se puede apreciar que a partir del 21 de octubre de 2024, la mayoría de las adjudicaciones a centrales ERV se produjeron en horario solar, lo cual tiene sentido, debido a que el costo de oportunidad en períodos de costo marginal igual a cero es nulo, por lo que para el programa del día siguiente, que internaliza probabilidades de activación, es más económico adjudicar centrales ERV, incluso para servicios de subida, que centrales térmicas. Esta proporción, sin embargo, disminuyó significativamente el año 2025 para el CPF- en comparación con lo sucedido en las fechas seleccionadas del año 2024, disminuyó levemente para el CSF+ y en el resto se mantuvo relativamente estable.

A este respecto, resulta necesario destacar que las adjudicaciones a centrales eólicas son significativas en CSF y CTF, siendo este el recurso con mayores errores de predicción y con mayor curtosis, razón por la cual sería recomendable limitar la capacidad disponible del recurso eólico para la prestación de reservas, ajustándola por el percentil 95 de la distribución de los errores de pronósticos.

Igualmente, se aprecia la adjudicación a medios de almacenamiento primordialmente fuera de horario solar, en particular para ambos controles secundarios de frecuencia.

Gráfico V.3.12
Proporción adjudicación horaria por fuente CPF+

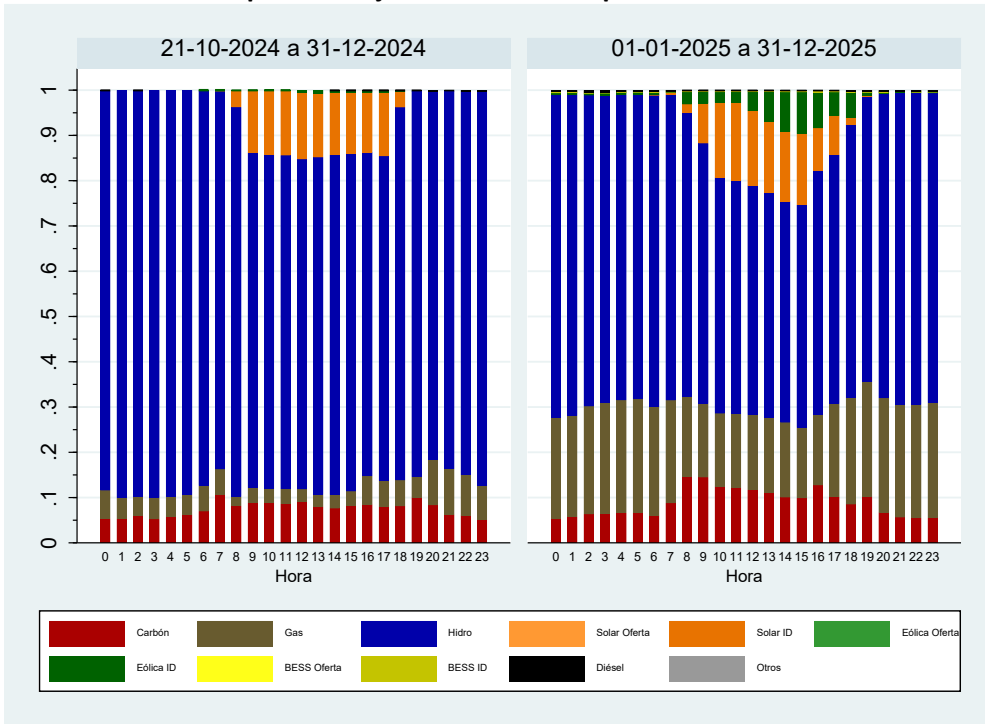


Gráfico V.3.13
Proporción adjudicación horaria por fuente CPF-

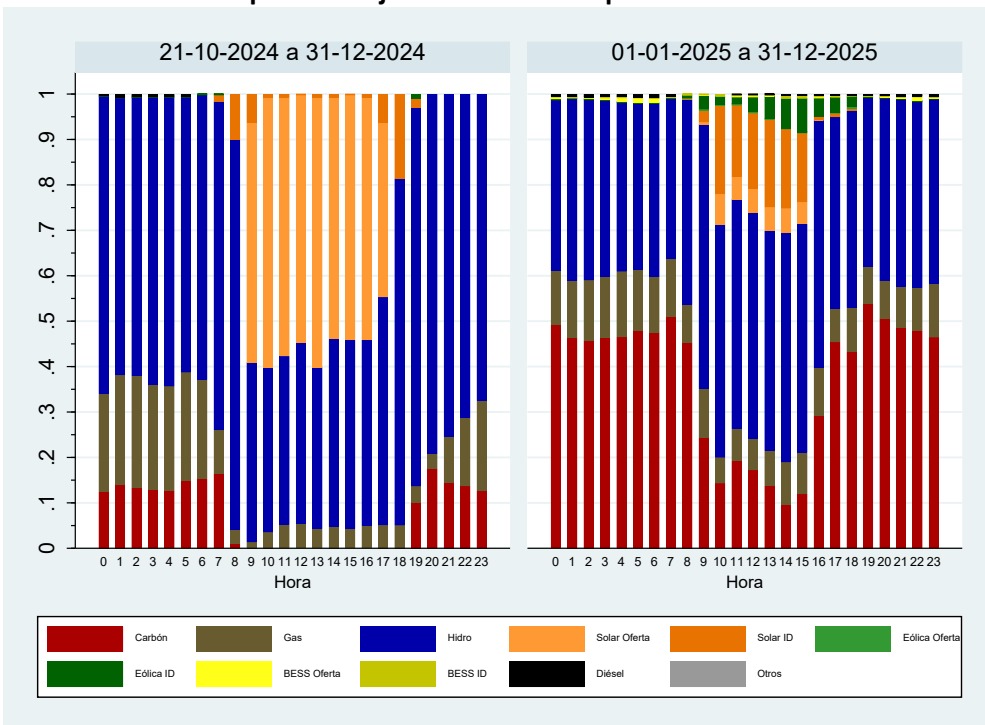


Gráfico V.3.14
Proporción adjudicación horaria por fuente CSF+

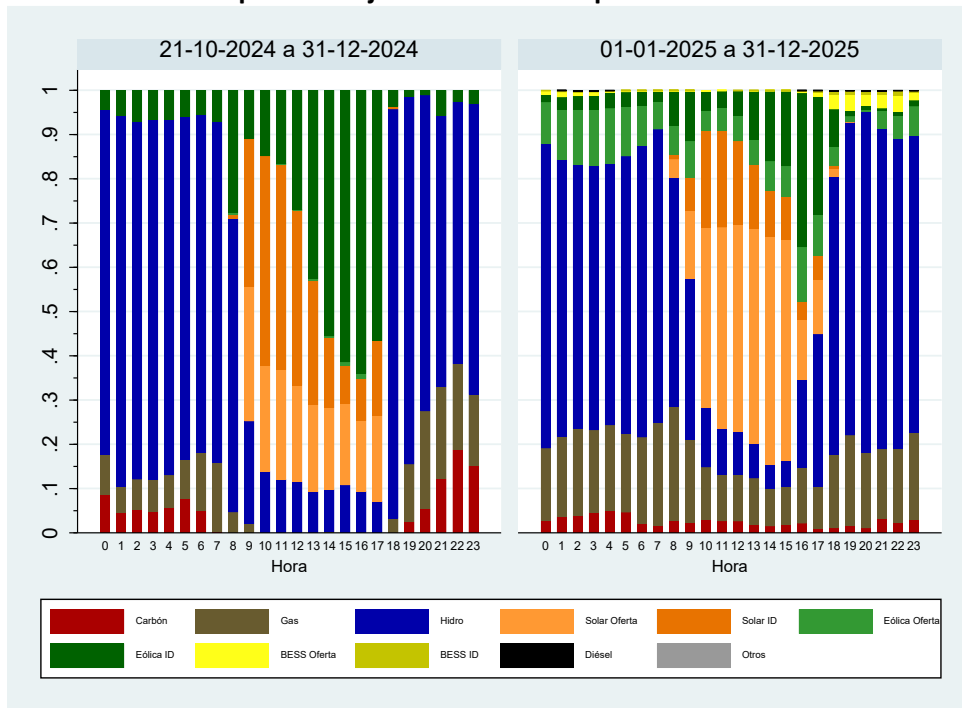


Gráfico V.3.15
Proporción adjudicación horaria por fuente CSF-

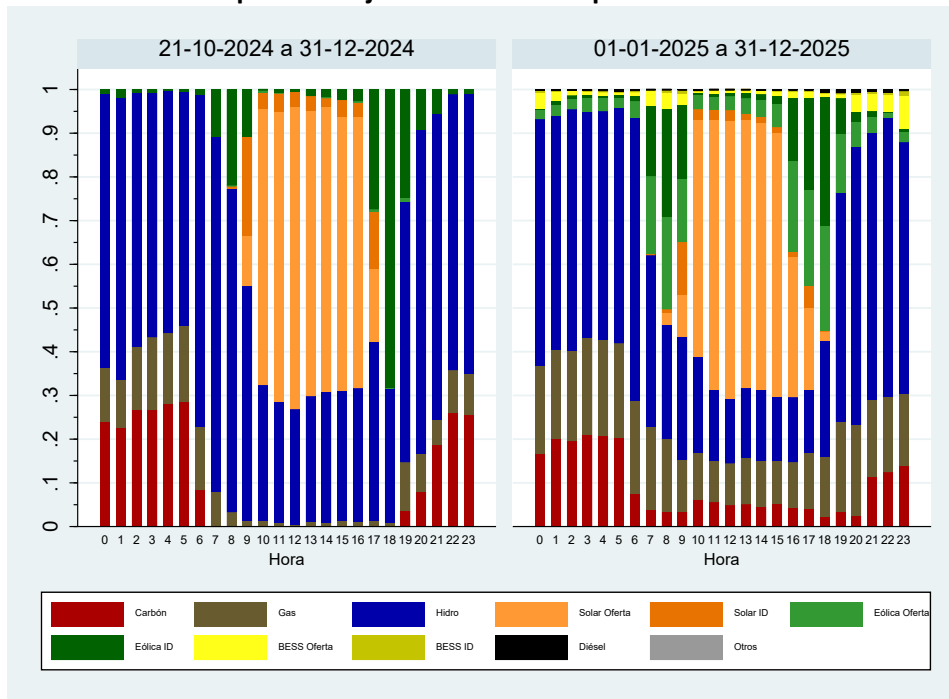


Gráfico V.3.16
Proporción adjudicación horaria por fuente CTF+

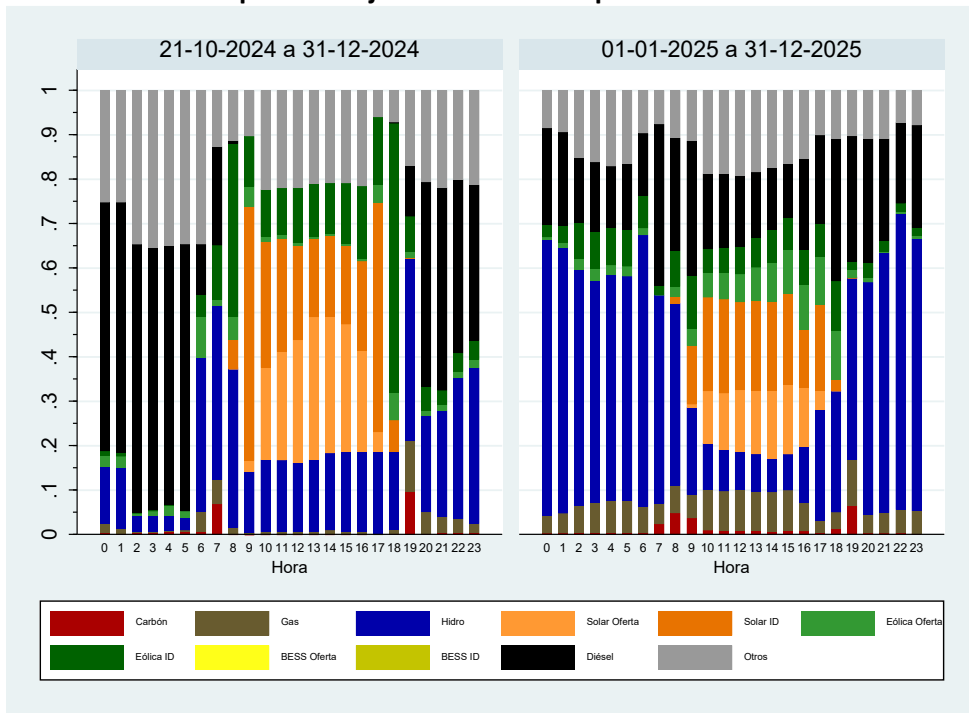
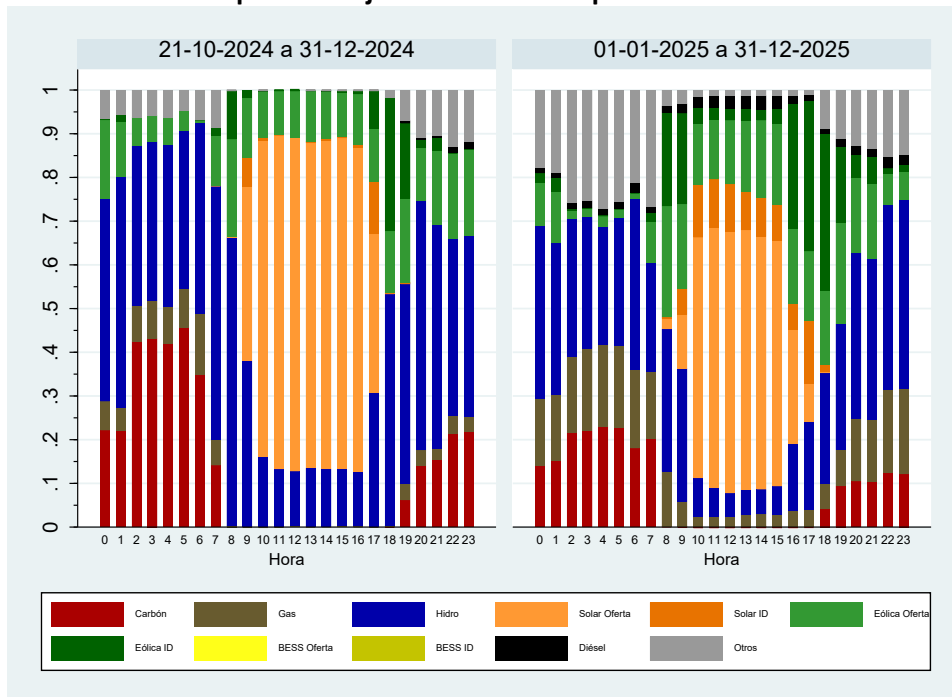


Gráfico V.3.17
Proporción adjudicación horaria por fuente CTF-



En cuanto a precios ofertados y adjudicados, la distribución general para todos los servicios se puede apreciar en el siguiente gráfico. Como se observa, existió un leve aumento de los valores iguales o superiores a 10 durante el año 2025, así como un aumento de las ofertas bajo 2, en particular de las centrales no térmicas.

Gráfico V.3.18
Curva duración ofertas adjudicadas 2024- 2025

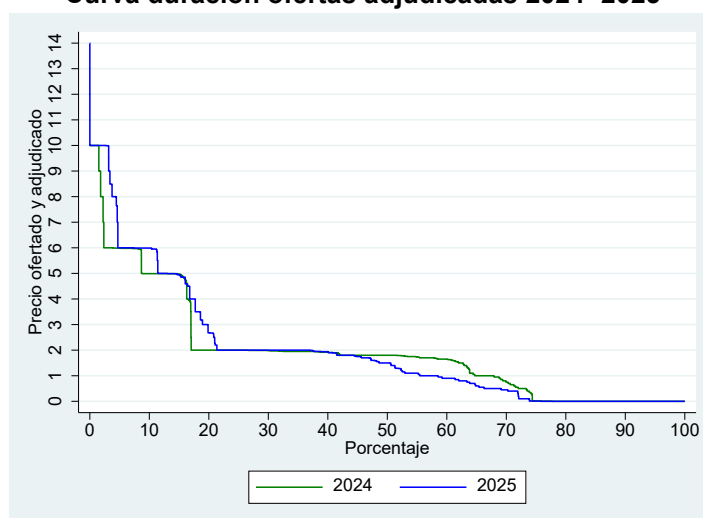
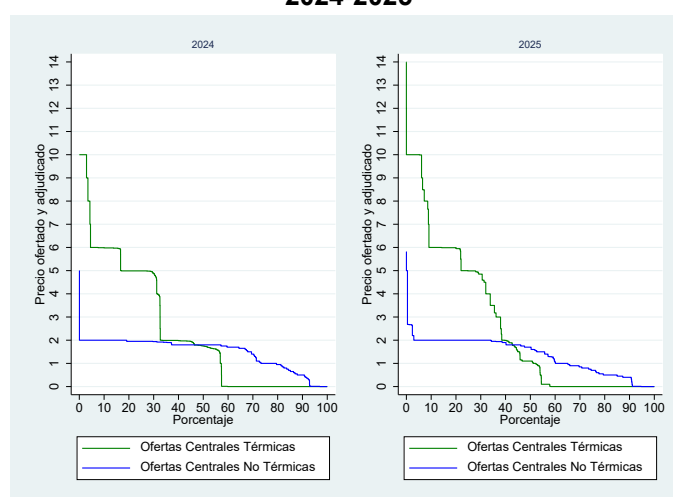


Gráfico V.3.19
Curva de duración ofertas adjudicadas por tecnología térmica y no térmica 2024-2025



Cabe destacar que, tal como fue explicado en la sección precedente, las ofertas iguales a cero de centrales térmicas **no fuerzan el despacho de centrales térmicas, y por lo tanto no desplazan generación renovable**, solo contribuyendo a modificar la probabilidad de adjudicación entre el mismo tipo de centrales.

En cuanto a ofertas recibidas y filtradas por las medidas de mitigación⁷⁰, estas aumentaron en comparación con el año 2024, promediando 2,2 USD el CPF-; 3,4 USD el CSF+; 3,6 USD CTF+; 3,2 USD el CSF- y 2,5 USD el CTF-. El caso del CPF- es particular, ya que los precios de referencia establecidos por la CNE en la resolución de precios máximos pueden llegar a ser varias veces inferiores al del resto de los servicios.

⁷⁰ Una "oferta filtrada" se entiende como una oferta que cumple con las medidas de mitigación establecidas en la resolución de valores máximos de la CNE.

Tabla 2.C.1
Estadísticas descriptivas ofertas “filtradas” recibidas en 2024 - 2025

Año	Servicio	Promedio	Desv. Est.
2024	CPF-	0,486	0,5193
	CSF-	1,618	2,589
	CSF+	1,735	2,439
	CTF-	0,769	1,460
	CTF+	2,104	2,099
2025	CPF-	2,231	1,947
	CSF-	3,230	2,768
	CSF+	3,411	2,696
	CTF-	2,527	3,026
	CTF+	3,460	2,913

V.3 Conclusiones

Si bien las adjudicaciones por instrucción directa fueron la mayor proporción para el servicio de CPF- durante gran parte del año 2025, aumentó incluso por sobre 60% a diciembre del mismo año, ubicándose en proporciones similares el resto de los servicios.

Se observó una participación relevante en la adjudicación de SSCC de control de frecuencia por parte de unidades renovables, en particular en horario solar, y el comienzo de adjudicaciones a sistemas de almacenamiento, primordialmente fuera de horario solar, participación que se espera aumente de manera significativa junto con el nuevo ingreso de BESS.

Debido a que la fuente de generación con mayores errores de pronósticos corresponde a la eólica, con una distribución de errores de pronóstico que usualmente no está centrada en cero y posee una alta curtosis, se recomienda limitar la capacidad disponible para la prestación de estos servicios, ajustándola de acuerdo al percentil 95 de la distribución de errores de pronóstico, con tal de minimizar el impacto sobre los reemplazos de estas unidades.

Asimismo, con el fin de alinear los incentivos para un proceso de verificación más expedito de nuevas tecnologías para la prestación de SSCC, particularmente el CPF y CSF, así como también para entregar señales de precios más adecuadas, se recomienda evaluar el tránsito a un esquema Pay as Clear para los SSCC de control de frecuencia respecto del componente ofertado, además de reevaluar la metodología de remuneración de pago de sobrecostos, con tal de evitar potenciales conductas oportunistas por parte de generadores con parques térmicos, y garantizar una asignación más eficiente de recursos. Esto último, además, permitiría remunerar como precio uniforme el conjunto de la oferta más los costos de oportunidad remunerados expost, lo que permitiría capturar adecuadamente el excedente del productor a los distintos participantes⁷¹.

⁷¹ Con fecha 1 de abril de 2026 se enviaron las cartas CD 00051-26 y CD 00052-26 que abordan la recomendación sobre precio uniforme y el tratamiento de los pagos laterales.

CAPÍTULO VI: MERCADO DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

VI.1 Antecedentes Generales

Los pequeños medios de generación distribuidos son aquellos generadores conectados a las redes de distribución que inyectan excedentes de potencia menores o iguales a 9000 kW y, junto a los pequeños medios de generación, constituyen los medios de generación de pequeña escala.

En los últimos 12 años, el segmento PMGD ha aumentado su presencia de manera sustancial, pasando de menos de 200 MW en potencia instalada a inicios de 2014 a más de 3.600 MW a inicios de 2026, consolidándose como un actor relevante dentro de la matriz energética nacional. Este crecimiento ha estado impulsado principalmente por las disposiciones en el marco regulatorio vigente.

El marco regulatorio está establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos y en el Reglamento para medios de generación de pequeña escala que está contenido en el Decreto Supremo N° 88 emitido por el Ministerio de Energía en 2019 (“DS 88”), y que reemplazó al primer reglamento contenido en el Decreto Supremo N° 244 del Ministerio de Economía (“DS 244”).

El DS 88 regula los procedimientos de interconexión, energización y puesta en servicio de los pequeños medios de generación y de los pequeños medios de generación distribuida, así como también el mecanismo de estabilización de precios por el que pueden optar estos medios de generación.

Los procedimientos, metodologías y exigencias para la conexión y operación de los Pequeños Medios de Generación Distribuidos están establecidos en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD.

Si bien la expansión de este segmento puede aportar beneficios al sistema eléctrico, también plantea desafíos operativos, entre ellos las congestiones en las redes de distribución y zonales, así como la limitada visibilidad de estas instalaciones para el Coordinador Eléctrico Nacional.

VI.2 Evolución Generación y Capacidad Instalada

Durante el año 2025 se incorporaron 408.8 MW de nueva capacidad en medios de generación de pequeña escala, de los cuales 338.4 MW correspondieron a PMGD. Con ello, la potencia instalada total del segmento PMGD alcanzó 3688 MW⁷² a fines de 2025, lo que representa un crecimiento del 10% respecto del cierre del año anterior, consolidando una reducción en el ritmo de crecimiento en los últimos años. Al cierre de 2025 la potencia PMGD representó un 10% de la potencia total instalada del sistema eléctrico.

El Gráfico 4.A.1 muestra la evolución histórica de la potencia instalada en PMGD, mientras que el Gráfico 4.A.2 muestra su distribución geográfica a diciembre de 2025.

⁷² Considera las limitaciones de potencia de PMGD al momento de elaboración del informe.

Gráfico VI.2.1
Potencia instalada PMGD por año

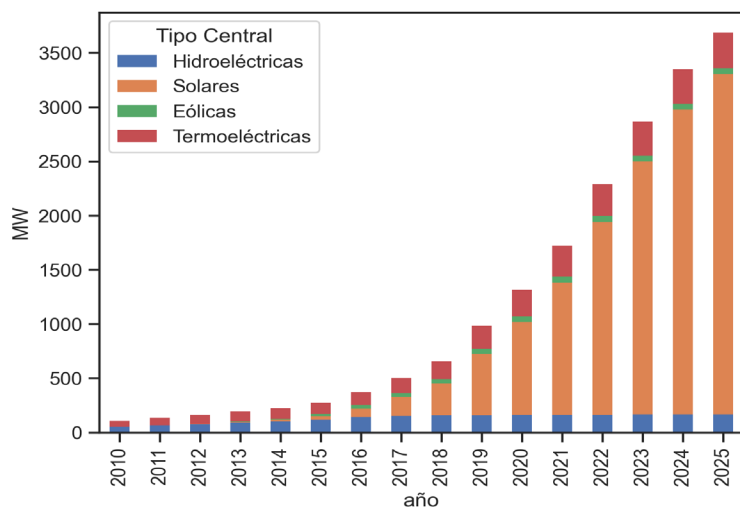
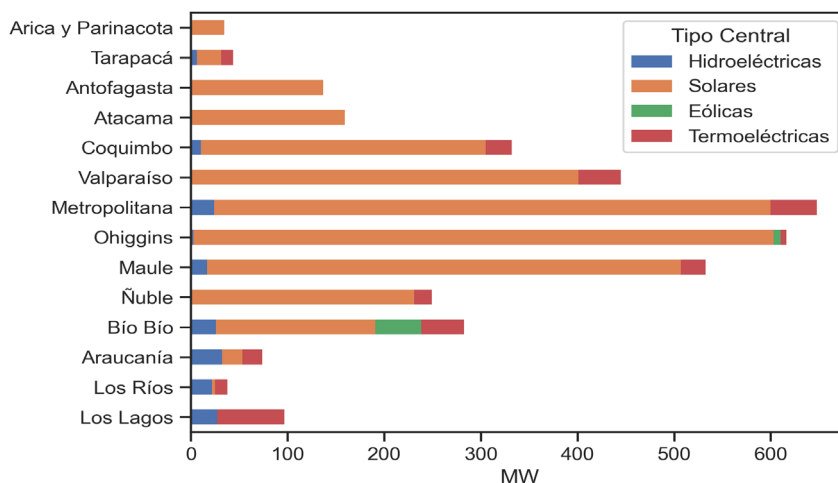


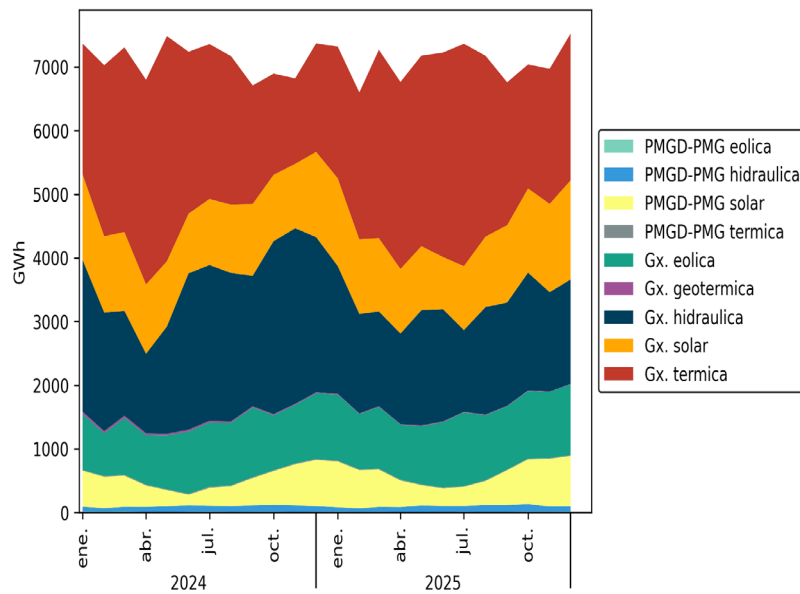
Gráfico VI.2.2
Potencia instalada PMGD por región



Durante el año 2025 se instalaron PMGD en casi todas las regiones del SEN, destacando las regiones comprendidas entre Coquimbo y Biobío, las que concentraron el 84% de la capacidad instalada.

Respecto de la generación, el Gráfico VI.2.3 muestra la generación mensual en el sistema identificando las centrales PMG y PMGD del resto de las centrales del sistema eléctrico por tipo de tecnología.

Gráfico VI.2.3
Generación mensual por tecnología y segmento de generación



En 2024, la generación de tipo PMGD representó un 6,75% de la generación total del sistema, mientras que en 2025 esta participación aumentó a un 7,99%, evidenciando un mayor aporte relativo. En ambos años, el mayor peso mensual se alcanzó hacia fines de año, pasando de diciembre de 2024 con un 10,2% a noviembre de 2025 con un 11,02%. Asimismo, la máxima penetración horaria también mostró un incremento, registrándose en 2024 a la hora 13 del 27 de octubre con un 26,12%, y en 2025 a la hora 17 del 12 de octubre con un 28,64% de la generación total horaria.

VI.3 Régimen de Precios PMGD

Los generadores de pequeña escala tienen la facultad de comercializar la energía suministrada al sistema al costo marginal instantáneo o, alternativamente, a un precio estabilizado, así como vender los excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia.

El Decreto Supremo 88 (DS 88) define el precio estabilizado en seis intervalos de tiempo, cada uno con una duración de cuatro horas, estos son fijados por el Ministerio de Energía y calculados semestralmente por la Comisión Nacional de Energía. Además, este reglamento establece un régimen transitorio que permite a los medios de generación de pequeña escala, que cumplan ciertas condiciones, optar por una valorización de sus inyecciones de energía al precio estabilizado definido en el DS 244, correspondiente al Precio de Nudo de Corto Plazo (PNCP).

Los medios de generación de pequeña escala que se encontraban en operación a la fecha de publicación del DS 88, pueden elegir cualquiera de los regímenes de valorización energética: costo marginal, precio estabilizado por intervalo o PNCP, siempre que notifiquen su elección al Coordinador dentro de los cuatro años siguientes a la publicación del DS 88, es decir, hasta octubre de 2024

Este régimen transitorio tiene una vigencia de 165 meses desde la publicación del DS 88, permitiendo a los PMG y PMGD que cumplieron con los requisitos optar por la valorización al PNCP hasta julio de 2034.

VI.3.1 Comparación de Régimen de Precios PMGD

Los gráficos VI.3.1, VI.3.2 y VI.3.3 ofrecen una comparativa entre el costo marginal promedio mensual, el precio estabilizado por intervalo temporal y el precio nudo de corto plazo en 3 barras del sistema eléctrico representativas de la zona norte, centro y sur, barras Crucero 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV respectivamente. Esta comparación se realiza en horas solares, considerando el periodo de 8:00 a 20:00 horas y en las restantes horas no solares.

Gráfico VI.3.1
Comparativa de CMg-PE-PNCP promedio mensual barra Crucero 220 kV

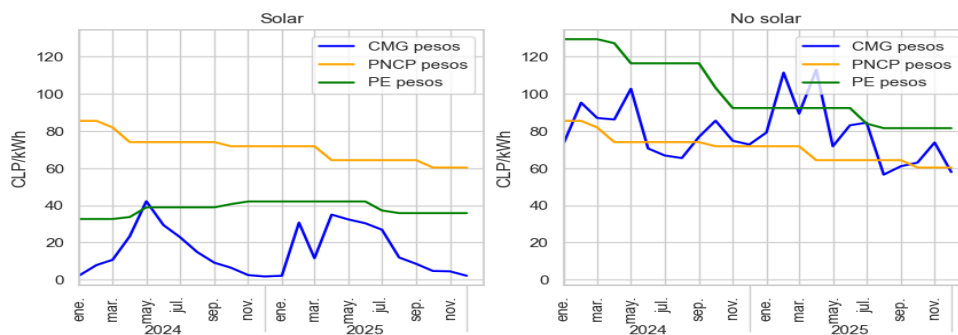


Gráfico VI.3.2
Comparativa de CMg-PE-PNCP promedio mensual barra Quillota 220 kV

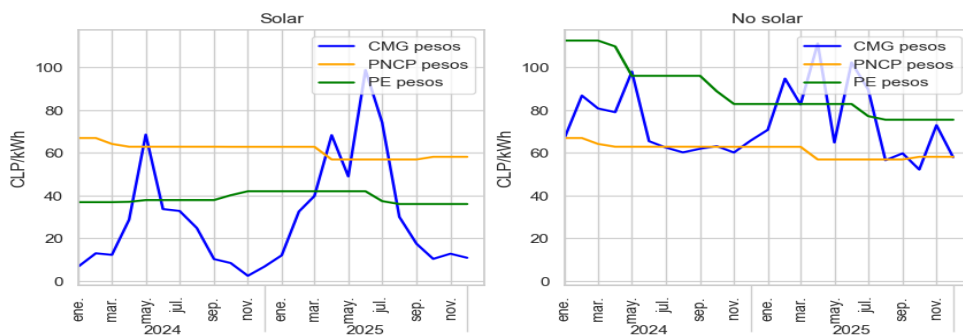
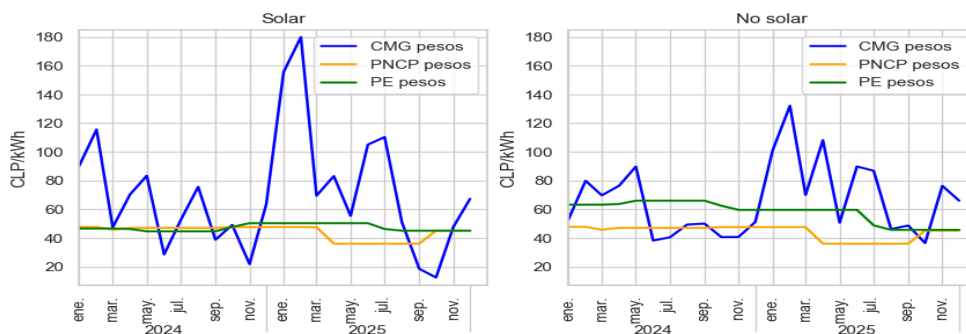


Gráfico VI.3.3
Comparativa de CMg-PE-PNCP promedio mensual barra Puerto Montt 220 kV



En términos generales, se evidencia una diferencia significativa entre los costos marginales del bloque solar y los del bloque no solar, explicada fundamentalmente por la abundante oferta fotovoltaica diurna. Esta dinámica ha derivado en la recurrencia sistemática de episodios de costos marginales nulos, fenómeno que se ha vuelto estructural desde el año 2024, y que se asocia a niveles de vertimiento de energía renovable del orden de 6.000 GWh anuales, volumen de energía comparable al aporte total que realiza el segmento PMGD al sistema en un año completo. No obstante, esta tendencia general presenta excepciones en nudos con desacoples de transmisión, como la barra de Puerto Montt, donde la incidencia de la generación solar y la frecuencia de costos nulos es significativamente menor. Asimismo, se confirma un patrón estacional, observándose costos marginales consistentemente más bajos en los meses de mayor radiación respecto a los meses de invierno.

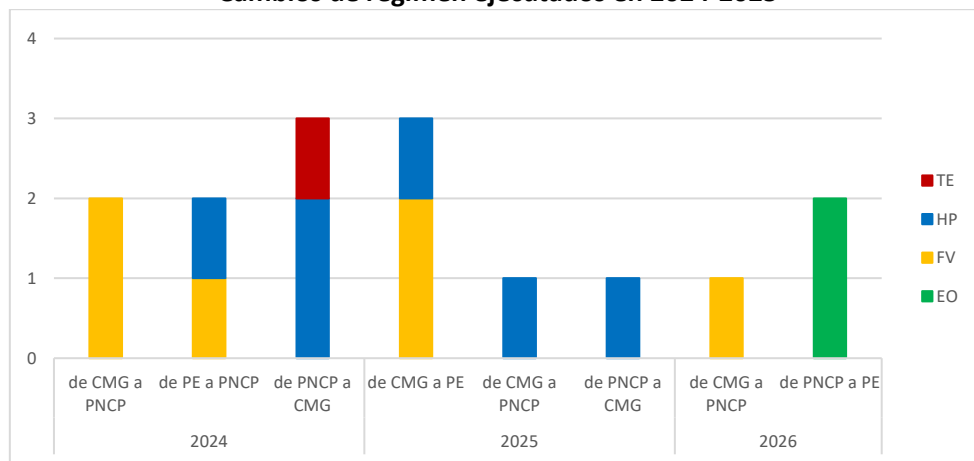
En cuanto a los precios estabilizados, generalmente, tanto el precio nudo de corto plazo como el precio estabilizado por bloque, son mayores que el costo marginal, especialmente en las barras Crucero y Quillota durante horas solares. Siendo el precio nudo de corto plazo mayor que el precio estabilizado en horas solares y el precio estabilizado mayor que el precio nudo de corto plazo en horas no solares.

VI.3.2 Cambio de régimen de precios PMGD

El régimen de valorización establece un período de permanencia mínimo de 4 años para las centrales en operación. Cualquier central que desee cambiar de régimen deberá notificar su elección con una antelación no menor a 6 meses.

En el Gráfico VI.3.4 se muestran los cambios en el régimen de valorización solicitados por las empresas propietarias para ser ejecutados en los años 2024 y 2025.

Gráfico VI.3.4
Cambios de régimen ejecutados en 2024-2025



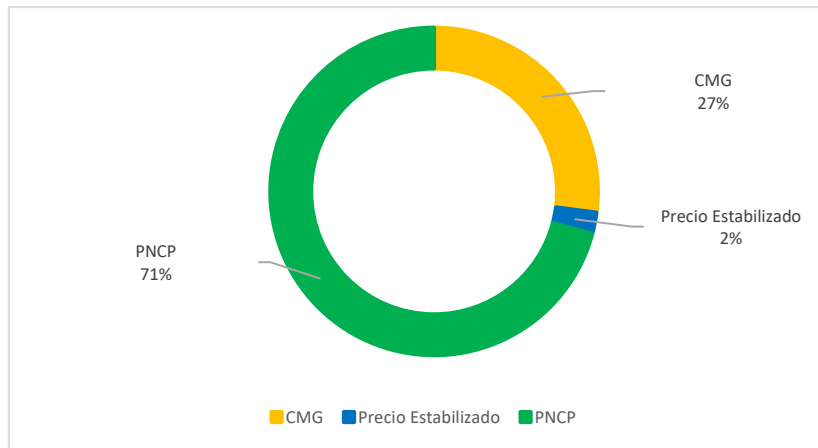
Para 2024 se solicitaron un total de 7 cambios de régimen de precio, de los cuales 3 corresponden a centrales solares que solicitaron pasar a PNCP.

Para 2025 se registran 5 solicitudes de cambio de régimen de precios con vigencia durante 2025, específicamente a partir de febrero, marzo, agosto y diciembre. Asimismo, se registran 3 solicitudes adicionales para cambios de régimen con vigencia a partir de marzo y junio de 2026.

VI.3.3 Distribución de Régimen de Precios PMGD y PMG

El Gráfico VI.3.5 a continuación muestra la distribución de los medios de generación de pequeña escala (se incluyen PMGD y PMG) según los diferentes regímenes de valorización a diciembre de 2025.

Gráfico VI.3.5
Distribución de régimen de valorización de centrales PMGD/PMD a dic/2025



Las centrales que se encuentran acogidas al precio nudo de corto plazo representan el 71% del total de las centrales PMGD/PMG. De estas, el 97% corresponde a centrales de tipo fotovoltaicas. A continuación, se encuentran las centrales acogidas al costo marginal, que representan un 27%. En su mayoría, estas centrales son de tecnología termoeléctrica e hidroeléctrica. Finalmente, solo 19 centrales se encuentran acogidas al nuevo régimen de precios estabilizado por bloque horario. De ellas 4 corresponden a centrales hidroeléctrica, 12 a tecnología solar fotovoltaica, 2 a tecnología eólica, y 1 a tecnología de tipo biomasa.

La distribución es muy similar a la existente en diciembre de 2024, con 70% de los medios de generación de pequeña escala acogidos a PNCP, 27% a CMg, pero el doble de centrales, en su mayoría solares, acogido a régimen de precio estabilizado por bloque.

VI.4 Compensaciones Por Precio Estabilizado

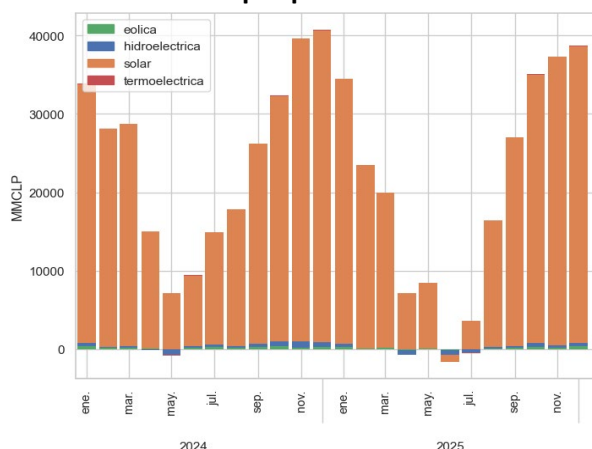
VI.4.1 Compensaciones Mensuales Por Precio Estabilizado

Para aquellos medios de generación de pequeña escala que se encuentren acogidos al régimen de precio estabilizado, la diferencia entre la valorización de sus inyecciones a precio estabilizado y al costo marginal, debe ser asignada por el Coordinador entre quienes realicen retiros de energía, a prorrata de estos retiros.

Por lo tanto, en las horas en que el precio estabilizado es mayor que el costo marginal, la diferencia es positiva, por lo que el medio de generación recibe un pago o compensación por precio estabilizado, mientras que, si el precio estabilizado es menor que el costo marginal, el medio de generación debe entregar esta diferencia en la valorización de sus inyecciones.

A continuación, el Gráfico VI.4.1 muestra las compensaciones mensuales por precio estabilizado clasificadas por tecnología en los años 2024 y 2025.

Gráfico VI.4.1
Compensaciones mensuales por precio estabilizado años 2024-2025



La predominancia de la tecnología solar en el segmento PMGD y PMG, sumado a que las diferencias entre precio estabilizado (PNCP) y costo marginal resultan mayoritariamente positivas es que las centrales con tecnología solar por lo general reciben pagos por compensaciones y que estas tienen una magnitud mayor que para el resto de las tecnologías.

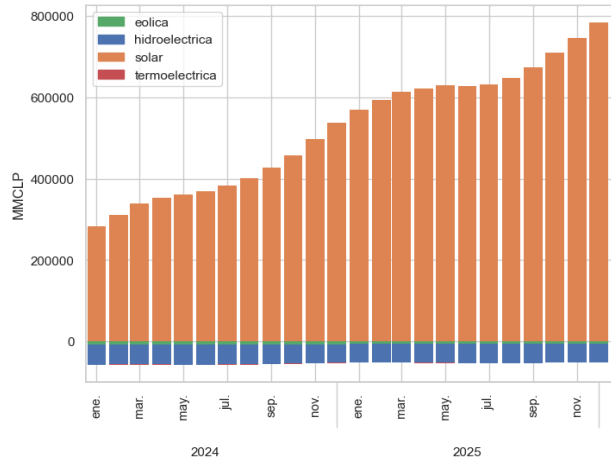
En el balance de energía todas las inyecciones de energía son valorizadas al costo marginal correspondiente por lo que inyecciones de centrales acogidas a un régimen de precios estabilizados deben ser compensadas en un proceso adicional que cubra las diferencias en la valorización.

VI.4.2 Compensaciones acumuladas por precio estabilizado

El mecanismo de estabilización actual basado en la valorización a precio estabilizado no asegura que las compensaciones recibidas y entregadas por una empresa sean equivalentes durante un período de observación. Aunque, en un diseño apropiado, se esperaría que un mecanismo de esta naturaleza fuera neutral a largo plazo, las reglas actuales no garantizan la equivalencia de las compensaciones acumuladas en ambas direcciones.

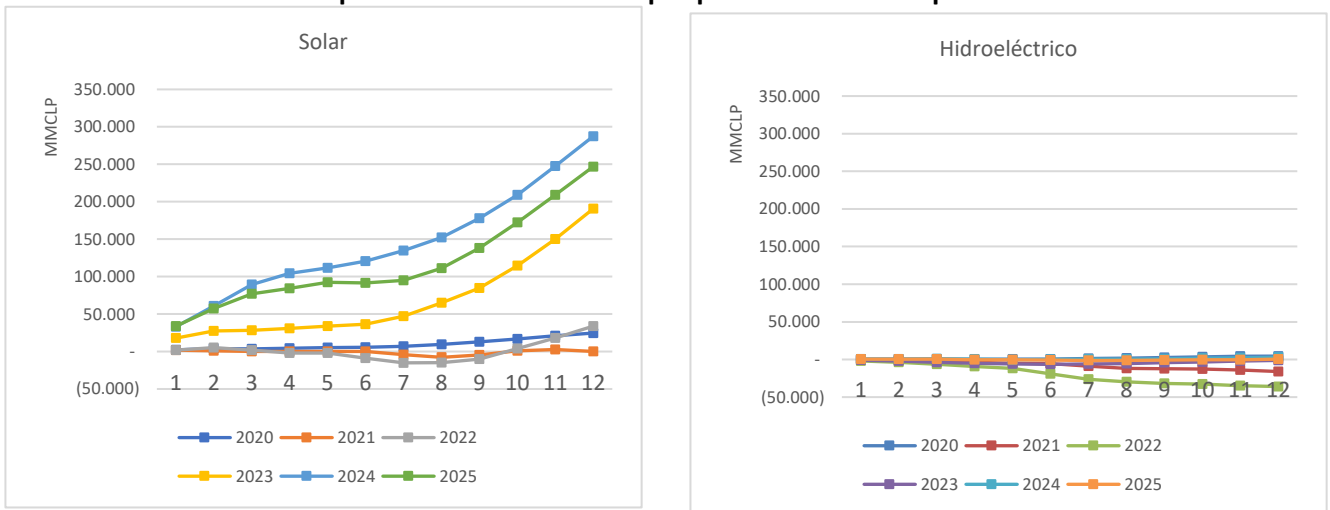
En el Gráfico VI.4.2 se muestran las compensaciones acumuladas en los años 2024 y 2025, pero considerando las compensaciones desde el año 2020. Como puede apreciarse, en todo el periodo observado las centrales que se ven beneficiadas con el pago de compensaciones son las centrales de tipo solar, que han recibido compensaciones considerables a la fecha actual alcanzando 783668 MMCLP a diciembre de 2025. Las tecnologías restantes acumulan pagos netos por 51308 MMCLP a diciembre de 2025, disminuyendo el monto respecto de diciembre de 2024 ya que en la mayoría del año 2025 recibieron pagos mensuales por compensaciones por precio estabilizado.

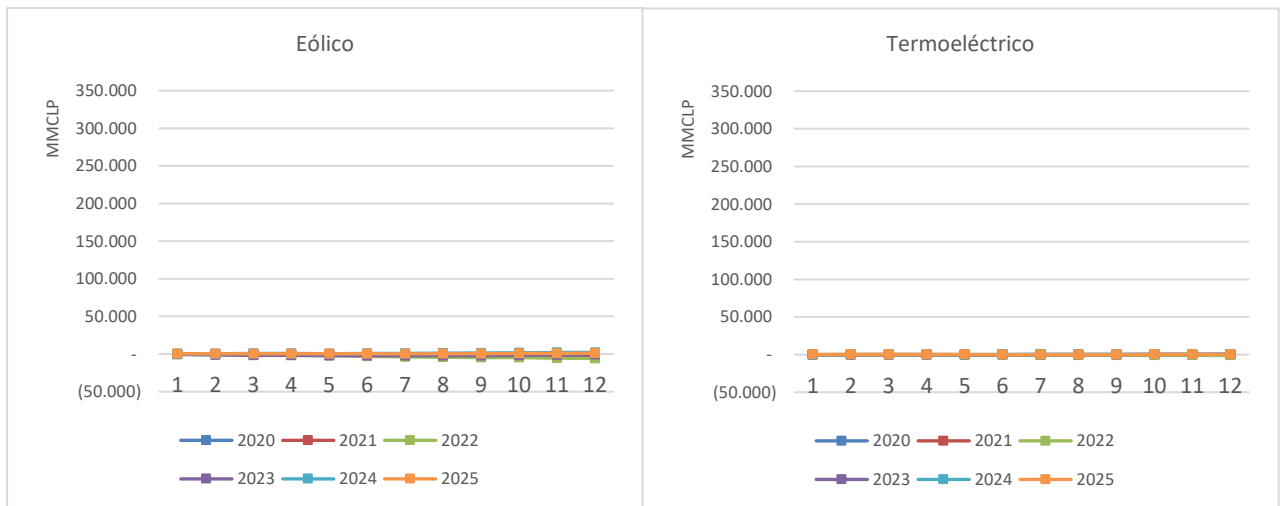
Gráfico VI.4.2
Compensaciones acumuladas por precio estabilizado años 2024-2025



Durante 2024, las compensaciones acumuladas en ese año por precio estabilizado alcanzaron 293.079 MMCLP, lo que representa un aumento del 55% respecto de las compensaciones acumuladas en 2023, que totalizaron 189.062 MMCLP. Por su parte, durante 2025 las compensaciones acumuladas alcanzaron 248.728 MMCLP, equivalentes al 84,9% de las compensaciones por precio estabilizado registradas en 2024.

Gráfico VI.4.3
Compensaciones acumuladas por precio estabilizado por año





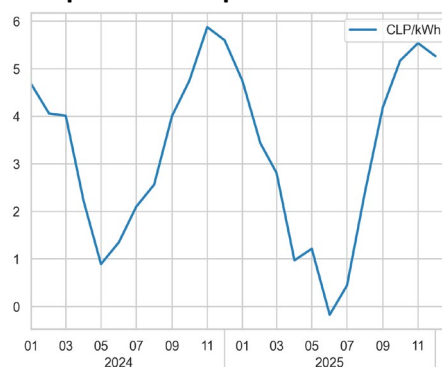
La tecnología solar ha registrado compensaciones anuales netas positivas durante la mayor parte del periodo analizado, con un incremento notable en los años 2023 y 2024. Únicamente en el año 2021 dicha tecnología registró compensaciones netas anuales negativas, aunque tan solo de 67 MMCLP. En contraste, las demás tecnologías han debido efectuar pagos por compensaciones durante la mayor parte del período analizado, resultando insuficientes sus compensaciones positivas para equilibrar los desembolsos realizados por este concepto, lo que ha mantenido sus saldos negativos hasta la fecha.

VI.4.3 Costo de Compensaciones Por Precio Estabilizado

Las empresas generadoras que retiran energía del sistema deben pagar una compensación mensual por precio estabilizado. Esta compensación corresponde a la suma de las compensaciones horarias que se calculan como la proporción de la compensación horaria total a prorrata de los retiros de la empresa generadora.

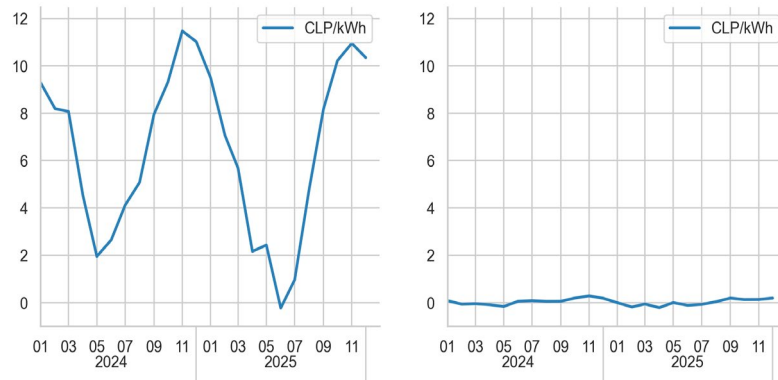
A continuación, se presentan los costos por kWh por compensaciones por precio estabilizado como promedio mensual. En el Gráfico VI.4.3 se muestra el costo promedio por retiro de las compensaciones mensuales y el Gráfico VI.4.4 muestra los costos por retiro distinguiendo horas solares y horas no solares para el periodo 2024 -2025.

Gráfico VI.4.3
Costos por compensaciones por kWh de retiro 2024 - 2025



Para 2025 los costos mensuales promedio por compensaciones por precio estabilizado por kWh han estado entre -0.2 y 5.5 CLP/kWh. Por su parte en el año 2024, los costos fluctuaron entre 0.9 y 5.9 CLP/kWh.

Gráfico VI.4.4
Costos por compensaciones por kWh de retiro 2024 - 2025, distinguiendo horas solar y no solar.



Al distinguir el costo de las compensaciones en horas solares y horas no solares, se observa el contraste en el costo de las compensaciones por kWh en ambos bloques. En horas solares en el periodo observado 2024-2025 alcanza valores entre -0.2 y 11.5 CLP/kWh, debido a que es en estos periodos donde se genera el mayor monto de compensaciones a pagar a la tecnología solar que es la mayoritaria en el segmento PMGD/PMG. Por el contrario, para las horas no solares las compensaciones están entre -0.2 y 0.3 CLP/kWh en el mismo periodo.

VI.5 Proyectos PMGD en construcción y conexión

El proceso de conexión de los PMGD se rige por la normativa actual, que incluye la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio (NTSyCS), la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD (NTCO) y el Decreto Supremo N°88.

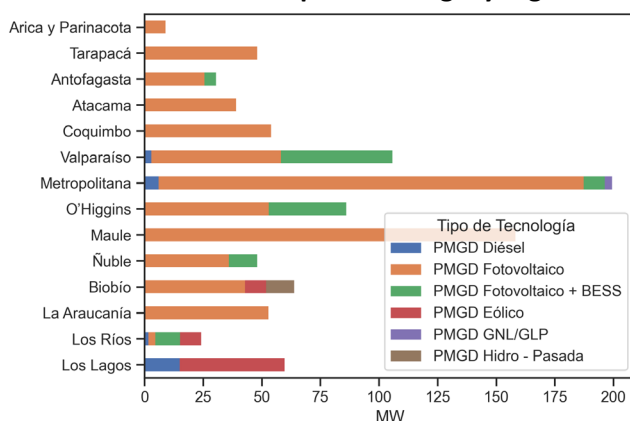
El proceso se inicia con la presentación de parte de la empresa propietaria de un proyecto PMGD ante la Empresa Distribuidora de una Solicitud de Conexión a la Red (SCR) junto con el cronograma de ejecución del proyecto. Una vez que la empresa distribuidora responde a la SCR, la empresa PMGD interesada debe realizar los estudios técnicos indicados para poder obtener el Informe de Criterios de Conexión (ICC) de parte de la empresa distribuidora. Este Informe de Criterios de Conexión establece las condiciones técnicas y económicas para la conexión del proyecto.

Para mantener la vigencia del ICC los propietarios de PMGD deben obtener y conservar la calidad de proyecto Declarado en Construcción, emitido por la Comisión Nacional de Energía. La empresa propietaria u operadora del PMGD debe realizar las obras de conexión y cumplir con los requisitos establecidos en el ICC y en la normativa aplicable. Una vez terminadas las obras, las empresas propietarias de PMGD deben solicitar al Coordinador la autorización para la puesta en servicio del proyecto. Finalmente, luego de concluido el periodo de puesta en servicio, el PMGD debe realizar una Solicitud de Entrada en Operación al Coordinador Eléctrico que, una vez aprobada, le permite a la empresa iniciar la operación comercial del proyecto, que implica la venta de la energía generada al precio estabilizado o al precio de mercado.

El Gráfico VI.5.1 muestra los proyectos declarados en construcción por región a diciembre de 2025. A dicha fecha, estos alcanzaron los 981.35 MW, de los cuales un 89.2% corresponde a tecnología solar fotovoltaica (proporción que incluye 116.9 MW de proyectos fotovoltaicos + Bess).

Dicha carta de proyectos, de materializarse bajo el esquema de remuneración declarado y considerando la persistencia de costos marginales cero en horario solar, presionaría el cargo por compensaciones al alza en el corto plazo. La entrada de esta nueva capacidad elevaría aún más los sobrecostos sistémicos, pudiendo superar los 6,5 CLP/kWh hacia fines de 2026 si se hace una proyección básica basada en la capacidad existente, exacerbando el impacto tarifario en clientes finales y profundizando la distorsión de precios relativos respecto a la generación *utility scale*.

Gráfico VI.5.1
Proyectos PMGD declarados en construcción por tecnología y región a diciembre de 2025.



En el Gráfico VI.5.2 se muestran los proyectos PMGD que están en etapa de conexión en el Coordinador. A diciembre de 2025 suman 348.5 MW de los cuales 71.8 MW están en etapa de prueba de puesta en servicio como se muestra en el Gráfico VI.5.3.

Gráfico VI.5.2
Proyectos PMGD declarados en construcción por tecnología y región a diciembre de 2025.

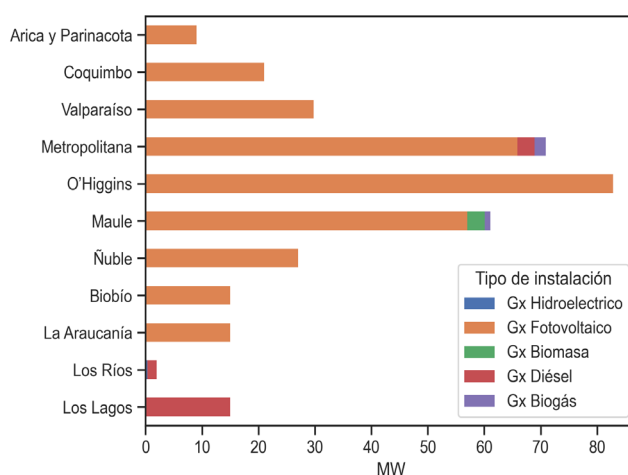
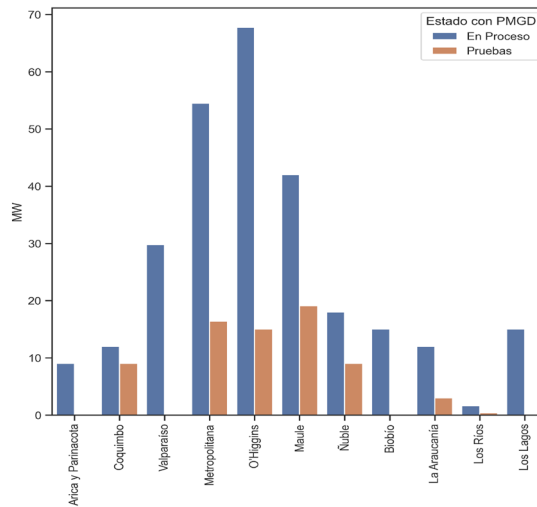


Gráfico VI.5.3
Proyectos PMGD en proceso de conexión por etapa de conexión a diciembre de 2025



VI.6 Congestionamientos en las redes de transmisión zonal

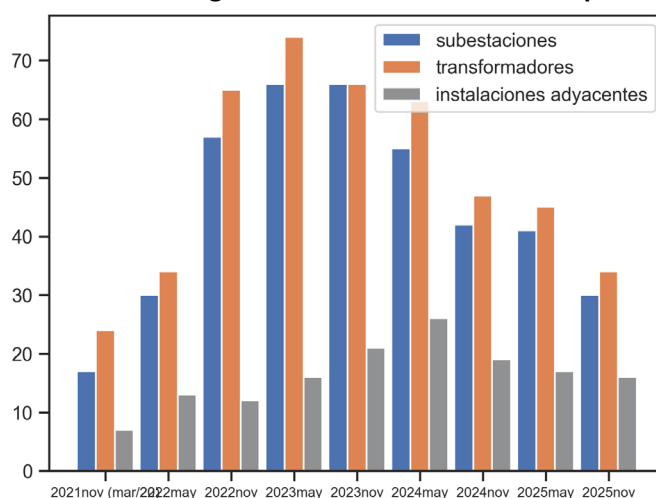
El crecimiento no planificado de los PMGD ha tenido consecuencias negativas en las redes de transmisión zonal de ciertas áreas. La inyección de excedentes de energía desde las redes de distribución hacia el sistema eléctrico, producto de la inyección de los PMGD, ha provocado en algunos escenarios la congestión de las redes de transmisión zonal que ven superada su capacidad de diseño en algunos casos. Además, estas inyecciones suelen coincidir con periodos de sobreoferta de energía en el sistema, principalmente porque la mayoría de los PMGD son de origen solar. Por la misma razón, esta inyección no produce necesariamente una reducción de la necesidad de ampliaciones de la red zonal, ya que al ser muy reducida o nula en las horas nocturnas de alta demanda por consumos, las redes deben ser ampliadas sin considerar los aportes de los PMGD.

Para mitigar las potenciales congestiones derivadas de la inyección de PMGD, el Coordinador debe realizar un estudio semestral⁷³ que confirme su presencia. Este estudio debe tomar en cuenta el avance real de las obras del sistema de transmisión zonal, los niveles de demanda previstos para la zona afectada y el grado de avance en la conexión de los PMGD implicados. Si se verifican las congestiones, el Coordinador deberá instruir el tratamiento técnico adecuado para estas inyecciones, con el fin de resolver las posibles congestiones.

En el Gráfico VI.6.1 se muestran las congestiones verificadas en los distintos estudios publicados por el Coordinador, incluyendo el último publicado en noviembre de 2025.

⁷³ Artículo 3-45° de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión.

Gráfico VI.6.1
Número de instalaciones con congestión semestral verificada por inyección de PMGD



Hasta mayo de 2023, las congestiones verificadas se han incrementado en cada semestre en subestaciones/transformadores, sin embargo, en los semestres siguientes el número de transformadores y subestaciones donde se verifican congestiones disminuye o se mantiene en cada semestre.

En el último Estudio de Verificación de Congestionamientos de noviembre de 2025, continúan a la baja el número de las congestiones verificadas en consistencia con la exclusión del estudio de los PMGD que no tienen actualizadas sus puestas en servicio en las tablas de declaración en construcción de la CNE.

VI.7 Contratos clientes libres de Centrales PMGD

El mecanismo de estabilización al que pueden acceder los medios de generación de pequeña escala, permitió eliminar el riesgo de volatilidad de precios del mercado spot, otorgando a los pequeños generadores la opción a un precio estabilizado que garantiza flujos financieros predecibles para los PMGD/PMG, facilitando el acceso a financiamiento de estos proyectos.

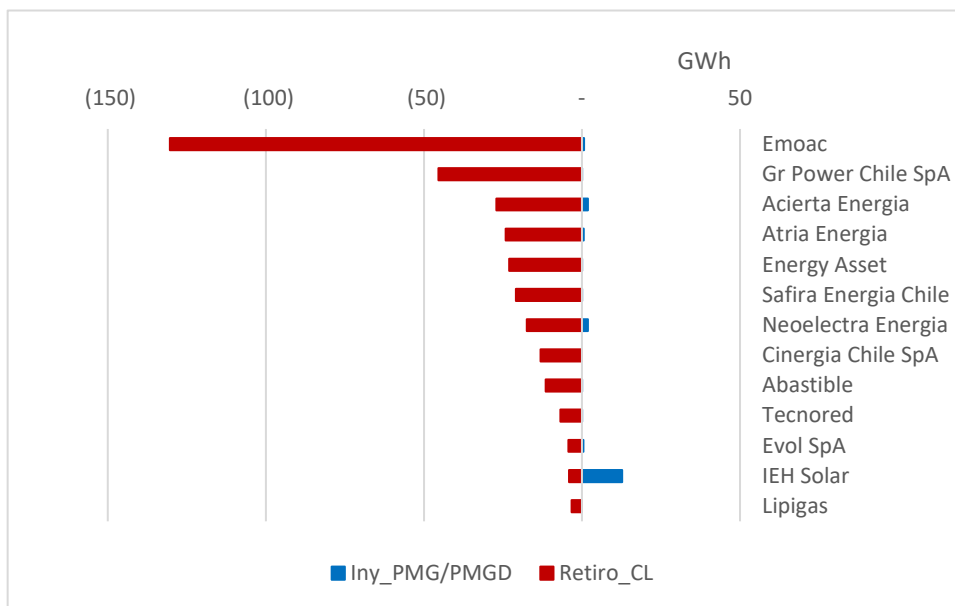
Este mecanismo puede entenderse como una medida para eliminar barreras de entrada que podrían afectar a este segmento si se considera que los pequeños medios de generación son desarrollados por empresas de menor tamaño y con menor experiencia en el sector eléctrico. Este tipo de empresas podría enfrentar dificultades para realizar negociaciones comerciales complejas requeridas en el mercado de contratos tradicional. Sin acceso a este mercado contractual, resulta difícil estabilizar flujos financieros y proporcionar a las instituciones financieras la certidumbre económica necesaria para obtener financiamiento en condiciones competitivas.

No obstante, es importante señalar que en la práctica los propietarios de centrales PMGD prácticamente no se acogieron al mecanismo de estabilización sino hasta el 2016, fecha en que los costos marginales del sistema quedaron estructuralmente por debajo del PNCP debido a la fuerte entrada de energía renovable al sistema.

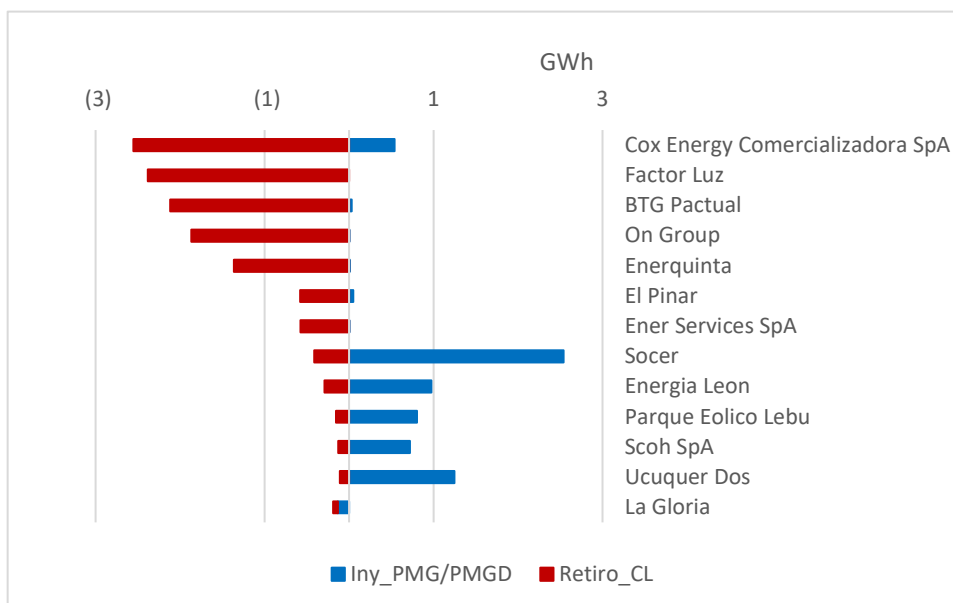
Por otra parte, las centrales PMGD no se limitan exclusivamente a pequeñas empresas con dificultades para negociar contratos. En realidad, una proporción significativa de estos proyectos pertenece a grandes empresas o conglomerados que poseen tanto la capacidad técnica como los recursos financieros para acceder al mercado de contratos tradicional y, por tanto, para obtener el financiamiento de sus proyectos en condiciones competitivas sin necesidad del mecanismo de precio estabilizado. Esta realidad plantea interrogantes sobre si el beneficio del precio estabilizado está siendo capturado efectivamente por los actores para los cuales fue originalmente diseñado, o si en cambio está siendo aprovechado por empresas que ya contaban con las herramientas necesarias para desenvolverse exitosamente en el mercado eléctrico convencional.

En el Gráfico VI.7 se presentan las empresas propietarias de PMGD y PMG que registraron retiros asociados a clientes finales y no presentaron generación con medios de generación de gran escala durante el mes de diciembre de 2025.

Gráfico VI.7
Empresas PMGD con retiros para clientes libres⁷⁴⁷⁵



⁷⁴ El gráfico se divide en 2 por las diferencias de escala entre ambos grupos.



En color rojo se presentan los retiros asociados a clientes libres de aquellas empresas que cuentan exclusivamente con inyecciones provenientes de centrales PMGD/PMG. Como se observa, en la mayoría de los casos los retiros superan ampliamente a las inyecciones, lo que evidencia que estas empresas acceden al mercado de contratos y, en la práctica, operan principalmente como comercializadores más que como generadores.

Adicionalmente, el análisis de la estructura de propiedad del segmento PMGD revela una tendencia creciente hacia la concentración de activos en portafolios de inversión. Al agrupar las empresas titulares de pequeños medios de generación distribuida bajo sus controladores finales, se observa que más del 40% de la capacidad instalada operativa es gestionada por vehículos de inversión o conglomerados energéticos que administran carteras superiores a los 50 MW. Esto es una señal que el segmento ha evolucionado desde una estructura atomizada de pequeños desarrolladores hacia un mercado financiero más complejo, con actores que poseen capacidad de negociación y espalda financiera equiparable a la de generadores convencionales, donde las asimetrías de información que justificaron originalmente mecanismos de fomento se encontrarían obsoletas.

VI.8 Conclusión

El monitoreo consolidado del ejercicio 2025 permite a esta Unidad ratificar de manera concluyente las alertas levantadas en periodos anteriores respecto a la evolución del segmento de PMGD, así la evidencia empírica del año confirma una dinámica de sobreinversión concentrada casi exclusivamente en tecnología solar, impulsada de forma directa por las distorsiones económicas que genera el actual mecanismo de Precio Estabilizado.

Hoy existe un desacople estructural y persistente entre dicha señal de precio y las condiciones operativas reales del sistema; mientras la alta penetración renovable empuja los costos marginales a valores cercanos a cero durante los bloques solares, el segmento PMGD continúa percibiendo una remuneración estabilizada fija y de este modo, un mecanismo que fue

originalmente concebido como un seguro bidireccional contra la volatilidad, ha evolucionado hasta convertirse en una transferencia de rentas sistemática y unidireccional. Lo anterior, consagra una profunda ineficiencia asignativa, emitiendo señales que incentivan el despliegue de capital en condiciones de espacio y tiempo que no conversan con las necesidades físicas ni económicas del Sistema Eléctrico Nacional.

Lejos de estar encapsuladas, estas distorsiones tienen efectos directos y nocivos sobre las condiciones generales de competencia en el mercado, que aún pueden acrecentarse en los próximos años si se consideran los cerca de 950MW de proyectos declarados en construcción y por el traspaso de los costos laterales que actualmente están siendo absorbidos por los clientes libres y para el 2027 por los clientes regulados. Esta dinámica erosiona los márgenes comerciales, eleva los riesgos de insolvencia y altera el equilibrio competitivo, especialmente de cara a futuras licitaciones de suministro, donde se observa el riesgo inminente de que las ofertas deban internalizar primas de riesgo adicionales o mecanismos contractuales complejos para mitigar el impacto de estos pagos laterales.

En el plano estrictamente operativo, la creciente magnitud del parque PMGD ha requerido una integración robusta en los esquemas de seguridad del sistema, lo que implica incorporar obligatoriamente su contribución en la definición de escenarios exigentes del PDCE (como los esquemas EDAC y EDAG) y avanzar hacia el monitoreo en tiempo real. La persistencia del autodespacho, carente de señales económicas que internalicen la escasez o abundancia en la red, introduce riesgos técnicos que durante este ejercicio han debido ser contenidos mediante medidas excepcionales.

Este escenario técnico y económico se entrelaza con un mercado de suministro que atraviesa un proceso de reconfiguración, evidenciando contratos con término anticipado y situaciones de incumplimiento que obligarán a rellicitar o reemplazar volúmenes significativos de energía. Solo considerando los contratos terminados anticipadamente, según el Informe de Licitación de octubre de 2025 de la CNE, el sistema debe suplir un déficit del orden de 1.893 GWh/año, correspondientes a suministros de empresas como Energía Renovable Verano Tres, Huemul Energía y Copihue Energía, entre otras. A este volumen ya rescindido se suma una cartera contingente superior a los 2.600 GWh/año, asociada a contratos actualmente en evaluación por incumplimiento o fuerza mayor de operadores como Canadian Solar y Racó Energía.

Tabla VI.8.1

Contratos de suministro con término anticipado

Empresa	Energía [GWh/año]
Huemul Energía SpA	374
María Elena Solar S.A.	280
Parque Eólico San Andrés SpA	273
Copihue Energía SpA	286
Cox Energía SpA	140
Energía Renovable Verano Tres SpA	540

Total	1893
-------	------

Tabla VI.8.1

Contratos de suministro en evaluación de término anticipado⁷⁶

Empresa	Energía [GWh/año]
Canadian Solar Libertador Solar Holding SpA	2.037
Racó Energía SpA.	
Sonnex PPA Holding SpA.	
OPDE Chile SpA	
FRV Development Chile I SpA	651

Lo anterior muestra que una alternativa al actual mecanismo de precio estabilizado podría corresponder a facilitar la participación de los actores del segmento de PMGD en el mercado de contratos con clientes libres, así como también en procesos de licitación a clientes regulados. Esto se podría lograr a través de la implementación de plataformas que agrupen recursos de oferta y demanda, y facilitando la creación de agentes agregadores. Finalmente, desde la perspectiva de la política pública y la regulación económica, resulta imperativo asentar que los mecanismos de precios no constituyen derechos adquiridos inmutables, especialmente cuando se constata la existencia de fallas de mercado o cambios estructurales en las condiciones técnicas del sistema. Por el contrario, es un deber ineludible de la autoridad adaptar el marco regulatorio cuando se evidencian impactos lesivos sobre la eficiencia económica, la seguridad del suministro y el bienestar general.

⁷⁶ A la fecha de elaboración del Informe de Licitaciones en octubre de 2025.

CAPÍTULO VII: RECORTES DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE

Los recortes⁷⁷ de energías renovables variables, aplicados a centrales de gran escala, son relativamente comunes en el mercado eléctrico nacional. Sin embargo, estos disminuyeron de manera agregada durante el año 2025 en comparación a lo observado el año 2024, pasando de un 22% a un 20,3%. La mayoría de los recortes, medidos como proporción sobre la generación ERV de gran escala, correspondieron a porcentajes inferiores a 20%, tanto el año 2025 como el 2024. Igualmente, en ambos años el intervalo más frecuente correspondió al rango entre 25% y 50% de recortes.. Si esta distribución se compara con lo sucedido en CAISO, tanto en el año 2024 como en el 2025 la mayor parte de los recortes fue menor a 5% de la generación total ERV. Esta comparación, no obstante, se debe realizar con precaución, ya que CAISO posee un nivel de almacenamiento sustantivamente superior al de Chile, aunque la penetración de esta tecnología ha aumentado rápidamente si se compara el comienzo con el cierre del año 2025. Con un incremento sostenido de la instalación de medios de almacenamiento como el observado durante el año 2025, sería esperable que los niveles de recortes de ERV convergiera a valores similares a los de California.

Distribución recortes SEN vs CAISO, período 01 enero – 31 diciembre 2025
(Recorte medido como % de recortes sobre generación ERV⁷⁸)

Recorte sobre Generación ERV	SEN		CAISO	
	Frecuencia	% sobre horas con recortes	Frecuencia	% sobre intervalos con recortes
(0% , 5%]	1.613	29,7	1.258	61,0
(5% , 10%]	462	8,5	360	17,5
(10% , 15%]	354	6,5	173	8,4
(15% , 20%]	441	8,1	78	3,8
(20% , 25%]	487	9,0	69	3,3
(25% , 50%]	1.712	31,5	101	4,9
(50% , 75%]	327	6,0	22	1,1
(75% , 100%+]	35	0,6	1	0,0
Total horas con recortes	5.431	100,0	2.062	100,0
Total horas período	8.759		8.759	
Promedio recorte		20,3%		7,2%

Distribución recortes SEN vs CAISO, período 01 enero – 31 diciembre 2024
(Recorte medido como % de recortes sobre generación ERV⁷⁹)

Recorte sobre Generación ERV	SEN		CAISO	
	Frecuencia	% sobre horas con recortes	Frecuencia	% sobre intervalos con recortes
(0% , 5%]	1.149	23,4	3.044	73,0
(5% , 10%]	518	10,6	498	11,9
(10% , 15%]	446	9,1	280	6,7
(15% , 20%]	516	10,5	143	3,4
(20% , 25%]	482	9,8	77	1,8
(25% , 50%]	1.345	27,4	127	3,0
(50% , 75%]	364	7,4	1	0,0
(75% , 100%+]	83	1,7	0	0,0
Total horas con recortes	4.903	100,0	4.170	100,0
Total horas	8.783		8.783	
Promedio recorte horario		22,0%		4,6%

* CAISO posee intervalos de 5 minutos, mientras que en Chile se considera resolución horaria. Para el primer caso se toma en cuenta el promedio horario de la potencia registrada en los datos de generación y recortes.

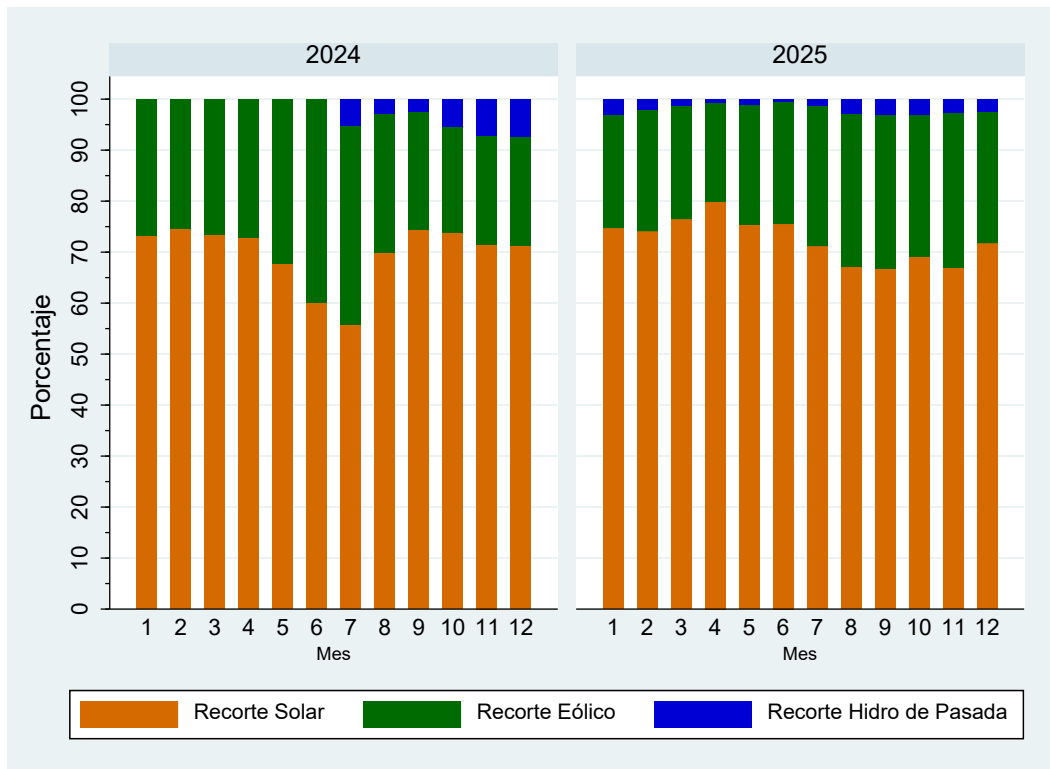
⁷⁷ También denominados “curtailment” en inglés.

⁷⁸ En el caso del SEN, solo se consideran los recortes sobre la generación ERV de gran escala, debido a que los PMGD son excluidos de esta decisión operacional, a menos que se trate de razones de seguridad, y en caso de suceder aquello, las instrucciones son canalizadas a través de las empresas distribuidoras.

⁷⁹ Idem.

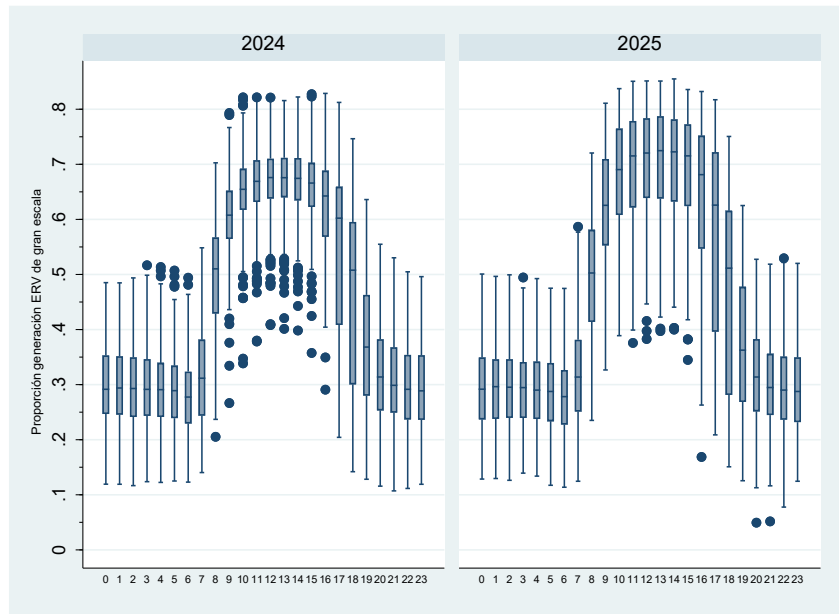
En particular en el caso del SEN, se observa en el siguiente gráfico que la mayoría de los recortes corresponde a potencia solar, lo que tiene sentido, debido a la diferencia en capacidad instalada y participación en generación. En efecto, la proporción de recortes se aproxima a la proporción de participación en generación, escenario esperado al ser los recortes proporcionales a la capacidad disponible. Cabe mencionar que solo a partir de julio de 2024 el Coordinador comenzó a publicar información de recortes de centrales hidroeléctricas, por lo que dicha estadística solo comienza a partir del citado mes.

Gráfico VII.1
Participación por tecnología de recortes ERV
2024-2025



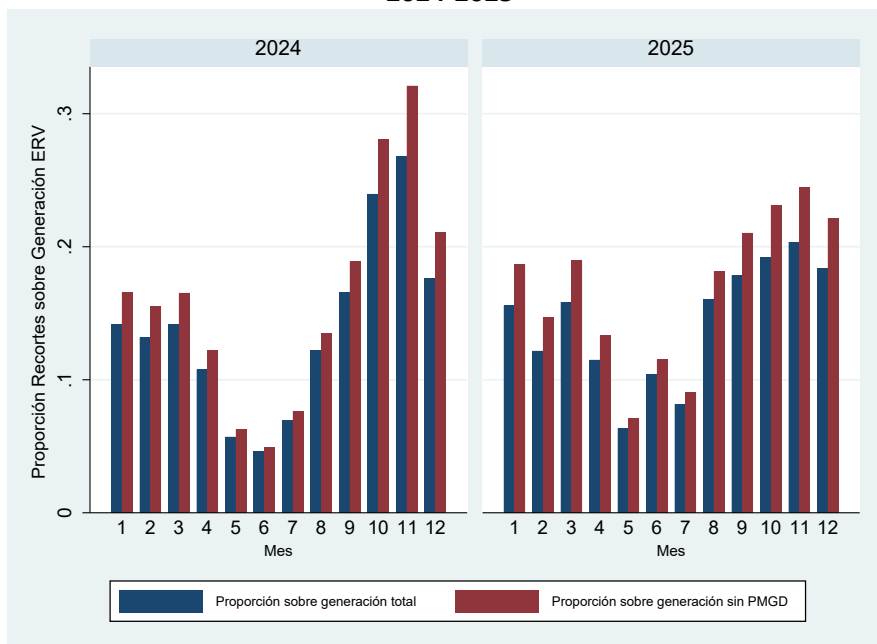
Los recortes son consistentes con la distribución de generación ERV de gran escala horaria, la cual superó el 80% el año 2024 y 2025, siendo estos episodios más frecuentes en el último año, donde incluso la mediana superó el 75%, tal como se aprecia en el Gráfico VII.2

Gráfico VII.2
Distribución de generación ERV de gran escala sobre generación total de gran escala
2024-2025



Este aumento de generación renovable, se tradujo en un mayor nivel de recortes durante el año 2025 en comparación con el año previo, con excepción de los meses de febrero, octubre y noviembre (ver Gráfico VII.3). Asimismo, la proporción de recortes medida sobre la generación de gran escala es sustancialmente mayor en comparación con la generación ERV total, debido a que los PMGD son excluidos de los recortes.

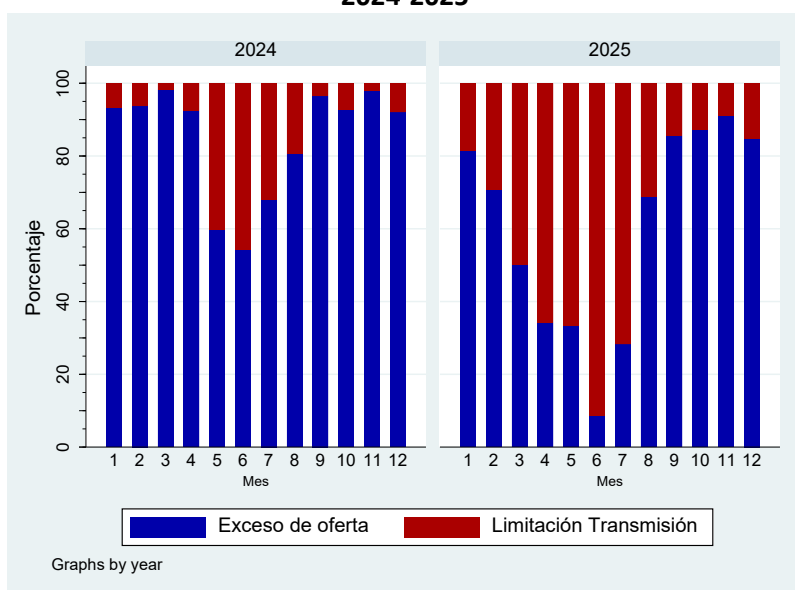
Gráfico VII.3
Proporción de recortes acumulados mensuales sobre generación ERV⁸⁰.
2024-2025



⁸⁰ A partir de julio de 2024 se consideran los recortes y generación de centrales hidroeléctricas de pasada.

A diferencia de lo sucedido el año 2024, donde en todos los meses la mayoría de los recortes se produjeron por exceso de oferta, más no por limitaciones del sistema de transmisión; durante el año 2025, entre febrero y julio se materializó el escenario opuesto, siendo la mayor parte de los recortes por restricciones en la transmisión, incluso dando cuenta de más del 90% de los recortes durante junio de 2025. Este escenario, sin embargo, se revirtió a partir de julio de dicho año, volviendo a asociarse la mayoría de los recortes a exceso de oferta. Lo anterior se ve reflejado en el siguiente gráfico, donde se muestra la proporción de recortes mensuales que se produjeron en horas donde existió un costo marginal igual a cero de manera simultánea en la barra Crucero 220 y Quillota 220 (Exceso de Oferta), en comparación con un escenario de recortes en donde existió costo cero solo en una de las citadas barras (Limitación de Transmisión).

Gráfico VII.4
Proporción de recortes ERV por exceso de oferta y limitaciones de transmisión
2024-2025



Por último, cabe destacar que, debido a la cuantía de los recortes observados, emitir instrucciones de operación a todos los coordinados propietarios de centrales renovables por montos incluso inferiores a 1 MWh se torna impracticable, y podría afectar, eventualmente, la operación económica del sistema. Por lo mismo, se considera necesario modificar la metodología de recortes, pasando de una prorrata proporcional, a una basada en una lista rotativa.

Esta lista tendría un orden inicial, por ejemplo, determinado por la fecha de ingreso, ordenando de menor a mayor antigüedad. De existir la necesidad de recortes, se utilizarían los recursos según el orden de la lista. Tal como sucede actualmente, se debería internalizar la existencia de subsistemas para determinar quiénes en la lista serían recortados. Una vez utilizada una unidad en el proceso de recortes de un día específico, dicho recurso se trasladaría al final de la lista. De esta manera, existiría suficiente rotación para que todas las unidades enfrenten recortes durante un año específico, evitando discriminación arbitraria.

Esto sería soportado por el Decreto Supremo N° 125, ya que en su artículo 45 establece que:

“(…) En caso de que exista más de una instalación de generación con igual costo considerado en el listado de prioridad de colocación, y no exista capacidad de colocación suficiente para todas ellas, la generación de las mismas deberá ser ajustada por el Coordinador a prorrata de la

*potencia máxima de dichas centrales o unidades generadoras, hasta alcanzar la capacidad de colocación máxima, considerando las características técnicas de las instalaciones y sus limitaciones o restricciones operativas. Este ajuste también deberá considerar la generación proveniente de centrales que operen con Autodespacho y Autoproductores de acuerdo a la normativa vigente. Sin perjuicio de lo anterior, **excepcionalmente el Coordinador podrá considerar condiciones especiales de operación para una utilización óptima de los recursos.** (...)”.*

De lo anterior se desprende que, considerando la evolución de la cantidad y montos de recortes en algunas horas, sería viable establecer criterios especiales para los recortes con tal de asegurar la operación segura del sistema y la utilización óptima de recursos.

Asimismo, debido a que esta nueva metodología para aplicar recortes podría involucrar recortar a cero una unidad, se debería entregar la posibilidad para que, una vez publicada la lista inicial, los coordinados informen potenciales intercambios de posiciones en esta, y el orden a emplear correspondería al que internalice dichos cambios informados.

CAPÍTULO VIII: MATERIAS ANALIZADAS POR LA UMC

VIII.1 Actividades de monitoreo

Durante el año 2025, entre otras actividades de monitoreo del mercado, se llevó a cabo un seguimiento continuo de la cadena de pagos y de las condiciones de competencia en los servicios complementarios, así como en las declaraciones de combustibles, entre otros aspectos relevantes. Adicionalmente, se destacó la detección de posibles prácticas anticompetitivas, lo que llevó a la presentación de dos propuestas normativas ante el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, el tratamiento del carbón en el contexto del retiro de estas centrales y medidas para promover la rebaja del límite de potencia de 300kw a los potenciales clientes libres.

Por último, a solicitud del Tribunal o la Fiscalía Nacional Económica, el Coordinador proporcionó información en diversos expedientes del mercado eléctrico cuando así fue requerido.

Asimismo, la Unidad ha seguido participando en la evaluación ex post de procesos licitatorios de transmisión y auditorías técnicas, así como en evaluaciones ex ante de bases de licitación.

	2025	2024
Materia Analizadas	16	16
Antecedentes de Terceros	10	10
Antecedentes enviados a FNE	2	5
Aporte Antecedentes al TDLC	2	6

VIII.2 Cambios al sistema de costos auditados

En la Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, publicada en 2022 y actualizada en diciembre de 2024⁸¹, se subrayó la necesidad de avanzar hacia un mercado mayorista basado en ofertas. En dicho documento, se identificaron una serie de beneficios tanto operativos como económicos, que permitirían integrar de forma adecuada los numerosos proyectos de almacenamiento requeridos por el Sistema Eléctrico Nacional, para aprovechar el potencial de generación renovable del país.

Durante el año 2024 se continuó y concluyó el trabajo realizado por la consultora ECCO International, a fin de proponer un diseño para un mercado mayorista de ofertas, servicios complementarios y capacidad. A lo largo de esta labor, se realizó una serie de reuniones con los distintos *stakeholders* y reguladores, con tal de integrar la visión e inquietudes de todos los actores del sector eléctrico.

⁸¹ Disponible en <https://www.coordinador.cl/desarrollo/documentos/estudios-de-planificacion/hoja-de-ruta-para-una-transicion-energetica-acelerada/>

El informe final fue publicado en la página web del Coordinador⁸², además de ser distribuido a diferentes autoridades y presentado en una serie de seminarios para los diversos actores del mercado.

La propuesta de ECCO International incluyó una serie de mejoras al sistema actual y otros cambios destinados a garantizar una operación segura y a mitigar el poder de mercado de los diferentes agentes, incluyendo la implementación de metodologías adecuadas para mercados concentrados, con el objetivo final de transitar de forma óptima a un nuevo esquema del mercado eléctrico basado en ofertas.

Se reitera la necesidad de trabajar en las reformas requeridas para el tránsito a un mercado basado en ofertas, basado tanto en el informe de ECCO International como en los encargados por las autoridades del sector, toda vez que la acelerada integración de medios de almacenamiento podría estresar de sobremanera la coordinación del sistema de manera eficiente en un contexto de costos auditados.

VIII.3 Actividades de difusión y capacitaciones

Durante el año 2025, se continuó con las actividades de promoción interna en materias de libre competencia por medio de un ciclo especializado de capacitaciones en materias como el diseño de licitaciones en los distintos segmentos del mercado eléctrico, transparencia y libre competencia además de otras temáticas asociadas a acceso abierto, entre otros.

En paralelo, y con el firme propósito de alinear nuestros estándares metodológicos con las mejores prácticas globales, la UMC concretó una serie de visitas técnicas a las unidades de monitoreo de operadores internacionales de referencia, tales como IESO (Ontario), ERCOT (Texas) y AESO (Alberta). Este intercambio directo de experiencias en terreno resulta fundamental para la actualización tecnológica y la mejora continua de nuestros sistemas de vigilancia de mercado. Adicionalmente se destaca nuestra participación activa en el Energy Intermarket Surveillance Group (EISG).

Como miembros titulares desde 2017, el Coordinador Eléctrico Nacional, a través de la UMC, forma parte de una red exclusiva de 28 instituciones que incluye a los principales operadores de sistemas de Estados Unidos, Canadá, Australia y Nueva Zelanda, además de entidades reguladoras y gubernamentales. Esta plataforma de cooperación nos permite compartir metodologías avanzadas y consolidar una visión prospectiva sobre la detección de anomalías y el resguardo de la competencia en mercados eléctricos de alta complejidad.

VIII.4 Propuestas Normativas

En el marco de su función de monitoreo permanente de las condiciones de competencia en el mercado eléctrico, establecida en el artículo 72°-10 de la Ley General de Servicios Eléctricos, y en ejercicio de la facultad conferida por el artículo 190 del Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, DS 125/2019, el Coordinador puede proponer medidas o modificaciones normativas que busquen mejorar el funcionamiento y la eficiencia de los mercados eléctricos y promover la libre competencia.

⁸² Disponible en <https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/reportes/otros-documentos/>. Se puede consultar tanto la versión original en inglés como su traducción al español.

Estas recomendaciones tienen como objetivo abordar distorsiones competitivas, prevenir el ejercicio de poder de mercado y generar condiciones que permitan un desarrollo más transparente, eficiente y competitivo del sistema eléctrico nacional. A continuación, se presentan las recomendaciones realizadas⁸³, así como una breve descripción del estado de las mismas.

1. CARTA CD 00061-23, de 12 de julio de 2023. Propuesta Normativa PMGD

La propuesta normativa se centra en la modificación del mecanismo de estabilización de precios para los proyectos de generación distribuida de pequeña escala (PMGD). Se detalla que el actual mecanismo, establecido por el Decreto Supremo N° 88, presenta desafíos significativos y distorsiona el proceso competitivo del mercado eléctrico, al generar sobreinversiones y concentración en zonas específicas. Se sugiere establecer un precio estabilizado basado en una proyección futura del costo marginal de la energía, reliquidado semestralmente en caso de desviaciones con respecto al costo marginal real, para garantizar neutralidad financiera y estabilidad en los flujos de ingresos para los agentes de PMGD.

Además, se propone eliminar el pago de compensaciones a PMGD por inyecciones de energía al sistema de transmisión nacional en situaciones donde el flujo se invierte, promoviendo así una competencia más equitativa y eficiente en el mercado eléctrico. Se solicita también la modificación del mecanismo de incorporación de nuevos proyectos de PMGD, agregando señales de localización para un desarrollo más adaptado de este segmento, mediante la implementación de licitaciones de capacidad disponible por alimentador según lo informado por la empresa distribuidora correspondiente.
(Estado: Pendiente de implementación.)

2. CARTA CD 00075-23, de 18 de agosto de 2023. Propuesta Normativa PMGD

La propuesta de modificación normativa tiene como objetivo mejorar la eficiencia y competencia en el mercado eléctrico, centrándose específicamente en la integración de Pequeños Medios de Generación Distribuida (PMGD) con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Con una capacidad instalada de PMGD en constante aumento, la propuesta reconoce la necesidad urgente de abordar los desafíos que surgen de esta integración acelerada, así como la falta de visibilidad en tiempo real de la generación de PMGD que puede poner en riesgo la seguridad del SEN y aumentar los costos sistémicos por pagos laterales, debido a la incertidumbre introducida en el seguimiento de la demanda neta y las desviaciones de generación.

La propuesta incluye medidas específicas, como la obligación para los PMGD de proporcionar todas las señales necesarias para su monitoreo y comunicación en tiempo real tanto a las Empresas Distribuidoras como al Coordinador del mercado. Esto implicaría la implementación de sistemas de medición con alta disponibilidad y equipamiento de monitoreo y comunicación en tiempo real, para coordinar eficazmente la operación según lo establecido en la normativa vigente. Además, se propone que las señales de PMGD sean dirigidas directamente a las Empresas de Distribución, quienes deberán compartir esa información con el Coordinador a través del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR).
(Estado: En desarrollo.)

⁸³ Copia de las cartas se encuentra disponible en <https://www.coordinador.cl/unidad-de-monitoreo-de-la-competencia/>

3. CARTA CD 00006-24, de 25 de enero de 2024. Declaración de costos de combustibles

La propuesta normativa aborda la necesidad de modificar el mecanismo de declaración de costos relacionados con la generación eléctrica, específicamente los costos de los combustibles utilizados, como el carbón térmico. Se señala que el actual proceso de declaración permite cierta discrecionalidad por parte de las empresas coordinadas, lo que podría facilitar el ejercicio de poder de mercado y distorsionar la competencia en el mercado eléctrico. Se sugiere, por tanto, modificar la Norma Técnica de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional para reducir estos espacios de discrecionalidad, estableciendo reglas más estrictas y transparentes en la declaración de mezclas de carbón.

Además, se propone modificar el esquema de valorización de los costos variables asociados a contratos con modalidad Cantidad Mínima Garantizada, con el objetivo de reconocer únicamente los costos realmente variables y no los fijos. Asimismo, se plantea establecer límites al reconocimiento de costos de *demurrage*, evitando así manipulaciones estratégicas que puedan favorecer la posición financiera de las empresas coordinadas en detrimento de la eficiencia operativa del sistema eléctrico.

Estas recomendaciones buscan promover un mercado eléctrico más eficiente y competitivo en la declaración de costos y fomentando una gestión adecuada de los recursos por parte de las empresas del sector. Se espera que estas propuestas sean consideradas en la evaluación e implementación de medidas regulatorias para mejorar el funcionamiento del mercado eléctrico. (Estado: Pendiente de implementación.)

4. CARTA CD 00106-24 Medidas adicionales a la rebaja del límite de potencia

La propuesta normativa surge a partir del Informe N° 33/2024 del H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, que recomendó implementar la rebaja del límite de potencia para acceder al régimen de cliente libre, medida que fue adoptada por el Ministerio de Energía mediante la Resolución Exenta N° 58/2024. En este contexto, el Coordinador Eléctrico Nacional planteó una serie de modificaciones normativas destinadas a apoyar dicha implementación, con el objetivo de promover un mercado eléctrico más eficiente, informado y competitivo.

Entre las recomendaciones se incluye la obligación de instalar medidores con interrogación remota y reportar su información al Coordinador en el caso de clientes con potencia igual o inferior a 1,5 MW, conectados en áreas de concesión de distribución. No obstante, esta medida ha sido objeto de revisión, considerando que la normativa vigente contempla actualmente la instalación voluntaria de unidades de medición del SMMC, previa solicitud del cliente. En este escenario, se ha planteado reorientar los esfuerzos normativos hacia el uso efectivo del SMMC como herramienta estándar para efectos de facturación y medición inteligente, sin exigir, por ahora, dispositivos con interrogación remota activa.

Asimismo, se propuso la publicación de indicadores de precios medios desagregados por tipo de red y características contractuales, más representativos de las condiciones que enfrentan los potenciales clientes libres en distribución, dado que el actual Precio Medio de Mercado (PMM) no resulta adecuado para este fin. Esta es la única recomendación que, a la fecha, no ha sido implementada.

Otras recomendaciones han tenido un mayor nivel de avance. En particular, se ha trabajado en estandarizar la entrega de información para clientes que transitan desde el régimen regulado al libre, incluyendo datos administrativos y técnicos del suministro. Durante marzo de 2025, el

Coordinador ha implementado mejoras relevantes en la información disponible para clientes libres, consolidando en su sitio web un nuevo portal con antecedentes técnicos, normativos y de mercado que permiten apoyar procesos de decisión informada. Este portal está disponible en la dirección: <https://www.coordinador.cl/clienteslibres>

Además, se considera que el régimen vigente, reforzado por instrucciones recientes de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, permite la desconexión de clientes libres ante impagos, por lo que no sería necesario modificar la normativa para estos efectos. No obstante, se ha identificado la necesidad de revisar los procedimientos de comunicación entre agentes, a medida que aumente el número de clientes libres.

Respecto a la sugerencia de reducir de 12 a 6 meses el plazo de notificación para cambiar de régimen, se ha reconocido que dicha modificación requiere una reforma legal, por lo que se visualiza como un objetivo de mediano plazo que puede abordarse con una modificación sustantiva al segmento de distribución.

En síntesis, las recomendaciones han sido abordadas casi en su totalidad: algunas ya están implementadas, otras se encuentran en desarrollo o evaluación, y una parte menor queda supeditada a reformas regulatorias o legales. Estas acciones se enmarcan en el esfuerzo institucional por asegurar una transición informada y procompetitiva hacia un régimen de mayor participación de clientes libres.

(Estado: Implementado.)

5. CARTA CD 00029-25, de 27 de marzo de 2025. Propuesta Normativa PMGD

La propuesta normativa se fundamenta en la necesidad mitigar eventuales riesgos operacionales derivados de la masiva integración de PMGD en el SEN. Se advierte que, a marzo de 2025, la capacidad instalada de PMGD alcanzó aproximadamente los 3.400 MW distribuidos en más de 700 plantas, en donde dichas plantas (principalmente solares) no cuentan con visibilidad ni control en tiempo real por parte del Centro de Despacho y Control. Esto genera incertidumbre operativa, incrementando la necesidad de reservas y aumentando los costos sistémicos a través de pagos laterales. Un ejemplo crítico de este riesgo fue el apagón total del 25 de febrero de 2025, donde los PMGD inyectaban 2.130 MW al momento del evento, equivalentes al 25% de la demanda al sur de Coquimbo.

En línea con la carta previa CD 00075-23, la recomendación solicita a la brevedad las siguientes medidas normativas específicas:

- **Monitoreo y comunicación en tiempo real:** Incorporar en la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD (NTCO-PMGD) la obligación para todos los PMGD (existentes y futuros) de entregar señales operacionales en tiempo real tanto a las Empresas Distribuidoras como al Coordinador. Esto exige estándares de alta disponibilidad, equivalentes a los del Sistema de Información en Tiempo Real (SITR).
- **Aplicación de estándares técnicos exigentes:** Establecer en la NTCO-PMGD que las exigencias de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), específicamente el Título 3-3 (Instalaciones de Generación) y el Artículo 4.3 literales a) y c) del Título 4-1, sean plenamente aplicables a los PMGD.
- **Capacidades de control avanzado:** Requerir que los PMGD dispongan de enlaces para la lectura remota de protecciones, registros de perturbaciones e interrogación de equipamiento, además de contar con enlaces de comunicación para recibir consignas de generación en forma remota.

- **Pronósticos operacionales:** Exigir en la NTCO-PMGD el envío obligatorio de pronósticos de generación al Coordinador para facilitar la programación operativa.
- **Coordinación de inyecciones y eliminación del autodespacho:** Modificar la NTCO-PMGD y el DS N°125/2019 para incorporar a los PMGD en los recortes por sobreoferta de generación, los cuales serán gestionados por las Distribuidoras bajo instrucción del Coordinador. Esto implica la eliminación definitiva del régimen de autodespacho de los PMGD, sometiendo sus inyecciones a la programación de la operación.

Al realizar un seguimiento de los cambios regulatorios incorporados en la actualización de la Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD, se observan avances sustanciales que recogen parte importante de las inquietudes operativas planteadas por el Coordinador. En particular, la regulación transita desde exigencias básicas de teledespacho hacia la obligación de un monitoreo permanente con integración directa al centro de control, lo anterior incluye la implementación de equipos de control avanzado, uso de telecomandos, pruebas obligatorias y la facultad de operar remotamente los interruptores, llegando incluso a habilitar la desconexión por pérdida de señal y la recepción de instrucciones de reducción.

(Estado: Implementado.)

6. CARTA CD 00178-25, de 10 de septiembre de 2025. Propuesta Normativa Licitaciones de Suministro Eléctrico

La propuesta busca reforzar la competencia, reducir riesgos y dar transparencia a las futuras licitaciones de suministro regulado. En base a las facultades del Coordinador, se plantean las siguientes recomendaciones estructurales:

- **Consistencia financiera y localización:** Se sugiere incorporar una evaluación ex ante de las ofertas para filtrar supuestos excesivamente optimistas que arriesguen impagos en el Mercado de Corto Plazo. Además, se propone internalizar el riesgo de precios nodales fijando topes de adjudicación por zona, evitando concentrar proyectos en áreas saturadas de transmisión.
- **Habilitación de consorcios y PMGD:** Se recomienda permitir la participación de agregadores de oferta para fomentar economías de escala y la entrada de PMGD. Esto debe ir acompañado de reglas estrictas de responsabilidad solidaria y derechos de "step-in" para evitar la disolución de los acuerdos y asegurar el suministro.
- **Transparencia y diseño de licitaciones:** Para evitar asimetrías de información, se sugiere crear una plataforma pública que estandarice el seguimiento de contratos (hitos, precios y volúmenes). Temporalmente, se propone separar subastas de corto plazo (enfocadas en energía disponible) de las de largo plazo (orientadas a nueva inversión que aporte capacidad firme y flexibilidad).
- **Pagos laterales y término objetivo de contratos:** Se reitera que trasladar costos por servicios complementarios a los clientes regulados distorsiona las señales económicas de eficiencia. Finalmente, se pide establecer causales objetivas y taxativas (ej. retrasos o suspensiones) para terminar contratos y ejecutar garantías, sin depender de la discreción de las distribuidoras.

(Estado: Sin respuesta.)

CAPÍTULO IX: RECOMENDACIONES

Sin perjuicio de reiterar las propuestas normativas realizadas durante el año 2024, se vuelve a recomendar lo siguiente:

1. **Tránsito a mercado mayorista de subastas vinculantes de energía con doble liquidación (día siguiente e intradiario).** Si bien existe relativo consenso entre diversos actores sobre la necesidad de transitar a un mercado de ofertas, aún no se han formalizado etapas para realizar este tránsito, el cual se estima necesario debido a la alta penetración esperada de sistemas de almacenamiento, y con ello facilitar la convergencia al objetivo de carbono neutralidad.

Teniendo en cuenta que ya se han realizado varios estudios al respecto, tanto por consultores internacionales como nacionales, se recomienda continuar con esta labor, y en base a la hoja de ruta que se defina realizar los estudios específicos que serían necesarios para determinar el marco normativo y tecnológico que mejor permitiría abordar esta transición.

2. **Aplicación de recortes *ex-post* a PMGD.** En la actualidad, la mayoría de los recortes de energía son motivados por exceso de oferta, a la cual contribuye la alta capacidad instalada de PMGD. No obstante, estos últimos son excluidos de los recortes en tiempo real por razones económicas, argumentando que se acogen al llamado autodespacho. Por otra parte, cuando se instruyen recortes a estos medios de generación por motivos de seguridad locales (congestiones en subtransmisión) a través de las empresas distribuidoras, si bien la normativa establece que dichas reducciones deben ser asignadas en forma proporcional y no discriminatoria, dicho criterio se torna dificultoso, debido a que no existe visibilidad directa en muchos casos. En la práctica, existirían PMGD que no siguen las instrucciones de las empresas distribuidoras y no reducen su nivel de generación. Por lo tanto, se recomienda realizar un ajuste financiero *ex-post* a los pagos por compensaciones de precio estabilizado que internalicen el recorte teórico que habrían enfrentado en tiempo real los PMGD, tanto por razones de seguridad bajo la normativa actual, como también por razones económicas bajo un nuevo marco normativo y hasta que se tengan las señales disponibles para visibilizar su operación. Lo anterior, disminuiría las distorsiones en el mercado, y eventualmente rebajaría los pagos realizados por la mayoría de los clientes libres, y en el futuro regulados, por dicho concepto.

3. **Mejorar el acceso a la información y calidad de los datos que recibe el Coordinador.** Los mercados de electricidad son particularmente propensos a la explotación del poder de mercado, ya sea de forma individual o conjunta. En este contexto, la disponibilidad de información resulta crucial para el desarrollo competitivo de estos mercados, razón por la que la disponibilidad oportuna, completa y fiable de datos, que ayuden a comprender el funcionamiento del mercado, es necesaria para disminuir asimetrías de información que pudiesen conferir poder de mercado a algún agente del mercado.

A este respecto, se han identificado inconsistencias y falta de completitud en el contenido de datos que deben entregar los coordinados. Para abordar lo anterior, se requiere reforzar la obligación de entregar la información en los términos requeridos por el Coordinador y en conformidad con lo establecido en la normativa respectiva.

ANEXO

A.1 Tabla A.1

Centrales entregadas a la operación durante el año 2025

Proyecto	Propietario	Tecnología	Clasificación	Potencia [MW]	Entrada Operación	Región
Parque Solar Fotovoltaico Tamarico	Tamarico Solar Dos SpA	Fotovoltaico	convencional y no convencional	144,7	ene-25	Atacama
Planta FV Tocopilla	Planta Solar Tocopilla SpA	Fotovoltaico	Convencional y no convencional	200,3	ene-25	Antofagasta
PMGD Holley	Energía Morro Guayacán SpA	Diésel	PMGD	0,8	ene-25	Metropolitana
Gabardo Ampliación	Salado Energy SpA	Fotovoltaico	PMGD	6	ene-25	Metropolitana
PMG Solar Palermo	GPG Generación Distribuida SpA	Fotovoltaico	PMG	9	ene-25	Metropolitana
Tes Solar	Tes Solar SpA	Fotovoltaico	PMGD	2,6	ene-25	Ñuble
Portezuelo	Portezuelo SpA	Fotovoltaico	PMGD	3	ene-25	O'Higgins
PFV Espiga de Oro (Ex Parque Solar FV Ortega Negrete)	Enerblan SpA.	Fotovoltaico	convencional y no convencional	2,99	ene-25	BioBio
BESS Tamaya	Engie Energía Chile S.A.	BESS	convencional y no convencional	68,2	ene-25	Antofagasta
PFV El Ñandú	PFV Ñandú SpA	Fotovoltaico	PMGD	3	ene-25	Valparaíso
CH Los Condores	Enel Generación Chile S.A.	Hidroeléctrico	convencional y no convencional	150	feb-25	Maule
Proyecto planta de generación fotovoltaica Pataguilla (Ex PMG Parque Solar Fotovoltaico Carena)	Pataguilla Solar SpA	Fotovoltaico	PMG	9	feb-25	Valparaíso
Piloto BESS 3MW/6MW	Pacific Hydro Punta Sierra SpA	BESS	convencional y no convencional	3	feb-25	Coquimbo
Los Morros I	Compañía Eléctrica Los Morros S.A.	Fotovoltaico	Fotovoltaico	0,9	feb-25	Metropolitana
Sirimavo	Rauquen SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	3	feb-25	Coquimbo
PMGD Persefone Solar	CVE Proyecto Treinta y Uno	Fotovoltaica	Fotovoltaica	10	feb-25	Coquimbo
PMGD Parque PVP La Rosa	Parque Solar La Rosa II SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	5,3	ene-25	O'Higgins
PMGD Los Morros I Ampliación	Compañía Eléctrica Los Morros S.A.	Fotovoltaico	Fotovoltaico	1,7	feb-25	Metropolitana
Margarita X	Margarita Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	3,9	feb-25	O'Higgins
Parque Eólico Lomas de TalTal (Etapa N°1 y N° 2)	ENGIE Energía Chile S.A.	Eólico	convencional y no convencional	342	mar-25	Antofagasta
Sand Solar	Copahue de Verano SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	feb-25	Metropolitana
Los Morros I	Compañía Eléctrica Los Morros S.A.	Fotovoltaico	Fotovoltaico	1	feb-25	Metropolitana
Taruca	Taruca Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	feb-25	Arica y Parinacota
PMGD Los Morros I Ampliación	Compañía Eléctrica Los Morros S.A.	Fotovoltaico	Fotovoltaico	1,7	feb-25	Metropolitana
Isidro	Parque PVP San Isidro SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	mar-25	Valparaíso
PMG Parque Fotovoltaico Cauquenes	Parque Solar Viveros SpA	Fotovoltaico	PMG	9	abr-25	Maule
BESS Capricornio	Engie Energía Chile S.A.	BESS	convencional y no convencional	48	may-25	Antofagasta
Millahue	Blue Solar Cinco SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	mar-25	Maule
Parque Fotovoltaico Cauce	Cauce Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	abr-25	Antofagasta
Fénix	Fénix SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	abr-25	Metropolitana
PMGD PVP Chinchorro	Parque Solar Benavente SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	feb-25	Arica y Parinacota
PMGD Santa Ines Sunray	Santa Ines SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	8	ene-25	O'Higgins
Rucasol	Rucasol SpA	Fotovoltaico	convencional y no convencional	9	may-25	Metropolitana

Parque Eólico Horizonte - Etapa N°1	Colbún S.A.	Eólico	convencional y no convencional	408	jun-25	Antofagasta
La Gonzalina de Tuniche Sunlight (Ex PMGD El Parral Solar)	El Parral Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	ene-25	O'Higgins
Perla del Norte	Solar TI Treinta y Uno SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	abr-25	Antofagasta
PFV Fragata	PFV Fragata SpA	Fotovoltaico + BESS	Fotovoltaico + BESS	3	may-25	Valparaíso
PMG Venezia Solar	Venezia Solar SpA	Fotovoltaico	convencional y no convencional	9	jun-25	Maule
Larqui Solar	Larqui Solar SpA	Fotovoltaica	Convencional y no convencional	11,2	jun-25	Ñuble
Quillagua BESS 95 MW y Reemplazo de TR1 en S/E Parque Eólico Quillagua	Parque Fotovoltaico Nuevo Quillagua SpA	BESS	convencional y no convencional	95	jun-25	Antofagasta
PMGD FV Tamarama	Tamarama SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	feb-25	Atacama
Pumas (Ex Quilipilan)	Espinos S.A.	Fotovoltaico	Fotovoltaico	2,9	may-25	O'Higgins
Don Tito	Energías Pudidí SpA.	Hidro -Pasada	Hidro -Pasada	3	may-25	Los Lagos
PFV Chamonate Solar (Ex PMGD Toledo Dos)	Toledo Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	may-25	Atacama
Collanco	Blue Solar Uno SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	mar-25	Maule
PMG Villa Longavi	Parque Solar Villa Longavi SpA	Fotovoltaico	PMG	9	jul-25	Maule
PMGD Mauco II	PMGD Mauco SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	3	feb-25	Valparaíso
Belloto B XXVII	Belloto SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	2,7	abr-25	Maule
Algarrobo V	Algarrobo SpA	Solar	Solar	3	may-25	Maule
Fotovoltaica Esmeralda	Fotovoltaica Ciprés SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	3	may-25	Maule
Encina III	Encina SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	6	abr-25	Maule
Las Guindillas	Sur Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	jun-25	O'Higgins
Punta de Talca	Parque Eolico Punta de Talca SpA	Eólico	convencional y no convencional	80	jul-25	Coquimbo
Parque Eólico Horizonte - Etapa N°2	Colbún S.A.	Eólico	convencional y no convencional	408	jul-25	Antofagasta
Parque Doña Berta	Parque Solar Doña Berta SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	2,8	jul-25	Valparaíso
PMGD San Ramón	San Ramon Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	jun-25	Metropolitana
Amanecer	Amanecer Solar SpA	Solar	Solar	7	jun-25	Antofagasta
Central Cenizas	Imelsa Energía SpA	Térmico	Convencional y no convencional	16,5	ago-25	Atacama
Parque Fotovoltaico Los Corrales del Verano	Licancabur de Verano SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	jul-25	Metropolitana
Ranguil Solar Norte - RSN	Ranguil SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	2,9	abr-25	O'Higgins
PMGD PRP MARVER	Inmobiliaria Marver Ltda.	Diésel	Diésel	9	jul-25	Los Lagos
BESS del Desierto	BESS del Desierto SpA	BESS	convencional y no convencional	200	ago-25	Antofagasta
PFV Leyda	Parque Solar Leyda SpA	Fotovoltaico	convencional y no convencional	80	ago-25	Valparaíso
Chillán Vicente Méndez	Farmdo Energy Chile SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	3	may-25	Ñuble
PMGD FV La Cosecha	Sociedad Energías Renovables El Alamo SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	ago-25	Ñuble
Quillagua II: Parque Fotovoltaico + BESS de 105 MW	Parque Fotovoltaico Nuevo Quillagua SpA	BESS	convencional y no convencional	105	ago-25	Antofagasta
Ramirez del Verano Solar	Poike del Verano SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	3	abr-25	Coquimbo
Parque Fotovoltaico Desierto de Atacama	Copiapo Solar SpA	Fotovoltaico	convencional y no convencional	270	sept-25	Atacama
Planta Fotovoltaica Tutuvén	Parque Solar Tangua SpA	Fotovoltaico	convencional y no convencional	9	sept-25	Maule
Pirincho Solar	CVE Proyecto Veintiocho SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	3	ago-25	Metropolitana

Malloa Sunlight (Ex Puig Sunlight)	Malloa Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	abr-25	O'Higgins
PMGD FV Falcón	Energía Renovable Roble SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	2,9	may-25	Metropolitana
PMGD PFV Lumilla (Ex Planta Fotovoltaica Pangui)	GR Lumilla SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9,0	ago-25	Antofagasta
Dinamo	Solar Ti Trece SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	2,9	jun-25	Metropolitana
Planta Fotovoltaica Alcázar	Juan Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	sept-25	Biobío
Parque Fotovoltaico Valle Alegre	Fotovoltaica Valle Alegre SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	2,8	sept-25	Valparaíso
Parque Fotovoltaico La Rosa de Sharon	La Rosa de Sharon SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	6	sept-25	Metropolitana
La Brújula	PS La Brújula SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	2,9	jul-25	Metropolitana
Yungay II Trilaleo	MVC Solar 17 SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	sept-25	Ñuble
Parque Fotovoltaico Andrómeda	Andromeda Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	sept-25	Tarapacá
MAPA (Etapa 2)	Celulosa Arauco y Constitución S.A.	Biomasa	convencional y no convencional	166	sept-25	Biobío
PMGD Angol Solar I	Angol Solar I SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	2,9	ago-25	La Araucanía
BESS de Generación Solar	BESS de Generación Solar SpA	BESS	convencional y no convencional	60,5	nov-25	Antofagasta
Parque Eólico San Matías etapa 2	Energía Eólica San Matías SpA	Eólico	convencional y no convencional	4,3	oct-25	Biobío
Chillán Confluencia 3	Osa Mayor Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	3	sept-25	Ñuble
Concorde (Ex FV Salar Dos)	Cóndor Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	6	oct-25	Atacama
Las Hortencias	Aurora Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	3	nov-25	Maule
Boix BI	Boix SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	3	may-25	Maule
BESS Parque Fotovoltaico Desierto de Atacama	Copiapo Solar SpA	BESS	convencional y no convencional	110	dic-25	Atacama
Artemisa	CVE Proyecto Treinta y Tres SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	3	dic-25	O'Higgins
Planta Fotovoltaica Chiloé	Miguel Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	nov-25	Maule
PMGD Los Sauces Solar II	Los Sauces Solar II SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	3	ago-25	La Araucanía
Los Olmos (capacidad adicional 10 MW)	Energía Eólica Los Olmos SpA	Eólico	convencional y no convencional	10	nov-25	BioBio
Parque Fotovoltaico Lince	Orion Solar SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	dic-25	Antofagasta
La Sierra II	La Sierra SpA	Fotovoltaico	Fotovoltaico	9	dic-25	Antofagasta

A.2 Tabla A.2

Subsistemas más frecuentes a lo largo del año 2025

Subsistema	Zona	Horas
1	E.PENON_____110 -> LA_RUCA_____110	3088
2	PARRAL_____066 -> TAP_P.HONDO___066	2238
3	LASTARRIA_____220 -> CIRUELOS_____220	2028
4	SEN	1976
5	KIMAL_____220 -> M.ELENA_____220	1190
6	JADRESIC_____500 -> JADRESIC_____220	1078
7	LINARES_____066 -> CHACAHUIN_____066	804
8	CHARRUA_____154 -> L.ANGELES_____154	749
9	N.ZALDIVAR_____220 -> MONTE_MINA1___220	710
10	CHARRUA_____220 -> CHARRUA_____154	600
11	PILLANLELBUN_066 -> LLAIMA_____066	569
12	CHARRUA_____220 -> SANTACLARA_____220	499
13	CALAMA_____220 -> CALAMA_____110	492
14	CHARRUA_____220 -> CHARRUA_____154-PARRAL_____066 -> TAP_P.HONDO___066	467
15	SEN-POLPAICO_____500 -> N.P.AZUCAR_____500	447
16	QUELENTARO_____220 -> QUELENTARO_____110	387
17	NEGRETE_____066 -> NEGRETE_____023	354

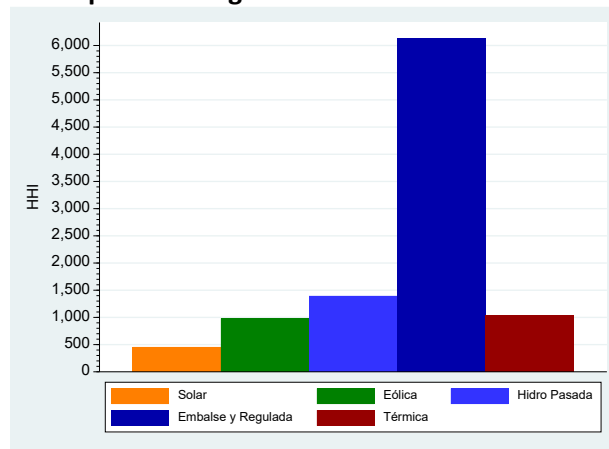
18	POLPAICO_____500 -> N.P.AZUCAR_____500-E.PENON_____110 -> LA_RUCA_____110	352
19	SEN-JADRESIC_____500 -> JADRESIC_____220	317
20	D.ALMAGRO_____220 -> D.ALMAGRO_____110	296

A.3 Tabla A.3 Subsistemas más frecuentes a lo largo del año 2024

Subsistema	Zona	Horas
1	SEN	5471
2	LINARES_____066->CHACAHUIN_____066	1191
3	LASTARRIA_____220->CIRUELOS_____220	968
4	CHARRUA_____220->SANTACLARA_____220	587
5	POLPAICO_____220->QUILAPILUN_____220	466
6	CALAMA_____220->CALAMA_____110	285
7	CHARRUA_____154->L.ANGELES_____154	282
8	AJAHUEL_____500->LO_AGUIRRE_____500	275
9	POLPAICO_____500->N.P.AZUCAR_____500	272
10	SEN-CHARRUA_____220->SANTACLARA_____220	267
11	SEN-LINARES_____066->CHACAHUIN_____066	248
12	SEN-LASTARRIA_____220->CIRUELOS_____220	238
13	SEN-LASTARRIA_____220->CIRUELOS_____220-LINARES_____066->CHACAHUIN_____066	204
14	SEN-LASTARRIA_____220->CIRUELOS_____220-LINARES_____066->CHACAHUIN_____066-POLPAICO_____220->QUILAPILUN_____220	180
15	SEN-POLPAICO_____500->N.P.AZUCAR_____500	178
16	SEN-AJAHUEL_____500->LO_AGUIRRE_____500	177
17	C.NAVIA_____220->C.NAVIA_____110	147
18	D.ALMAGRO_____220->D.ALMAGRO_____110	144
19	SEN-CHARRUA_____220->SANTACLARA_____220-CHARRUA_____154->L.ANGELES_____154	127
20	E.PENON_____110->LA_RUCA_____110	114

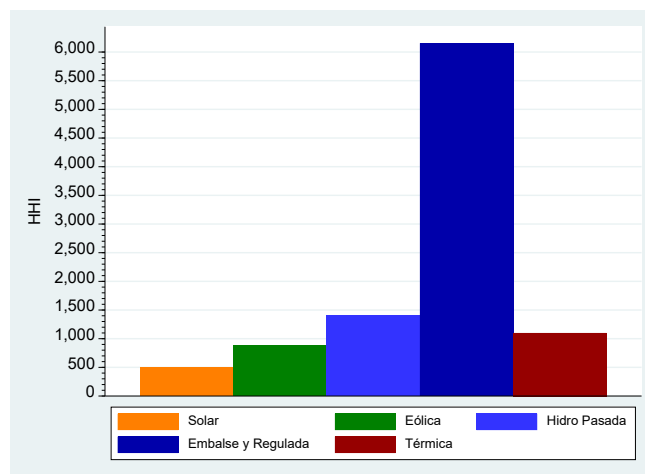
A.4 Gráfico A.4.1

HHI por tecnología al 31 de diciembre de 2025



A.4 Gráfico A.4.2

HHI por tecnología al 31 de diciembre de 2024



A.5 Principales conductas anticompetitivas que podrían observarse en el mercado chileno

A.5.1 Conductas en segmento de generación

En el contexto del segmento de generación, el poder de mercado podría ser ejercido primordialmente mediante retención física o económica de capacidad y manipulación de los precios de combustibles⁸⁴⁻⁸⁵.

A.5.1.1 Retención de capacidad

La retención física de capacidad implica que una empresa propietaria de múltiples unidades generadoras indisponga una o más unidades, o parte de la capacidad de una de ellas, con el fin de desplazar la curva de oferta a la izquierda respecto a su posición original, y de esta manera aumentar los costos marginales del sistema, alterando el equilibrio competitivo de corto plazo⁸⁶, lo que eventualmente podría significar la obtención de rentas sobrenormales. En particular, para el mercado eléctrico chileno, que es de costos auditados, esta conducta podría manifestarse a través de desconexiones de unidades generadoras, ya sea de forma intempestiva o programada en el corto plazo; no siguiendo las instrucciones operacionales dictadas por el Centro de Despacho y Control (CDC) del Coordinador, entre otras.

La retención económica, por su parte, cumpliría el mismo rol que la física, solo que esta podría ser conseguida mediante la adquisición de combustibles a precios particularmente elevados.

De esta forma se estaría logrando el no despacho de la central por orden de mérito. La facilidad para concretar esta conducta, sin embargo, dependerá del combustible del que se trate, ya que

⁸⁴ La retención de capacidad es comúnmente referida como *capacity withholding*, por su definición en inglés.

⁸⁵ Los costos variables de las centrales también pueden ser alterados a través de la manipulación de los costos variables no combustibles, aunque a diferencia de la manipulación del precio de los combustibles, su declaración se realiza en un período más extendido y por lo tanto, su efectividad para alterar los precios en el corto plazo es limitada, y por lo tanto, se podría utilizar solo en un escenario de largo plazo bajo asimetrías de información considerables entre el Coordinador y la empresa coordinada respectiva.

⁸⁶ En el corto plazo, el *benchmark* competitivo del mercado de la energía sería uno equivalente al que se derivaría de una estructura de mercado con empresas sin relación de propiedad ni múltiples centrales. Esto es, donde ningún actor puede aumentar artificialmente sus costos o retener capacidad de forma rentable teniendo como consecuencia un aumento en el costo del sistema por sobre el nivel competitivo. En Rassenti, S.J., Smith, V.L. & Wilson, B.J. *Journal of Regulatory Economics* (2003) 23: 109, se presenta un ejemplo útil de estructura de mercado sin poder de mercado, incluso con empresas que poseen múltiples centrales generadoras.

resultaría difícil internalizar dicho tipo de comportamiento estratégico en un contrato de abastecimiento de largo plazo, razón por lo que esto sería más probable en compras spot del combustible respectivo, o adendas a contratos de largo plazo para embarques particulares.

Asimismo, para poder ser calificada como una conducta anticompetitiva, la retención de capacidad debe resultar en una alteración del costo marginal de equilibrio de manera rentable, por lo que ello dependerá del nivel de contratación de la empresa en cuestión, y, de ser excedentaria, de la relación que exista entre las pérdidas por menor generación debido a la retención, y los ingresos por mayor costo marginal que se obtendrían con el resto de unidades despachadas. Dicha dinámica es representada en el Anexo A.6.

A.5.1.2. Manipulación del precio del combustible

Si bien la retención económica de capacidad involucra manipulación de precios de combustibles, dicho medio no es el único al que se puede recurrir para alterar de forma rentable el equilibrio competitivo del mercado.

Antes de describir los escenarios adicionales que podrían ser resultado de la manipulación de los precios de combustibles, resulta de utilidad ejemplificar los mecanismos a través de los cuales se podría concretar dicha acción.

En general, de acuerdo a la RE N° 669, de 2017, de la CNE, que fija, entre otros, el procedimiento para el “Procedimiento y determinación de los costos de combustibles que utilizan las unidades generadoras térmicas del Sistema Eléctrico Nacional”⁸⁷, el costo de combustible que las empresas deben declarar debe incluir solo componentes variables y, por ende, no se deben internalizar costos fijos.

Consecuentemente, se podrían “variabilizar” costos fijos con el fin de elevar el precio del combustible declarado y, como resultado de esto, aumentar el costo variable total de las centrales afectadas. De igual manera, según la misma norma, en el caso de combustibles sólidos el precio debe incluir Costo FOB, flete marítimo, seguro marítimo, Costo CIF, servicio de descarga en muelle, entre otros componentes, por lo que podría utilizarse cualquiera de ellos para abultar su costo declarado, pudiendo suceder lo mismo con el resto de los combustibles⁸⁸.

En adición, empresas relacionadas de generación y/o distribución de combustible podrían revenderse en variadas ocasiones el volumen que será utilizado para generación con el fin de incluir sobrecargos que aumenten el costo del combustible y eventualmente el costo variable de las centrales, entre otras prácticas.

Por su parte, teniendo en consideración que la disponibilidad del agua determina el precio sombra de este recurso, el que, a su vez, es utilizado para el cálculo del costo de oportunidad de las centrales hidráulicas de embalse, la manipulación de las declaraciones de cotas también podría considerarse como alteración de precios de combustibles.

Todo lo anterior podría resultar en, al menos, dos escenarios donde el equilibrio de mercado se desviaría del *benchmark* competitivo, con efectos temporales diversos, a saber: a) aumento del costo marginal del sistema y b) aumento del pago por sobrecostos.

⁸⁷ En la actualidad se encuentra en proceso el “Procedimiento Normativo sobre Declaración de Costos Variables” iniciado por la CNE a través de Resolución Exenta N° 394 de 24 de mayo de 2018.

⁸⁸ Por ejemplo, se podría sobreestimar el porcentaje de pérdidas con el fin de incrementar el precio por unidad de medida.

a) Aumento del costo marginal del sistema

Este escenario es relativamente directo, ya que implica que la unidad generadora para la cual se declararon precios de combustible artificialmente elevados estaría fijando el costo marginal del sistema, dando origen a un costo para las inyecciones y retiros superior al de un escenario competitivo. Ello se traduciría, además, en rentas supracompetitivas para cualquier empresa con posición excedentaria que posea una unidad generadora en adición a la marginal⁸⁹, lo cual cobra especial relevancia en un sistema de costos declarados como el chileno. Equivalente sería el resultado de manipular las declaraciones de cotas de embalses, ya que en la citada posición se podría alterar el precio del agua empleado en la programación de corto plazo, aumentar el costo marginal del sistema al encarecer las centrales de embalse y aumentar la utilización de recursos térmicos.

b) Aumento del pago por sobrecostos

El escenario en cuestión se relaciona con la dinámica de pagos de sobrecostos. Estos se producen cuando una central funciona con un costo variable total superior al costo marginal del sistema, ya sea por razones de seguridad de la operación, prestación de servicios complementarios o funcionamiento económico del sistema que hace más conveniente la operación a mínimo técnico que apagar una central.

En dichas situaciones, las empresas solo cubren sus costos, por lo que no obtendrían beneficios por el funcionamiento en estas condiciones especiales. Por lo mismo, se requiere el cumplimiento de supuestos específicos para que en este contexto la manipulación del precio de combustible sea un medio de ejercicio de poder de mercado. En particular, se requiere que la totalidad o parte del aumento del costo variable de la central sea recuperado de alguna forma. En caso de tratarse de componentes como el porcentaje de pérdidas, que no requieren de la interacción con un tercero, la recuperación de rentas sería directa, ya que se estaría sobreestimando el costo de operación de la central, sin utilizar la cantidad estimada de combustible con dichos niveles de pérdida. De tratarse de partidas de costo que potencialmente pudieran involucrar a un tercero, como muellaje o transporte, se requeriría la recuperación del costo adicional declarado y pagado a través del mercado conexo respectivo, ya sea mediante la integración vertical o relación de propiedad con las firmas que proveen dichos servicios.

A modo ilustrativo, si el costo de transporte se desvía significativamente del valor de mercado, pero no existe relación de propiedad o integración, si bien dicho aumento significaría un incremento del costo variable de la unidad generadora, la empresa propietaria de esta no podría recuperar el mayor valor pagado por dicho concepto, ya que este solo significaría un mayor ingreso para la empresa de transporte. Por el contrario, de estar integrados o de existir relación de propiedad entre la firma generadora y de transporte, parte o la totalidad del aumento del costo pagado se traduciría en un ingreso adicional a través de la empresa del mercado conexo. El mismo efecto sería alcanzado, de no existir relación de propiedad o estar integrados, con un acuerdo de repartición de rentas entre las partes.

Ahora bien, para que la estrategia descrita previamente sea viable, el poder de mercado debe reflejarse en la habilidad de aumentar los precios sin que ello resulte en el no despacho de la

⁸⁹ Esto se debe a que, a diferencia del caso de retención económica de capacidad, en esta situación la variación en el costo marginal no debe compensar la menor generación producida por la retención de capacidad. Por lo mismo, bastaría con que las inyecciones fuesen superiores a los retiros para que se produjese un beneficio económico.

central, lo que podría suceder principalmente con una central de base⁹⁰, o en la eventualidad que esta fuese necesaria para el sistema, por razones de seguridad de la operación o para la prestación de servicios complementarios, a pesar de poseer un costo variable superior al costo marginal del sistema.

A.5.2 Conductas en segmento de transmisión

Al estar regulado el segmento de transmisión, no existe posibilidad de ejercer poder de mercado utilizando como medio el precio del servicio prestado, ya que este se encuentra regulado por la CNE. Consecuentemente, una de las vías mediante las cuales esto puede suceder es a través del mecanismo de acceso abierto establecido en la Ley de tratarse de líneas de transmisión dedicadas.

Así, conductas del tipo exclusorio serían las de mayor relevancia en este segmento, ya que podría limitarse el acceso a las líneas de transmisión mediante contratos de capacidad u otros medios que cumplan una función similar, con el fin de retrasar la entrada de nuevos competidores al mercado, y de esta manera evitar una baja en los costos marginales o disminuir la competencia por clientes libres.

De igual manera, podría ser posible que conductas anticompetitivas se produjesen en los procesos de licitación de obras nacionales y zonales.

A.5.3 Conductas en segmento de distribución

Según la legislación chilena, los clientes que poseen una potencia instalada entre 0,3 MW y 5 MW⁹¹, si bien están bajo la categoría de clientes regulados, tienen la libertad de escoger el sistema que estimen más conveniente.

Lo anterior implica que los clientes libres que inicialmente fueron regulados permanecerán conectados a las redes de distribución, lo que entregaría, en algún grado, poder de mercado a las empresas distribuidoras, ya que la utilización de sus líneas es necesaria para la prestación del servicio. Consecuentemente, en teoría podrían ejercer dicho poder para mermar el servicio prestado por las empresas generadoras y evitar la migración de clientes regulados a libres o fomentar el regreso de clientes que originalmente fueron regulados y ahora son libres.

A.6 Ejemplo retención de capacidad

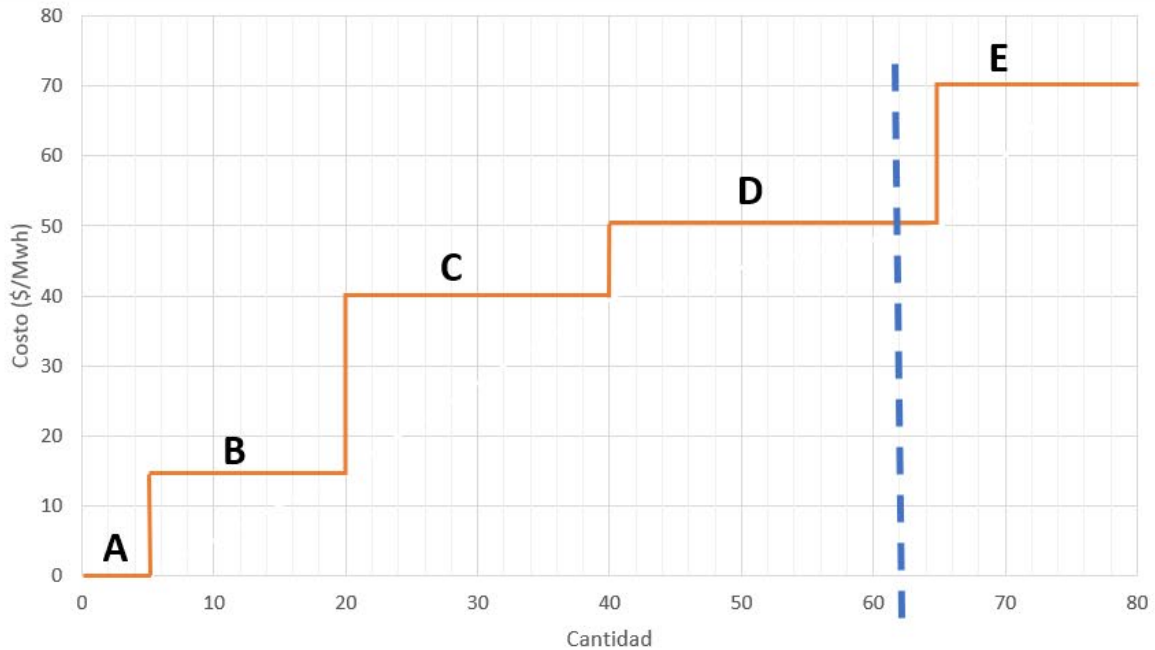
Existen 3 empresas generadoras en un mercado con las características del chileno. La empresa 1 posee dos centrales generadoras, A y B, con una capacidad de 5 MW y 15 MW respectivamente, y un costo variable igual a \$0/MWh y 15/MWh en correspondencia; la firma 2 solo es dueña de la central C con una capacidad de 20 MW y un costo de \$40/MWh; mientras que la firma 3 posee la central D y E, las que cuentan con una capacidad equivalente a 25 MW y 15 MW respectivamente, con un costo variable de \$50/MWh y \$70/MWh. Asimismo, la demanda alcanza los 62 MW, y la empresa 2 es la suministradora de toda la demanda.

En la Figura A.6.1 se ilustra el ejemplo descrito en el párrafo que antecede.

⁹⁰ Se entiende por central de base una que suele ser despachada por períodos prolongados de tiempo, debido a que no puede dejar de funcionar de forma esporádica, como las centrales carboneras.

⁹¹ El límite de potencia se redujo de 0,5 MW a 0,3 MW con la RE N°58 de 5 de diciembre del Ministerio de Energía, modificada por la RE N°13 de 6 de febrero.

Figura A.6.1



Por simplicidad, se asumirá que la retención de capacidad solo puede ser ejercida mediante la indisponibilidad no programada de una central en su totalidad⁹².

El equilibrio de corto plazo de este mercado, en un escenario competitivo, vendría dado por la generación de las centrales A, B y C a potencia máxima, y la central D generando 22 MWh. Ello implicaría un costo marginal del sistema igual a \$50/MWh.

Los beneficios de las empresas 1 y 3 pueden expresarse como $\pi = G_i(Cmg - CV_i) + G_j(Cmg - CV_j)$, donde Cmg es el costo marginal del sistema, CV_i y G_i el costo variable y generación de la central i respectivamente, y CV_j junto a G_j a su vez representan el costo variable y generación de la central j ; y los beneficios de la empresa 2 son equivalentes a $\pi = G_c(Cmg - CV_c) + 62(P - Cmg)$, donde P es el precio cobrado a los clientes que suministra y 62 la demanda suministrada.

A partir de lo anterior, además de suponer $P = 100$, la matriz de pago para cada agente en un escenario competitivo de corto plazo correspondería a

Tabla A.6.1

Conglomerado	Beneficios
Empresa 1	$5 \cdot (50 - 0) + 15 \cdot (50 - 15) = 775$
Empresa 2	$20 \cdot (50 - 40) + 65 \cdot (100 - 50) = 3450$
Empresa 3	$22 \cdot (50 - 50) = 0$

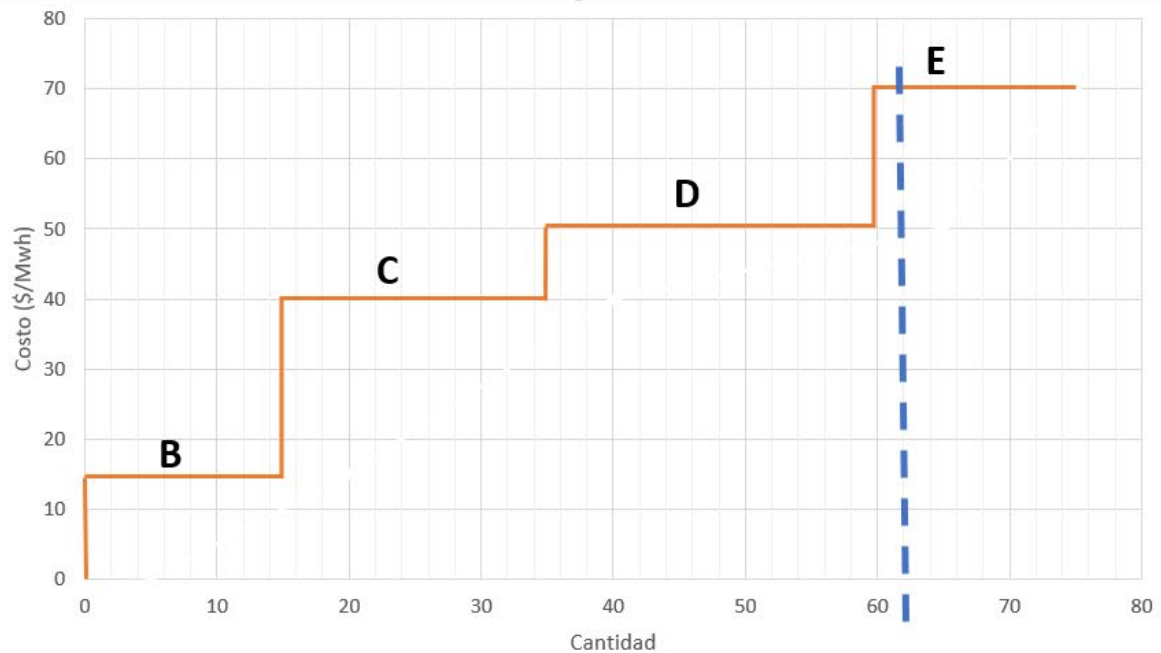
De retener capacidad la empresa 1, podría ser a través de las centrales A o B, mientras que la empresa 3 lo podría hacer solo con la central D, ya que en un escenario competitivo la central E

⁹² En la práctica las empresas podrían retener capacidad mediante limitación de generación, sin la necesidad de reportar una falla que implique la desconexión de una central en su totalidad.

no es despachada, pero dicho escenario implicaría que la demanda no podría ser satisfecha, por lo que se descarta dicho escenario por simplicidad del ejemplo.

Si se retiene capacidad a través de la central A, el sistema posee 5 MW menos de capacidad disponible, por lo que se torna necesario despachar la central E, tal como se representa en la Figura A.6.2.

Figura A.6.2



Lo anterior implica que ahora el costo marginal del sistema será igual a \$70/MWh, lo que reportaría un beneficio de 825 para la empresa que indispuso la central A, por lo que podría afirmarse que se trata de un abuso de poder de mercado. En adición, se debe destacar que este escenario reporta ingresos por 500 a la empresa 3, a pesar de no haber sido esta la que retuvo capacidad.

Ahora bien, de fallar la central B (Figura A.6.3), ello derivaría un ingreso de 350 para la firma 1, mientras que el resto se mantendría igual al escenario previo (Tabla A.6.2). Esto implica que, de desear retener capacidad, esta se debiese materializar a través de la central A, de lo contrario no sería rentable. Alternativamente, la retención se podría llevar a cabo mediante B, no obstante, ello requeriría algún tipo de acuerdo de repartición de rentas, donde parte de los beneficios adicionales obtenidos por la empresa 2 con motivo de la falla de la central de la empresa 1 fuesen transferidos a esta última firma. Ello sería posible relativamente fácil en el mercado chileno, ya que existen contratos financieros bilaterales entre empresas generadoras, por lo que podrían prestarse para este tipo de conductas.

Figura A.6.3

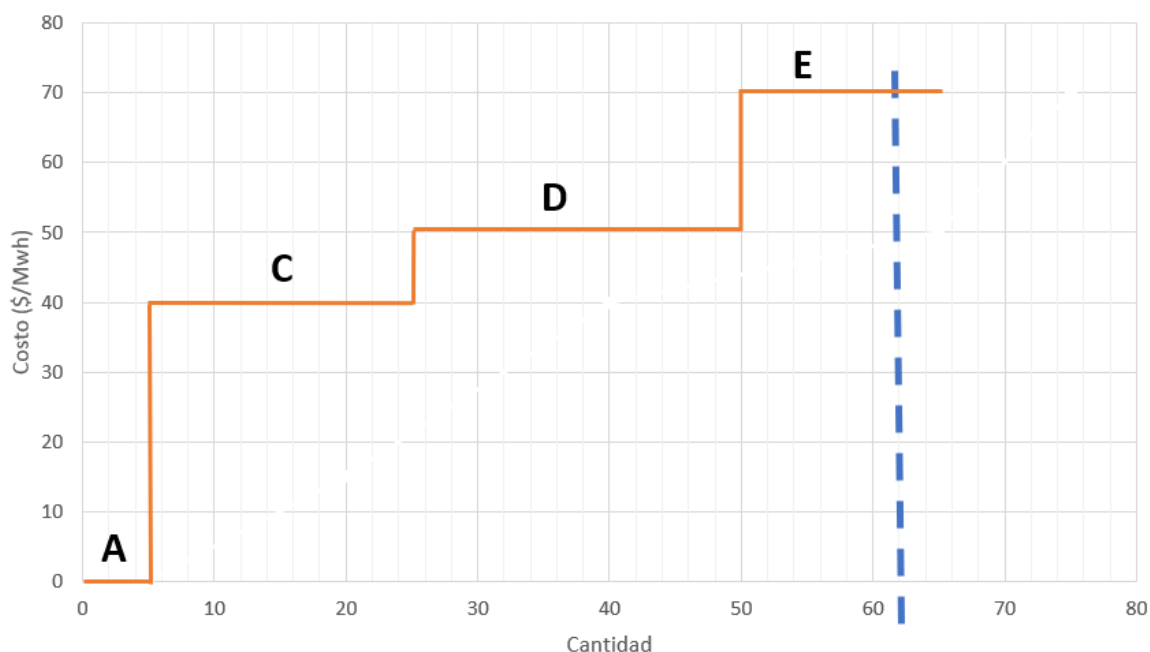


Tabla A.6.2

Conglomerado	Beneficios	
	Retención A	Retención B
Empresa 1	$15 \cdot (70-15)=825$	$5 \cdot (70-0)=350$
Empresa 2	$20 \cdot (70-40)+65 \cdot (100-70)=2550$	$20 \cdot (70-40)+65 \cdot (100-70)=2550$
Empresa 3	$25 \cdot (70-50)+2 \cdot (70-70)=500$	$25 \cdot (70-50)+12 \cdot (70-70)=500$

A.7: Gas Inflexible y Competencia

El efecto de las declaraciones de inflexibilidad puede manifestarse primordialmente en una baja del costo marginal o ser neutro⁹³. Esto implica que, de tratarse de alguna conducta anticompetitiva, las declaraciones de inflexibilidad podrían calificar como una conducta exclusoria, en particular como una de precios predatorios. Esta premisa se basa en que a partir de la generación con gas inflexible, se estaría subdeclarando un costo (costo igual a cero en el contexto de la NT GNL 2019 o costo de oportunidad calculado por el Coordinador en el caso de la NT GNL 2021), con el fin de asegurar el despacho de una central que en otro caso no habría sido despachada, al poseer un costo mayor, y con ello disminuyendo el costo marginal del sistema con tal de evitar la entrada de futuros competidores o provocar la salida del mercado de competidores existentes, con el fin de incrementar su poder de mercado en el mercado spot y/o en el mercado de contratos.

En efecto, según la OCDE, los precios predatorios se definen de la siguiente manera: *“Predatory pricing is a deliberate strategy, usually by a dominant firm, of driving competitors out of the market by setting very low prices or selling below the firm’s incremental costs of producing the output (often equated for practical purposes with average variable costs). Once the predator has*

⁹³ Se considera como neutro el hecho de que las diferencias al alza que pueden producirse serían mínimas y en casos excepcionales.

*successfully driven out existing competitors and deterred entry of new firms, it can raise prices and earn higher profits”*⁹⁴.

Por tanto, para considerar una figura de precios predatorios, no sólo se requiere poder fijar un precio bajo el costo, sino que también se requiere tener la habilidad para recuperar las rentas perdidas como consecuencia del mayor poder de mercado. En el caso del GNL Inflexible, consecuentemente, no se trataría de este tipo de conductas anticompetitivas si los niveles de precios bajan y en el futuro las pérdidas no pueden ser recuperadas, o no pueden ser incrementados los precios de manera unilateral como resultado del ejercicio de poder de mercado.

Por otro lado, en una segunda hipótesis conductual, en caso de que a partir de la obtención de beneficios netos por la generación con gas inflexible en el corto plazo se constatare un eventual efecto excluyente, podría intentarse calificar tales efectos con los propios de la figura del estrangulamiento de márgenes, ya que provocaría la salida o desincentivaría la entrada o expansión de competidores debido a los reducidos márgenes que estos obtendrían. Sin embargo, en el caso objeto de análisis no se está frente a una empresa integrada verticalmente que posee un insumo esencial y que fija un precio arbitrariamente elevado aguas arriba (y/o arbitrariamente bajo aguas abajo) con tal finalidad excluyente, como ocurre en los casos en que se verifica la práctica antedicha⁹⁵.

Así las cosas, la generación con gas inflexible difícilmente podría ser calificada como conducta anticompetitiva de no existir evidencia sobre su efecto en la salida actual o potencial de competidores y/o que haya desincentivado o esté desincentivando el ingreso o expansión de nuevos competidores, y los potenciales beneficios actuales o futuros de quienes hayan generado con dicha condición especial de suministro.

De esta manera, las potenciales conductas que podrían ejercerse dependerán del balance actual de las empresas⁹⁶, la competitividad del mercado de contratos, la posición comercial de las empresas que podrían tener en el futuro, al estar relacionado el costo marginal de largo plazo con el de los contratos, y de la relación entre el LCOE (*Levelized cost of energy*) de los competidores y los costos marginales observados en el mercado. Con este esquema analítico a la vista, resulta pertinente evaluar las hipótesis antedichas tanto desde la perspectiva de las empresas excedentarias, como de las empresas deficitarias.

⁹⁴ <https://stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=3280>

⁹⁵ Según la OCDE, “[A] margin squeeze occurs when there is such a narrow margin between an integrated provider’s price for selling essential inputs to a rival and its downstream price that the rival cannot survive or effectively compete. A margin squeeze can arise only when (a) an upstream firm produces an input for which there are no good economic substitutes, (b) the upstream firm sells that input to one or more downstream firms and (c) the upstream firm also directly competes in that downstream market against those firms”. Ver <https://www.oecd.org/daf/competition/sectors/46048803.pdf>

⁹⁶ Esto incluye contratos con clientes y entre empresas generadoras, ya sean físicos o financieros.

A.7.1 Empresas Excedentarias

Al tratarse de una empresa excedentaria⁹⁷, no existirían incentivos en el corto plazo a generar con condición de suministro inflexible de manera estratégica, ya que podría resultar en una disminución de los costos marginales y con ello en una caída en los beneficios. Por lo tanto, en este caso, un eventual abuso podría ser clasificado como una conducta de precios predatorios típica, donde se estarían sacrificando ingresos presentes ante la posibilidad de aumentar ingresos en el futuro luego de la salida o disuasión a la entrada de potenciales competidores, o expansión de los actuales, que pudiesen llevar a la baja el costo marginal.

Para que ocurra lo anterior, sin embargo, el costo marginal observado que internaliza los episodios de inflexibilidad debiese ser menor al LCOE de las plantas que podrían ingresar y bajar el costo marginal de equilibrio.

A.7.2 Empresas Deficitarias

En cuanto a las empresas deficitarias⁹⁸, si bien estas pueden beneficiarse de la baja potencial del costo marginal al tener que pagar menos por los retiros, ello no implicaría directamente un beneficio comercial de las inflexibilidades, ya que para que esto ocurra, los beneficios por un menor pago por retiros deben ser mayores que las pérdidas en las cuales se incurre al recibir solo el costo marginal como ingreso sin cubrir la totalidad de los costos variables de las máquinas. En caso de que dicho cálculo derivara en pérdidas, se podría estar en presencia de una potencial conducta predatoria. No obstante, para la ocurrencia de esta se debe tener la habilidad para **recuperar dichas pérdidas en el futuro a través de mayores precios como consecuencia de una menor cantidad de competidores.**

Sin embargo, ello no podría ocurrir si la posición comercial se mantuviese deficitaria, ya que un incremento en el costo marginal solo implicaría un mayor pago por retiros. De esta manera, se debiese contar con posición de dominio en el mercado de los contratos con tal de compensar las mayores pérdidas por un incremento en el costo marginal, o eventualmente transitar a una posición excedentaria.

Ahora bien, si las inflexibilidades resultaran en beneficios netos para las empresas deficitarias, ello implicaría que cualquier empresa tendría incentivos a sobre importar GNL, sin necesidad de buscar mantener o aumentar su posición de dominio, razón por la que no podría argumentarse una potencial infracción a la libre competencia, pero sí podría haberse configurado, bajo la NT GNL 2019, una infracción a esta, en cuanto disponía que *"[L]a utilización del volumen declarado como inflexible no debe corresponder al resultado de una optimización de la posición comercial de la empresa que lo declarara en el mercado de transferencia de energía y potencia."*⁹⁹.

Finalmente, es preciso señalar que de tratarse de una empresa verticalmente integrada con el terminal GNL, podrían existir incentivos a forzar la firma de contratos con cláusulas *Take or Pay* o uso exclusivo del gas en el mercado eléctrico con tal de provocar escenarios de inflexibilidad

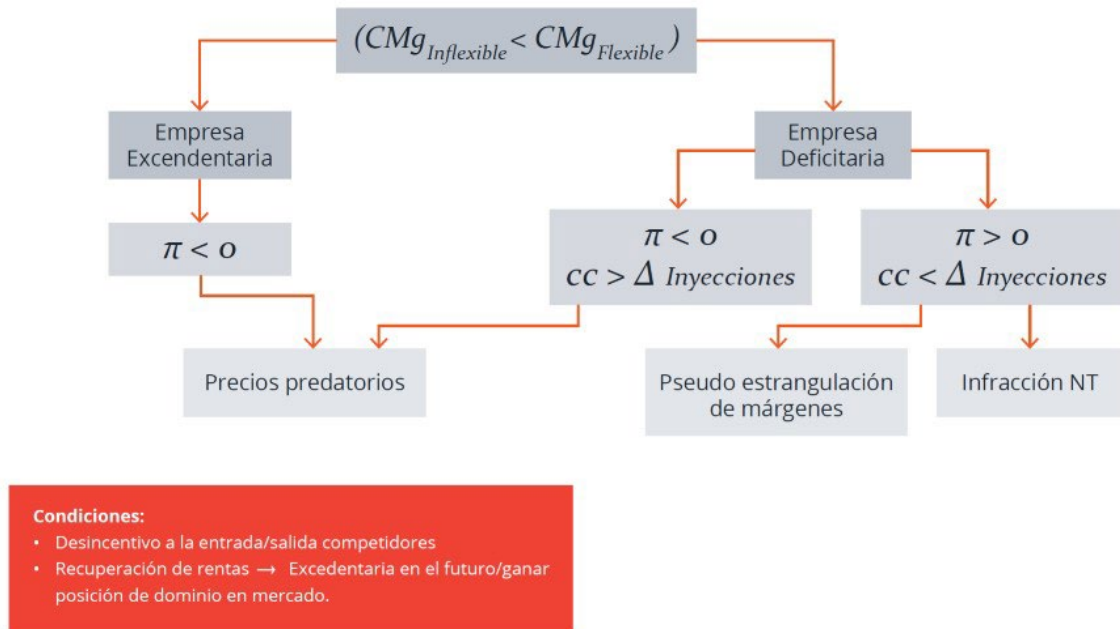
⁹⁷ Esto es, las inyecciones y la energía contratada que pudiese tener precios indexados al costo marginal son mayores a la cantidad contratada que no se encuentra indexada al costo marginal.

⁹⁸ Esto es, las inyecciones y la energía contratada que pudiese tener precios indexados al costo marginal son menores a la cantidad contratada que no se encuentra indexada al costo marginal.

⁹⁹ Norma técnica para la programación y coordinación de la operación de unidades que utilicen GNL regasificado, Junio 2019, CNE, Artículo 3-3, numeral 3. Disponible en <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/06/NT-GNL-Junio-2019.pdf>

que beneficien a la empresa integrada, independiente de la existencia de incentivos de la empresa compradora de GNL para gatillar un cambio en la condición de suministro.

El esquema siguiente resume las potenciales infracciones que podrían derivarse de las inflexibilidades, tanto para empresas excedentarias como deficitarias.



Esto es, si las inflexibilidades resultan en un costo marginal inferior a un escenario contrafactual donde no existe el cambio de condición de suministro ($CMg_{Inflexible} < CMg_{Flexible}$), derivaría inmediatamente en pérdidas para empresas excedentarias ($\pi < 0$), por lo que podría tratarse de precios predatorios. De ser empresas deficitarias, podría resultar en pérdidas en caso de que el costo de combustible (CC) no cubierto por el costo marginal sea mayor al menor pago por inyecciones ($\Delta Inyecciones$), y por ende también podría encapsularse dentro de la figura de precios predatorios. Si existieran beneficios al generar con gas inflexible, es decir, el costo de combustible no cubierto por el costo marginal es inferior al menor pago por inyecciones, podría tratarse de una *pseudo estrangulación de márgenes*, al no existir integración vertical que motive una conducta. En todas estas situaciones, las condiciones para tratarse de una conducta anticompetitiva es que exista un desincentivo a la entrada o expansión o se provoque la salida de competidores actuales del mercado, y que exista la posibilidad de recuperar rentas con el fin de aumentar el poder de mercado actual, lo que requeriría una posición excedentaria en el futuro con tal de beneficiarse de mayores costos marginales o una menor caída de estos que la prevista sin escenarios de inflexibilidad; o alternatively ganar poder de mercado en el mercado de los contratos que permitan aumentar los precios unilateralmente.

De no configurarse esto último, un escenario de beneficios de corto plazo para las empresas deficitarias no podría calificarse como una conducta anticompetitiva. Asimismo, de no constatarse un desincentivo a la entrada o expansión, o la salida actual o potencial de competidores del mercado, tampoco se podría afirmar que la norma técnica tendría efectos anticompetitivos.

A.8 Servicios complementarios

A.8.1: Costos Asociados al Antiguo Esquema de Subastas de SSCC de Control de Frecuencia

Al momento de realizar sus ofertas, los agentes deben internalizar los costos directos de provisión de las reservas, así como también los costos de oportunidad. Esto último implica que se debe estimar el valor del costo marginal con tal de determinar el valor final de la oferta, el que finalmente dependerá, de igual manera, de la probabilidad de existencia de sobrecostos, ya que estos no son remunerados al tratarse de adjudicación mediante subastas.

Así, en caso de realizar una oferta eficiente, entendida esta como una que revela sus verdaderos costos, los agentes internalizarán las siguientes variables:

- Costos directos de la unidad i en la hora h en los que se incurre por desviarse del punto óptimo de operación: $CDF_{i,h}$
- Costos directos de la unidad i en la hora h en los que se incurre al cambiar el punto de operación: $CD_{i,h}$
- Valor esperado del costo marginal real en la barra de inyección de la unidad i durante la hora h : $E(CMg_{i,h})$
- Costo variable de la unidad: $CV_{i,h}$
- Capacidad esperada adjudicada del servicio j : $E(MWAdj_{i,j,h})$
- Factor de uso esperado en la activación por hora del servicio j : $E(FA_{i,j,h})$
- Premio por riesgo por el servicio j , el cual podría ser aditivo o multiplicativo, pero en este caso se considera multiplicativo: $\delta_{i,j,h}$

Ahora bien, dado que el tipo de remuneración depende de si se trata de servicios de subida o bajada, el proceso de formación de precios asociado a la oferta por cada servicio j ($Bid_{i,j,h}$) se analiza por separado.

A.8.1.1 Servicios de Subida

La remuneración de los servicios de subida corresponde solo a disponibilidad, siendo la activación remunerada como energía al valor del costo marginal en la barra de inyección de la unidad respectiva ($CMg_{i,h}$).

De esta manera, de ser adjudicado, un participante recibirá el valor ofertado a todo evento por la disponibilidad de los recursos, teniendo un ingreso adicional equivalente al costo marginal en caso de que se active el servicio.

A este respecto, existen dos escenarios posibles, uno en el cual el $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$, y por lo tanto se espera que la unidad se encuentre generando a plena carga ($PC_{i,h}$) o carga intermedia en caso de ser la unidad marginal; y otro en el cual $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$, en cuyo caso se esperaría que la unidad generadora sea instruida a generar a mínimo técnico ($MT_{i,h}$).

Ambos casos difieren significativamente respecto a la formación de precios, ya que en el segundo se deben internalizar los sobre costos esperados dentro del precio ofertado, mientras que en el primero solo se involucra la estimación del costo de oportunidad.

- a) $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$: Para simplicidad del análisis, se asumirá que en esta condición siempre se estará generando a $PC_{i,h}$. En esta situación, por tanto, de ser adjudicado un oferente, este pasaría de generar $PC_{i,h}$ a generar $PC_{i,h} - MWAdj_{i,j,h}$ con tal de tener disponible como reserva la cantidad adjudicada. Como consecuencia de aquello, la empresa estaría renunciando a un ingreso, en valor esperado, de $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(CMg_{i,h})$, pero al generar menos, también estaría evitando incurrir en el costo variable de la unidad, por lo que se enfrentaría a un “ahorro” equivalente a $CV_{i,h} * E(MWAdj_{i,j,h})$. Por lo tanto, el costo de oportunidad asociado al mercado de la energía, por unidad adjudicada, que enfrentaría la unidad i correspondería a $E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h}$.

En adición, al dejar de generar en su punto eficiente, el adjudicatario también enfrentaría un costo directo de provisión igual a $CDF_{i,h}$. Así, el costo esperado ($CE_{i,j,h}$) asociado a la prestación del servicio de subida, en ausencia de activación, vendría dado por:

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * (E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h} + CDF_{i,h}).$$

Ahora bien, de activarse el servicio, el ganador de la subasta se enfrenta a beneficios equivalentes a la remuneración que percibiría por la inyección de energía, esto es, $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h})$, y enfrentaría un costo directo por el cambio en el punto de operación $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$. Esto implica que potencialmente podría existir una doble renta asociada a los costos de oportunidad en el mercado de la energía descritos previamente y los pagos por activación. Consecuentemente, en un mercado competitivo dicha doble renta se disiparía, resultando en que dichos ingresos terminarían descontándose del costo de oportunidad. Ergo, el costo efectivo al que se enfrentaría un agente sería el siguiente:

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * \left[(E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h}) * (1 - E(FA_{i,j,h})) + CDF_{i,h} + E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h} \right]$$

El costo unitario se derivaría de dividir la expresión previa por la adjudicación esperada, por lo que, al incorporar la prima por riesgo, la oferta resultaría como sigue:

$$Bid_{i,j,h} = \left[(E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h}) * (1 - E(FA_{i,j,h})) + CDF_{i,h} + E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h} \right] (1 + \delta_{i,j,h})$$

Es claro que mientras mayor sea la incertidumbre, y mayor la prima por riesgo, mayor será el valor ofertado, lo cual sería particularmente relevante para las unidades con mayor probabilidad de ser las marginales. De igual manera, mientras mayor sea el costo marginal esperado del sistema, ante un mismo costo variable, mayor debiese ser la oferta. A su vez, mientras mayor sea el factor de uso en la activación, menor debiese ser el precio, ya que el costo de oportunidad sería efectivo una menor cantidad de tiempo. En el caso extremo de esperar una activación de un 100% de la cantidad adjudicada, el precio a cobrar correspondería a cero, no existiendo $CDF_{i,h}$, al estar siempre generando $PC_{i,h}$.

- b) $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: En este caso, al tratarse de servicios de subida, no existiría costo de oportunidad asociado a energía por disponibilidad del servicio, ya que la unidad se encontraría generando a mínimo técnico. Sin embargo, existiría un costo esperado relacionado con el sobre costo de generación, ya que estos no son remunerados cuando

se trata de subastas, equivaliendo este a $MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}))$, donde $\alpha_{i,j,h}$ es la proporción de capacidad adjudicada por disponibilidad del servicio j sobre el total de capacidad adjudicada en otros servicios¹⁰⁰.

Cabe destacar que los costos de $CDF_{i,h}$ solo debiesen ser internalizados por los agentes en caso de que se espere que su despacho dependa de la adjudicación de servicios complementarios. De lo contrario, el despacho a mínimo técnico dependería simplemente del mercado de la energía, y por ende su desviación del punto óptimo de generación sería un costo hundido.

En caso de activarse el servicio, a diferencia del caso desarrollado en el literal que antecede, existiría un sobre costo adicional por la cuantía de $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}) + CD_{i,h})$. En este caso, si bien la unidad ya está operando fuera del punto óptimo, el solo hecho de cambiar de punto de operación generaría costos de *wear and tear*. Así, el costo total esperado para el adjudicatario para servicios de subida cuando se estima que se operará a mínimo técnico correspondería a:

$$CE_{i,j,h} = (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h})) * (MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} + E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})) + E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

El costo unitario se deriva de dividir los costos de la expresión previa por la capacidad adjudicada esperada, internalizando la oferta la prima por riesgo.

$$Bid_{i,j,h} = \left[(CV_{i,h} - E(CMg_{i,h})) * \left(\frac{MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h}}{E(MWAdj_{i,j,h})} + E(FA_{i,j,h}) \right) + E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h} \right] * (1 + \delta_{i,j,h})$$

Se observa de la expresión anterior que las ofertas en caso de estimar que se generará a mínimo técnico pueden ser significativamente elevadas, al tener que distribuir todo el mínimo técnico, o la proporción correspondiente al servicio en cuestión, en la capacidad que se espera será adjudicada¹⁰¹.

A.8.1.2 Servicios de Bajada

La remuneración de los servicios de bajada comprende solo activación, y al igual que en el caso de los de bajada, los sobre costos no se remuneran, por lo que se deben internalizar en la oferta en la eventualidad de esperar que esto suceda, por lo que el desarrollo se divide en dos partes, como en la sección previa.

¹⁰⁰ $\alpha_{i,j,h} = \frac{E(MWAdj_{i,j,h})}{\sum_{j \in SSCC} E(MWAdj_{i,j,h})}$, donde $SSCC$ es el conjunto de todos los servicios complementarios, esto es, CSF+, CSF-, CTF+ y CTF-.

¹⁰¹ A modo de ejemplo, si una unidad espera ser adjudicada en un solo servicio por una cuantía de 20MWh y que sea activada por 10MWh, posee un mínimo técnico de 150MW, un costo directo de 2 USD/MWh y espera que el costo variable de la unidad sea 5USD/MWh superior al costo marginal, entonces su oferta mínima por disponibilidad correspondería a 40 USD/MWh, sin internalizar una prima por riesgo.

- a) $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$: Para simplicidad del análisis, se asume que bajo esta condición las unidades generan $PC_{i,h}$. Por tanto, no existiría costo de disponibilidad asociado, al estar en todo momento a plena carga.

En caso de activarse el servicio, la unidad dejaría de generar $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})$ e incurriría en un costo de $CD_{i,h}$. Por lo tanto, el costo esperado de la disminución de generación sería igual a:

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h} + CD_{i,h})$$

Debido a que en este caso solo se remunera la activación, el valor unitario que daría origen a la oferta no se obtendría de la cantidad que se espera será adjudicada, sino que de la capacidad que se espera sea finalmente activada. Consecuentemente, la expresión anterior debe ser dividida por $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})$, y no por $E(MWAdj_{i,j,h})$.

$$Bid_{i,j,h} = (E(CMg_{i,h}) - CV_{i,h} + CD_{i,h}) * (1 + \delta_{i,j,h})$$

Como se observa, en este caso la incertidumbre solo se asocia al costo marginal, a diferencia del caso de subida, donde además se debe internalizar la incertidumbre de la probabilidad de activación.

- b) $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: Al no remunerarse los sobrecostos, y solo ser pagada la activación, este caso puede derivar en ofertas particularmente elevadas, ya que sí existiría un costo por disponibilidad. Ello, ya que de esperar ser adjudicada $E(MWAdj_{i,j,h})$, la unidad debiese generar $MT_{i,h} + E(MWAdj_{i,j,h})$, generación expuesta a un sobre costo equivalente a $[MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} + E(MWAdj_{i,j,h})] (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}))$, atribuible al servicio j .

Ahora bien, la activación del servicio implicaría una disminución de los sobrecostos a los que se expone la empresa, ya que la generación sobre $MT_{i,h}$ disminuiría en $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})$, lo que implicaría una disminución de costos de $E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}))$, pero se sumarían los costos directos de prestación, asociados a $CD_{i,h}$. Consecuentemente, los costos a los que se vería expuesta una unidad al ser adjudicada para servicios de bajada sería:

$$CE_{i,j,h} = [MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} + E(MWAdj_{i,j,h})] (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h})) - [E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}) - CD_{i,h})]$$

En la oferta, por tanto, se debe prorratear el costo esperado en la activación esperada por hora.

$$Bid_{i,j,h} = \left[(CV_{i,h} - E(CMg_{i,h})) \left[\frac{MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h}}{E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h})} + \frac{1 - E(FA_{i,j,h})}{E(FA_{i,j,h})} \right] + CD_{i,h} \right] (1 + \delta_{i,j,h})$$

Como se aprecia, las ofertas de bajada cuando se espera generar a mínimo técnico debiesen ser superiores a las de subida, al prorratearse los sobrecostos sobre la activación esperada más que la adjudicación¹⁰².

Del desarrollo previo, se observa que en el esquema previo de subastas existían ineficiencias de asignación no solo como consecuencia del esquema de subastas *Pay as Bid*, sino que también del hecho de incorporar los costos de oportunidad en el objeto subastado. Ello, debido a que se debían estimar los costos marginales para poder realizar la oferta, y se enfrentaba un riesgo de pérdida significativo para las centrales que se encontraran cerca del costo marginal, y pudiesen terminar generando a mínimo técnico, pudiendo internalizar sobrecostos dentro de las ofertas unidades que en la práctica generaban a plena carga durante todo el período.

Considerando que las ofertas en la práctica eran por bloques, que la adjudicación era horaria, y por lo tanto cada componente a estimar poseía dicha frecuencia, se esperaba que un agente neutral al riesgo valorizara su oferta unitaria considerando el costo total de todas las horas del bloque y la cantidad esperada adjudicada y factor de activación dependiendo del servicio que se trate¹⁰³.

Por lo tanto, la oferta para el bloque b sería determinada por la siguiente expresión:

$$Bid_{i,j,b} = \begin{cases} \frac{\sum_{h \in B} CE_{i,j,h}}{\sum_{h \in B} E(MWAdj_{i,j,h})}, & j \in \{CSF+, CTF+\} \\ \frac{\sum_{h \in B} CE_{i,j,h}}{\sum_{h \in B} E(MWAdj_{i,j,h})} * E(FA_{i,j,h}), & j \in \{CSF-, CTF-\} \end{cases}$$

Así, el efecto que ofertar por bloques tenía en el costo de provisión de los servicios en comparación con ofertas horarias dependía de la asimetría estimada intra-bloque para una misma unidad y entre unidades, así como también de la aversión al riesgo de los agentes.

A.8.2: Costos Asociados al Actual Esquema de Subastas de SSCC de Control de Frecuencia

Al ofertar solo costos de desgaste, y ser pagados *expost* tanto los costos de oportunidad como los sobrecostos y costos de operación adicionales, los agentes enfrentan menores niveles de incertidumbre al momento de realizar sus ofertas y consecuentemente la complejidad en la formación de ofertas disminuye ostensiblemente, lo que, en teoría, debiese tender a favorecer la participación.

¹⁰² Continuando con el mismo ejemplo en este caso la oferta mínima correspondería a 82 USD/MWh, sin internalizar una prima por riesgo.

¹⁰³ Esto es equivalente al promedio ponderado de las ofertas expuestas en los apartados correspondientes.

A.8.2.1 Servicios de Subida

Al igual que en el esquema antiguo, en el actualmente vigente solo se remunera disponibilidad por concepto del valor ofertado. Por lo tanto, el costo podría diferir dependiendo de si se trata de una unidad infra o supra marginal.

- a) $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$: En este caso, existirían costos directos iguales a $CDF_{i,h}$ por la cantidad adjudicada esperada, en adición a costos $CD_{i,h}$ al momento de la activación. Consecuentemente, el costo total esperado que enfrentaría una unidad para la provisión de servicios de subida sería equivalente a:

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * CDF_{i,h} + E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

Al existir una sola oferta por disponibilidad, entonces la oferta correspondería a:

$$Bid_{i,j,h} = CDF_{i,h} + E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

Esto es, al ser $CDF_{i,h}$ el costo asociado a disponibilidad no dependería de la estimación de ninguna probabilidad, ya que se pagaría a todo evento por un monto equivalente a la cantidad adjudicada. En contraste, como $CD_{i,h}$ está asociado a la activación, y la oferta está asociada a reserva adjudicada, dicho costo se debe prorratear por el factor de activación esperado.

- b) $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: En este caso, se parte de la base de que la unidad se encuentra operando fuera del punto óptimo y a mínimo técnico, por lo que $CDF_{i,h} = 0$. De esta manera, el único costo directo estaría asociado a la activación del servicio y sería equivalente a

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

Como la remuneración está asociada a disponibilidad, la oferta sería igual a

$$Bid_{i,j,h} = E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

Si bien existen diferencias al tratarse de unidades infra o supra marginales, estas podrían no ser relevantes dada la magnitud de los costos de desgaste en comparación con lo que podía ocurrir con el esquema antiguo, donde podían existir grandes diferencias en los pagos recibidos, al involucrar sobrecostos.

A.8.2.2 Servicios de Bajada

En el caso de los servicios de bajada también se mantuvo la remuneración solo por activación. Dependiendo de si se trata de unidades infra o supra marginales, los costos que enfrentarían los agentes serían los siguientes:

- a) $E(CMg_{i,h}) \geq CV_{i,h}$: al tratarse de servicios de bajada, $CDF_{i,h} = 0$, ya que en este escenario se asume que se está generando a plena carga. Por lo tanto, solo existiría un costo asociado a la activación, equivalente a

$$CE_{i,j,h} = E(MWAdj_{i,j,h}) * E(FA_{i,j,h}) * CD_{i,h}$$

Al remunerar solo activación

$$Bid_{i,j,h} = CD_{i,h}$$

- b)** $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: En esta situación, a pesar de esperar que la unidad sea instruida a generar $MT_{i,h} + E(MWAdj_{i,j,h})$, ya se encontraría operando fuera de su punto óptimo, por lo que, al igual que en el literal que antecede, $CDF_{i,h} = 0$. Consecuentemente, la oferta sería idéntica.

De lo anterior se desprende que para servicios de subida solo se debe estimar el factor de activación, mientras que para los servicios de bajada solo se necesita determinar el costo de desgaste respectivo, por lo que la simplicidad de la oferta es notoria en comparación con el esquema antiguo.

A.8.3: REVELACIÓN DE COSTOS EN OFERTAS DE SSCC

Considérese un mercado con co-optimización de energía y servicios complementarios de reserva, donde la energía se remunera según costos auditados y los agentes solo deciden sus ofertas para el servicio de regulación de subida.

El operador audita los costos según los parámetros definidos en la normativa, y observa CV_i^{ISO} y la oferta entregada por los participantes b_i , mientras que los agentes enfrentan verdaderos costos equivalentes a CV_i^{real} .

El operador busca minimizar el costo total de energía y reservas usando los costos auditados y ofertas de los agentes:

$$\begin{aligned} \min_{G_i, R_i^u} \quad & \sum_i [CV_i^{ISO} G_i + b_i R_i^u] \\ \text{s. a.} \quad & \sum_i G_i = D, \\ & \sum_i R_i^u \geq R_{req}^u \\ & G_i + R_i^u \leq \bar{G}_i \\ & G_i \geq 0, R_i^u \geq 0 \end{aligned}$$

Donde:

G_i : Generación programada de la unidad i .

R_i^u : Reservas de subida i .

CV_i^j : Costo variable de energía de i , con $j = ISO, real$.

k_i^u : Costo real de provisión de reserva.

\bar{G}_i : Límite superior de generación.

R_{req}^u : Requerimientos totales de reserva.

$\lambda, \mu^u, \nu^u, \alpha_i, \beta_i^u$: Variables duales asociadas al balance de energía, requerimiento de reserva de subida, restricción técnica de capacidad no negatividad de G_i y R_i^u .

El Lagrangiano del problema es:

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = \quad & \sum_i [CV_i^{ISO} G_i + b_i^u R_i^u] + \lambda \left(D - \sum_i G_i \right) + \mu^u \left(R_{req}^u - \sum_i R_i^u \right) \\ & + \sum_i [\nu_i^u (G_i + R_i^u - \bar{G}_i) - \alpha_i G_i - \beta_i^u R_i^u] \end{aligned}$$

De las condiciones KKT se obtiene:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial G_i} &= CV_i^{ISO} - \lambda + \nu_i^u - \alpha_i = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial R_i^u} &= b_i^u - \mu^u + \nu_i^u - \beta_i^u = 0 \end{aligned}$$

Si $G_i > 0 \Rightarrow \alpha_i = 0 \Rightarrow \nu_i^u = \lambda - CV_i^{ISO}$

Si $R_i^u > 0 \Rightarrow \beta_i^u = 0 \Rightarrow \mu^u = b_i^u + v_i^u$

De lo anterior se obtiene que la remuneración correspondería a

$$\mu^u = b_i^u + \lambda - CV_i^{ISO}$$

Bajo competencia perfecta, se asume que cada agente es tomador de precios, y por lo tanto no tiene influencia sobre los precios. La ganancia marginal por 1 MW de reserva corresponderá a:

$$\pi_i' = [b_i^u + (\lambda - CV_i^{ISO})] - (\lambda - CV_i^{real}) - k_i^u$$

El precio de equilibrio se obtiene cuando $\pi_i' = 0$, por lo que:

$$b_i^{u,*} = k_i^u + CV_i^{ISO} - CV_i^{real}$$

Lo anterior refleja que, la regla de despeje del coordinador mantendrá indiferente al generador entre participar en SSCC y en energía, por lo que se cumplirá

$$b_i^u + (\lambda - CV_i^{ISO}) = k_i^u + (\lambda - CV_i^{real})$$

Si $CV_i^{ISO} = CV_i^{real}$, la oferta corresponderá a los verdaderos costos directos de prestar SSCC. Pero, si existe una sobreestimación de los costos variables reales por parte del operador, los generadores presentarán ofertas superiores a su costo real; y si los costos son subestimados, entonces las ofertas de equilibrio resultarán inferiores al verdadero costo de prestación de SSCC. Todo ello, incluso bajo un escenario de competencia perfecta.