COORDINADOR
ELÉCTRICO NACIONAL

Informe
Monitoreo de la Competencia en el Mercado Eléctrico
2023

Elaborado
31 marzo 2024

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 Segmento de transmisión 18
I.3 Segmento de distribución 19

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 24

CAPÍTULO III: EJERCICIO DE PODER DE MERCADO Y ANÁLISIS DE COMPETENCIA 33

III.1. Segmento de generación 33
III.2 Segmento de transmisión 57
III.3 Segmento de distribución 59
III.4 Retiros 62

CAPÍTULO IV: LICITACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 64

IV.1 Licitaciones de infraestructura de Transmisión Nacional o Zonal 64
IV.2 Otras licitaciones 68

CAPÍTULO V: SERVICIOS COMPLEMENTARIOS 69

V.1 Antecedentes Generales 69
V.2 Incentivos Asociados a la Participación en el mercado de SSCC 70
V.3 Evolución SSCC CF Enero 2022 – Diciembre 2023 76
V.3 Conclusiones 86

CAPÍTULO VI: MERCADO DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA 87

VI.1 Antecedentes Generales 87
VI.2 Evolución Generación y Capacidad Instalada 87
VI.3 Régimen de Precios PMGD 90
VI.4 Compensaciones Por Precio Estabilizado 94
VI.5 Proyectos PMGD en construcción y conexión 98
VI.6 Congestiones en las redes de transmisión zonal 100
VI.3 Conclusiones 101

CAPÍTULO VII: RECORTES DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE 103

CAPÍTULO VIII: MATERIAS ANALIZADAS POR LA UMC 106

VIII.1 Actividades de monitoreo 106
VIII.1.2 Cambios al sistema de costos auditados 106
VIII.2 Actividades de difusión y capacitaciones 107
VIII.3 Participación en foros internacionales 107
VIII.4 Propuestas Normativas 108

CAPÍTULO XIX: RECOMENDACIONES 110

ANEXO 113

A.1 Tabla A.1 113

A.2 Tabla A.2 115
A.3 Tabla A.3 115
A.4 Gráfico A.4.1 116
A.4 Gráfico A.4.2 116
A.5 Principales conductas anticompetitivas que podrían observarse en el mercado chileno 117
A.5.1 Conductas en segmento de generación 117
A.5.1.1 Retención de capacidad 117
A.5.1.2. Manipulación del precio del combustible 118
A.5.2 Conductas en segmento de transmisión 120
A.5.3 Conductas en segmento de distribución 120
A.6 Ejemplo retención de capacidad 121
A.7: Gas Inflexible y Competencia 124
A.7.1 Empresas Excedentarias 125
A.7.2 Empresas Deficitarias 126
A.8 Servicios complementarios 128
A.8.1: Costos Asociados al Antiguo Esquema de Subastas de SSCC de Control de Frecuencia 128
A.8.1.1 Servicios de Subida 128
A.8.1.2 Servicios de Bajada 130
A.8.2: Costos Asociados al Actual Esquema de Subastas de SSCC de Control de Frecuencia 132
A.8.2.1 Servicios de Subida 132
A.8.2.2 Servicios de Bajada 133

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-SIC[1], 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 lago 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 2023, 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 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, 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 VI, VII, VIII y XIX contienen, respectivamente, estadísticas sobre la evolución de los PMGD en el mercado, estadísticas sobre la evolución de recortes de ERV, una descripción de los temas evaluados por la UMC durante el año 2023 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, 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, transmisión y distribución. En el primero existe libre entrada, siempre que se cumpla con la normativa vigente, mientras que la transmisión es 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 generación[2]. 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 0,5MW tienen la libertad de optar a ser clientes libres[3].

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.

[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.

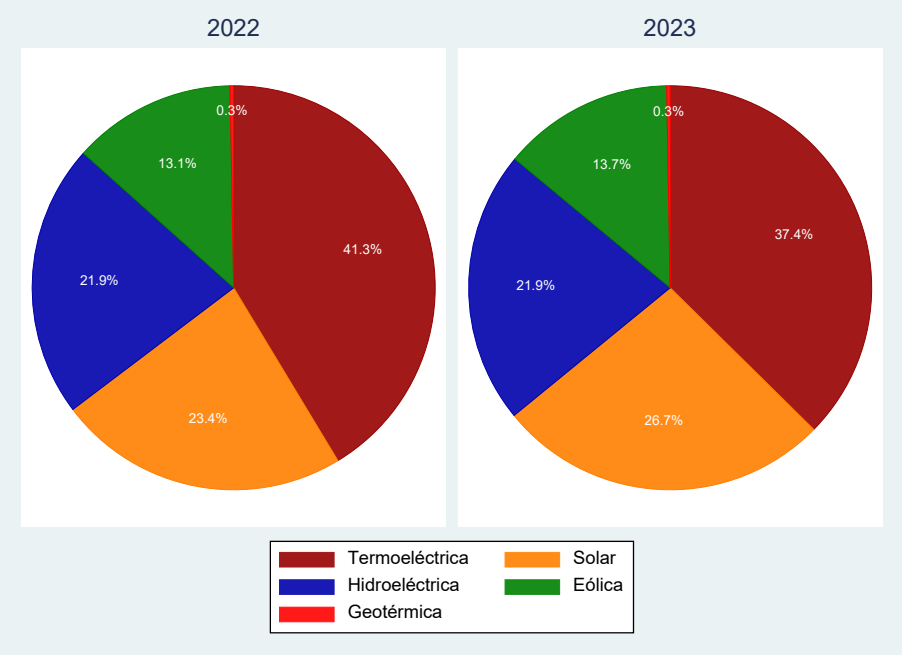
[3] Al respecto, ver https://www.cne.cl/en/tarificacion/electrica/. Este límite, en la actualidad está siendo discutido en el TDLC en expediente NC-525-2023 Solicitud de Informe sobre rebaja al límite de la potencia indicado en el literal d) del artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

I.1 Segmento de generación

El parque generador en Chile está compuesto 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 37,4% a diciembre de 2023, seguida por Solar con una participación de 26,7%[4], Hídrica con cerca de un 22%, Eólica con alrededor de un 13,7% y Geotérmica con un 0,3%[5]. Esto refleja un aumento sustantivo de la capacidad de ERV, en particular de centrales solares, que representaron la segunda tecnología con mayor capacidad instalada.

Gráfico I.1.1
Distribución de capacidad instalada (MW) por tecnología
Diciembre 2022 – diciembre 2023



De la totalidad del parque térmico, las centrales a gas natural fueron las que representaron una mayor proporción de la capacidad instalada[6], con un 42% a diciembre de 2023 versus 38,9% en el mismo mes del año previo. Le siguieron las centrales carboneras con un 29,1%, disminuyendo 2,7 puntos porcentuales respecto del período previo. La capacidad instalada de diésel alcanzó un 23,3% a diciembre de 2023 en contraste con el 22,9% que representó en el año 2022. El resto de las fuentes dio cuenta de algo menos del 6%, con biomasa alcanzando cerca de 4,2%, en tanto que las otras fuentes térmicas representaron un 1,5%[7].

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

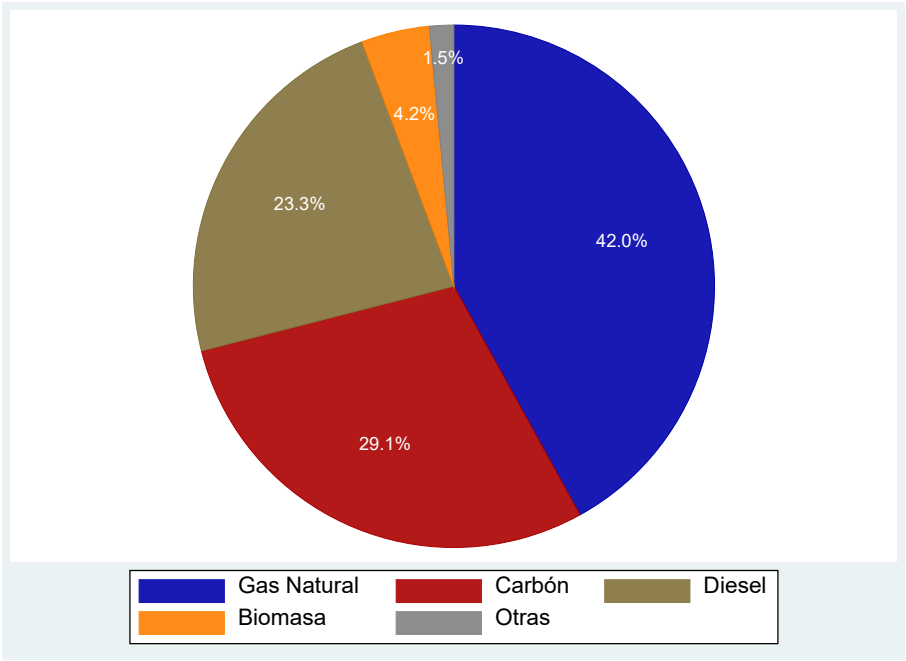
[5] Existe solo una planta Geotérmica en el parque generador, cuya puesta en marcha fue a finales del año 2017. El aumento en la participación se debe a la incorporación de la tercera unidad de la central Cerro Pabellón.

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

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

En cuanto a la tecnología hidroeléctrica, a diciembre de 2023 la capacidad instalada de las centrales hidroeléctricas de pasada superó en 7,2 puntos porcentuales a la de las centrales de embalse, alcanzando un 53,6%, en comparación con el 46,4% de las últimas.

Gráfico I.1.2
Distribución de capacidad térmica instalada (MW) por fuente
Diciembre 2023



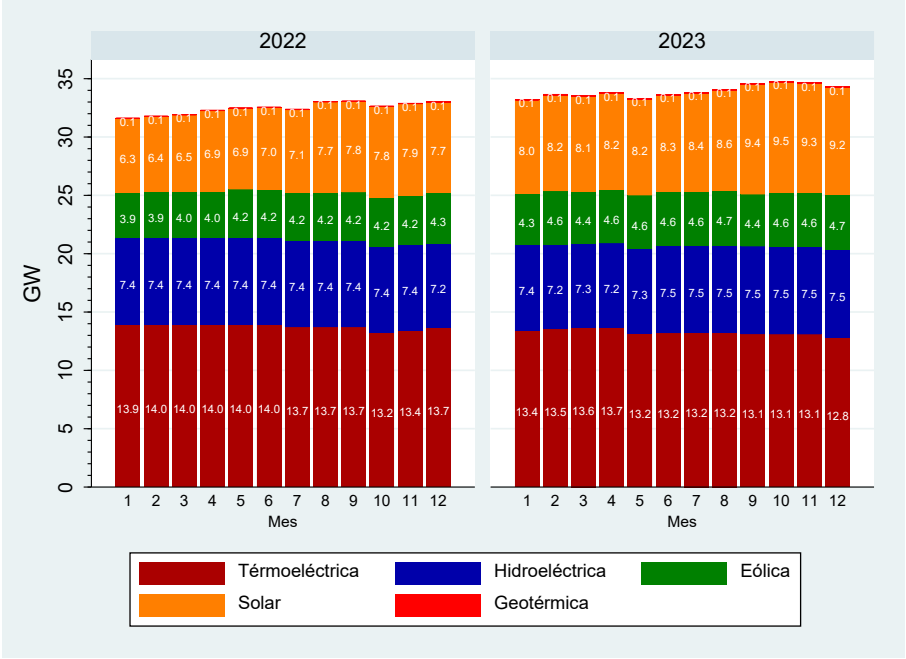
En cuanto a la capacidad instalada total del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), alcanzó un total de 34 GW a diciembre de 2023, con un aumento de 3,9% en comparación con el mismo mes del año anterior. Al igual que en el año 2022, el aumento de capacidad se debió primordialmente a una mayor capacidad solar y eólica, predominando de forma clara la primera, con cerca de 1,5 GW de incremento, superior al crecimiento de 0,4 GW en capacidad eólica, 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, AES Corporation, el grupo Matte[8] y Engie, que totalizaron cerca de un 54,6% de la capacidad instalada a diciembre de 2023, esto es, 0,7 puntos porcentuales más que el mismo mes del año previo. Enel sigue siendo la empresa con mayor participación, con un 25,2%, un poco más del doble de la participación del seguidor inmediato, AES Corporation, con un 11%; el grupo Matte rondó el 10,9%, seguido por

[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.

Engie con un 7,5% y Mainstream Renewable Power con un 3,3%. EDF se ubicó en sexto lugar con 3,1% de participación, seguido por Prime Energía con 2,9%. Las empresas de propiedad del Estado Chino[9] bajaron su participación desde un 1,8% el año 2022 a 1,7% el 2023, lo mismo que BHP, quien disminuyó de 1,7% a 1,6%, siendo superados ambos por CAEI Inversiones, actual propietario de Guacolda, Acciona e Innergex, con un 2,2% y 1,8% respectivamente. Sonnedix presentó una participación similar a la de BHP, con 1,6% aproximadamente. El 25,4% de la capacidad instalada restante está compuesto en su mayoría por firmas con participaciones individuales inferiores al 1%[10].

Gráfico I.1.3
Capacidad instalada por tecnología
2022 - 2023



[9] 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" ROL FNE F219-2019.

[10] Luego de BHP, propietaria de Tamakaya, solo 3 empresas poseen más de un 1% de participación.

Tabla I.1.1
Participación por conglomerado de capacidad instalada[11]
Diciembre 2022 – Diciembre 2023

Conglomerado	Participación	
	2022	2023
Enel	24,8	25,2
AES Corporation	10,0	11,0
Grupo Matte (1)	11,6	10,9
Engie	7,5	7,5
Mainstream Renewable Power	3,0	3,3
EDF (2)	3,7	3,1
Otros	39,4	39
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 Generadora Metropolitana y 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.

Tabla I.1.2
Participación por conglomerado de capacidad instalada por tecnología
Diciembre 2023

Solar		Eólica		Hidro de Pasada		Embalse		Térmica	
Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%	Conglomerado	%
Enel	22,4	Enel	17,2	AES Corporation	24,2	Enel	74,7	Enel	16,6
Acciona	5,9	Mainstream	16,3	Grupo Matte	17,1	Grupo Matte	25,3	AES Corporation	16,2
AES Corporation	5,3	WPD	8,0	Enel	15,3			Grupo Matte	13,9
Engie	5,1	AES Corporation	7,5	CSOE (1)	14,5			Engie	13,3
Sonnedix	5,6	Innergex	7,3	Innergex	5,1	-	-	Prime Energía	6,3
Otros	56,7	Otros	43,7	Otros	23,8	Otros	0	Otros	33,7
Total	100	Total	100		100		100		100

(1) CSOE: Chinese State-Owned Enterprises.

Como se observa en la Tabla I.1.2, Enel lideró 4 de las 5 categorías, siendo superada solo en centrales hidroeléctricas de pasada por AES Corporation y el Grupo Matte. Por su parte, Enel aumentó significativamente su participación en centrales solares alcanzando un poco más de 22% con alrededor de 2,1 GW de capacidad instalada[12], representando un aumento de casi 0,9GW en un año. También aumento su participación en energía eólica, de 15,9% a 17,2%

[11] La información utilizada corresponde a la disponible en Infotecnica, y se tomaron en cuenta tanto centrales que entraron en operación el durante el año 2023, así como también las que registraron una fecha de entrada en operación posterior, pero se encontraban en pruebas a diciembre de 2023. En la tabla A.1 del anexo, se presenta una lista con las centrales entregadas a la operación durante el año 2023.

[12] Las centrales solares consideradas son Campos del Sol, Domeyko, Sol del Lila, Finis Terrae, Carrera Pinto, Pampa Solar Norte, Azabache, Lalackama, Lalackama II, Chanares, Diego de Almagro, San Camilo, Dadino y La Silla. Las tres primeras poseen una potencia máxima bruta superior de 381 MW, 204 MW y 152 respectivamente. Campos del Sol registra como fecha de entrada en operación el 18-01-2023, mientras que las siguientes dos el 29-12-2022 y 01-09-2022.

aproximadamente (de 642 MW a 787MW), mientras que disminuyó su participación en centrales térmicas, bajando de 18,7% a 16,6%. Debido a la inexistencia de nuevas instalaciones de embalse, las participaciones se mantienen inalteradas, representando ceca de tres cuartos del total. Como consecuencia del aumento de participación de parte de los actores dominantes, la concentración de mercado se vio incrementada para la tecnología solar, eólica e hidroeléctrica de pasada (Ver gráficos A.4.1 y A.4.2).

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 2022 y 2023[13]. Como se aprecia, la capacidad disponible difiere sustantivamente de la capacidad total instalada, aunque durante el año 2023 no se evidenciaron periodos de estrechez notoria como en el año 2022. A modo de ejemplo, en 232 horas del año 2023[14] existió una capacidad disponible inferior o igual a 12GW, pero mayor a 11GW; mientras que 1.396 horas tuvieron un rango de capacidad disponible mayor a 12GW y menor o igual a 13GW, lo que equivale a 2,6% y 15,9% del total, respectivamente. Ello contrasta con lo evidenciado el año previo, donde el 9,8% del tiempo la capacidad disponible fue inferior a 12GW, con un mínimo cercano a 10GW; y el 18,9% del tiempo estuvo entre 12GW y 13GW.

La distribución horaria refleja claramente que el aumento de capacidad instalada no ha sido completamente efectivo, al estar impulsado primordialmente por la instalación de nuevas centrales solares fotovoltaicas sin sistemas de almacenamiento, toda vez que ello ha redundado en sobreoferta en horario diurno.

Lo anterior es crucial para una inserción efectiva de generación solar 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.

En efecto, considerando el proceso de retiro progresivo de centrales carboneras se han efectuado cambios normativos para viabilizar e incentivar la instalación de sistemas de almacenamiento en el sistema.

---

[13] 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. En cualquier caso, en el Gráfico I.1.6 se presenta la diferencia de capacidad disponible y generación real, entendida como la capacidad disponible no ERV más recortes menos la generación no ERV, donde dicho efecto se neutraliza al tratarse de una diferencia.

[14] De un total de 8.760 horas en el año.

No obstante, se debe tener presente que es relevante entregar incentivos económicos eficientes para la inserción costo efectiva de los sistemas de almacenamiento. Por lo mismo, se requiere que dichos incentivos sean con un enfoque de neutralidad tecnológica, y que se aborde el problema con una visión holística, estableciendo, por ejemplo, requisitos de aportes de atributos de servicios de red para el sistema, y a partir de ello que los agentes del mercado decidan cuáles son las tecnologías más eficientes y desarrollen los modelos de negocios apropiados.

Gráfico I.1.4
Distribución mensual de capacidad disponible, 2022-2023

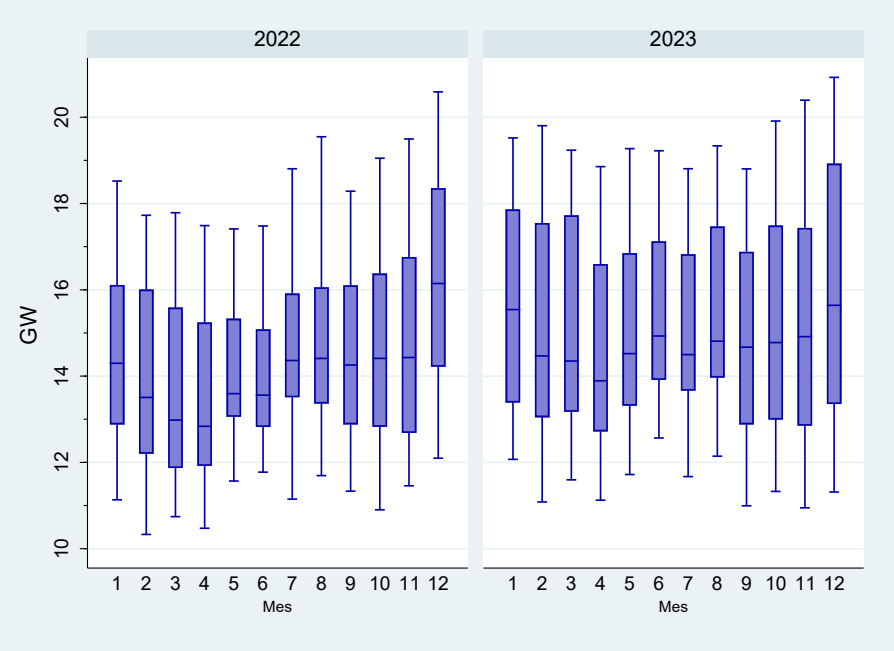
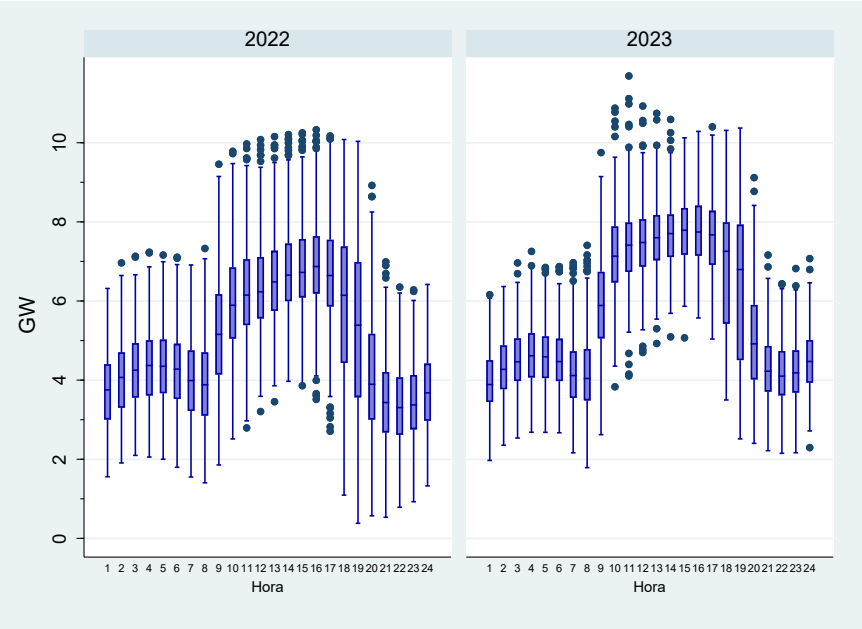


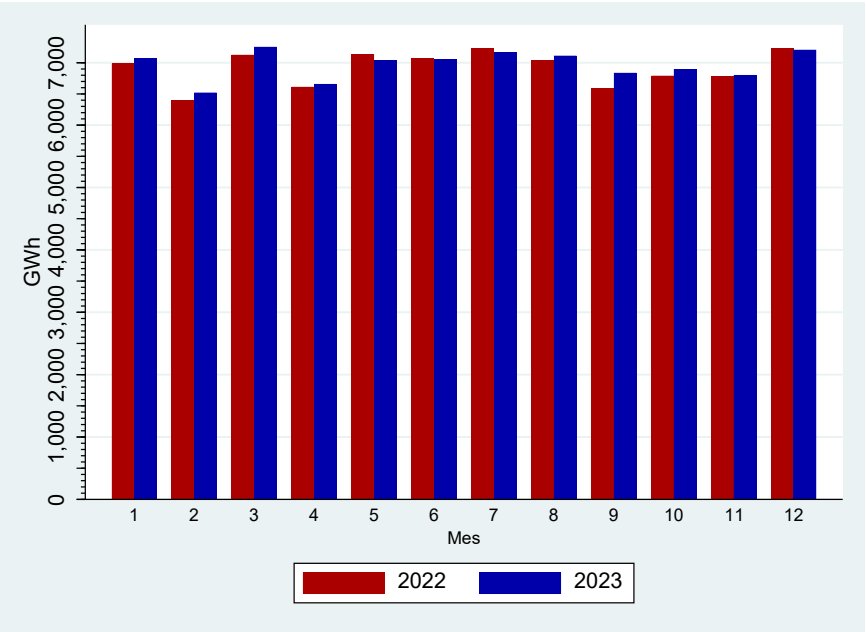
Gráfico I.1.5
Distribución horaria de capacidad disponible, 2022-2023

Gráfico I.1.6
Distribución horaria de diferencia entre capacidad disponible y generación, 2022-2023[15]



En lo referente a generación mensual, ésta osciló entre 6.521 GWh y 7.255 GWh a lo largo del año, habiendo alcanzado el mínimo y máximo en los meses de febrero y marzo respectivamente, en contraste con valores que se situaron entre 6.398 GWh y 7.234 GWh en el año 2022, alcanzando los mínimos y máximos en febrero y diciembre, tal como se muestra en el Gráfico I.1.7.

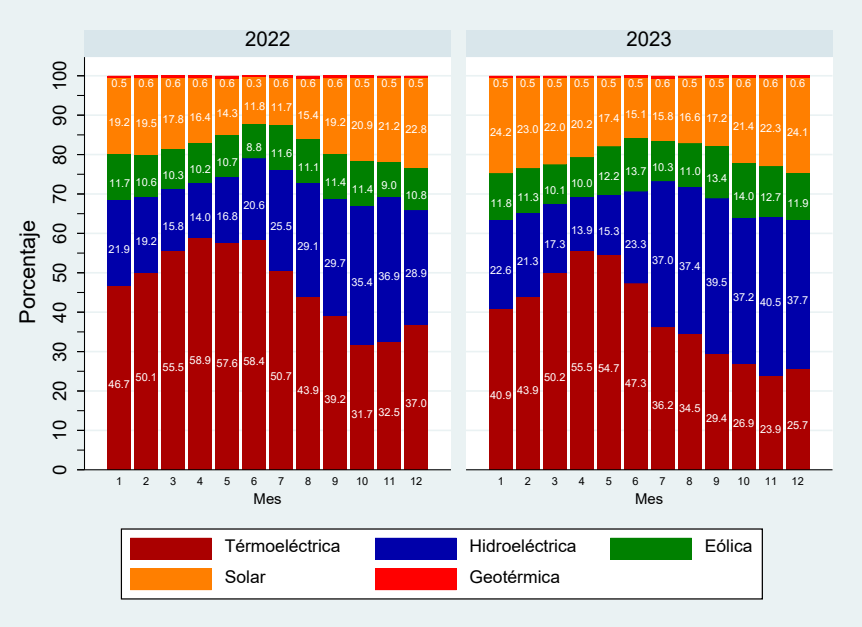
Gráfico I.1.7
Generación mensual
2022 - 2023



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.

[15] La capacidad disponible es obtenida según lo descrito en la nota al pie 13.

Gráfico I.1.8
Distribución generación por tecnología
2022 - 2023



Las tecnologías que presentaron una mayor variación en su contribución a la generación total del sistema corresponden a la termoeléctrica e hidroeléctrica. 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. A su vez, se aprecia un incremento mayor en la participación de generación hidroeléctrica en los últimos meses del año, en comparación con el 2022, lo que se explica por la mayor disponibilidad de recursos hídricos.

La participación de la energía solar aumentó consistentemente en todos los meses respecto del año anterior, con excepción de septiembre, mostrando el mayor incremento durante el mes de enero, con 5 puntos porcentuales por sobre igual mes del año 2022. Por su parte, la generación eólica aumentó respecto del año previo la mayoría de los meses, mostrando una disminución leve de participación solo durante los meses de marzo, abril, julio y agosto. El mayor diferencial se produjo en junio con 4,9 puntos porcentuales de diferencia a favor del año 2023. Ambas tecnologías finalizaron el año con una participación conjunta del 36% de la generación total, la mayor presenciada durante todo el año, en contraste con lo acaecido el año precedente, donde alcanzaron un 33,6% del total.

Si se analiza la generación térmica por fuente, del Gráfico I.1.9.a se desprende que el carbón comprendió un 37% de esta durante enero de 2023, pasando a 55,9% en diciembre del mismo año. Esto contrasta con la disminución de participación en la generación térmica observada el año anterior. Ello fue motivado principalmente por la baja en los precios de los combustibles, al converger los costos variables de las centrales carboneras al de las centrales que utilizan gas natural (ver Gráfico I.1.9.b) y menor capacidad disponible de gas natural (ver Gráfico I.1.9.c).

El aumento de la generación con carbón tuvo su imagen inversa en la diminución pronunciada evidenciada en la generación a gas, la que bajó de 52,5% en enero de 2023 a 30% en diciembre

del mismo año.[16], lo que se explica, en parte, por la disminución en la capacidad disponible de gas natural.

Gráfico I.1.9.a
Distribución generación térmica por fuente
2022 - 2023

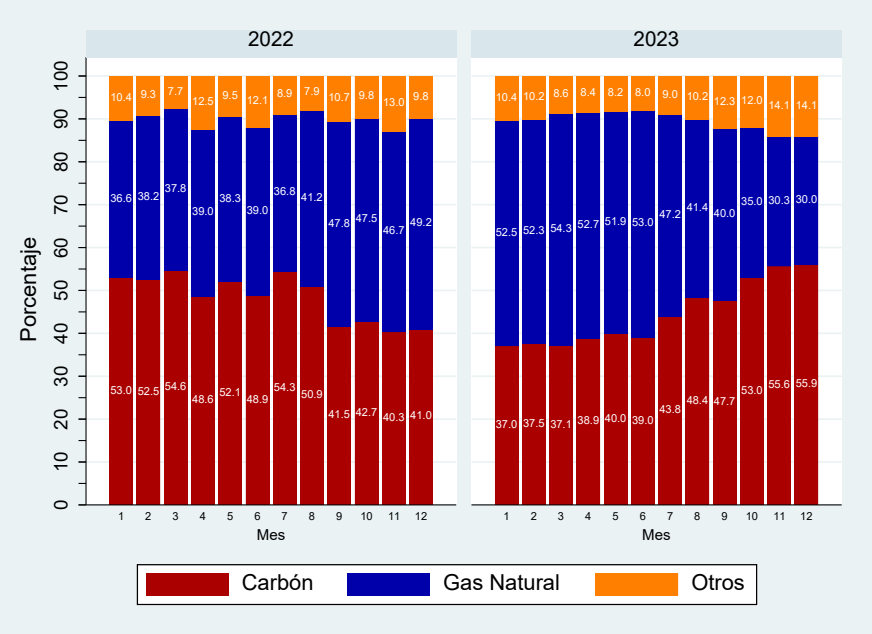
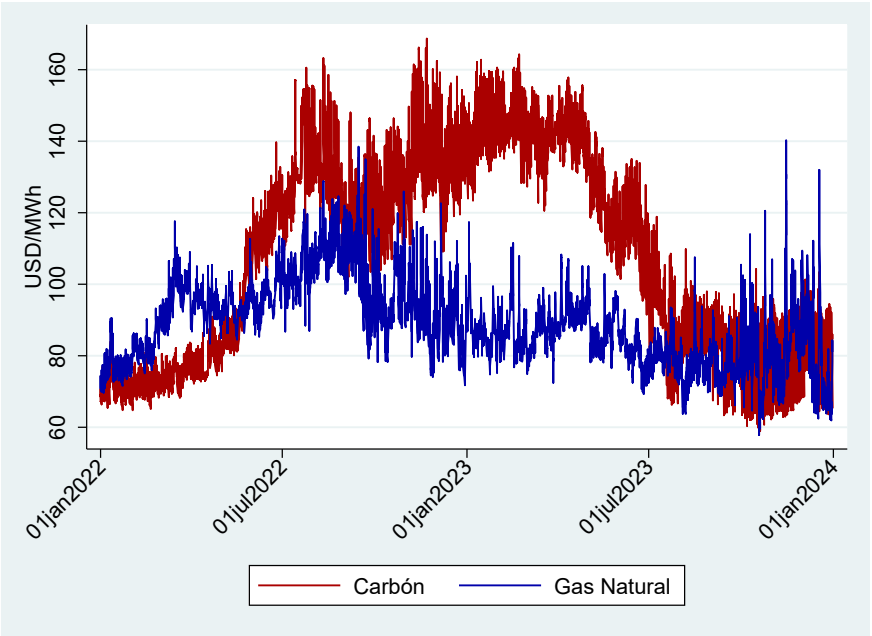
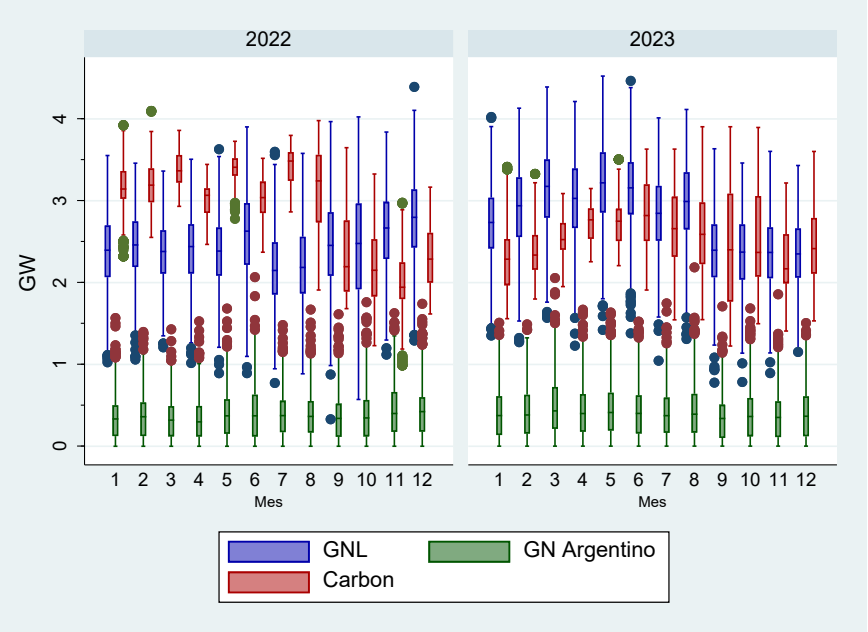


Gráfico I.1.9.b
Costo variable en Quillota 220 ponderado por capacidad disponible de centrales a carbón y gas natural
2022 - 2023



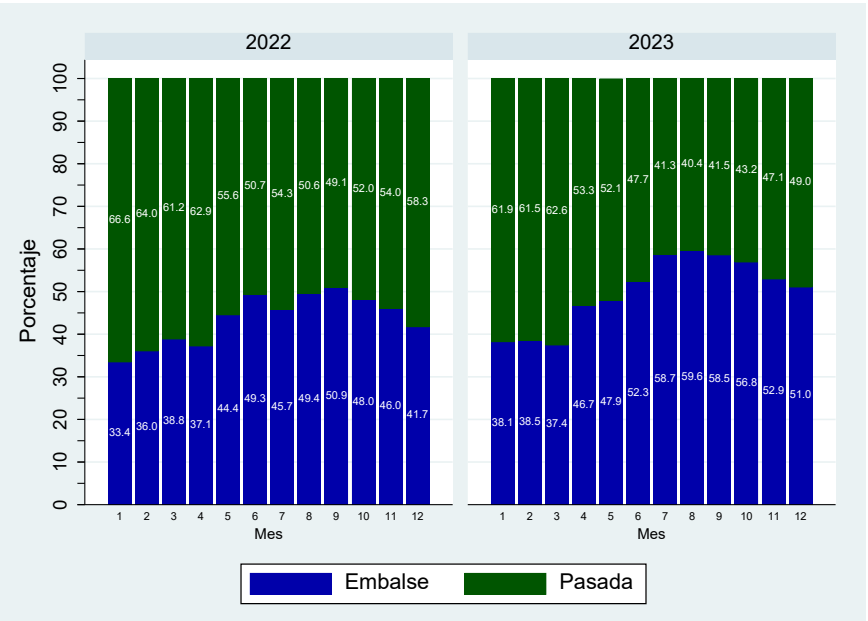
[16] Los combustibles que componen la categoría "Otros", corresponden a: diésel, biomasa, petcoke, cogeneración, biogas y fuel oil. Los de mayor participación fueron biomasa y diesel. A modo de ejemplo, ambos combustibles representaron un 5,5% y 1,5% de la generación térmica total del año 2023 respectivamente. El resto de las fuentes representó un 2,9% de forma agregada.

Gráfico I.1.9.c
Distribución mensual capacidad disponible de centrales a carbón y gas natural
2022 - 2023



Por su parte, en el Gráfico I.1.10 es posible observar la distribución de la generación hidroeléctrica entre centrales de embalse y pasada. Se deduce de las cifras que, en general, estas últimas unidades generadoras siguieron siendo las de mayor contribución a la generación hidroeléctrica durante el año 2023, aunque en menor proporción que el año 2022, con un promedio de 50,1% y 56,6% respectivamente.

Gráfico I.1.10
Distribución generación hidroeléctrica por fuente
2022 - 2023



En resumen, la capacidad instalada ha seguido creciendo, principalmente impulsada por el ingreso de centrales solares fotovoltaicas y eólicas. No obstante, este ingreso no ha ido acompañado de medios de almacenamiento, ni de otras tecnologías renovables que provean

una generación gestionable durante las 24 horas del día, como sería el caso de las centrales geotérmicas, concentración solar de potencia (CSP) o centrales hidroeléctricas de embalse. Esto se refleja de igual manera en la generación por tecnología, concentrándose la generación renovable en horario diurno, como es de esperar dada la composición por tecnológica del parque generador.

No obstante, resulta necesario mencionar que en la actualidad existen diversas iniciativas destinadas a impulsar la instalación de medios de almacenamiento, con tal de aprovechar el potencial renovable de manera eficiente. En cualquier caso, es necesario establecer los incentivos apropiados para que el ingreso de nueva capacidad renovable aporte los atributos requeridos para la operación segura y confiable del sistema, contribuyendo, por ejemplo, con inercia, estabilización de voltaje y potencia de corto circuito.

I.2 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 o de ampliación de instalaciones existentes y deben ser llevadas a cabo mediante procesos de licitación internacionales, que realiza el Coordinador Eléctrico Nacional, de acuerdo con lo establecido en la Ley.

En la Tabla I.2.1 se presenta la participación por empresa en el segmento de transmisión nacional para el año 2022 y 2023 según el VATT a diciembre de cada año.

Tabla I.2.1 VATT y AVI segmento de transmisión nacional por empresa a diciembre de cada año, 2022-2023[17]

Propietario	2022				2023			
	VATT		AVI		VATT		AVI	
	USD (Miles)	%	USD (Miles)	%	USD (Miles)	%	USD (Miles)	%
Transelec sin CSOE	240.349	33,1	183.991	31,8	253.034	33,0	192.700	31,8
ISA	98.782	13,6	85.559	14,8	103.501	13,5	88.794	14,6
CSOE	95.882	13,2	73.211	12,6	100.954	13,2	76.689	12,6
Celeo Redes	87.632	12,1	73.754	12,7	92.659	12,1	77.632	12,8
Redeia (Grupo Red Electrica)	46.778	6,4	35.456	6,1	49.424	6,5	37.297	6,1
Engie	43.141	5,9	32.072	5,5	45.717	6,0	33.890	5,6
Inversiones SGL	39.675	5,5	33.844	5,8	41.893	5,5	35.545	5,9
SAESA	32.352	4,4	24.973	4,3	34.150	4,5	26.242	4,3
BHP	11.910	1,6	10.352	1,8	12.586	1,6	10.900	1,8
Ferrovial	8.604	1,2	7.367	1,3	8.989	1,2	7.697	1,3
Antofagasta Minerals	7.607	1,0	6.751	1,2	8.037	1,0	7.109	1,2
REN -Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A	6.860	0,9	5.605	1,0	7.178	0,9	5.838	1,0
Codelco	2.457	0,3	1.815	0,3	2.596	0,3	1.910	0,3
EPM	1.827	0,3	1.613	0,3	1.935	0,3	1.703	0,3
Sonnedix	1.450	0,2	1.238	0,2	1.536	0,2	1.308	0,2
Pacific Hydro	956	0,1	847	0,1	1.010	0,1	892	0,1
AES Andes	416	0,1	312	0,1	439	0,1	328	0,1
Otros	496	0	413	0	523	0	434	0

* 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 1.729 y 1.726 para el año 2022 y 2023 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 minimizada 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.

I.3 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

[17] 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.

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.

En la actualidad, se encuentra en discusión ante el H. TDLC[18] la posibilidad de reducir el límite mínimo de clientes regulados con posibilidad de ser libres, para pasar de 500kW a 300kW.

Cabe destacar que, en la actualidad, el proceso de licitación para el suministro de clientes regulados 2023/01 se encuentra en curso, y se incluye dentro de la fórmula de indexación de precios de la energía el promedio mensual de costos sistémicos que paga el suministrador. Se estima que este tipo de medidas alteran los incentivos a la provisión eficiente de recursos de generación, ya que se le traspasaría la totalidad de los pagos laterales a los clientes regulados, incluyendo las compensaciones por precio estabilizado, no existiendo incentivos ni por parte de los generadores ni las empresas distribuidoras a disminuir su cuantía. Más aún, las compensaciones por precio estabilizado no son "contestables" por ningún actor del mercado, incluso cuando se trata de clientes libres, por lo que, se le estaría traspasando directamente a los clientes regulados una proporción del costo de este esquema de compensación que, en la práctica, funciona como un subsidio.

Por lo mismo, se recomienda analizar la pertinencia de dichas cláusulas, evitando traspasar este tipo de costos directamente a los clientes regulados, en particular los no contestables, como las compensaciones por precio estabilizado.

[18] Ver 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.

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 eléctrico[19], 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 nacional[21]. 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

[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.caiso.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.

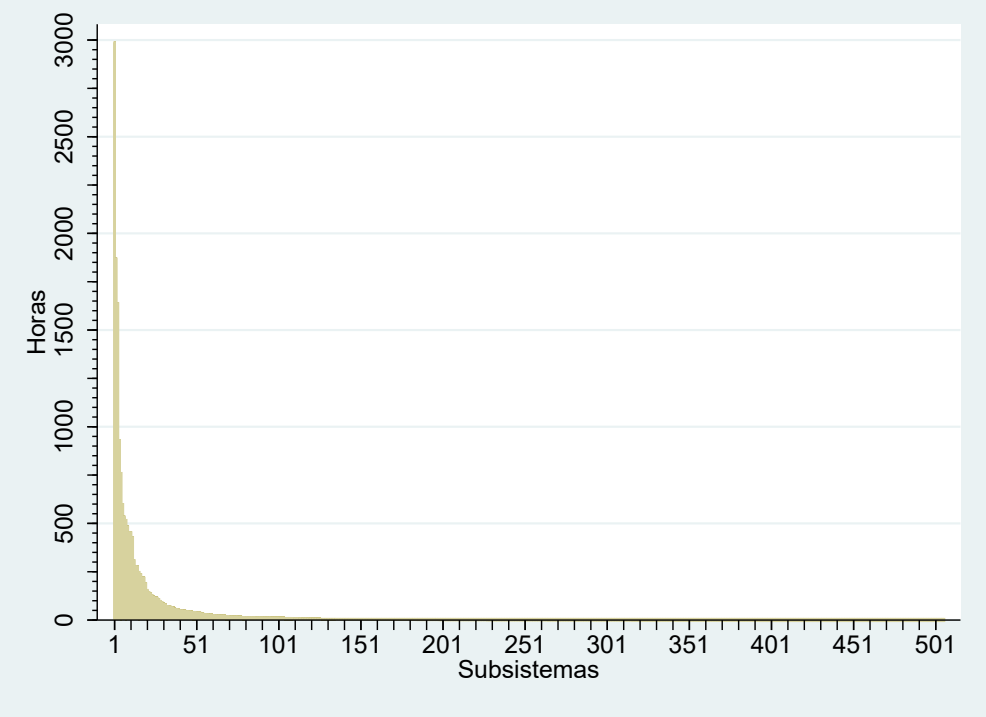
[21] Esto tanto para la inyección de energía como para los SSCC que no poseen naturaleza local, como, por ejemplo, servicios de control de frecuencia.

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.

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 competitividad del sistema eléctrico nacional.

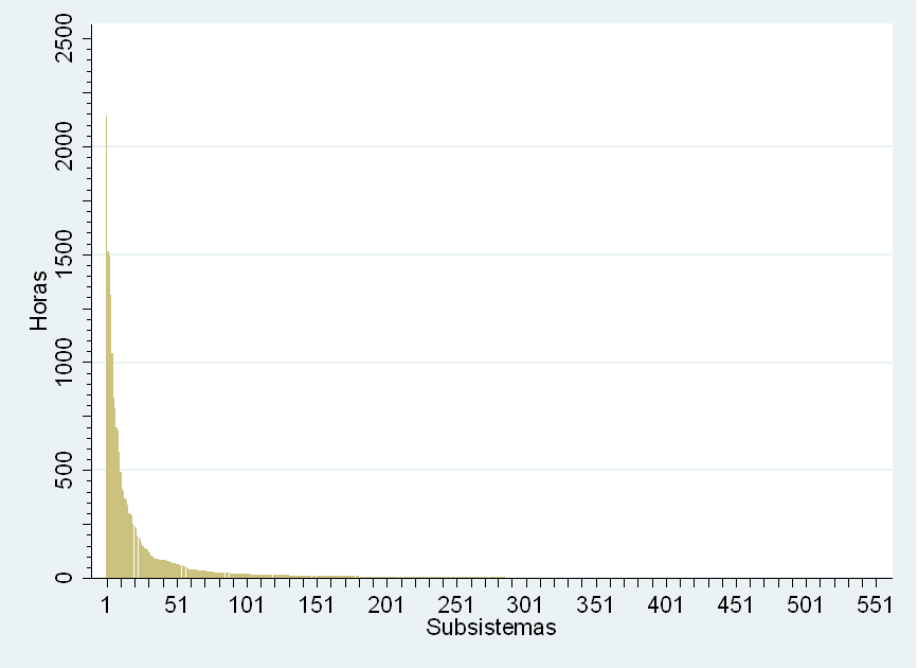
De modo ilustrativo, a continuación, se presenta en los gráficos II.1.1. y II.1.2., la distribución de frecuencia de los diferentes subsistemas formados en el sistema eléctrico nacional a lo largo de los años 2023 y 2022[22].

Gráfico II.1.1
Frecuencia subsistemas período
Enero-diciembre 2023



[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 2023 y 2022.

Gráfico II.1.2
Frecuencia subsistemas período
Enero-diciembre 2022



La primera barra de los histogramas precedentes representa el SEN sin desacoples. Se deriva de los gráficos que durante el año 2023 el sistema funcionó acoplado cerca de 2.993 horas, lo que equivale a alrededor del 34,2% del tiempo, cifra que contrasta con el 24,5% del año previo, existiendo una diferencia de casi 843 horas. Asimismo, el número total de subsistemas disminuyó, siendo el originado por controles de transmisión en la línea Lastarria – Ciruelos 220kV el de mayor frecuencia, alcanzando las 1.875 horas.

Se deriva de lo anterior el importante rol que juega la planificación de la transmisión en cuanto a la definición de proyectos de ampliación de líneas, ya que dichos proyectos implican desconexiones de la línea que se amplía y esto gatilla la ocurrencia de subsistemas que aumentan los costos de operación y cambian la configuración competitiva del mercado, pudiendo entregar poder de mercado local en alguno de los subsistemas.

En cualquier caso, 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 concentración[23], 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 Europea[24]. 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 estructural[25].

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 2023, sin diferenciar por hora o subsistema, alcanzó un valor de 1.182, aproximadamente, lo que podría llevar a concluir apresuradamente que se trata de un mercado desconcentrado[27].

---

[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)*.

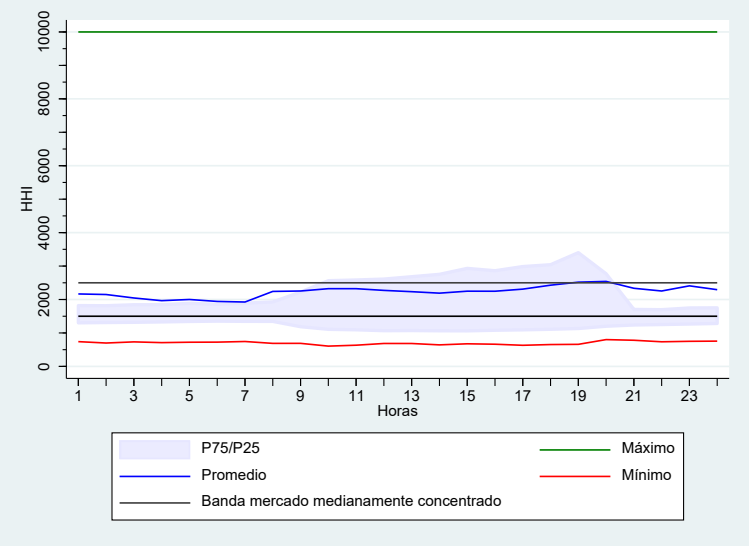
[26] Se entiende por capacidad disponible neta como la capacidad bruta descontando los consumos propios e indisponibilidades de recurso primario de generación, fallas, mantenimiento, etc.

[27] La capacidad disponible neta es obtenida según lo descrito en la nota al pie 13. En este caso, sin embargo, se asume que la capacidad solar y eólica corresponde a la generación real más los recortes de energía correspondientes, y se considera la máxima capacidad horaria por conglomerado al 31 de diciembre de 2023.

Sin embargo, al considerar la distribución de dicho indicador por hora, teniendo en consideración cada subsistema en el período enero-diciembre de 2023, 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 10.000[28], en tanto en otras, en las que el indicador alcanzó valores mínimos inferiores al límite de 1.500. Asimismo, debido a la disponibilidad de capacidad solar dependiente del horario, se obtienen valores más reducidos para el límite del percentil 25, cuando dicha tecnología cuenta con su fuente de energía, lo que sucede primordialmente entre las 8:00 y 20:00 horas, ocurriendo algo análogo con los valores mínimos.

No obstante, debido a la existencia de subsistemas por congestiones, la concentración aumenta, en promedio, en horario de generación solar[29]. Si se compara con el período previo, la concentración de dicho bloque aumentó, con motivo de la concentración en los medios de generación ERV.

Gráfico II.2.1.a
HHI Capacidad disponible
Enero-diciembre 2023

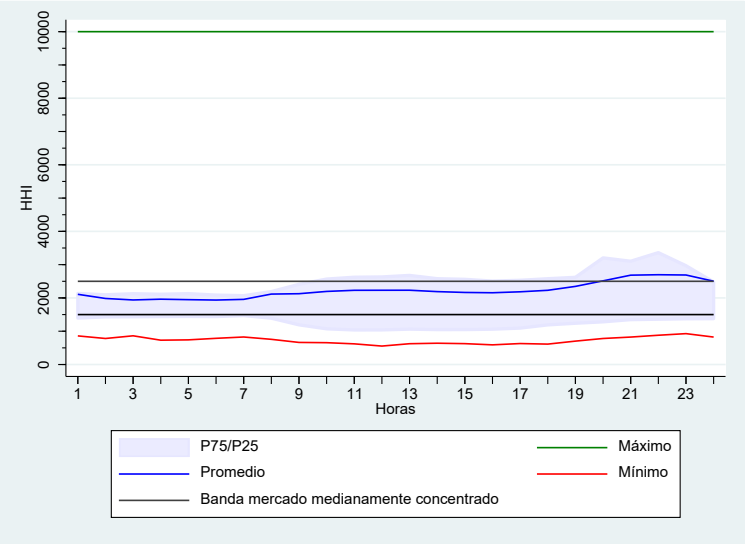


El HHI con capacidad instalada ascendió a 989 durante el año 2023, en contraste con 973 del año anterior. Asimismo, el HHI por tecnología correspondió a 6.217; 1.384; 1.060; 912 y 684 para las centrales hidroeléctricas de embalse, hidroeléctricas de pasada, térmicas, eólicas y solares respectivamente.

[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.

[29] En un escenario libre de congestiones, se esperaría una disminución de los niveles de concentración, considerando los niveles de concentración a nivel nacional, lo que también se refleja en los niveles de concentración por tecnología, tal como puede ser constatado en el Gráfico A.4 del anexo, aunque estos han aumentado debido a la mayor presencia de Enel en la tecnología solar.

Gráfico II.2.1.b
HHI Capacidad disponible
Enero-diciembre 2022



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 22% del tiempo se presentaron episodios que derivaron en valores superiores a dicho límite. Alternativamente, alrededor de un 49% de las veces se alcanzó un HHI inferior a 1.500.

Lo anterior implica que, con una ocurrencia cercana al 22% del tiempo, el mercado fue altamente concentrado; un 29% del tiempo, medianamente concentrado; y el 49% restante, desconcentrado. Esto contrasta con lo sucedido el año 2022, donde la frecuencia de un mercado altamente concentrado fue de 24% aproximadamente, mientras que tanto los niveles de concentración media como baja alcanzaron una frecuencia de 38% cada uno, como se refleja en el Gráfico II.2.2.b.

Gráfico II.2.2.a
Curva de duración HHI
Enero-diciembre 2023

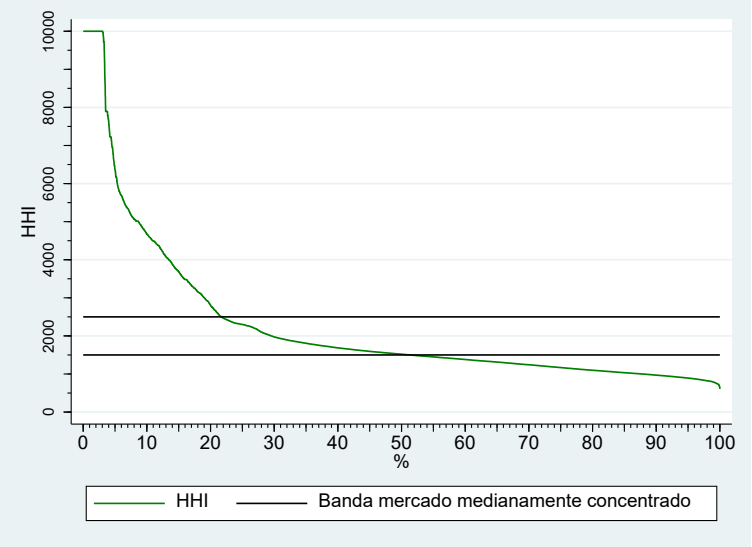
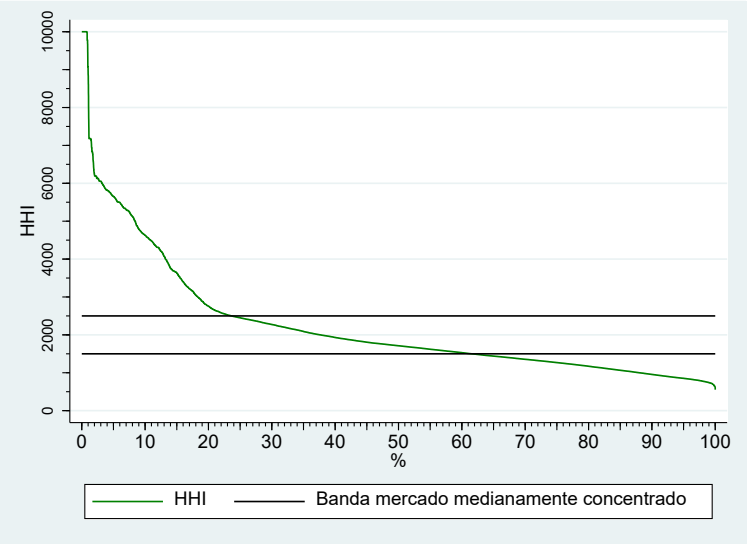


Gráfico II.2.2.b
Curva de duración HHI
Enero-diciembre 2022



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 pivotales 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 pivotales 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 efecto[30].

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.

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

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 firma[31].

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.

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 demanda[32].

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.

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

[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*.

La distribución horaria del RSI para el período enero-diciembre de 2023 se presenta en los gráficos II.2.3, II.2.4 y II.2.5.a[33]. 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 2023

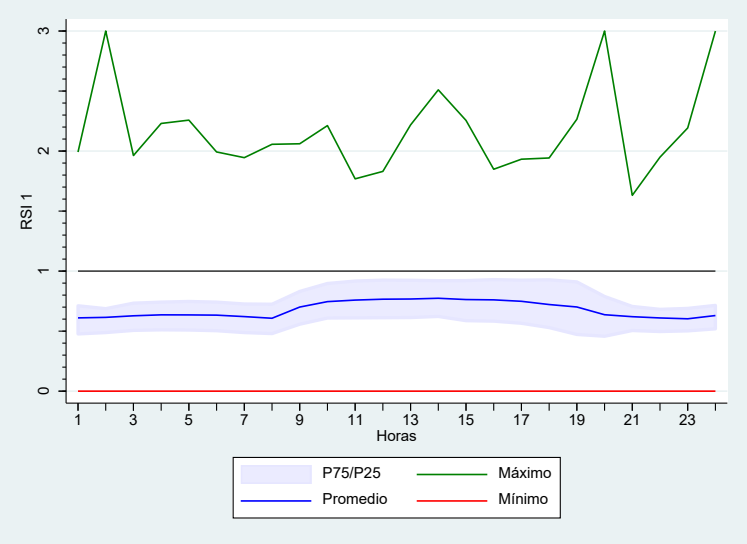
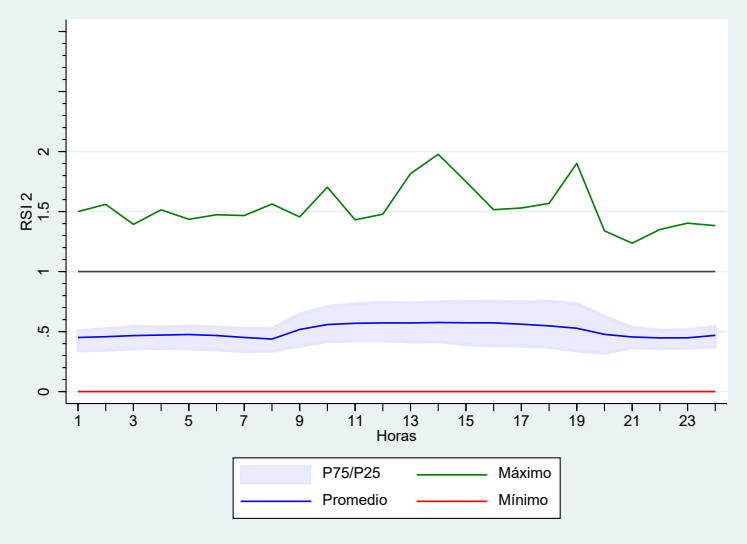
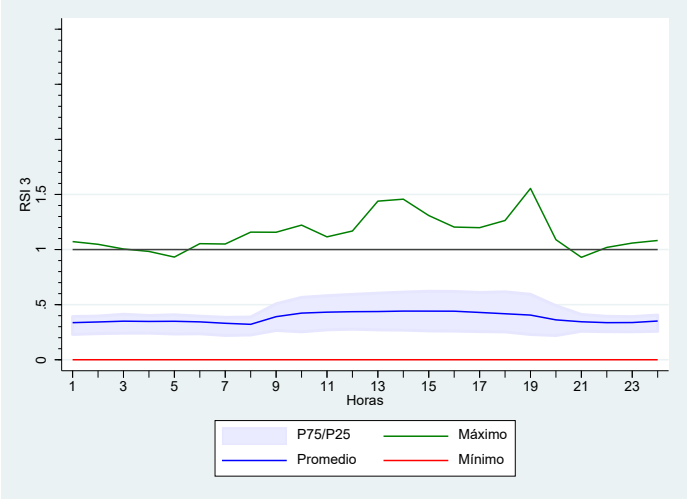


Gráfico II.2.4
RSI para 2 empresas de forma conjunta (RSI 2)
Enero-diciembre 2023



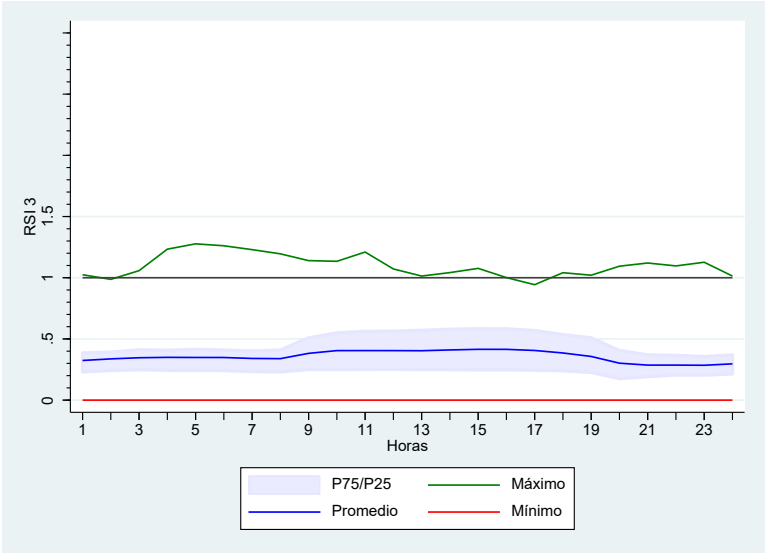
[33] Solo para efectos gráficos, el valor máximo del RSI se limitó a 3, al ser el valor relevante de referencia igual a 1. Su valor es calculado para cada subsistema observado durante el período de análisis, al igual que lo realizado con el HHI.

Gráfico II.2.5.a
RSI para tres empresas de forma conjunta (RSI 3)
Enero-diciembre 2023



La distribución horaria del RSI muestra un menor nivel de concentración en el bloque horario diurno, aunque tanto el RSI 1 como el RSI 2 y RSI 3 siguen dando cuenta de agentes pivotales 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 2022 (ver Gráfico II.2.5.b).

Gráfico II.2.5.b
RSI para tres empresas de forma conjunta (RSI 3)
Enero-diciembre 2022



Por otra parte, se aprecia en el Gráfico II.2.6.a que menos del 1% del tiempo el RSI 3 fue mayor a uno, en contraste con el 3% y 12% del RSI 2 y RSI 1, respectivamente, lo que se encuentra en niveles similares a lo observado el año 2022 (Gráfico II.2.6.b).

Gráfico II.2.6.a
Curva de duración RSI 1, RSI 2 y RSI 3
Enero-diciembre 2023

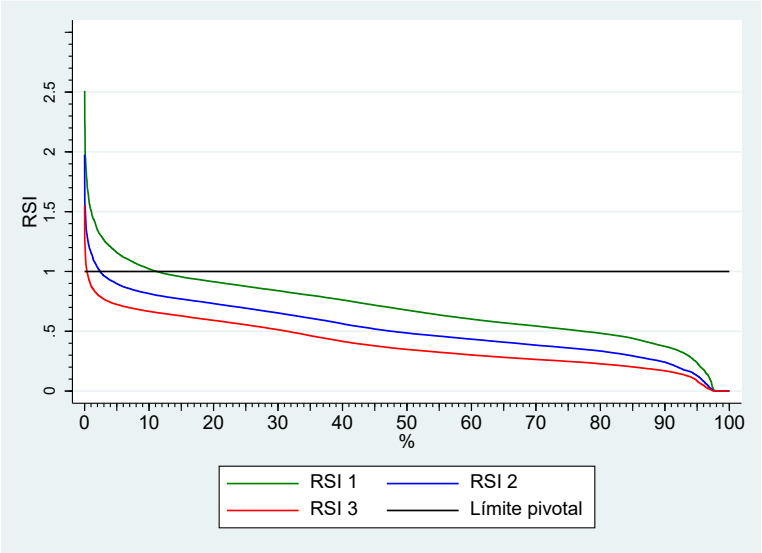
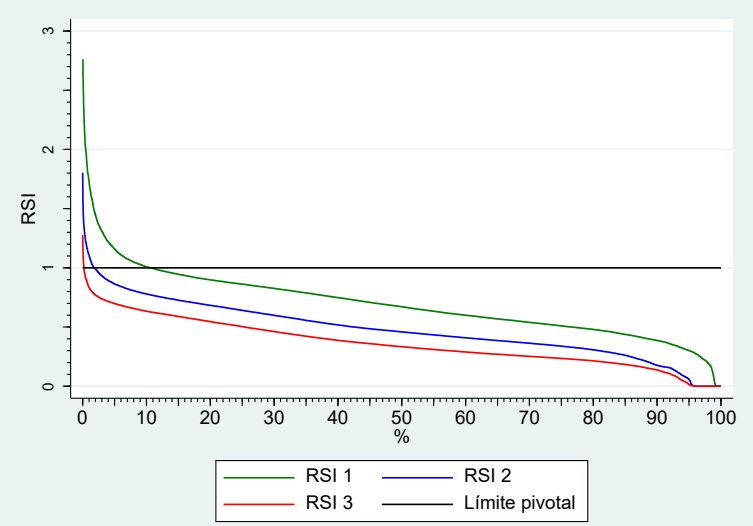


Gráfico II.2.6.b
Curva de duración RSI 1, RSI 2 y RSI 3
Enero-diciembre 2022



En suma, **a pesar de la disminución de desacoples experimentados por el sistema y la mayor capacidad disponible, los niveles de concentración del mercado se mantuvieron en niveles similares a los observados el año 2022, con el HHI reflejando un mercado altamente concentrado el 22% de las veces, y el RSI3 identificando 3 actores pivotales conjuntos con una frecuencia de 99%.**

Sin perjuicio de lo anterior, se debe tener en consideración que, tal como se señalara con antelación, incluso en caso de no haber agentes pivotales 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 mercado[34].

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.

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.

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

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 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 eléctrico[35].

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 2022 y 2023.

En general, el número de desconexiones aumentó durante el año 2023 en comparación con el período previo, mientras que su duración promedio disminuyó, al igual que la potencia desconectada promedio, pasando de 31,1 a 2,16 días y de 79,9 MW a 69 MW respectivamente.

Tabla III.1.1
Estadísticas descriptivas desconexiones de curso forzoso ejecutadas exitosamente e iniciadas durante los años 2022-2023[36]

Año	N° desconexiones	Medida	Media	Desv. Est	Mín	Máx	P25	P50	P75
2022	661	Duración desconexión (Días)	3,1	13,2	0,0	226,0	0,1	0,3	1,4
		Potencia desconectada (MW)	79,9	95,5	0,3	573,5	12,1	30,9	121,9
2023	917	Duración desconexión (Días)	2,16	13,0	0,0	258,7	0,1	0,2	0,9
		Potencia desconectada (MW)	69,0	87,1	0,3	528,0	11,0	26,0	112

Las 5 centrales que presentaron mayor cantidad de potencia desconectada promedio se pueden observar en la Tabla III.1.2. Durante el año 2023, la central Nehuenco II fue la que presentó la mayor potencia indisponible, con 387 MW en promedio, en comparación con lo sucedido el año 2022, donde la central Pehuenche ocupó dicha posición con una potencia promedio

[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] La potencia asociada a las solicitudes de desconexión forzosa se estimó como la potencia que se encontraba efectivamente indisponible para cada solicitud con motivo de una desconexión forzosa, considerando como fecha de la desconexión la fecha de inicio efectiva de la solicitud.

desconectada de 380 MW. Contrasta también el número de desconexiones forzosas, las cuales disminuyeron para las principales unidades generadoras.

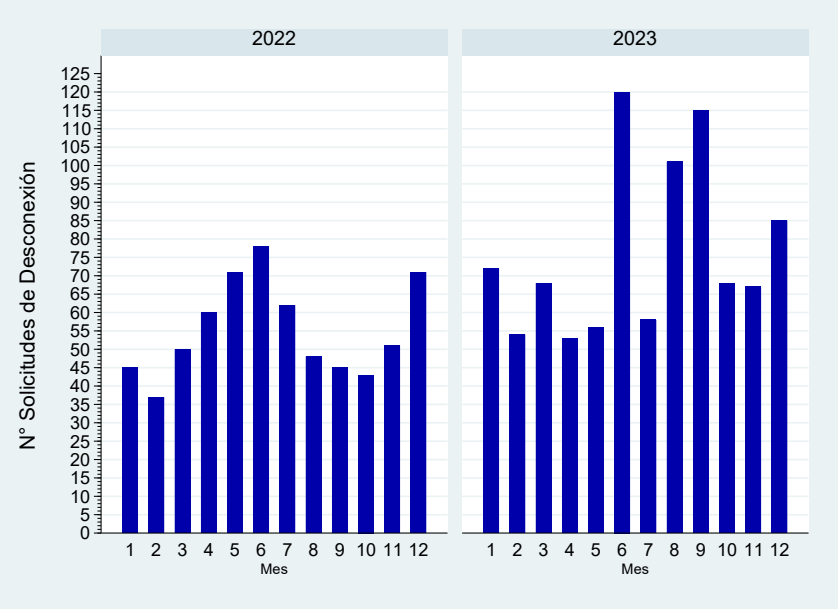
Dentro de las centrales consideradas, IEM estuvo indisponible, en promedio, casi por dos semanas, mientras que Santa maría cerca de una. Ello contrasta con el año 2022, donde solo Bocamina II estuvo desconectada alrededor de una semana en promedio. Las desconexiones de menor extensión promedio fueron las de Campos del Sol durante el año 2023, y Pehuenche el año 2022.

Tabla III.1.2
Potencia desconectada, número de fallas y duración promedio, años 2022 y 2023.

Año	Central	Potencia promedio desconectada (MW)	N° desconexiones	Duración promedio (Días)
2022	HE Pehuenche	380	3	0,05
	TER Nueva Renca	370	5	0,63
	TER IEM	348	2	2,26
	TER Santa María	345	3	4,70
	TER Bocamina II	320	3	7,49
2023	TER Nehuenco II	387	2	2,62
	PFV Campos del Sol	381	5	0,40
	TER IEM	348	1	12,95
	TER Kelar	346	2	3,66
	TER Santa María	345	1	6,45

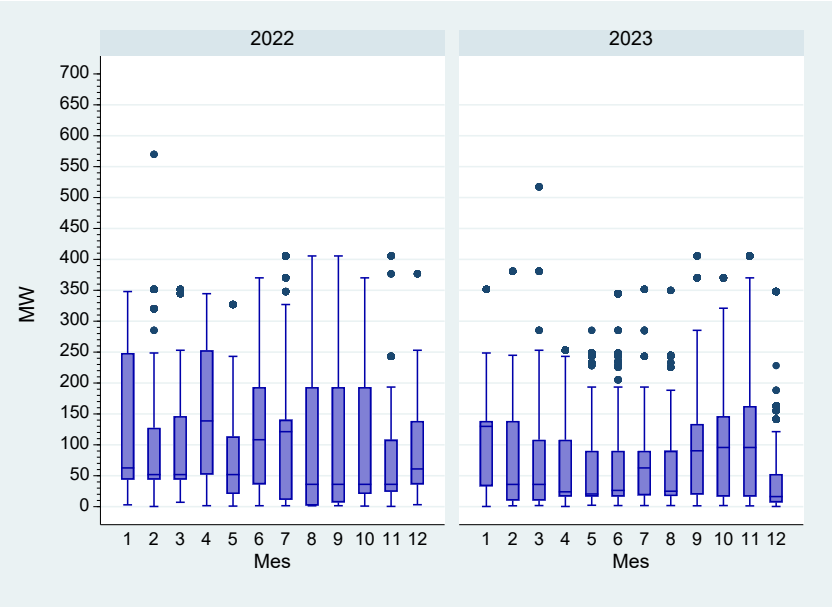
El Gráfico III.1.1 presenta el número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente. Estas aumentaron significativamente en los meses de junio, agosto y septiembre. El resto del tiempo, el comportamiento fue similar al observado en el año 2022.

Gráfico III.1.1
Número de solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente
2022 - 2023



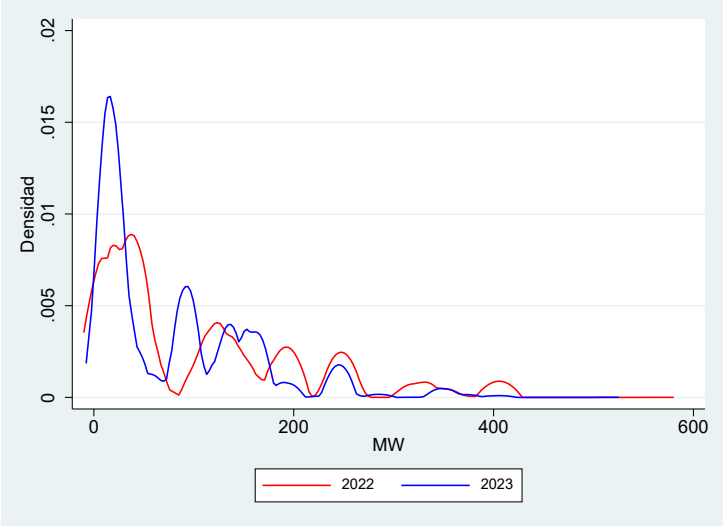
En el Gráfico III.1.2 se presenta la distribución mensual de potencia indisponible por concepto de desconexiones forzosas. Con excepción de mayo, durante el año 2023 el percentil 75 de las desconexiones no superó los 150 MW, estando incluso bajo 100 MW durante 5 meses del año.

Gráfico III.1.2
Potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente[37]
2022 - 2023



[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.

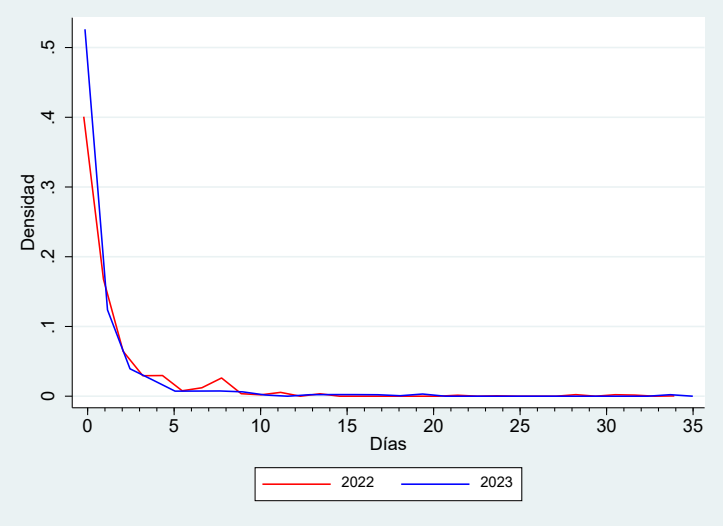
Gráfico III.1.3
Distribución anual potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente
2022 - 2023



Al analizar el gráfico previo, se aprecia que durante el año 2023 los eventos de desconexión forzosa que involucraron una potencia de hasta 200 MW fueron más frecuentes que en el año 2022, presentando una mayor densidad bajo 100 MW. Las indisponibilidades entre 200 MW y 400 MW, que son las que podría tener mayor impacto en el sistema, disminuyeron su frecuencia en el año 2023.

Lo anterior se complementa con la información del gráfico que prosigue, donde se muestra que en el año 2023 disminuyó 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
2022 - 2023[38]

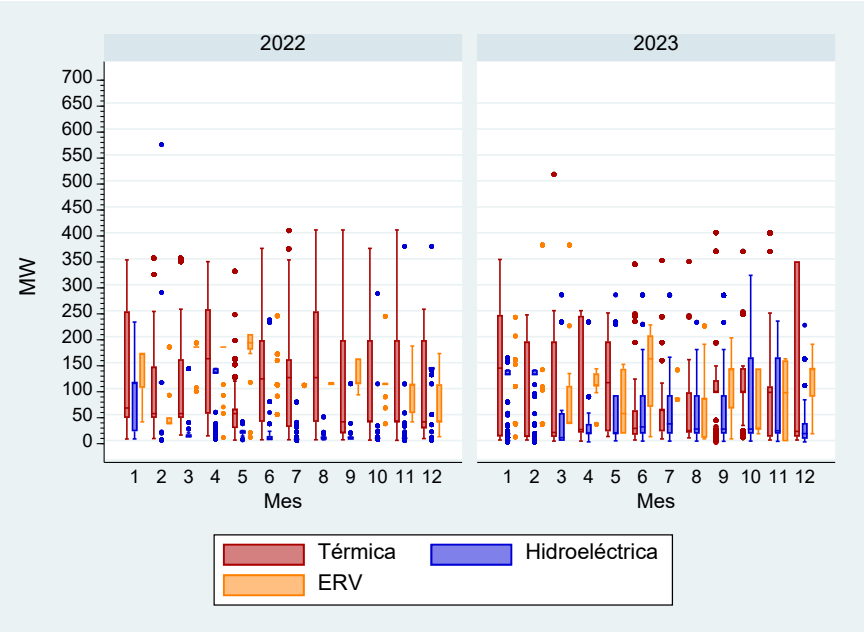


[38] Solo para efectos visuales se presenta la distribución para desconexiones con duración inferior o igual a 35 días. En la práctica, existió un máximo de 259 días.

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), la potencia asociada a desconexiones forzadas de centrales térmicas disminuyó desde junio de 2023, a diferencia del año 2022, donde fue estable a lo largo del año. La potencia asociada a indisponibilidades forzosas de tecnologías ERV aumentó con respecto al año previo.

Gráfico III.1.5
Potencia asociada a solicitudes de desconexión forzosa llevadas a cabo exitosamente por tecnología[39]
2022 - 2023



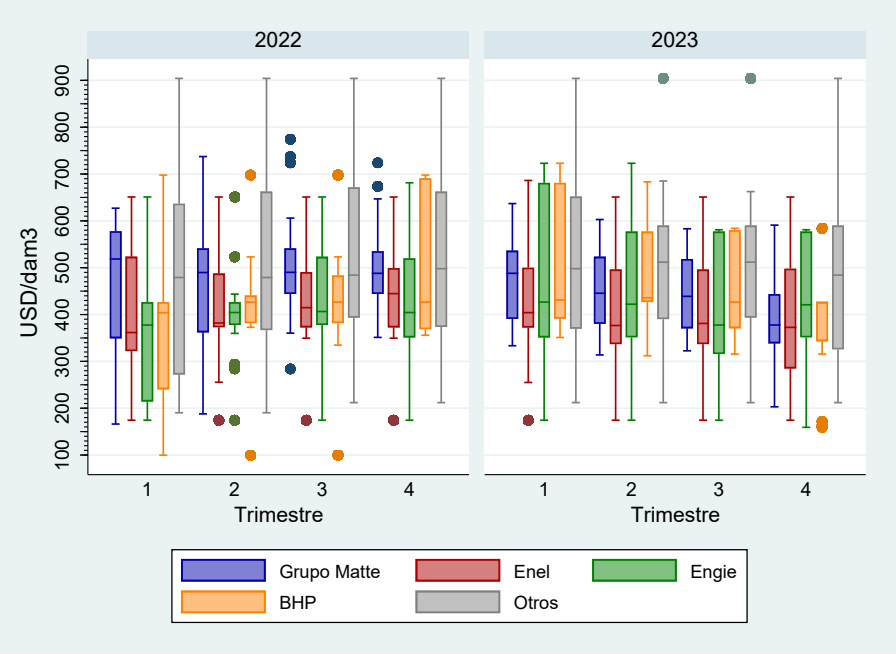
III.1.2 Combustibles

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 continuación.

[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.

III.1.2.1 Gas Natural

Gráfico III.1.6
Distribución trimestral de precios de Gas Natural por empresa[40]-[41]
2022 - 2023



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 valores fueron relativamente estables durante el año 2023. Los valores más elevados del año 2023 y 2024 estuvieron asociados a Inkia Energy, en particular las declaraciones realizadas para la central Yungay.

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 es actualmente objeto de un proceso contencioso ante el H. TDLC[42].

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

[40] 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).

[41] A menos que se señale explícitamente lo contrario, Gas Natural hacer referencia tanto a GNL como GN.

[42] Ver www.tdlc.cl. "Demanda de Eléctrica Puntilla S.A. e Hidromaule S.A. contra la Comisión Nacional de Energía" ROL C-435-2021.

estimación de que las centrales en cuestión no podrían quemar todo el gas necesario por orden de mérito[43]. 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.

Consecuentemente, se esperaría que el efecto de las inflexibilidades se manifestara primordialmente en una baja del costo marginal o que fuese neutro[44]. 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*) [45].

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.

[43] 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.

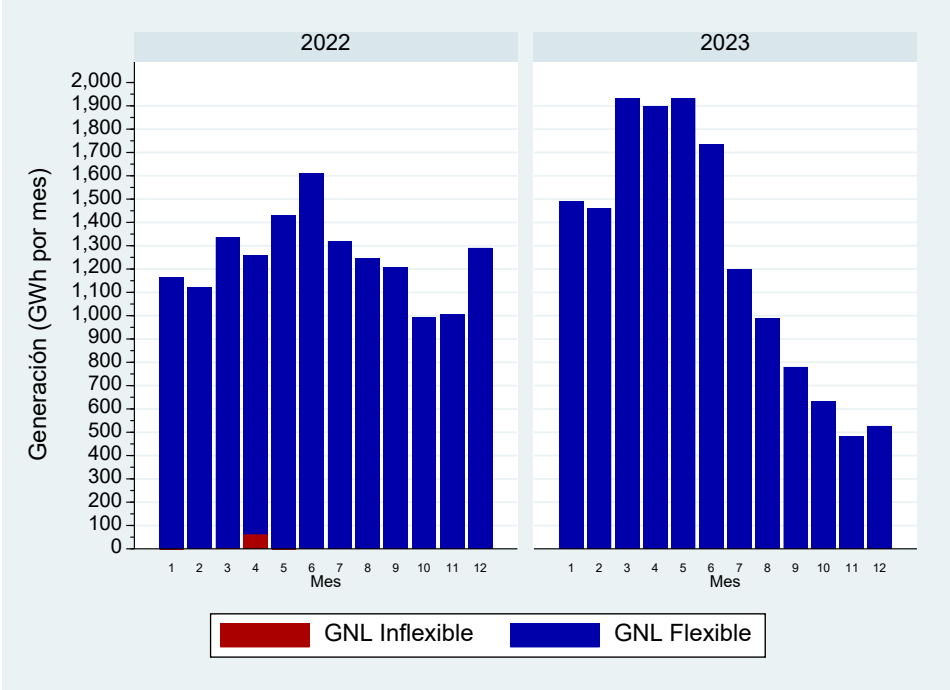
[44] Se considera como neutro el hecho de que las diferencias al alza que pueden producirse serían mínimas y en casos excepcionales.

[45] 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.

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.

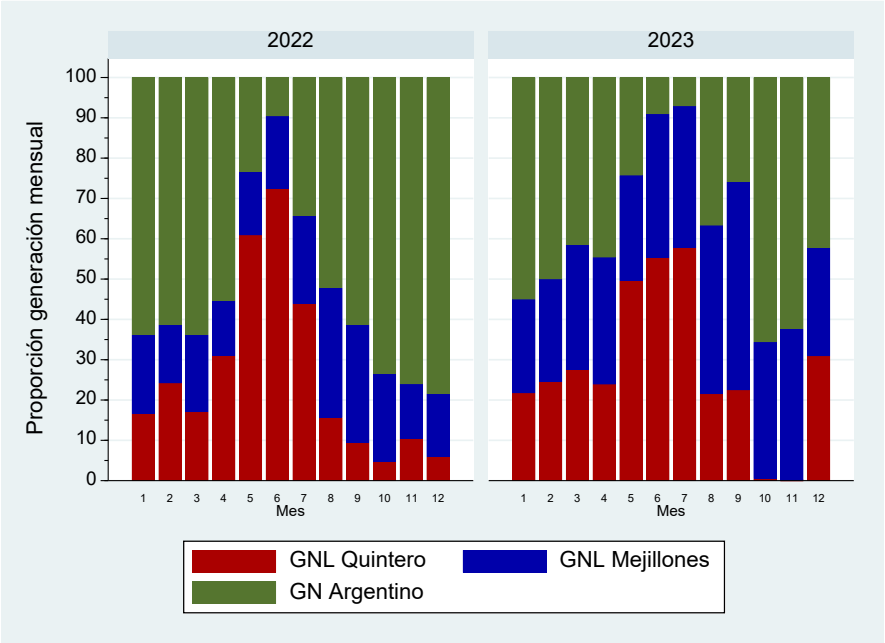
Con todo, si se consideran los datos de inflexibilidades para el año 2022 y 2023, se observa que solo existió generación con gas inflexible en abril del 2022, mientras que el año 2023 solo se generó en condición flexible (ver Gráfico III.1.7.a). Esto en un escenario de precios de combustibles decrecientes y costos marginales a la baja.

Gráfico III.1.7.a
Generación mensual con GNL inflexible vs GNL flexible
2022 - 2023



Cabe destacar que, de la generación con gas natural, el gas natural argentino dio cuenta de más del 40% durante los meses de enero a abril y octubre a diciembre durante el 2023, mostrando una caída significativa en su participación respecto del año 2022, donde en 10 de los 12 meses del año superó el 50%, alcanzando incluso más del 70% desde octubre a diciembre de dicho año, tal como se desprende del Gráfico III.1.7.b. Esto es relevante, ya que proviene de contratos de suministro con características interrumpibles.

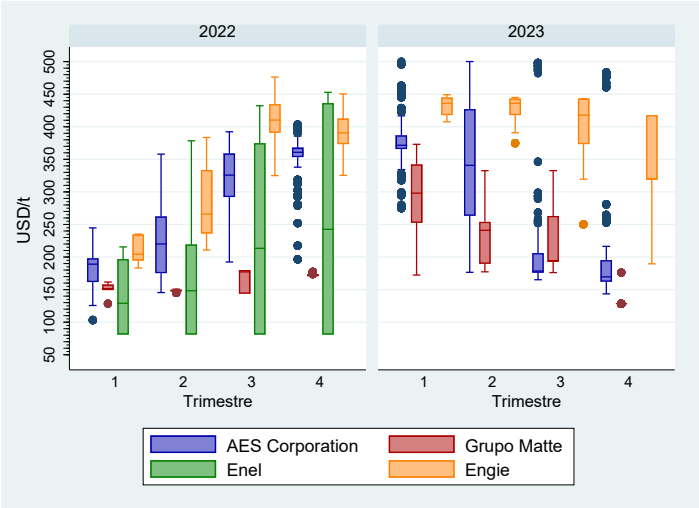
Gráfico III.1.7.b
Proporción de generación con gas natural por origen del gas
2022-2023



III.1.2.2 Carbón

El carbón presentó una marcada tendencia a la baja durante el año 2023, revirtiendo la tendencia alcista del año previo. Esto ha sido motivado primordialmente por la baja del precio de los combustibles a nivel global. Engie y AES Corporation son los conglomerados que presentan mayores precios, mientras que el Grupo Matte, a través de Colbún declaró los menores precios[46].

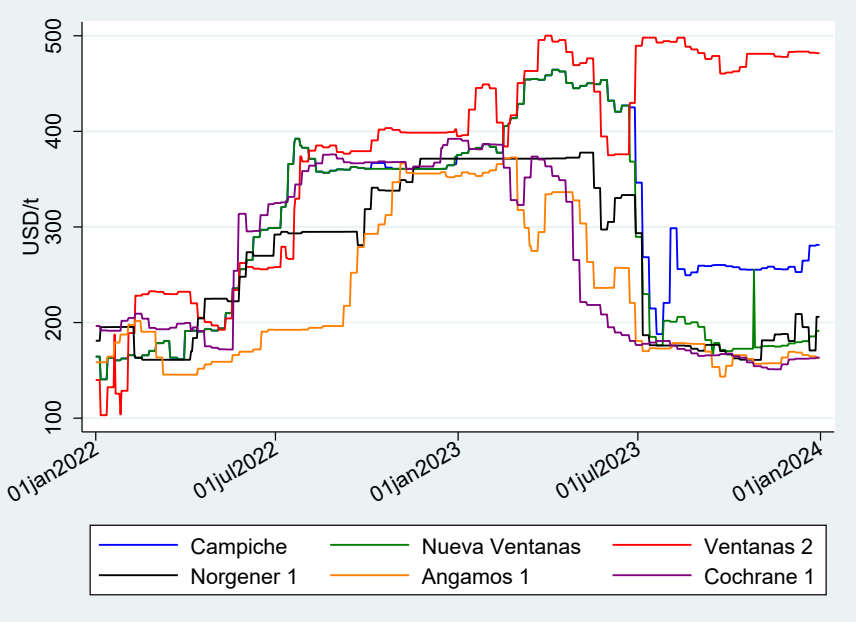
Gráfico III.1.8.a
Distribución trimestral de precios carbón por empresa
2022 - 2023



[46] Con la retirada de servicio de Bocamina II, Enel ya no posee centrales que utilicen carbón como combustible.

Al tratarse de AES Corporation, los casos extremos de precios declarados están asociados a las centrales Ventanas II, que fue forzada a generar fuera de orden económico por motivos de seguridad de la quinta costa. El resto de las centrales presentó precios en línea con el mercado.

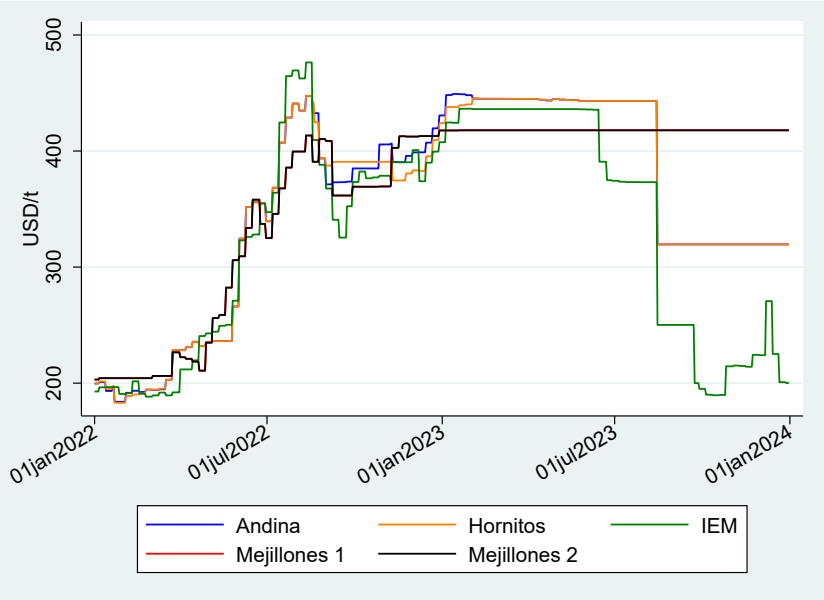
Gráfico III.1.8.b
Precios de carbón declarado por central, AES Corporation
2022 - 2023



Por su parte, en el caso de Engie solo la central IE Mejillones tiene precios de los combustibles cercanos al valor de mercado, reflejándose esto en que las centrales con costos del carbón más alto en general no han sido despachadas por orden de mérito, y las pocas veces en que generaron lo hicieron primordialmente por pruebas[47].

[47] La unidad Mejillones 1 generó durante marzo de 2023 exclusivamente en pruebas, solo volviendo a generar 2 días en septiembre. En el caso de la unidad Mejillones 2, generó hasta el 30 de abril en "modo normal", y luego de ello en mayo generó la mayor parte del tiempo en pruebas, dejando de generar el 2 de mayo, para luego volver en septiembre solo el 28 y 29 de septiembre y luego el 10 de octubre en modo de pruebas.

Gráfico III.1.8.c
Precios de carbón declarado por central, Engie
2022 - 2023



Cabe destacar que la UMC analiza las anomalías en las declaraciones de precios y como consecuencia se toman las acciones pertinentes según se estima sea su impacto en el desempeño competitivo del mercado.

Por último, se debe tener en consideración que, en el caso del carbón, los precios declarados no necesariamente siguen los precios internacionales del combustible, debido a que existe la posibilidad de que las empresas declaren diferentes mezclas según una optimización comercial de corto plazo, lo que, sumado a despachos forzados, puede significar que los costos declarados no se correlacionen directamente con los precios internacionales.

En efecto, es debido a esto que se envió una propuesta de cambio normativo para que se evalúe la valorización de inventarios con tal de evitar estos escenarios[48].

III.1.2.3 Diésel

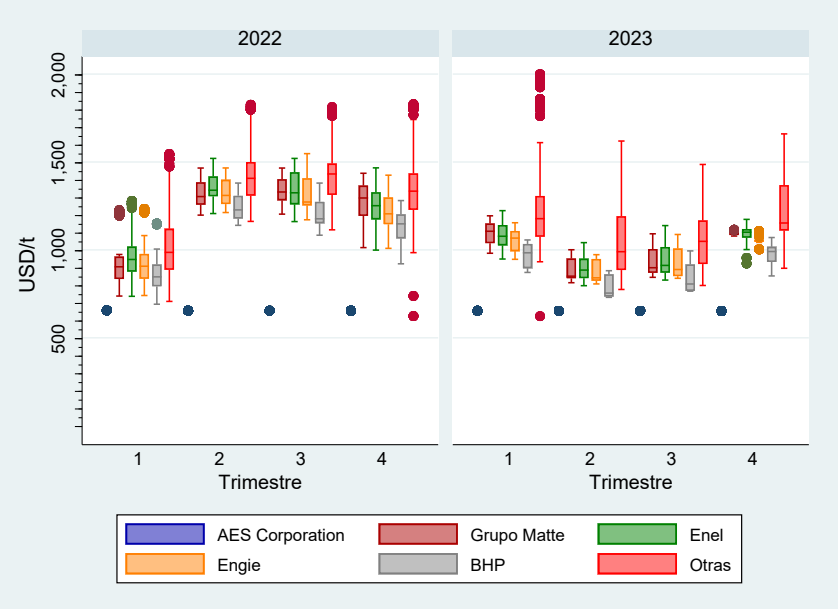
Si bien el diésel ha disminuido su relevancia debido a la mayor generación hidro, se debe tener en cuenta que en escenarios de estrechez de suministro seguirá siendo un combustible relevante.

Existió una marcada tendencia a la baja de los precios del diésel declarados por los principales conglomerados, mientras que el resto de las empresas declaró costos de combustible más elevados, aunque inferiores a los observados el año 2022. En particular, los precios más elevados fueron declarados por las empresas Prime Energía, Andes Generación, el grupo SAESA y Cementos Bío Bío[49].

[48] Un resumen de todas las propuestas de cambio normativo se encuentra en el Capítulo VIII del presente informe.

[49] Prime Energía con las centrales: Antilhue, Degan, Emelda, Pajonales y Termopacífico. Andes Generación y Cementos Bío Bío con las centrales del mismo nombre, y grupo SAESA con la central Coronel.

Gráfico III.1.9
Distribución trimestral de precios diésel por empresa
2022 - 2023



Las centrales diésel que más frecuentemente fijaron el costo marginal en las barras Crucero 220 y Quillota 220 fueron Los Pinos y Trapen, aunque solo alrededor de 100 horas en el año 2023 en el caso de la primera, equivalente a un 1% del tiempo, y casi un tercio de dicho tiempo en el caso de la segunda. En contraste, en Puerto Montt 220 la central Trapen fue la unidad diésel que marcó el marginal con más frecuencia, con alrededor de 850 horas, seguida por Trincao con menos de 100 horas. Estas cifras bajaron ostensiblemente en comparación con el año 2022, primordialmente por la mayor relevancia del recurso hídrico en la generación durante la segunda mitad del año 2023, y la mayor frecuencia de costos marginales cero a nivel sistémico.

Gráfico III.1.10
Horas marginando de configuraciones diésel en barra Crucero 220
2022 - 2023

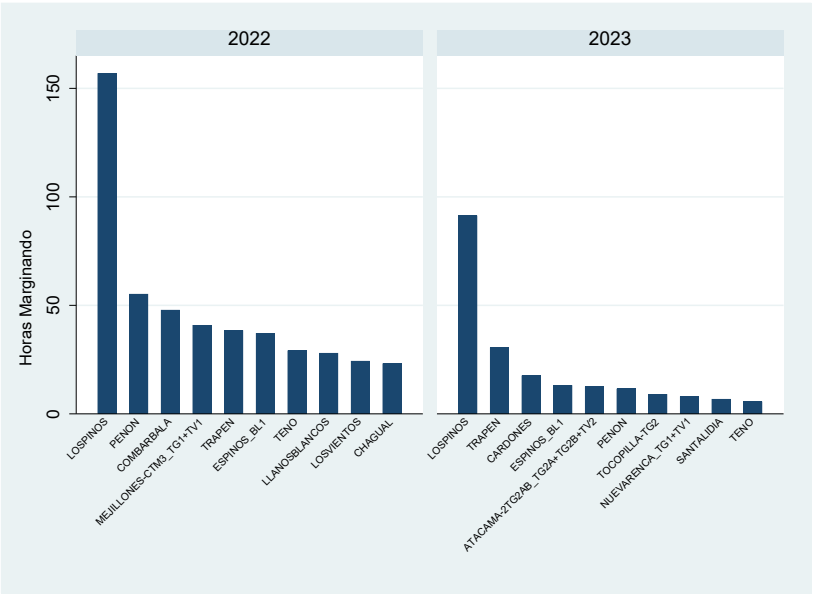


Gráfico III.1.11
Horas marginando de configuraciones diésel en barra Quillota 220
2022 - 2023

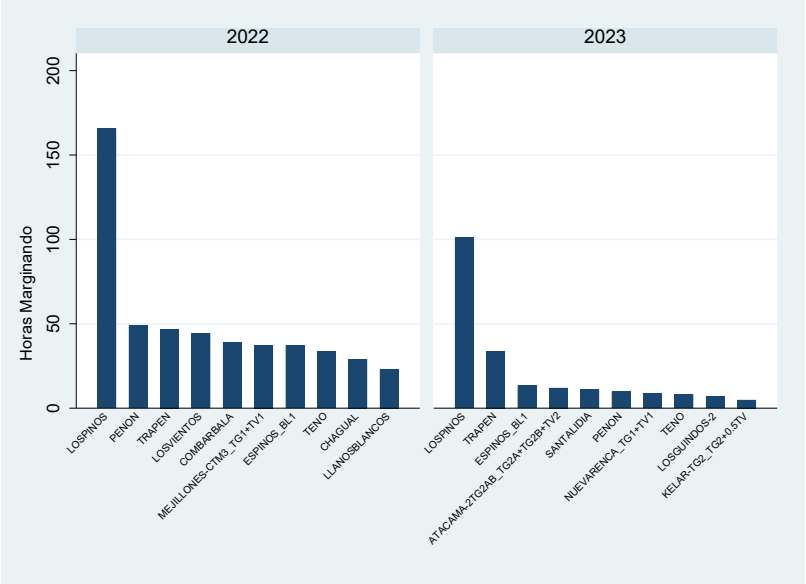
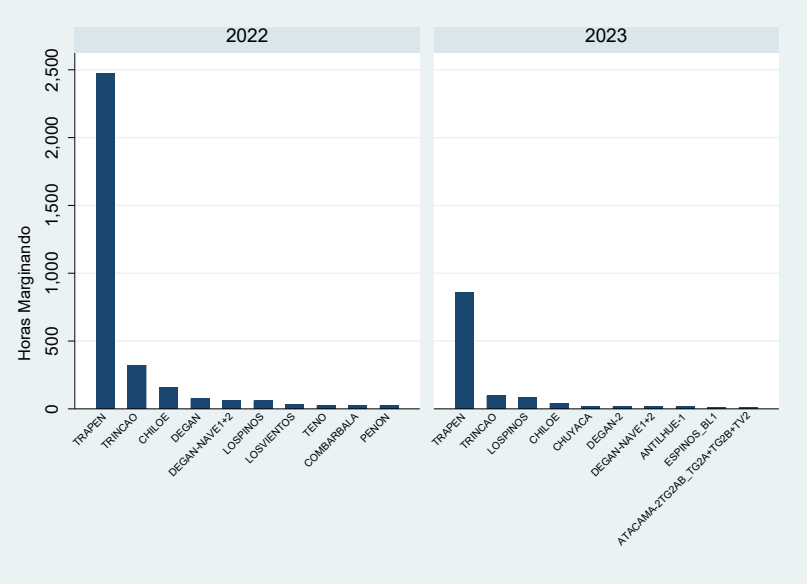
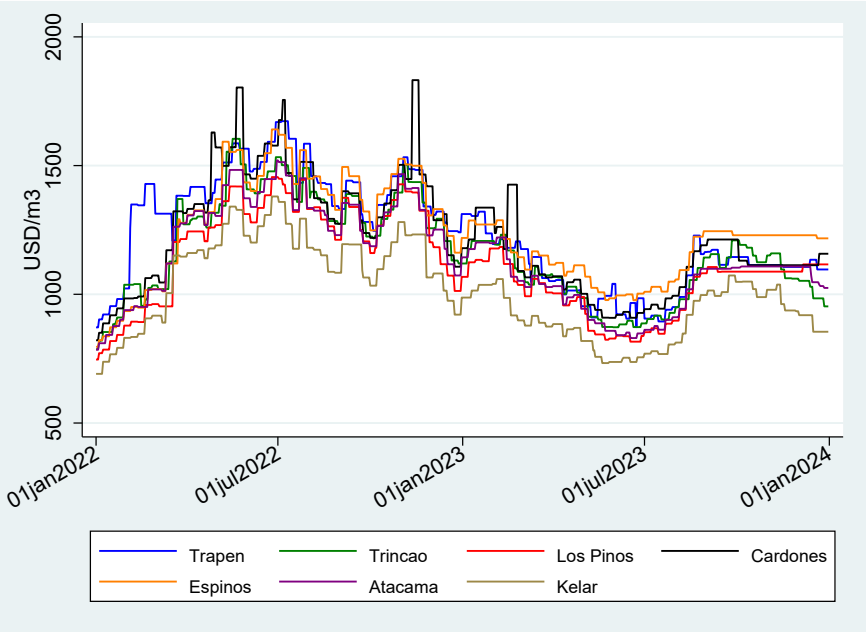


Gráfico III.1.12
Horas marginando de configuraciones diésel en barra Pto. Montt 220
2022 - 2023



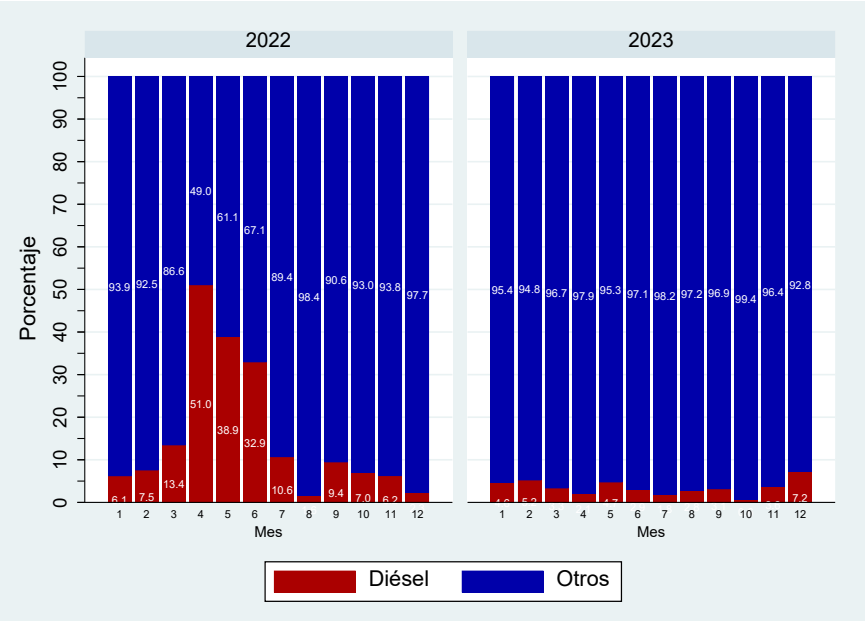
Si se considera que en general los precios declarados estuvieron alrededor de los 1.000 USD/m3, en el gráfico III.1.13 se puede apreciar que las centrales que más marcan el costo marginal con combustible diésel estuvieron, a su vez, en la parte superior de la distribución de precios, si se compara con las declaraciones de, por ejemplo, Kelar.

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, entre abril y junio de 2022 representaron una proporción relevante de estos, superando incluso el 50% del total en abril, descontando los sobrecostos relacionados con pruebas. Durante el año 2023 este escenario cambió drásticamente, con participaciones en general inferiores a 5%, con excepción de febrero y diciembre, donde alcanzó 5,2% y 7,2% respectivamente.

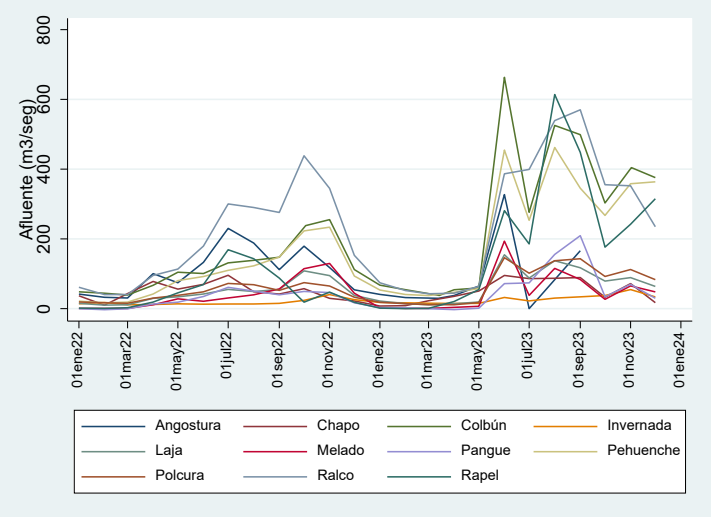
Gráfico III.1.14
Participación de sobrecostos asociados a generación diésel por mes 2022-2023



III.1.3 Cotas y afluentes de embalses

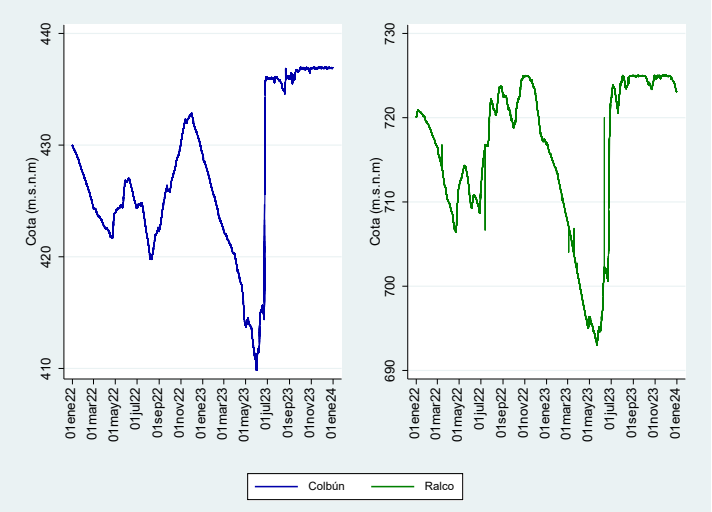
Al tratarse de un sistema eléctrico hidrotérmico, es fundamental realizar un seguimiento a las cotas de los embalses y los afluentes, ya que la escasez del recurso hídrico puede afectar el precio futuro de este y, en consecuencia, el costo marginal del sistema. En el gráfico III.1.15 se presenta la evolución de los afluentes de los embalses para el período enero-diciembre de los años 2022 y 2023.

Gráfico III.1.15
Afluente medio mensual por embalse
2022 - 2023



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. La recuperación de los niveles de cotas se vio aparejada a un aumento en la participación de la generación con agua embalsada, con motivo del incremento de los afluentes. En su mayoría, los embalses presentaron mayores afluentes durante el año 2023 en comparación con el año 2022.

Gráfico III.1.16
Cota promedio diaria Colbún y Ralco
2022 - 2023



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 Crucero 220
2022 - 2023

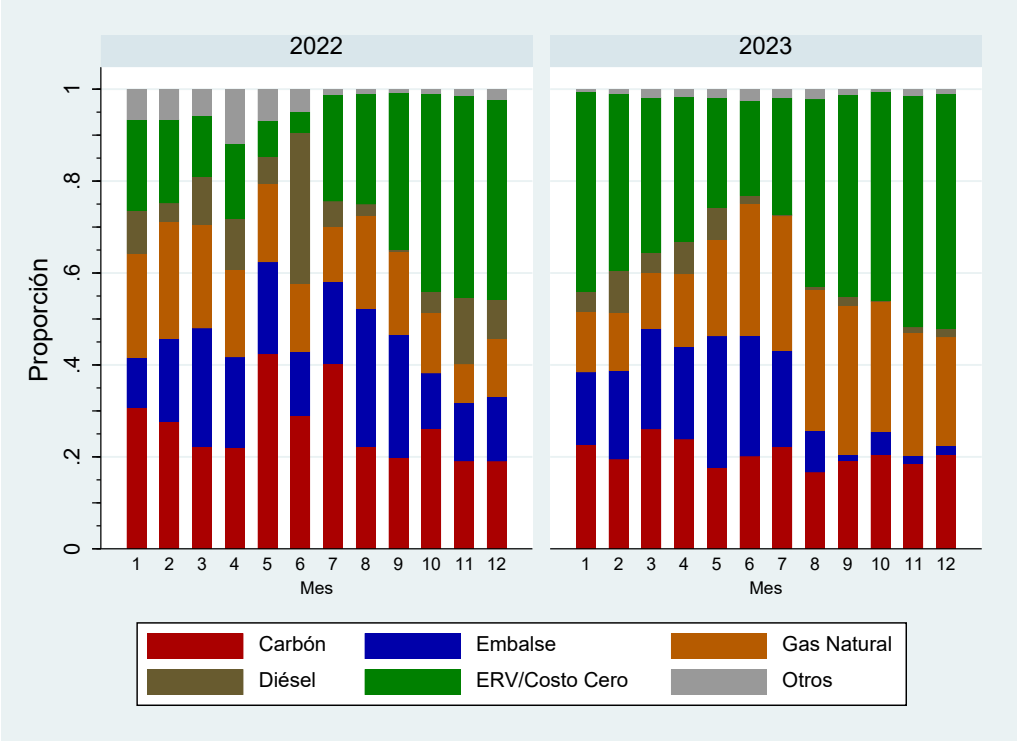


Gráfico III.1.18
Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Quillota 220
2022 – 2023

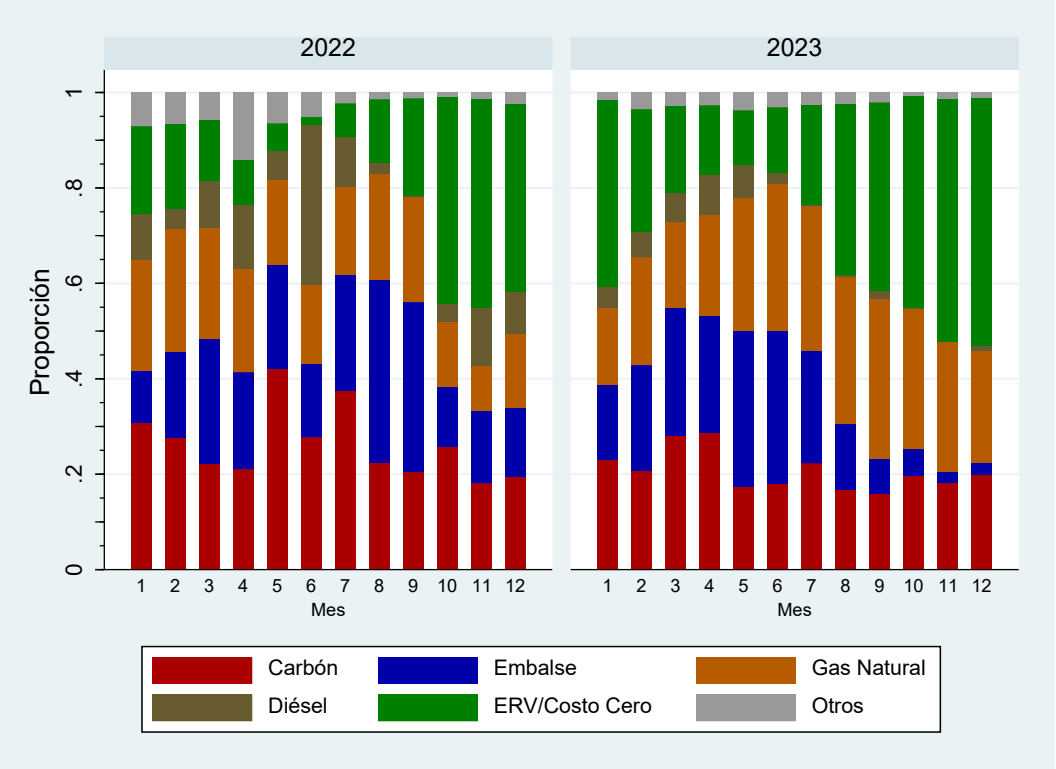
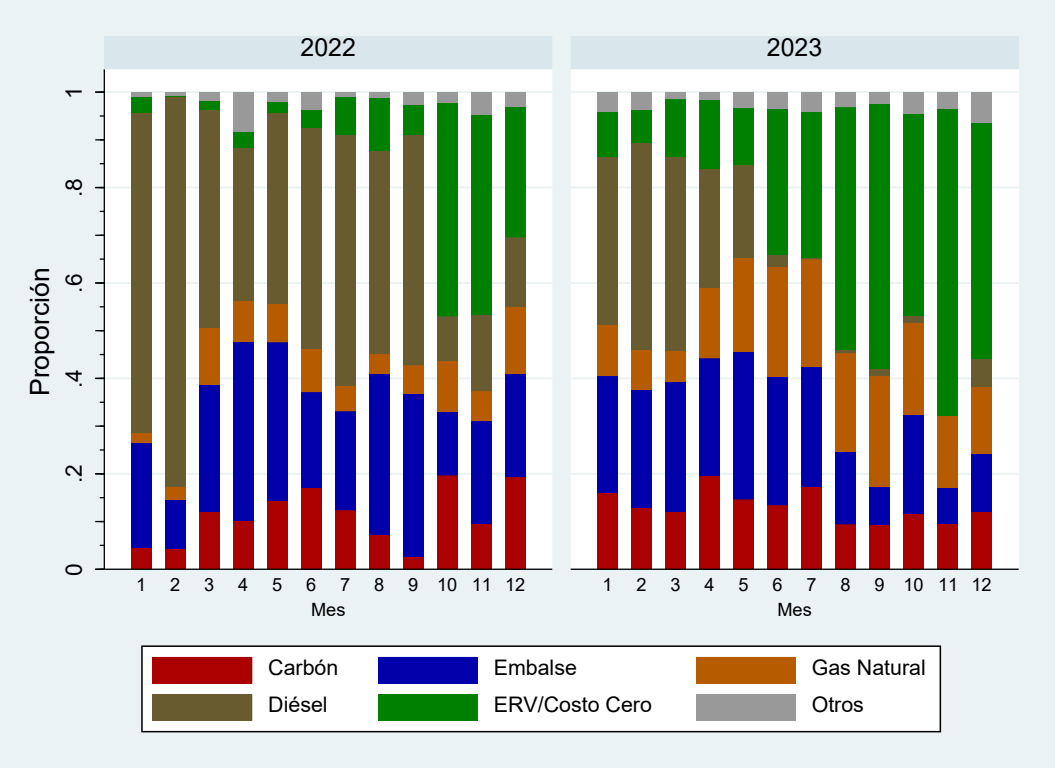


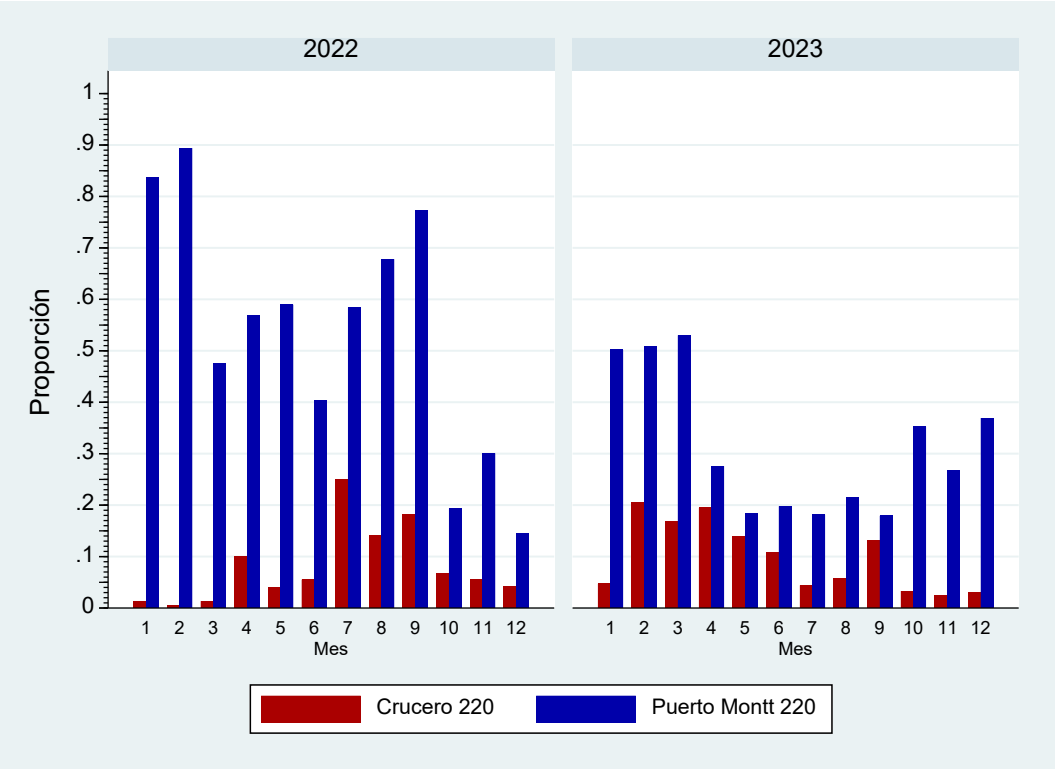
Gráfico III.1.19
Proporción en que una tecnología marcó el costo marginal en la barra Puerto Montt 220
2022 - 2023



Como se observa, la prevalencia de costos marginales iguales a cero aumentó durante la segunda mitad del año 2023 en todas las barras de referencia, debido primordialmente a la mayor participación del recurso hídrico en la generación.

Con todo, el Gráfico III.1.20 muestra disminuciones significativas en los desacoples de Puerto Montt 220 respecto de Quillota 220, aunque siguieron siendo mucho más frecuentes que los evidenciados en Crucero 220 respecto de la misma barra de referencia. Al comparar este último caso con lo observado el año 2022, se observa que existió un aumento pronunciado de desacoples durante la primera mitad del año, para luego converger a niveles similares.

Gráfico III.1.20
Proporción en que barras Crucero 220 y Puerto Montt 2020 estuvieron desacopladas de Quillota 220
2022 - 2023



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 2023 hubo una baja de costos marginales de energía en todo el SEN, debido a una disminución de los costos de combustibles, así como también una mayor generación hidráulica y solar fotovoltaica. Dicha baja fue más pronunciada en la barra de Puerto Montt 220, con motivo de los mayores episodios de costo marginal igual a cero. Tanto Crucero 220 como Quillota 220 vieron una disminución del costo marginal promedio de aproximadamente un 23%, llegando a 77,0 USD/MWh y 80,3 USD/MWh durante el año 2023 respectivamente. Puerto Mont 220 por su parte, bajó cerca de 46%, pasando de un promedio equivalente a 187 USD/MWh el año 2022 a 101,4 USD/MWh el año 2023. No obstante aquello, esta última barra se mantuvo con los valores promedio más altos.

Gráfico III.1.21
Costos marginales de energía barra Crucero 220
2022 - 2023

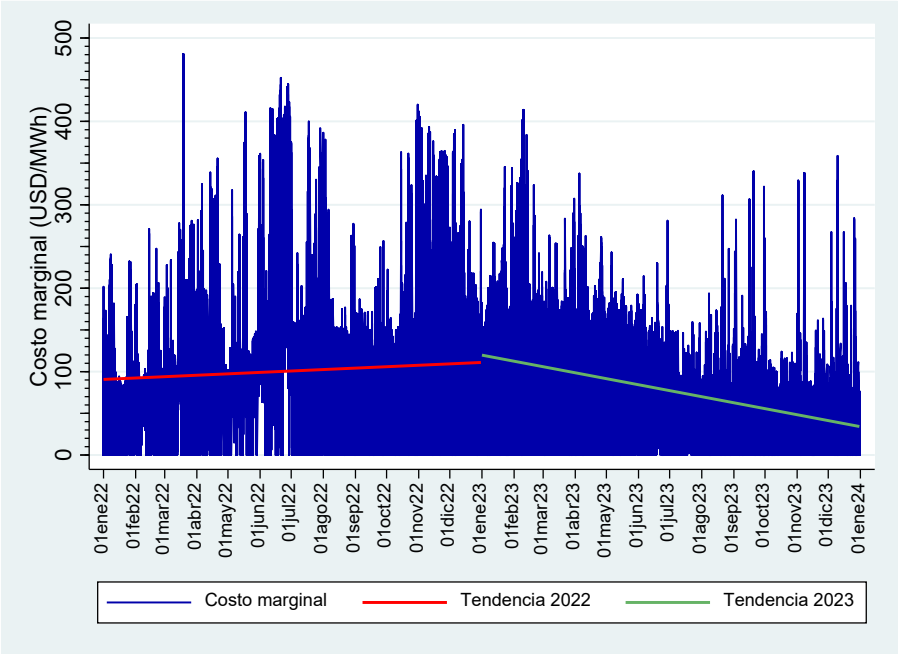


Gráfico III.1.22
Costos marginales de energía barra Quillota 220
2022 - 2023

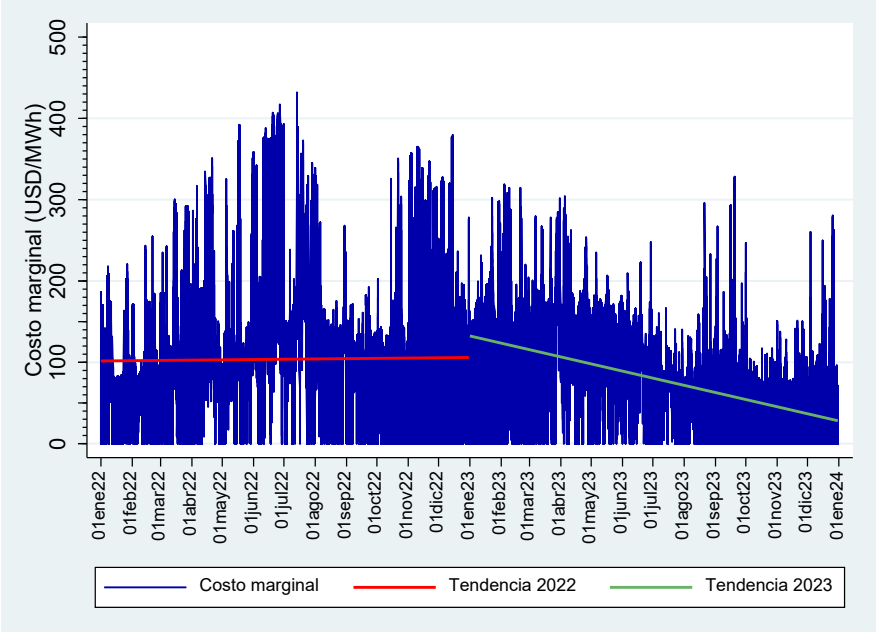
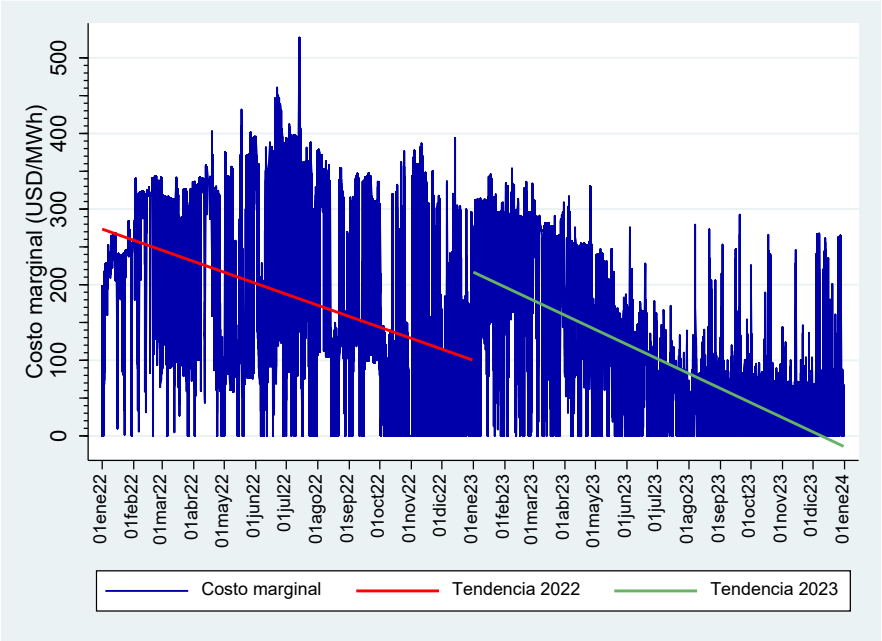
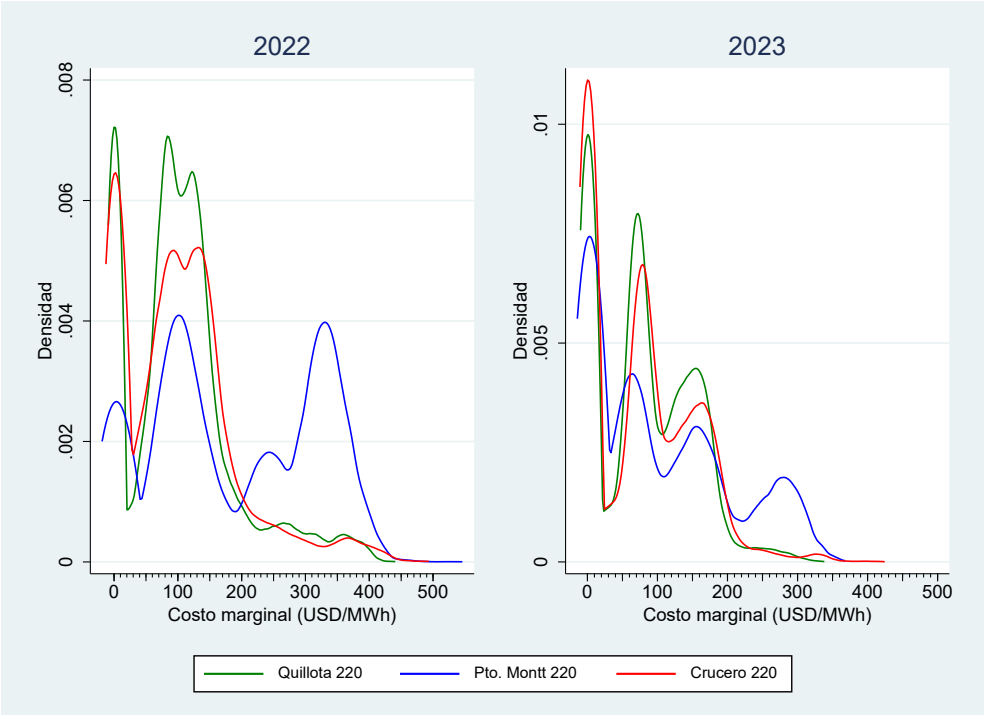


Gráfico III.1.23
Costos marginales de energía barra Puerto Montt 220
2022 - 2023



Al analizar la función de densidad de los costos marginales para las tres barras previamente mencionadas, se constatan claramente las diferencias de costos marginales de la zona sur en comparación con la zona centro y norte, escenario similar a lo sucedido el año precedente, aunque con diferencias en la frecuencia de los episodios de costos marginales más elevados, en particular en la barra Puerto Montt 220.

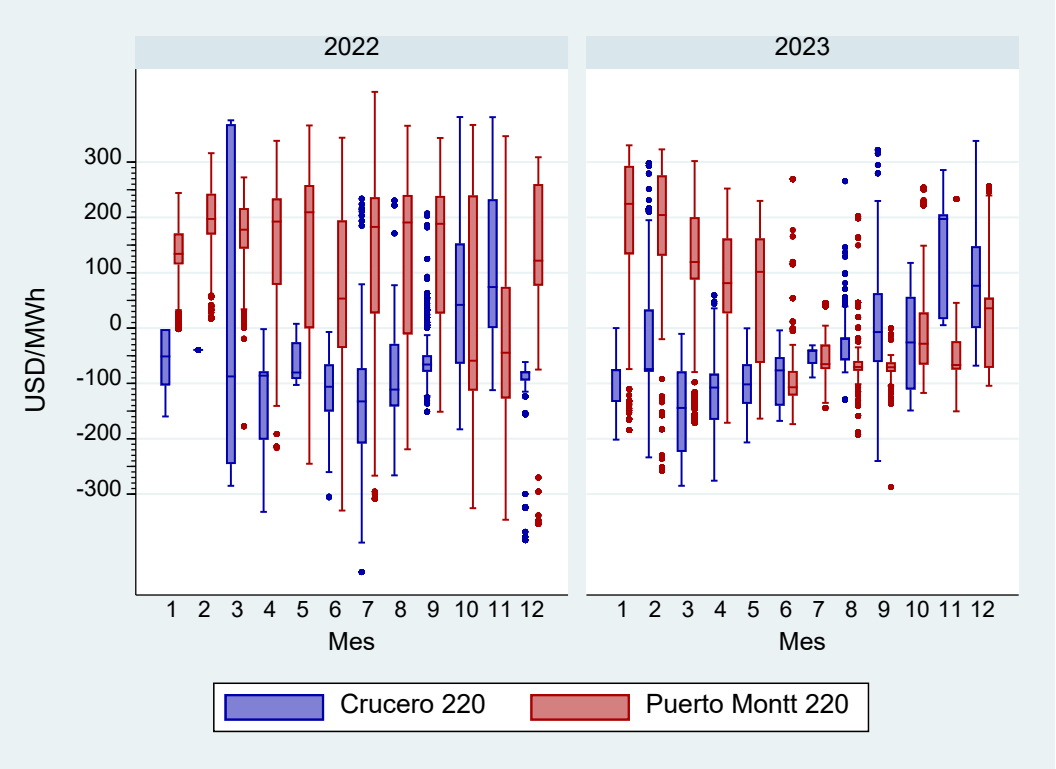
Gráfico III.1.24
Distribución costo marginal de energía por barra
2022 - 2023



También se aprecia de forma manifiesta el aumento de episodios de costos marginales iguales a cero en la barra Puerto Montt 220, hecho que también puede ser observado de manera patente en la información de centrales marginales.

En el Gráfico III.1.25 se muestran los diferenciales de costos marginales por desacoples para las barras Crucero 220 y Puerto Montt 220, tomando como referencia Quillota 220[50].

Gráfico III.1.25
Diferencia de costos marginales de energía producidas por desacoples entre las barras Crucero 220 y Puerto Montt 220 y la barra de referencia Quillota 220
2022 - 2023



En el caso de Puerto Montt, la mayoría de los desacoples fueron producto de controles de transferencias de flujos hacia la zona, resultando en un encarecimiento del costo marginal de esta. La diferencia promedio positiva, que denota un aumento del costo de provisión de energía para la zona, bajó de 181,6 USD/MWh en 2022 a 157,5 USD/MWh en 2023. La máxima diferencia observada en 2023 alcanzó los 330,3 USD/MWh, representando una disminución de casi 23% respecto del año previo. En cuanto a los episodios en que el control de transferencias fue en la dirección opuesta[51], Quillota 220 tuvo costos marginales superiores que significaron una diferencia promedio de 81,1 USD/MWh y 74,9 USD/MWh para los años 2023 y 2022, con máximos que alcanzaron los 287,3,6 USD/MWh y 353,6 USD/MWh, respectivamente.

[50] Las diferencias positivas corresponden a desacoples que encarecen el sistema representado por la barra específica, mientras que las diferencias negativas representan un encarecimiento de la zona centro-sur representada por la barra Quillota 220.

[51] Esto sucedió alrededor de 1.105 y 777 horas en el año 2023 y 2022, en contraposición con las cerca de 1.614 y 3.892 horas en la dirección contraria para el 2023 y 2022 respectivamente.

En cuanto a Crucero, gran parte de los desacoples implicaron un encarecimiento en la zona centro-sur, representada por la barra Quillota 220, impulsado por controles de transferencias de flujos desde la zona norte. En general, estos eventos se producen debido a las congestiones ocasionadas por las altas inyecciones de ERV. El encarecimiento de Quillota respecto de Crucero 220 disminuyó durante el año 2023, pasando de 122,3 USD/MWh a 102,7 USD/MWh, disminuyendo ostensiblemente, además, el valor máximo observado, el cual bajó desde 441,1 USD/MWh a 285,0 USD/MWh. Tratándose de la dirección inversa, la disminución promedio de costos de Crucero respecto de Quillota fue de un orden de magnitud similar, bajando desde 115,7 USD/MWh a 93,4 USD/MWh, y el valor máximo observado declinó, en menor cuantía, desde 381,5 USD/MWh a 338,22 USD/MWh[52].

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.

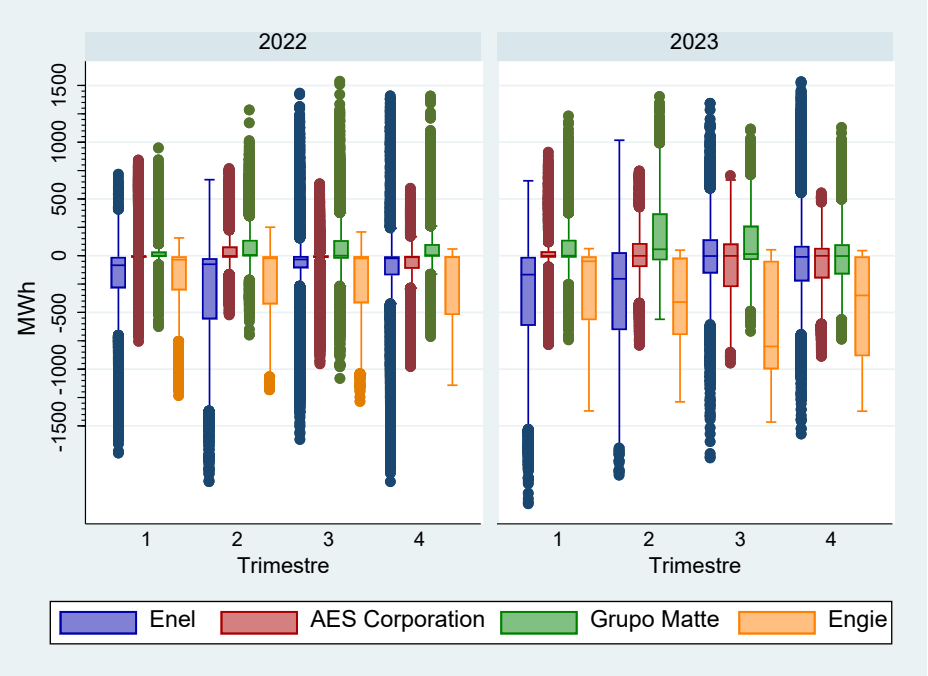
En el Gráfico III.1.26, se presenta la distribución por trimestre del balance de transferencias para los cuatro conglomerados con mayor capacidad instalada en el SEN[53]. Se desprende de este que Engie siguió siendo mayoritariamente deficitario, mientras que AES Corporation y el grupo Matte fueron los conglomerados que presentaron mayores episodios excedentarios durante la primera mitad del año 2023, y junto a Enel alcanzaron un nivel similar de balance de inyecciones y retiros en la segunda mitad.

La distribución de la posición de AES Corporation se mantuvo relativamente estable durante los cuatro trimestres, mientras que el Grupo Matte fue más excedentario durante el segundo y tercer trimestre. Enel aumentó la frecuencia en que tuvo una posición excedentaria durante el tercer y cuarto trimestre, aunque siguió siendo predominantemente deficitaria; y si bien Engie fue deficitario gran parte del tiempo, el nivel de déficit fue más pronunciado en la segunda mitad del año.

[52] La frecuencia de desacoples por motivos de flujos hacia la zona norte equivale a alrededor de un 20,8% y 22,4% de la frecuencia de desacoples por controles de transferencias de flujos en el sentido contrario para los años 2023 y 2022. Esta última rondó las 706 y 568 horas el año 2023 y 2022 respectivamente.

[53] 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.

Gráfico III.1.26
Distribución trimestral balance de transferencias económicas horarias (MWh) de Enel, AES Corporation, grupo Matte y Engie
2022 - 2023



Ahora bien, si consideramos la distribución horaria del balance, en general las cuatro empresas, con excepción de Engie, presentaron períodos de mayor déficit o menor excedente durante horario solar. En el caso particular de Engie, la distribución del balance de inyecciones y retiros se concentró más cerca de cero durante el bloque solar.

En lo que respecta al horario no solar, tanto AES Corporation como el Grupo Matte fueron primordialmente excedentarios, aumentando los excedentes de inyecciones respecto del año 2022, mientras que Enel vio episodios de excedente de inyecciones mayores al año 2022, pero continuó siendo primordialmente deficitario. Engie, por su parte, aumentó el déficit de inyecciones respecto del año previo.

Gráfico III.1.27
Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de Enel
2022-2023

Gráfico III.1.28
Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de Grupo Matte
2022-2023

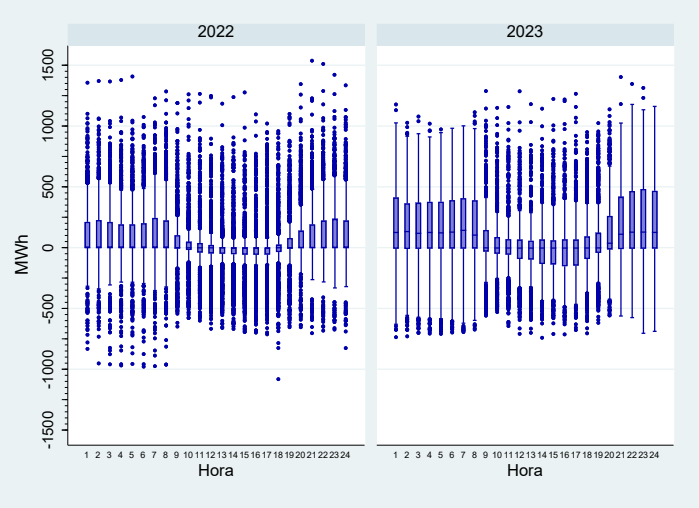


Gráfico III.1.29
Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de AES Corporation
2022-2023

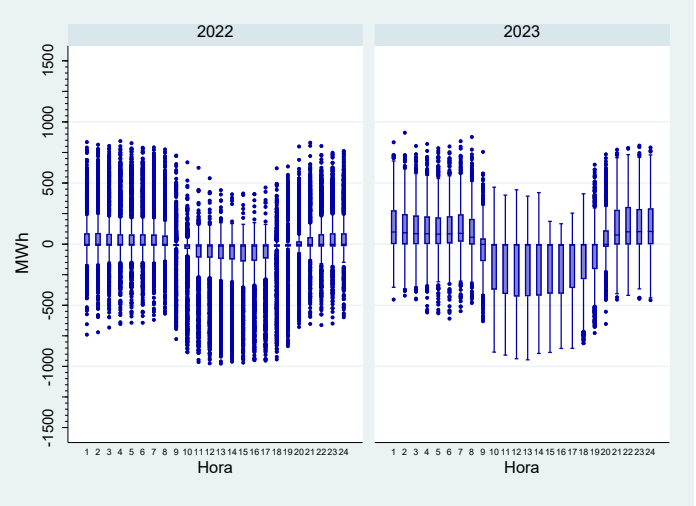
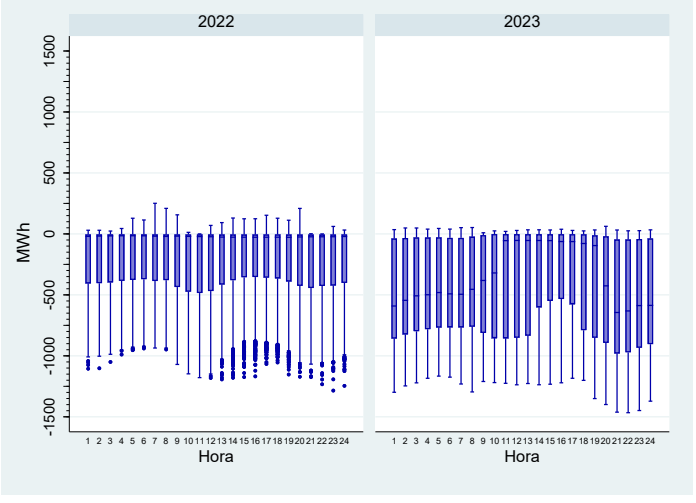


Gráfico III.1.30
Distribución horaria balance de transferencias económicas (MWh) de Engie

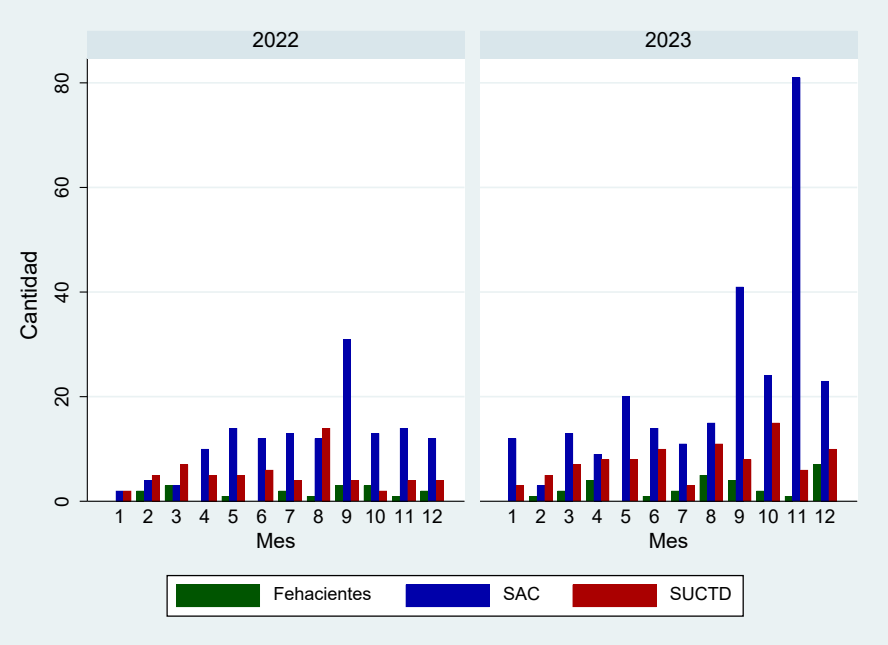


III.2 Segmento de transmisión

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 exclusoria.

Cifras relacionadas con las solicitudes de acceso abierto que el Coordinador recibió durante el año 2022 y 2023 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"[54].

Gráfico III.2.1
Número de SAC, SUCTD y proyectos Fehacientes recibidos por el Coordinador
2022 - 2023



Como se desprende del gráfico, las solicitudes de ambos tipos no sufrieron grandes variaciones, con excepción de los últimos 4 meses del año 2023

La capacidad de los proyectos involucrados fue consistente con la evolución de la cantidad, lo se refleja en el Gráfico III.2.2.

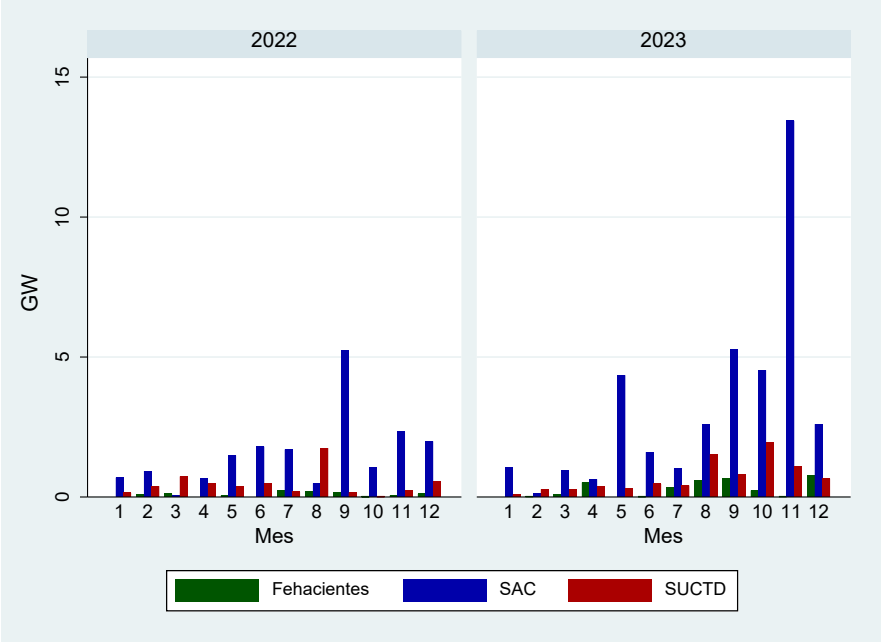
[54] Según el Artículo 49 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, se consideran *"(…) como proyectos propios contemplados fehacientemente al momento de recibir una Solicitud de Uso de Capacidad Técnica Disponible, aquellos proyectos propios que cumplan al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

a. Haber sido considerados en la concepción y diseño original del Sistema de Transmisión Dedicado respectivo y que cuentan 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.

b. 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.

c. 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 recibidas por el Coordinador
2022 - 2023



Si se consideran las solicitudes que involucraron proyectos de almacenamiento de algún tipo, se aprecia en el Gráfico III.2.3 que están han aumentado sustantivamente en el curso del año 2023. En particular, durante el mes de noviembre, de las más de 80 SAC, casi 30 correspondieron a este tipo de proyectos. En cuanto a la capacidad que representan, esta alcanzó un máximo de cerca de 4GW durante noviembre (Ver Gráfico III.2.4).

Gráfico III.2.3
Número de SAC, SUCTD y proyectos Fehacientes de almacenamiento recibidos por el Coordinador
2022 - 2023

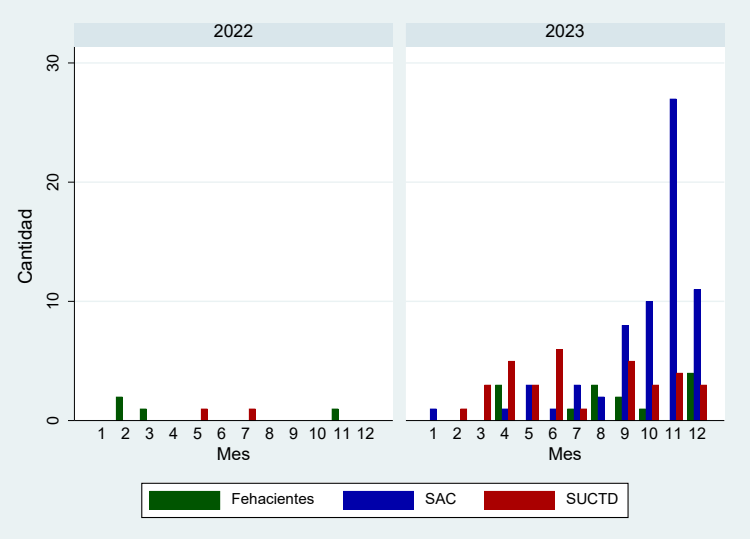
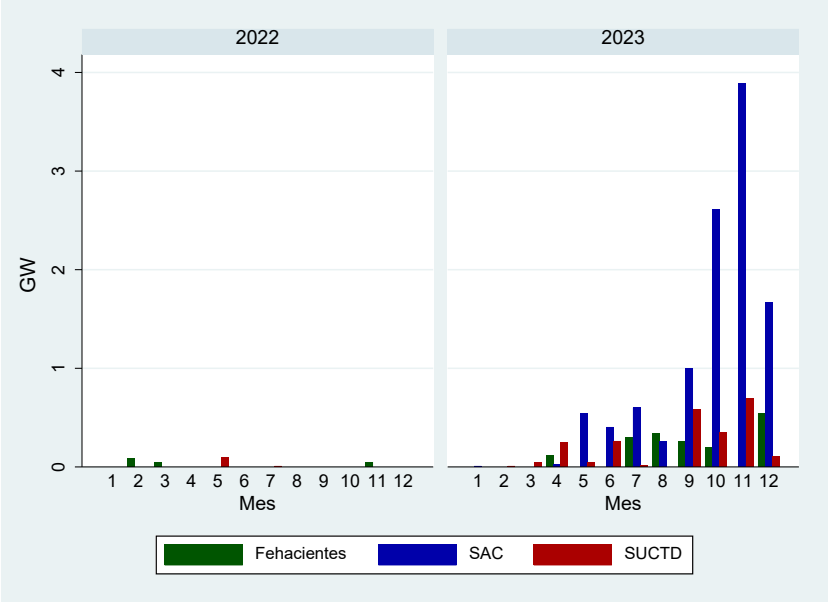


Gráfico III.2.4
Capacidad de proyectos de almacenamiento en GW asociada a SAC, SUCTD y proyectos Fehacientes recibidas por el Coordinador
2022 - 2023



Durante los años 2022 y 2023 se materializó la entrada en operación de 48 y 64 proyectos de transmisión, respectivamente, los cuales en su mayoría estuvieron relacionados con el Sistema Zonal y Dedicado.

Tabla III.2.1
Número de proyectos de transmisión que entraron en operación durante los años 2022 y 2023

Sistema de Transmisión	Año	
	2023	2022
Nacional	9	11
Zonal	43	30
Dedicado	12	7
Total	64	48

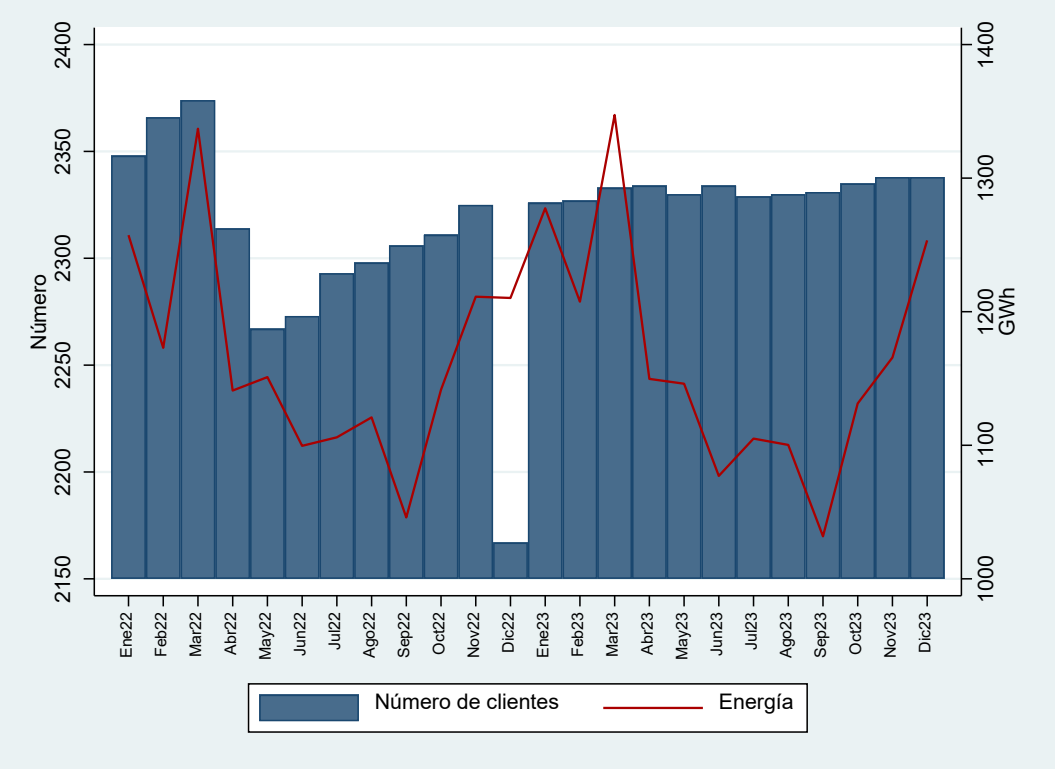
III.3 Segmento de distribución

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, los clientes que poseen una potencia instalada de entre 0,5 MW y 5 MW, si bien están bajo la categoría de clientes regulados, tienen la libertad de escoger el sistema tarifario que estimen más conveniente[55].

Al respecto, en el siguiente gráfico se presenta su evolución y la energía suministrada a estos clientes.

[55] Este límite, en la actualidad está siendo discutido en el H. TDLC en la consulta ROL NC-525-23.

Gráfico III.3.1
Número de clientes libres totales conectados en distribución y energía suministrada por mes 2022 – 2023[56]



Como se observa en el gráfico, durante el año 2023, el número de clientes libres conectados a las redes de distribución se ha mantenido relativamente estable durante el año 2023, con una pequeña tendencia al alza[57]. En cuanto a la energía suministrada, durante el año 2023 existió un patrón similar al observado el año 2022.

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.

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

[57] Cabe destacar que se trata de información entregada por las empresas de distribución, y la calidad de estos datos depende de cada distribuidora, por lo que puede haber variaciones que no poseen explicación específica, como es el caso de diciembre de 2022 respecto del número de clientes conectados.

Gráfico III.3.2
Distribución potencia conectada de clientes regulados con posibilidad de ser libres
Cifras a diciembre de 2023

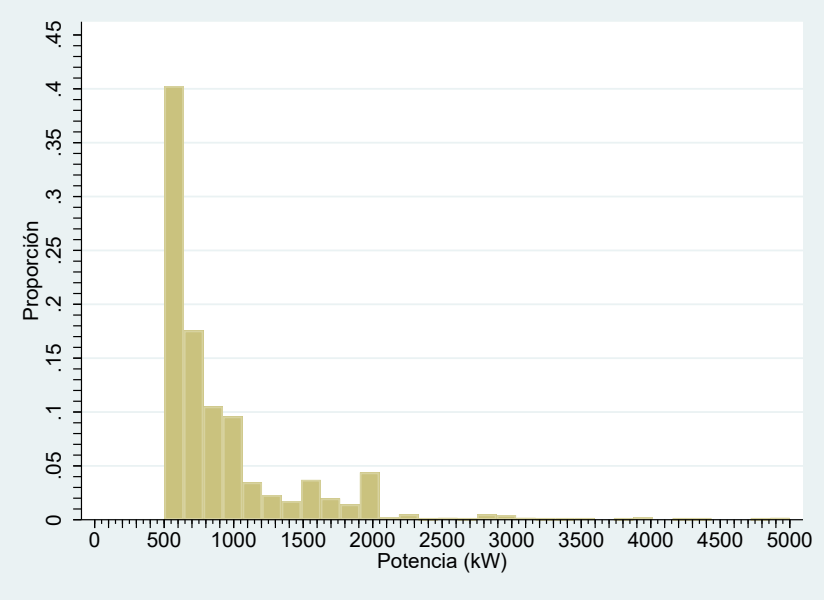
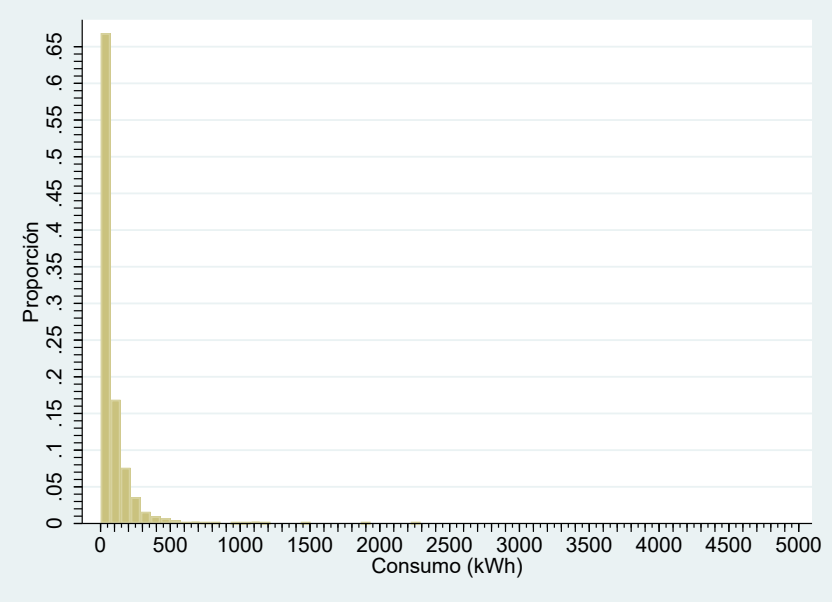


Gráfico III.3.3
Distribución consumo promedio horario de clientes regulados con posibilidad de ser clientes libres[58]
Enero - diciembre 2022



Como se aprecia, el consumo de energía promedio del año 2023 de estos clientes, se concentró primordialmente en montos inferiores a 500kWh.

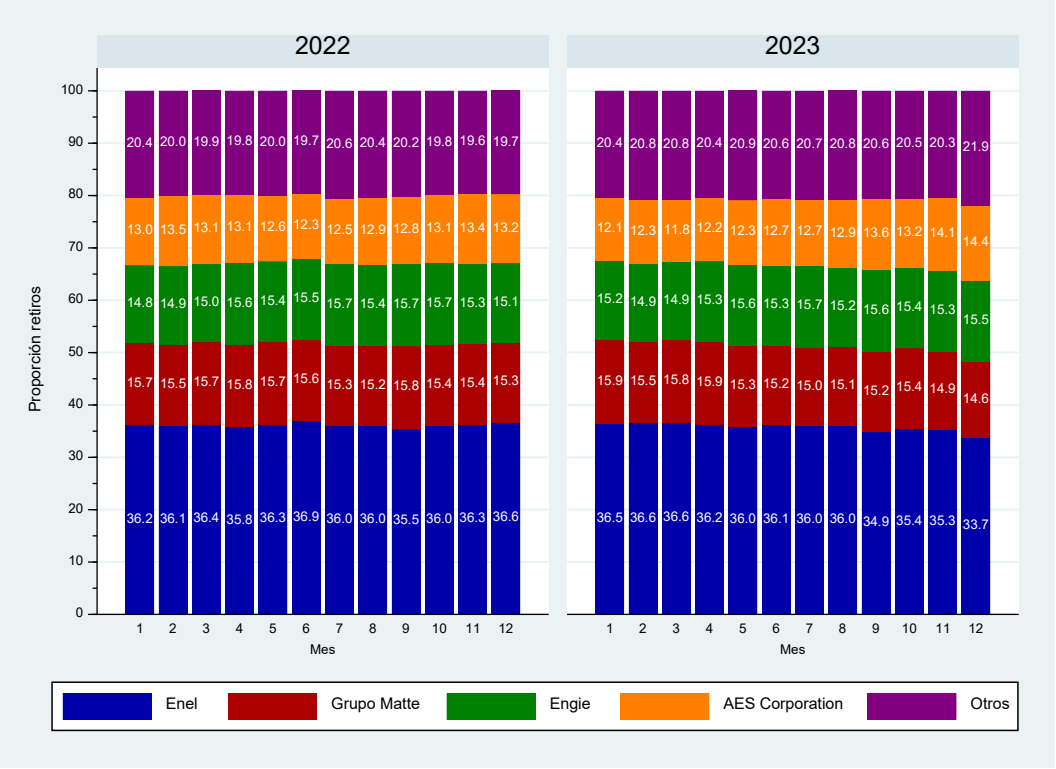
[58] El consumo promedio horario se calcula como el consumo promedio mensual en un período de 12 meses a diciembre de 2023, dividido por 720 (30 días multiplicado por 24 horas).

III.4 Retiros

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 33,7%, a diciembre de 2023, seguido con menos de la mitad de participación por Engie (15,5%), el Grupo Matte (14,6%) y AES Corporation (14,4%). El resto de las empresas logra un 21,9% de la totalidad de los retiros (ver Gráfico III.4.1).

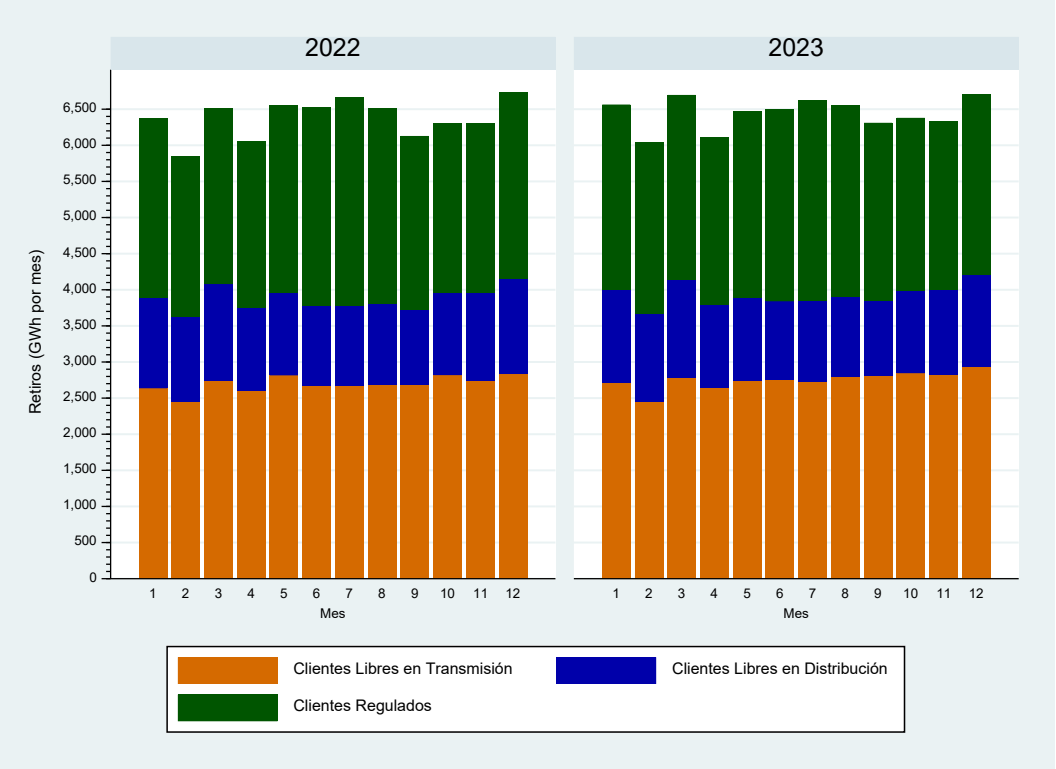
Las participaciones fueron estables a lo largo del año, con excepción del mes de diciembre. El mayor cambio fue presentado por Enel, bajando 2,9 puntos porcentuales desde diciembre de 2022 a diciembre de 2023. El Grupo Matte descendió 0,7 puntos porcentuales en el mismo período, Engie aumentó levemente su participación en 0,4 puntos porcentuales, mientras que AES Corporation vio la mayor alza a 12 meses al pasar de 13,2% en diciembre del 2022 a 14,4% en diciembre de 2023. El resto de las empresas dio cuenta de su mayor participación en diciembre de 2023, aumentando en 2,2 puntos porcentuales en 12 meses.

Gráfico III.4.1
Proporción retiros mensuales por conglomerado
2022-2023



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, habiéndose mantenido relativamente estable la participación sobre el total a lo largo del año, tal como se aprecia en el Gráfico III.4.2, no diferenciándose de lo sucedido en el año previo.

Gráfico III.4.2
Retiros mensuales por tipo de cliente (GWh por mes)
2022-2023



CAPÍTULO IV: LICITACIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

En el presente capítulo se describen, a grandes rasgos, los diferentes procesos de licitación que se llevaron a cabo por el Coordinador durante los años 2022 y 2023, tanto para la expansión de la transmisión como para la ejecución de las labores internas del organismo.

IV.1 Licitaciones de infraestructura de Transmisión Nacional o Zonal

En la Tabla IV.1.1 se presenta un resumen de las licitaciones para la expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica que se han llevado a cabo en los años 2022 y 2023.

Tabla IV.1.1
Procesos de Licitación de Transmisión 2022-2023

	Obras de Ampliación Decretos 185 - 171	Obras Nuevas y Ampliación Condicionadas Decretos 229 - 185	Obras Nuevas y Ampliación Condicionadas Decretos 257 - 229 - 200 -185	Obras de Ampliación Decretos 200 - 185
Total de Obras Licitadas	38	15	29	21
Obras que reciben Ofertas	35	12	27	13
Total de Obras Adjudicadas	26	12	24	13
Porcentaje de Obras Adjudicadas	68.4%	80.0%	83%	61.9%
Total de Obras Desiertas	12	3	5	8
Porcentaje de Obras Desiertas	31.6%	20.0%	17.2%	38.1%
Obras desiertas por aplicación de Valor Máximo	8	0	3	1
Total de Participantes	22	16	24	13
Total de Oferentes	13	9	12	8
Oferentes que calificaron para la Apertura de Ofertas Económicas	13	9	11	7
Porcentaje de oferentes que aprueban etapa de evaluación Administrativa y Técnica	100%	100%	92%	88%
VATT promedio obras nuevas adjudicadas [USD]	-	4,453,328	1,592,492	-
VI promedio obras ampliación adjudicadas [USD]	6,256,156	3,071,349	6,554,273	6,504,760

Durante el año 2023 se realizaron dos procesos de licitación de obras de transmisión, a saber:

-Licitación de obras nuevas fijadas por los decretos exentos nº257/2022 y n°229/2021 y obras de ampliación fijadas por los decretos exentos n°200/2022 y n°185/2021. Las obras licitadas en este proceso corresponden a 29 en total, de las cuales 15 son obras nuevas nacionales y zonales y 14 son obras de ampliación nacionales y zonal condicionadas.

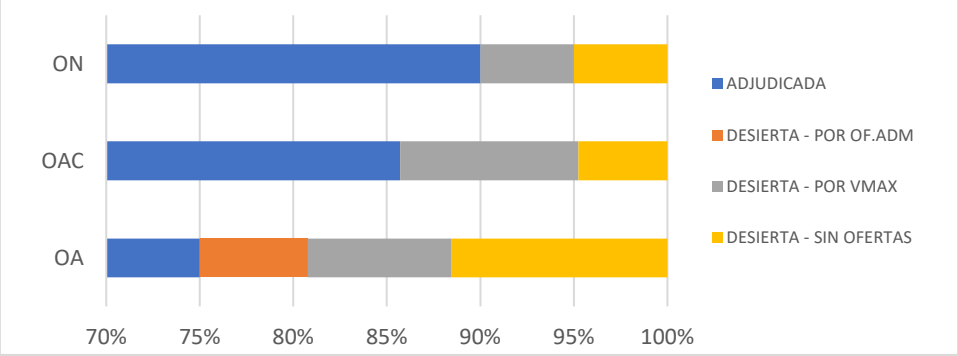
-Licitación de obras de ampliación fijadas por el decreto exento nº200/2022 y relicitación del decreto exento n°185/2021. En este proceso se licitaron 21 obras de ampliación.

De las licitaciones realizadas en los años 2022 y 2023, los procesos asociados a obras de ampliación son los que presentaron mayor cantidad de obras desiertas. En la licitación de los Decretos 185-171, existieron 12 obras desiertas, con un 31.6% del total, mientras que la correspondiente a los Decretos 200-185 8 obras resultaron desiertas, lo que equivale a un 38.1% del total de obras. En contraste, para los procesos licitatorios de obras nuevas, las obras desiertas alcanzaron un 20% del total para el proceso de los Decretos 229-185 y un 17.2% para la licitación de los Decretos 257-229.

Obras desiertas

Es importante destacar que una obra se declara desierta porque 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. Esta clasificación se puede apreciar en el Gráfico IV.1.1, tanto para obras nuevas (ON), como para obras de ampliación condicionadas (OAC) y obras de ampliación (OA).

Gráfico IV.1.1
Estado de las obras licitadas en procesos del período 2022-2023



La falta de ofertas en las licitaciones de obras de ampliación correspondió a la razón de mayor envergadura para la declaración desierta de estos procesos, seguida por ofertas sobre el valor máximo y descalificación de ofertas administrativas; mientras que ofertas sobre el valor máximo contribuyeron en mayor cuantía a los procesos declarados desiertos para obras de ampliación condicionadas; y en el caso de las obras nuevas, del 10% de los procesos declarados desiertos, una mitad se debió a falta de ofertas, y la otra mitad a ofertas por sobre el valor máximo.

Las obras que se declaran desiertas por primera vez deben ser relicitadas según lo establecido en el Artículo 146 del Decreto 37/2021, y en caso de resultar desiertas una segunda vez, la responsabilidad de decidir sobre la necesidad de una nueva licitación recae en la CNE. A este respecto, en la Tabla IV.1.2 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.

Tabla IV.1.2
Obras con participación en más de un proceso de licitación

Tipo de Obra	N° procesos	N° Total de obras	N° Obras adjudicadas
OA	2	34	21
OA	3	20	16
OA	4	1	
OAC	2	7	5
ON	2	7	4

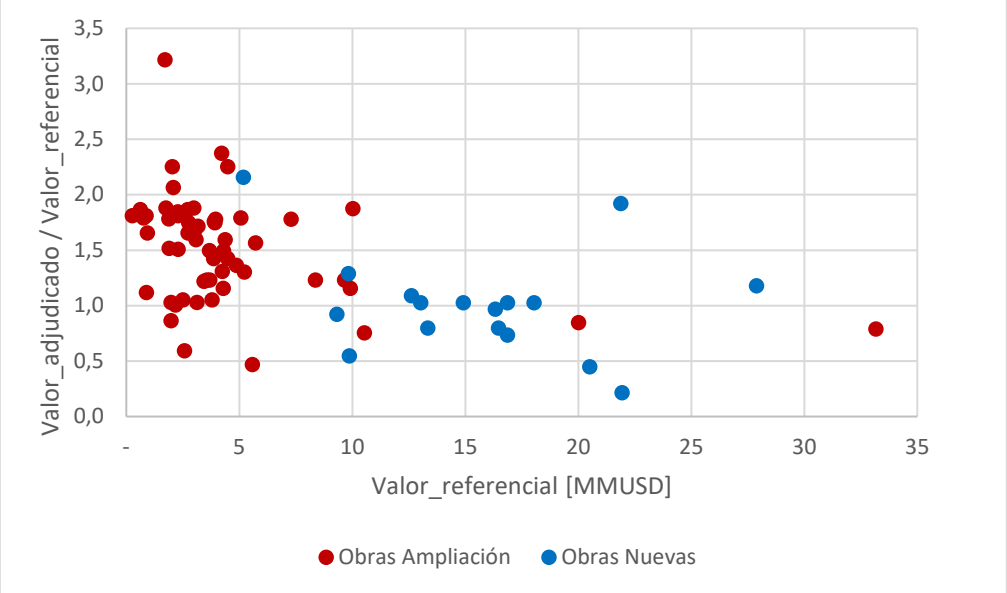
Desempeño de las Licitaciones de Obras de Ampliación

El Gráfico IV.1.1 muestra el valor adjudicado respecto del valor referencial para cada obra adjudicada de los procesos observados de los años 2022 y 2023. En este periodo un 50% de las obras nuevas fueron adjudicadas a un valor menor al valor referencial, y en promedio las obras nuevas fueron adjudicadas a un 99% del valor referencial. Por otro lado, el 89% de las obras de ampliación fueron adjudicadas a valores mayores al valor referencial y en promedio a un valor 51% mayor a este valor referencial.

Para el periodo revisado, el desempeño de las Obras de Ampliación sigue siendo inferior al de las obras nuevas, si se toma como métrica el valor referencial en comparación con los valores adjudicados.

Las obras de ampliación resultan adjudicadas a un valor mayor al referencial más frecuentemente que las obras nuevas. El 50% de las obras nuevas fue adjudicada a ofertas inferiores al valor referencial, mientras que solo para 11% de las obras de ampliación ocurrió lo mismo. En promedio, las obras de ampliación del período 2022-2023 resultaron un 51% más caras que sus valores referenciales, mientras que las obras nuevas estuvieron, en promedio, un 1% bajo sus valores referenciales.

Gráfico IV.1.1
Distribución de la ratio del valor adjudicado y referencial en relación al VI referencial de las obras licitadas en el año 2022 y 2023



Finalmente, cabe destacar que la adjudicación de una obra no implica necesariamente su ejecución exitosa. La tabla IV.1.3 muestra que 55 obras se encuentran detenidas, de las cuales 33 no tienen avance constructivo. De las obras anteriores 47 han solicitado la aplicación del Artículo 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión[59], y en 33 de ellas el Coordinador ya ha emitido el informe a la Comisión Nacional de Energía[60].

Tabla IV.1.3
Resumen de obras licitadas con ejecución interrumpida

Obras detenidas	N° obras	con solicitud aplicación art.157	Informe emitido CNE
Sin Avance	33	26	26
Con Avance	22	21	7

En conclusión, y tal como se ha indicado anteriormente, la mayor percepción de riesgo por parte de los oferentes de obras de ampliación, así como la asimetría de información técnica respecto de instalaciones existentes de las obras a ser ampliadas, podrían explicar que en general este tipo de obras posea una mayor proporción de obras desiertas, que sean adjudicadas con valores ostensiblemente superiores a sus valores referenciales y que tengan una mayor probabilidad de interrumpir sus ejecución, debido esto último, entre otros motivos, a la existencia de conflictos entre el propietario y adjudicatario.

Con tal de disminuir la cantidad de obras declaradas desiertas por ofertas que superan el valor máximo, así como también para aumentar el atractivo económico de las que no reciben ofertas, se recomienda que, en caso de existir particularidades en una obra que pudiesen justificar una mayor valoración, el Coordinador ponga a disposición de la autoridad la mejor información posible que pudiera dar origen a una revalorización de las obras en cuestión.

Por otro lado, en octubre de 2023 se realizó un nuevo llamado a licitación por relicitación de obras de ampliación vía art. 157 del Reglamento de Transmisión. Este proceso consta de 5 obras correspondiente a los Decretos 198 y 293, cuyo primer llamado a licitación se realizó el año 2019. A pesar del tiempo transcurrido entre el primer llamado y su relicitación, los valores referenciales no sufrieron variación, a pesar de un contexto inflacionario a nivel mundial, por lo que es especialmente relevante que tanto en los valores referenciales como los valores máximos sea considerado el reajuste necesario para asegurar el éxito de la licitación.

Se insiste, por lo tanto, en la propuesta de cambio normativo consistente en que los responsables de efectuar la licitación y la elaboración de las respectivas bases de licitación de obras de ampliación contenidas en los decretos de expansión de la transmisión sean las empresas transmisoras propietarias de las instalaciones sujetas a ampliación, sin perjuicio de la supervisión del proceso que realizaría el Coordinador.

[59] El articulo N° 157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión señala que "En caso de que el adjudicatario de una Obra de Ampliación incumpla las obligaciones establecidas en las bases de licitación o las contenidas en el decreto de adjudicación de construcción de Obras de Ampliación, el Coordinador deberá emitir un informe que indique el estado de avance físico y financiero de la obra y las condiciones de continuidad de la obra interrumpida, pudiendo disponer la realización de un nuevo proceso de licitación para la ejecución de aquella parte de la obra que se encuentra inconclusa"

[60] De las 33 obras sin avance, solo 1 corresponde a una obra nueva, a saber: Construcción Bypass para la Línea 1x220 kV Atacama – Esmeralda, la Línea 1x110 kV Esmeralda – La Portada y Línea 1x110 kV Mejillones – Antofagasta y desmantelamiento

IV.2 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.

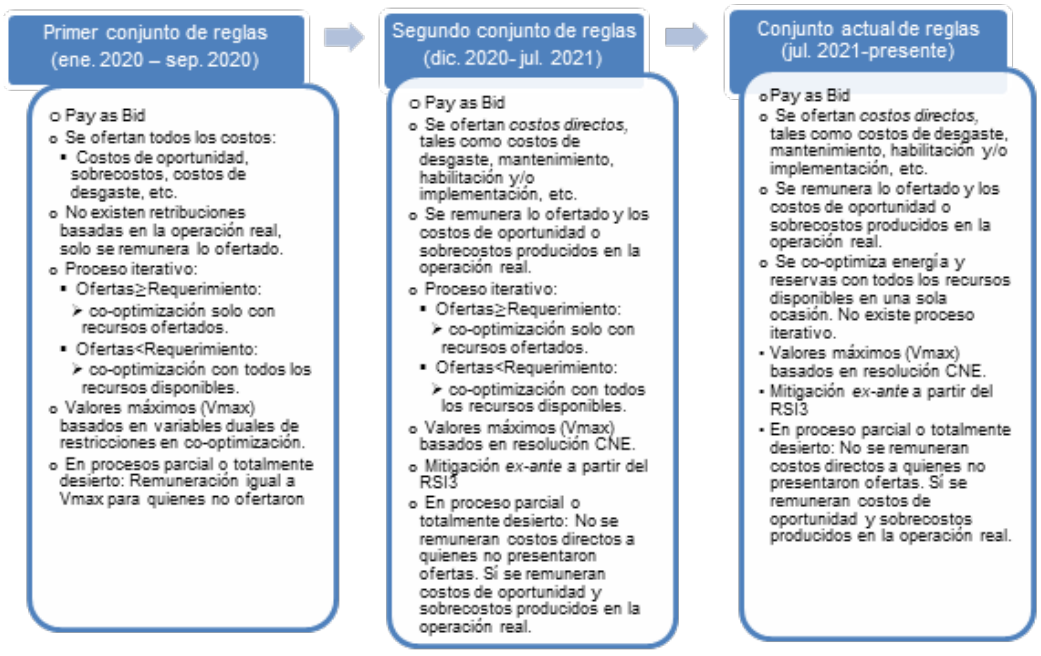
Al respecto, la UMC ha entregado su opinión respecto de variados procesos, incluyendo la Licitación del Servicio Complementario de Control de Tensión.

CAPÍTULO V: SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

V.1 Antecedentes Generales

En la actualidad, los servicios complementarios de control primario de frecuencia ("CPF") por sobrefrecuencia, secundario ("CSF") de subida y bajada y terciario ("CTF") de sub y sobrefrecuencia se materializan a través de subastas, debiendo ofertar los agentes participantes 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 deben ser ofertados. Asimismo, cumpliendo con el Artículo 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 frecuencia[61].

La evolución de las reglas de las subastas de SSCC de control de frecuencia ("CF") se resume en el siguiente esquema, desde su introducción en enero de 2020, hasta la última modificación de las bases administrativas el 7 de julio de 2021.



[61] La última modificación fue realizada el 7 de julio de 2021, la cual 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 cooptimización 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.

Con el conjunto actual de reglas de subastas, vigente desde el 7 de julio de 2021, se eliminó el riesgo innecesario que debían internalizar los participantes en sus ofertas, al no ser necesario estimar los costos marginales y aproximar los sobrecostos y costos de oportunidad que enfrentarían. Más aún, tal como puede constatarse en el Anexo B, asumiendo que el factor de desempeño es 1, lo cual depende exclusivamente de la empresa generadora, con el actual esquema de subastas no existiría riesgo alguno para centrales que usualmente son inframarginales y ofertan para servicios de bajada, como centrales ERV, ya que el costo de desgaste solo se incurre en caso de ser activados. Asimismo, para servicios de subida, el único factor de incertidumbre estaría asociado a la estimación de veces que se activaría el servicio, al ofertarse disponibilidad, siendo esto relevante solo si el número de activaciones afectara de forma significativa el costo de desgaste.

Finalmente, cabe destacar que con el esquema actual no pueden existir "despachos forzados" de unidades por el solo hecho de haber presentado una oferta. Esto, por cuanto se consideran todas las unidades disponibles, hayan ofertado o no, para la co-optimización. De esta manera, si una unidad que no oferta no es despachada por energía ni servicios complementarios, quiere decir que su despacho sería ineficiente para el sistema, y ello no cambiaría por el solo hecho de presentar una oferta, ya que todas las alternativas para proveer energía en conjunto con reservas están disponibles, y la combinación más económica para el sistema será seleccionada. Por tanto, para que una unidad de tales características sea despachada y adjudicada, debería cumplirse que el costo de desgaste ofertado sea menor al ofertado por la competencia, o al valor de referencia asignado a las unidades que no ofertaron, y que los sobrecostos y costos de oportunidad que se produzcan sean más que compensados por el ahorro en costos de desgaste.

Consecuentemente, teniendo en consideración que los costos de transacción para participar en las subastas son prácticamente nulos, solo deben registrarse en la plataforma respectiva y enviar las ofertas cumpliendo con los plazos respectivos, al menos las unidades actualmente habilitadas para la prestación de los SSCC y consideradas como disponibles en la programación de la operación, tienen incentivos a ofertar para asegurar la remuneración de costos de desgaste, la cual no recibirían de no ofertar y ser adjudicados, como ya fuese mencionado con antelación.

Ahora bien, en lo que respecta a centrales que actualmente no se encuentran habilitadas para la prestación de SSCC de CF, como las centrales ERV para los servicios de CPF y CSF, tanto de subida como bajada, se deben ponderar los diferentes incentivos que hay en juego, los cuales son descritos, a grandes rasgos, en la siguiente subsección.

V.2 Incentivos Asociados a la Participación en el mercado de SSCC

Una materia relevante en relación con el mercado de SSCC de CF es la que se refiere a la creación de incentivos adecuados para promover la participación de los agentes y fomentar la competencia.

Luego de las reformas realizadas en el diseño original de las subastas de servicios de control de frecuencia, las unidades generadoras habilitadas para su prestación, y que se incluyen en la co-optimización del programa diario, tienen claros incentivos para participar en estas subastas, ya que las unidades adjudicadas solo serán remuneradas por concepto de costo de desgaste en caso de que hubieren presentado una oferta válida, mas no si fueren adjudicadas por instrucción directa.

Sin embargo, el análisis anterior no se aplica directamente a las nuevas unidades que deseen ingresar al mercado de SSCC. En este caso, quienes quieran participar deben considerar factores como el costo de inversión para la prestación del servicio, la probabilidad de adjudicación, los ingresos que recibirán por los SSCC, el efecto en los costos globales de su participación en el mercado y la posibilidad de trasladar costos laterales directamente a los clientes, entre otros.

En términos generales, los generadores reciben ingresos por energía, potencia y SSCC, pero también enfrentan costos asociados a la inversión y la entrega de energía a sus clientes, entre otros gastos. Algunos generadores pueden trasladar todos los costos asociados a "pagos laterales" directamente a sus clientes, lo que significa que no tienen un incentivo directo claro para prestar los SSCC de manera eficiente, ya que son los clientes finales quienes asumen todo el costo de los SSCC y la generación fuera del mérito.

Por otro lado, existen generadores que no pueden trasladar los costos a terceros, ya sea porque sus contratos no lo permiten, como en el caso de los contratos de suministro a clientes regulados, o porque operan en el mercado spot y están expuestos al 100% a las condiciones del mercado spot. A diferencia de los primeros, estos últimos sí tendrían incentivos para participar del mercado de SSCC de estimarlo conveniente[62], y con ello disminuir los costos que enfrentan.

Para ilustrar lo anterior, los ingresos y costos relacionados con SSCC de CF que enfrentan los generadores se pueden expresar de forma simplificada como sigue:

$$\pi_G = \left(\sum_{i \in G} (Of_i + PagosSSCC_i)\right)(1 - \alpha_G) - \left(\sum_{i \in G} (CD_i + CostosSSCC_i) + \alpha_G \sum_{j \in GT - G} \left(Of_j + PagosSSCC_j\right)\right)$$

Donde,
G, GT: empresa G, y todas las empresas del sistema GT, incluyendo G;
Of_i: es la oferta adjudicada de la unidad i;
$PagosSSCC_i$: son los pagos recibidos por la unidad por concepto de costos de oportunidad, sobrecosto y combustible adicional;
CD_i: es el verdadero costo de desgaste,

[62] Actualmente se está llevando a cabo un estudio sobre la evaluación de la participación de la demanda en SSCC de CF, delineando los incentivos que existirían en teoría, y si estos pudieran materializarse en la práctica teniendo en cuenta los mecanismos de adjudicación actuales.

$CostosSSCC_i$: costos de oportunidad, sobrecosto y combustible adicional (es igual al término $PagosSSCC_i$)
α_G: es la proporción de retiros de la empresa G.

Simplificando la expresión anterior, se tiene:

$$\pi_G = \sum_{i \in G} (Of_i - CD_i) - \alpha_G \left(\sum_{k \in GT} (Of_k + PagosSSCC_k) \right)$$

Esto es, para una empresa generadora que no posee contratos ($\alpha_G = 0$), la expresión de ingresos se reduciría a $\pi_G = \sum_{i \in G} (Of_i - CD_i)$. Por lo tanto, no existirían incentivos a ser eficiente en la prestación de SSCC, ya que nunca asumirán directamente todos los costos de su prestación. Lo mismo sucede con empresas que, a pesar de poseer retiros, poseen cláusulas de traspaso de pagos laterales. En la práctica, ello actúa anulando el valor de α_G en la ecuación de ingresos.

Por el contrario, de poseer contratos sin cláusulas de traspaso, los generadores efectivamente se harían cargo, en proporción a sus retiros, de los propios costos, así como también de los costos del resto del sistema, teniendo incentivos, por tanto, de disminuir su valor. En este caso, no se trataría de un incentivo directo reflejado en un pago, sino que, en una disminución de costos, lo que, evidentemente, es equivalente a poseer un ingreso de la misma cuantía, y finalmente es equivalente a un flujo positivo en términos financieros.

Debido a la inexistencia de flujos directos de ingresos que puedan ser capturados por los participantes, diferente de los costos de desgaste ofertados, diversos agentes del mercado han propuesto realizar modificaciones de corto plazo al esquema actual de SSCC, con tal de poder asegurar un flujo de ingresos a quienes invierten en nuevas tecnologías, como baterías, y así viabilizar financieramente los proyectos. Las propuestas van desde pasar de un esquema Pay as Bid a uno de precio uniforme, también conocido como Pay as Clear; a implementar contratos de largo plazo, ya sea contratos “tradicionales” o contratos por diferencias (CfD), y así permitir un flujo estable de ingresos en el largo plazo, lo que se haría cargo de la imposibilidad de poder capturar directamente rentas asociadas a la disminución de sobrecostos y costos de oportunidad que enfrenta el sistema.

Esto último, sin embargo, no tiene en consideración las ineficiencias a las que darían origen estas propuestas en la asignación de recursos de corto plazo, al omitir los incentivos existentes en el mercado.

Así, por ejemplo, si con el actual sistema de costos auditados se transitara de un esquema de remuneración Pay as Bid a uno Pay as Clear, se estaría facilitando la manipulación del mercado de la energía a través de SSCC. Esto, por cuanto existiría la posibilidad de que generadores ofertaran cero como costo de desgaste y que el proceso de co-optimización privilegie el despacho de dicha unidad debido al nulo costo de desgaste en comparación con sus competidores, el cual podría compensar otros sobrecostos y costos de oportunidad, pero en la

práctica, dicho ahorro no se materializaría, ya que no se le remuneraría 0, sino que el precio ofertado por la unidad más cara. Esto difiere de lo que existe en la actualidad, ya que, si alguien oferta cero, recibirá como remuneración lo ofertado, y por ende el despacho resultante reflejará en la práctica el ahorro de los costos de desgaste que internalizó la programación diaria.

En consecuencia, este tipo de medida tendría un efecto en la asignación eficiente de recursos, pudiendo no resultar en la operación más económica del sistema, y facilitando la manipulación del mercado de la energía a través de las ofertas de SSCC.

En cuanto a los contratos de largo plazo, las observaciones realizadas previamente sobre la inexistencia de incentivos para la prestación eficiente de SSCC siguen siendo válidas mientras exista la posibilidad de traspasar directamente los costos de su prestación a los clientes. En efecto, si las licitaciones de largo plazo se basaran en ofertas que incluyeran componentes de costos de oportunidad y sobrecostos, como en el esquema antiguo de subastas de SSCC de CF, en vez de solo observar $\pi_G = \sum_{i \in G}(Of_i - CD_i)$ quienes no poseen contratos o tienen cláusulas de *passthrough*, enfrentarían $\pi_G = E(\sum_{i \in G}(Of_i - CD_i - CostosSSCC_i))$.

En caso de un agente neutral al riesgo, y asumiendo que en promedio los errores de pronósticos convergen a cero, el resultado en el largo plazo sería equivalente a la existencia de pagos laterales para los componentes de sobrecostos, costos de oportunidad y combustible adicional. Sin embargo, un agente averso al riesgo valorará los peores casos, que serían derivados de la diferencia entre costos estimados y efectivos que dan origen a $CostosSSCC_i$, y evaluaría su oferta acorde, derivando ello en un mayor valor ofertado con tal de compensar la ocurrencia de los peores escenarios[63].

Por supuesto, este escenario siempre será peor, en términos de precios observados, que eliminar el riesgo y realizar los pagos asociados a $CostosSSCC_i$ basado en la operación real y retribuir los costos en los que efectivamente se incurrió para la prestación de los servicios, que es efectivamente lo que se realiza en otros mercados, pagando el costo de oportunidad observado según las ofertas recibidas[64]. Ello, debido a que existen agentes aversos al riesgo, y los errores de pronósticos de cada agente podrían no converger a cero en el largo plazo.

Como se trataría de contratos de largo plazo, el nivel de incertidumbre es evidentemente superior. Mientras mayor es el período de estimación, mayor es la incertidumbre y el error de pronóstico. Por lo tanto, esto podría dar origen incluso a distorsiones mayores a las observadas en el diseño original de subastas implementado el año 2020.

---

[63] En general, los agentes maximizan el valor esperado de sus utilidades, lo que se puede representar, a modo de ejemplo, como $\max(1-\mu)E(X) + \mu\rho(X), \mu \in (0,1)$, donde μ es el parámetro de ponderación de riesgo y $\rho(X)$ es la medida de riesgo, que usualmente se modela como *CVaR (Conditional Value at Risk)*. En este caso, un agente neutral al riesgo sería equivalente a $\mu = 0$, donde la medida de riesgo no sería tomada en consideración y la decisión se basaría solo en el retorno esperado, mientras que uno completamente averso al riesgo estaría representado por $\mu = 1$, indicando que solo la medida de riesgo tiene relevancia.

[64] Una vez más, los componentes de las ofertas en el esquema antiguo en comparación con el esquema nuevo son presentados en el Anexo A y B.

Más aún, los contratos de largo plazo forzarían el despacho de centrales incumbentes que fueran adjudicadas, pudiendo resultar en una asignación ineficiente de recursos en el mercado de la energía con repercusiones en su estructura competitiva, sin posibilidad de contrarrestar dichos efectos por parte del resto de los agentes del mercado.

Ahora bien, si las licitaciones de largo plazo solo se trataran de costos directos, como los de desgaste, si bien la distorsión gatillada por la incertidumbre asociada a la estimación de los costos marginales desaparecería, el último escenario descrito no cambiaría, ya que también derivaría en el despacho forzado de centrales. En este caso la posibilidad de manipular el mercado de energía a través de SSCC sería incluso mayor, ya que centrales que no son despachadas normalmente podrían ser forzadas en su despacho para cumplir con el contrato de largo plazo, sin necesidad de competir por los sobrecostos y costos de oportunidad esperados en el proceso de licitación.

De esta forma, cuando se trata de servicios para los cuales existe capacidad disponible en el sistema, los contratos de largo plazo para prestación de SSCC podrían distorsionar el equilibrio competitivo del mercado, ya sea que estos incluyan costos de oportunidad y sobrecostos en las ofertas o no, al ser forzado el despacho de las unidades. En caso de no forzar su despacho, entonces se trataría de una solución ineficiente, ya que implicaría tener que pagar sobrecostos, costos de oportunidad, costos de desgaste, etc. a las unidades que efectivamente están prestando el servicio y a las que fueran adjudicadas en la licitación de largo plazo. Incluso si se consideraran contratos por diferencia (CfD), las ineficiencias señaladas no desaparecerían. En caso de que no sea obligatorio pagar lo ofertado en la licitación de largo plazo, entonces se perdería su propósito.

Cabe destacar que, usualmente, los contratos a largo plazo son utilizados para garantizar la suficiencia de un recurso a través de la provisión de flujos de ingresos estables en el tiempo. Por ello existen contratos de largo plazo de suministro de energía que permiten financiar nuevos proyectos entre clientes libres y generadores, y también entre generadores y empresas de distribución, a través de licitaciones de suministro. También existe experiencia en Reino Unido de CfD de suministro de largo plazo para asegurar un flujo estable de ingresos a centrales renovables, pero no en SSCC de reserva para la adjudicación de recursos ya existentes. En adición, cada recurso de generación recibe pago por potencia, lo cual también afecta los incentivos de inversión.

Por la misma razón, pretender incentivar la inversión en nuevas tecnologías a través de SSCC utilizando estos mecanismos, con el riesgo de distorsionar el equilibrio del mercado de energía, es una medida no recomendable de adoptar. Es preferible para esto considerar incentivos generales asociados a aportes de atributos al sistema, sin “seleccionar un ganador” a través de licitaciones por tecnologías específicas, ya sea mediante requisitos técnicos a cada unidad generadora asociados a dichos atributos específicos, y que el mercado decida por sí mismo cómo satisface dichos requisitos; a través de pagos por potencia que estén asociados a dichos atributos; licitaciones de suministro de clientes regulados asociadas a atributos, etc. Un efecto de esto es que el sistema contaría con mayores recursos para la prestación de SSCC de CF sin distorsionar el equilibrio de corto plazo.

Diferente es el caso cuando se identifica que el sistema puede enfrentar escasez de recursos. En dicha situación se deben realizar licitaciones de largo plazo por infraestructura nueva para garantizar la operación segura del sistema. En efecto, el Coordinador realiza subastas cuando el requerimiento es de cortísimo plazo y licitaciones de largo plazo por nueva infraestructura cuando se proyecta que no existirán recursos suficientes para la provisión del servicio.

Finalmente, de querer incorporar contratos financieros, estos no deberían involucrar al operador del sistema ni afectar el resultado de la co-optimización. Estos deberían ser llevados a cabo entre los diferentes agentes del mercado, tal como son materializados los contratos de provisión de energía. Medidas para facilitar dichas transacciones, como la creación de una plataforma, o regularizar la creación de productos financieros asociados al mercado eléctrico podría ser una opción.

Por otra parte, una vía alternativa para aumentar los recursos disponibles y la eficiencia en la prestación de SSCC de CF, es la participación de los agentes que se hacen cargo directamente de sus costos, esto es, la demanda. De existir rentas suficientes reflejadas en los sobrecostos y costos de oportunidad que observa el programa diario al momento de su adjudicación, todos los agentes de la demanda, para los cuales los pagos laterales son significativos, tendrían incentivos a participar. Esto, a su vez, entregaría nuevas vías a los generadores para rentabilizar sus inversiones en almacenamiento, pero en un contexto de incentivos alineados para la reducción efectiva de pagos laterales, más que solo para la apropiación de rentas, sin ganancias de eficiencia de por medio. Con la participación de la demanda, también se conseguiría fomentar una mezcla de propiedad en medios de almacenamiento, lo cual podría ser beneficioso desde un punto de vista de bienestar social, debido a los diferentes incentivos para consumidores y generadores detrás de la inversión en este tipo de tecnología[65-66].

En definitiva, son los agentes quienes deben internalizar sus propios niveles de aversión al riesgo, y con ello determinar si es conveniente o no invertir para disminuir los costos que enfrentan, mas no el Coordinador, quien no puede internalizar dentro de sus decisiones de operación del sistema los niveles de aversión al riesgo de cada agente por separado.

Con el fin de determinar los incentivos asociados a la participación de la demanda, se está realizando un estudio que estima las rentas que estarían implícitas en el *unit commitment* para ver si estas serían suficientes para incentivar la participación de la demanda, y si esta finalmente podría desplazar algunos recursos de generación a través de la prestación de estos servicios.

En la siguiente subsección, se presenta la evolución de las adjudicaciones y ofertas de los SSCC de CF desde enero del año 2022 hasta diciembre del año 2023.

[65] A modo de ejemplo, ver Sioshansi, R. (2010). Welfare Impacts of Electricity Storage and the Implications of Ownership Structure. The Energy Journal, 31(2), 173–198.

[66] La participación de la demanda no solo puede verse materializada a través de la disminución de carga propiamente tal, sino que también a través de la disminución de carga observada por el sistema, supliendo la generación con medios propios, ya sea almacenamiento o cualquier otra tecnología.

V.3 Evolución SSCC CF Enero 2022 – Diciembre 2023

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-

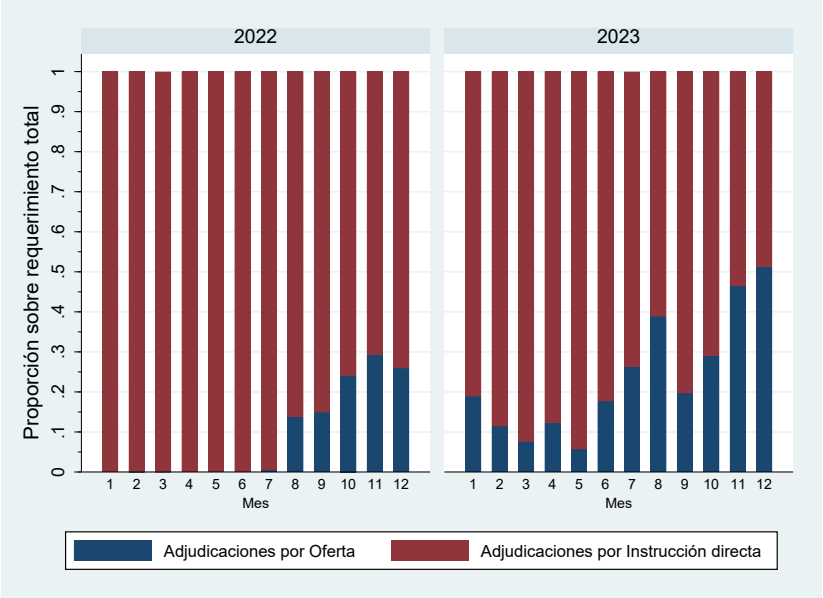


Gráfico V.3.2
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF+

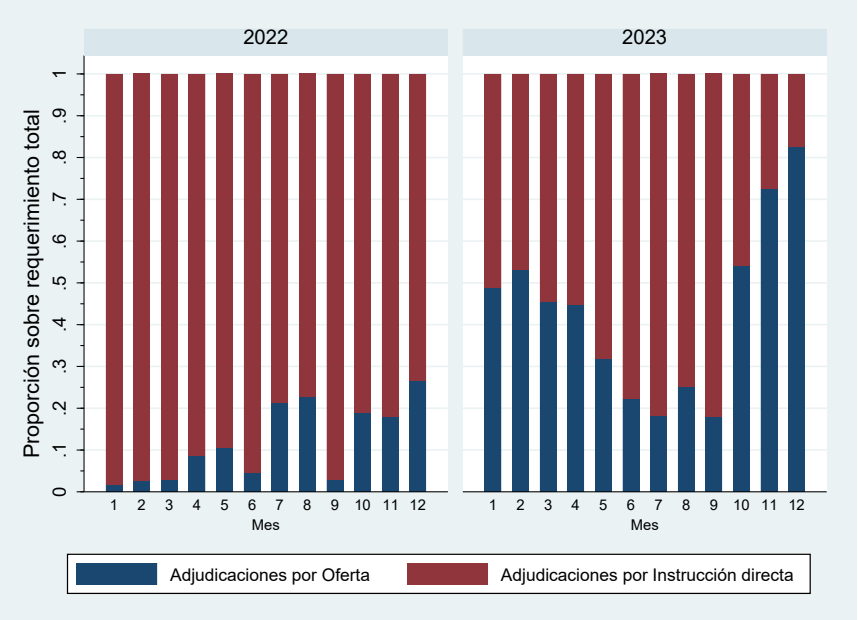


Gráfico V.3.3
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF-

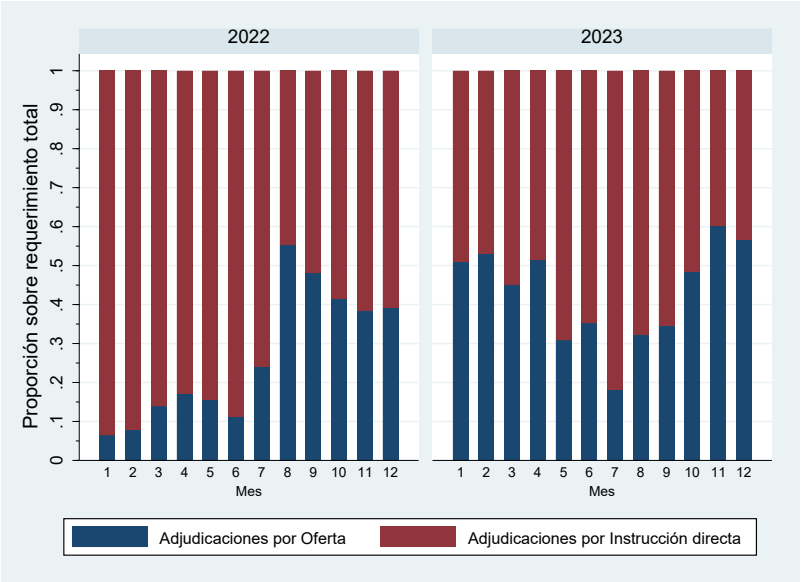


Gráfico V.3.4
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF+

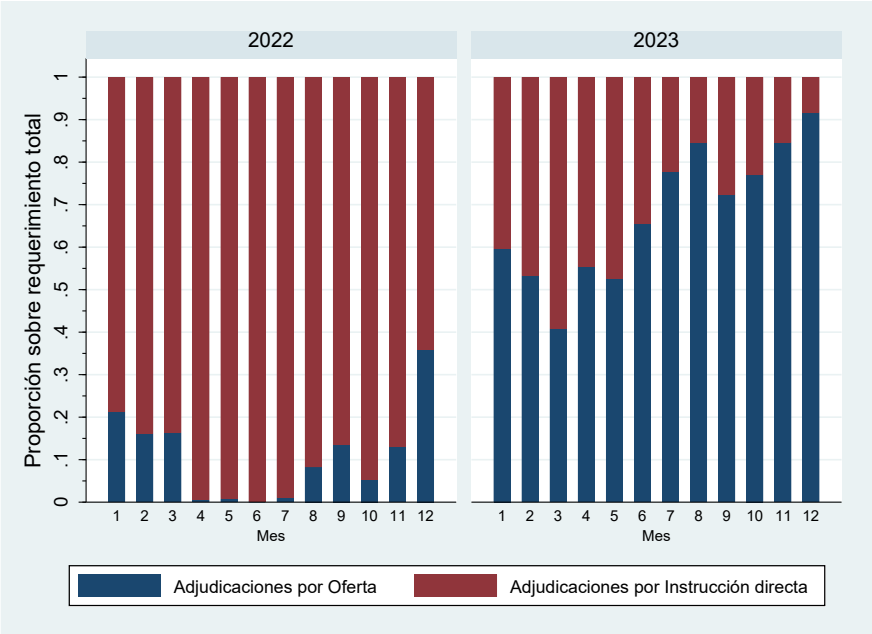
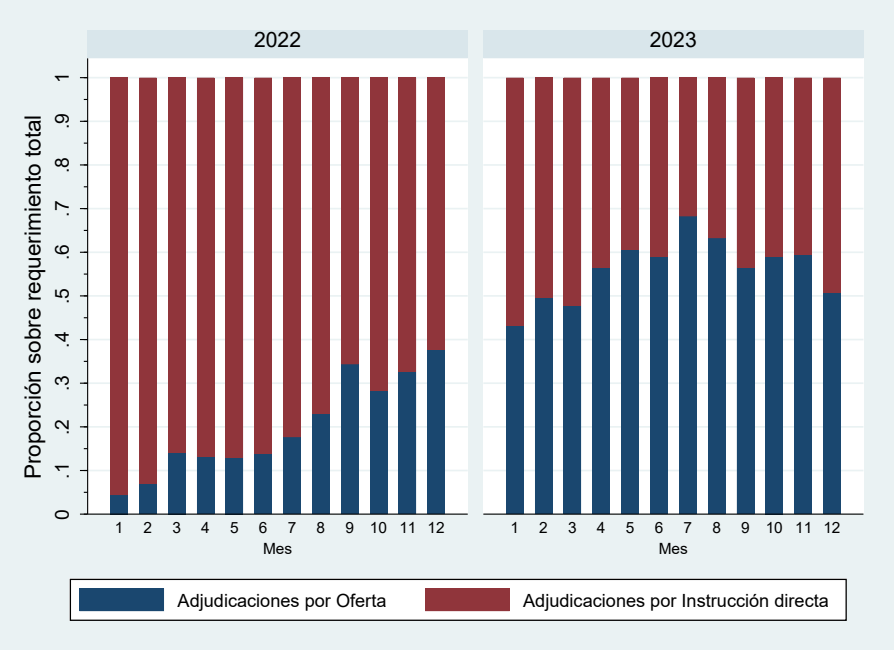


Gráfico V.3.5
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF-



Como se observa, la mayor parte de las adjudicaciones fueron por instrucción directa para el servicio de CPF- durante todo el período considerado, aunque destaca el hecho de que la proporción de adjudicaciones por oferta aumentó durante el año 2023, llegando incluso a superar el 50% en diciembre del citado año. En cuanto al CSF, la proporción de adjudicaciones por ofertas aumentó respecto del año 2022, oscilando entre un 20% y 80% para el servicio de subida y entre un 20% y 60% para el de bajada.

Las adjudicaciones por ofertas para el CTF continuaron aumentando en el caso del servicio de subida, alcanzando sobre el 90% durante diciembre de 2023. En contraste, el servicio de bajada alcanzó la máxima proporción de adjudicación por ofertas el mes de julio, con cerca de un 70%, para luego estabilizarse alrededor de 50% y 60%.

Cabe hacer notar que la circunstancia de que algunos servicios hayan sido adjudicados mayoritariamente por ID en ciertos 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 cualquier caso, la habilitación de nuevos recursos, como centrales ERV para la prestación de CPF, CSF y CTF y la demanda para el último, podría tener un impacto en reducir los pagos laterales observados.

En cuanto a las adjudicaciones por tecnología, se muestra en los siguientes gráficos que en su mayoría correspondió a unidades térmicas e hidráulicas. La participación de centrales ERV se limitó al CTF-, habiendo aumentado con el paso del tiempo.

Como se aprecia, las centrales a gas e hidro representaron la mayor cuantía de adjudicaciones para la mayoría de los servicios, existiendo incluso adjudicaciones significativas a centrales diésel en el caso de CTF+.

Gráfico V.3.6
Proporción adjudicaciones por tecnología CPF+

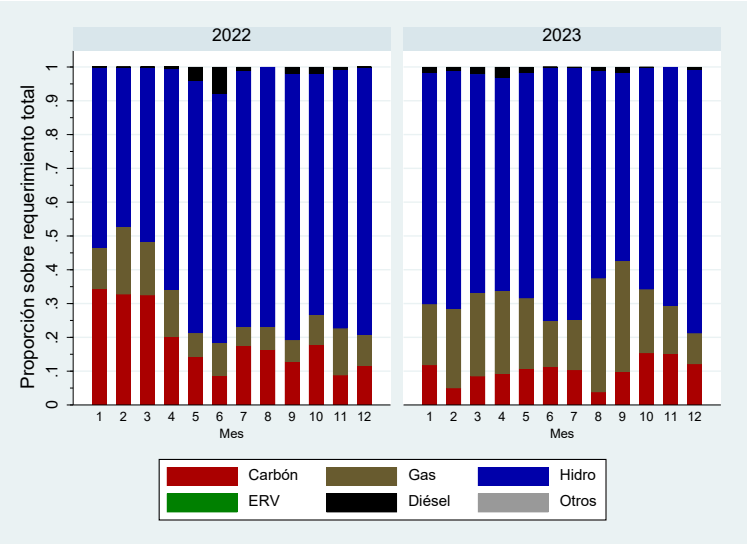


Gráfico V.3.7
Proporción adjudicaciones por tecnología CPF-

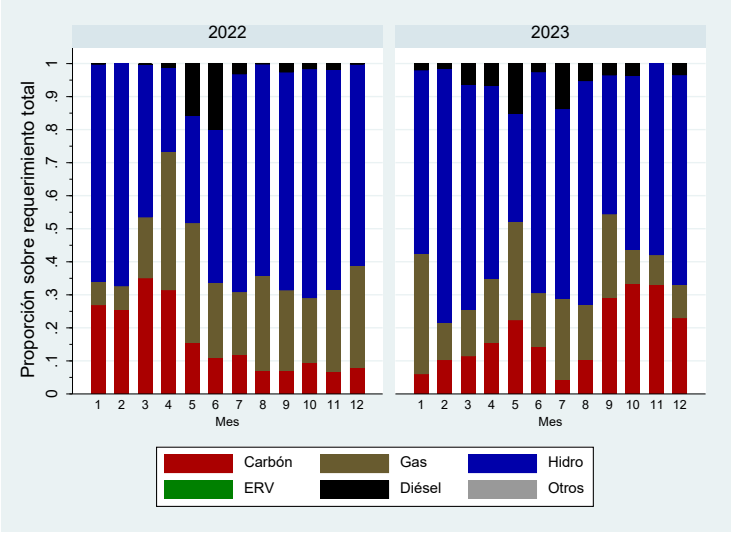


Gráfico V.3.8
Proporción adjudicaciones por tecnología CSF+

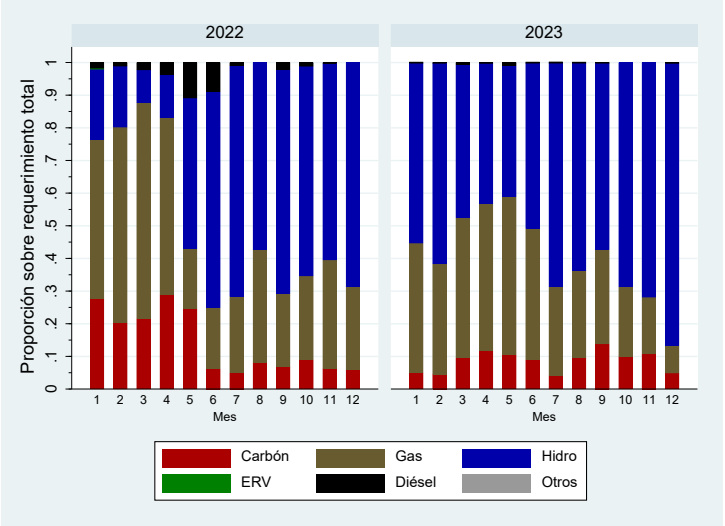


Gráfico V.3.9
Proporción adjudicaciones por tecnología CSF-

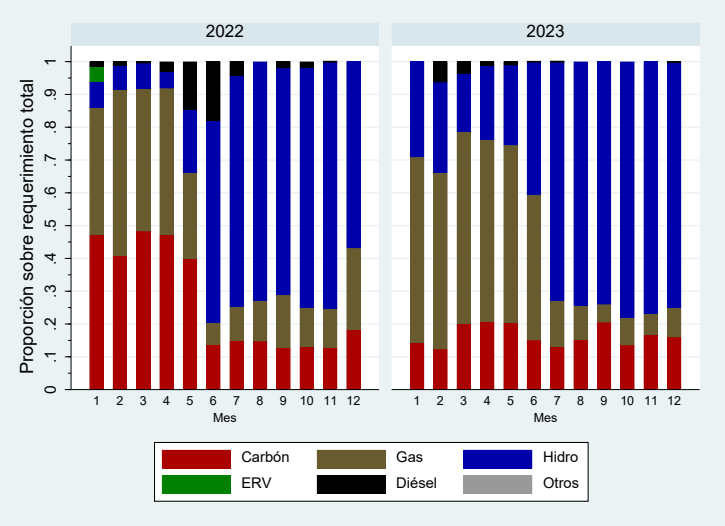


Gráfico V.3.10
Proporción adjudicaciones por tecnología CTF+

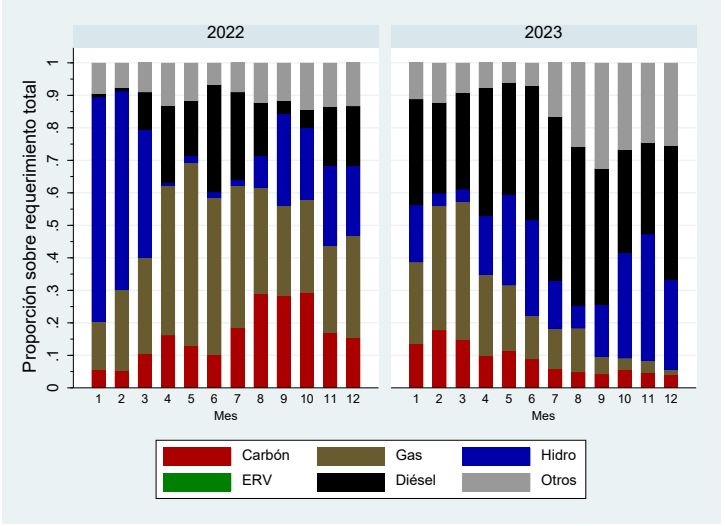
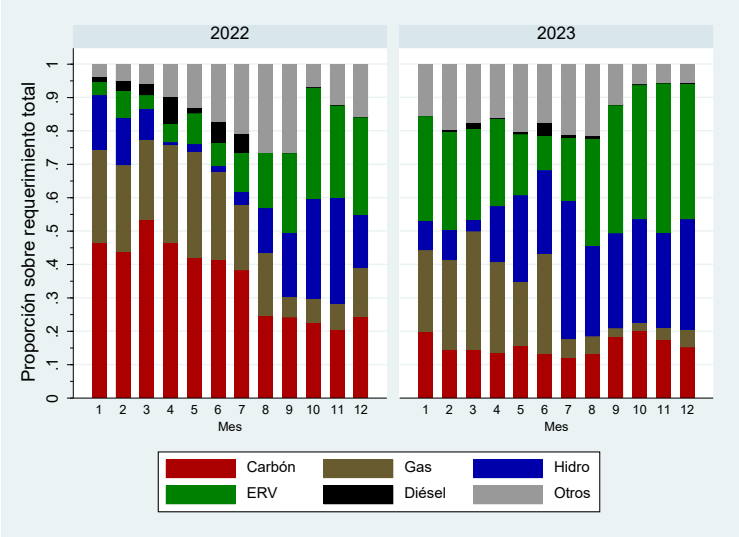


Gráfico V.3.11
Proporción adjudicaciones por tecnología CTF-



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 una disminución de valores extremos durante el año 2023, aunque aumentó la concentración entre 2 y 5 USD/MW. Dicho cambio se vio primordialmente motivado por el comportamiento de las ofertas de unidades térmicas.

Gráfico V.3.12
Curva duración ofertas adjudicadas 2022- 2023

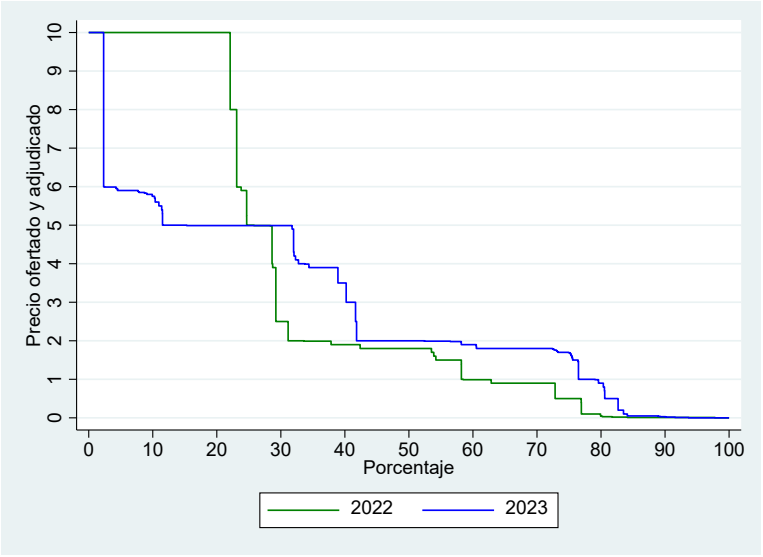
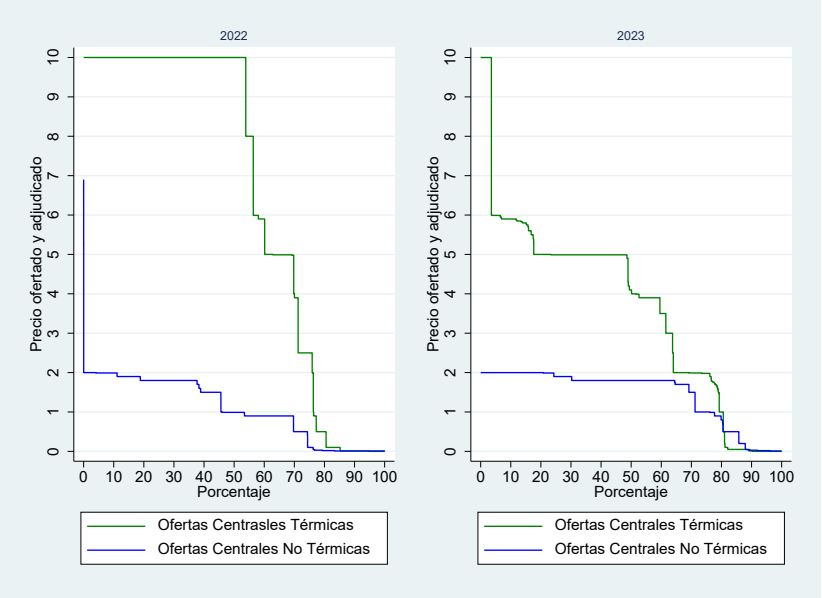


Gráfico V.3.13
Curva de duración ofertas adjudicadas por tecnología térmica y no térmica
2022-2023



Cabe destacar que existió un número reducido de centrales térmicas que ofertó menos de 1 USD y fueron adjudicadas, pero su despacho no puede ser atribuido exclusivamente a su oferta por valores reducidos de SSCC, ya que los sobrecostos asociados a estas centrales se han producido tanto en horas en las cuales han sido adjudicadas SSCC, así como en horas en las cuales no se les adjudicó ningún SSCC materializado a través de subastas. En adición, el servicio de CPF+, el cual en la actualidad no es subastado, también ha sido adjudicado a dichas unidades generadoras.

A partir de la segunda mitad del año 2023, la mayoría de las ofertas adjudicadas para CPF-, y ambos servicios de CSF provinieron de centrales hidroeléctricas. Para estos últimos, las ofertas de centrales a gas fueron mayoritariamente adjudicadas durante el primer semestre del año, mientras que para el primero, tanto las ofertas de centrales a gas como a carbón fueron las adjudicadas en su mayoría desde abril a julio. Para el servicio de CTF de bajada, en general las ofertas de centrales hidroeléctricas y ERV fueron adjudicadas en mayor proporción, mientras que las térmicas predominaron para el servicio de subida, en particular centrales diésel.

Cabe destacar que la central Luz del Norte se consideró como disponible para CSF+ y CSF- durante enero de 2022, pero luego de dicho mes dejó de ser tenida en cuenta dentro del parque disponible para los citados servicios, debido a limitaciones declaradas por la propia central.

En la actualidad, a diciembre de 2023, solo se ha completado la verificación de una fracción de las instalaciones que deben someterse al proceso según el calendario establecido en el ya citado Reglamento de SSCC. De la totalidad de configuraciones capaces de proporcionar control de frecuencia, únicamente el 1,3% para CPF, el 18% para CSF y el 5% para CTF han pasado satisfactoriamente por el proceso de verificación de servicios complementarios. Esta situación, combinada con la creciente penetración de centrales ERV que amplían las exigencias de reservas

para el control de frecuencia, genera una urgencia significativa para agilizar los procesos de verificación.

De los procesos de verificación para los servicios de control de frecuencia, la verificación del servicio de control terciario de frecuencia es la más factible de realizar en forma acelerada, al no involucrar procesos automáticos o inversiones adicionales como el control primario y secundario. Los servicios de control primario requieren verificar el control automático de frecuencia y para las unidades que prestan servicio de control secundario se requiere verificar el equipamiento para recibir la consigna del AGC (*Automatic Generation Control*) del Coordinador, mientras que para la verificación de servicio de control terciario de frecuencia solo se requiere verificar que la instalación y su recurso técnico cumple con los tiempos establecidos en la Resolución SSCC.

Por otro lado, como parte del proceso de conexión y habilitación de las unidades previo a la entrada en operación, las centrales deben presentar un Informe de Parámetros de Partida y Detención, por tanto, se propone considerar como verificadas aquellas centrales que cuentan con el Informe de Parámetros de Partida y Detención aprobado, especialmente aquellas de tipo eólico y fotovoltaico. Dado que estas centrales ERV no enfrentan restricciones ambientales significativas, podrían ser incorporadas rápidamente como recursos potenciales para la prestación del servicio de control de frecuencia mencionado.

Esto es relevante, ya que con una mayor disponibilidad de recursos ERV, en un escenario de recortes de energía frecuentes, puede ayudar a contribuir a disminuir los pagos laterales que enfrenta el sistema. Asimismo, es necesario que todas las centrales se habiliten para la prestación de servicios complementarios, y que el proceso de verificación como requisito de entrada en operación se haga cumplir de manera efectiva.

Gráfico V.3.14
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CPF-

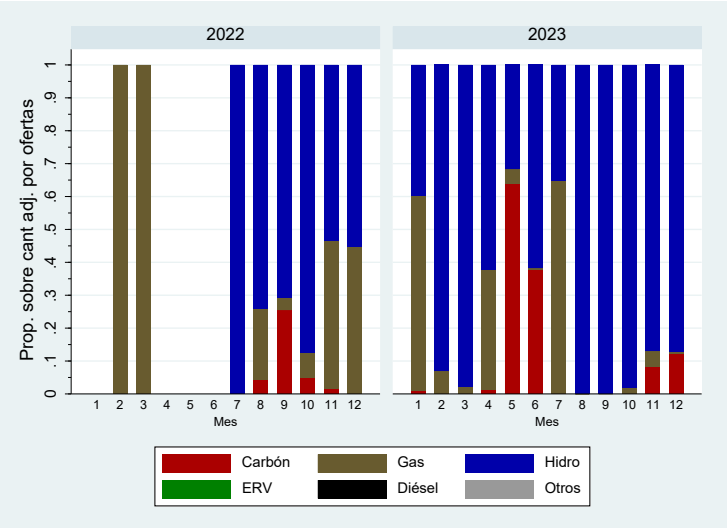


Gráfico V.3.15
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CSF+

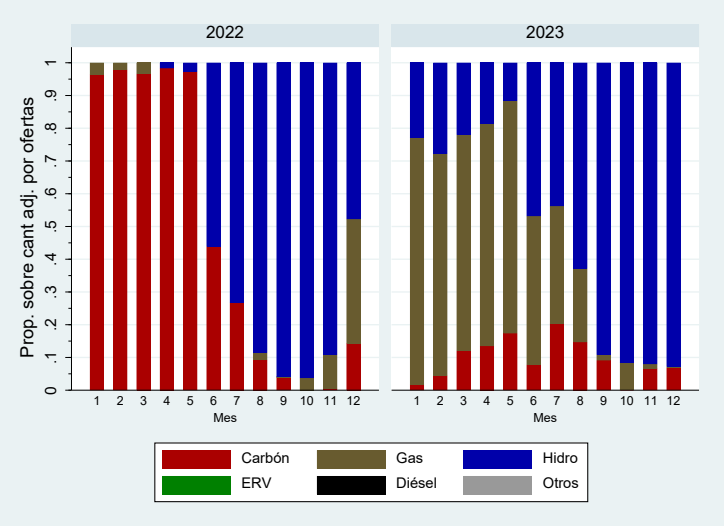


Gráfico V.3.16
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CSF-

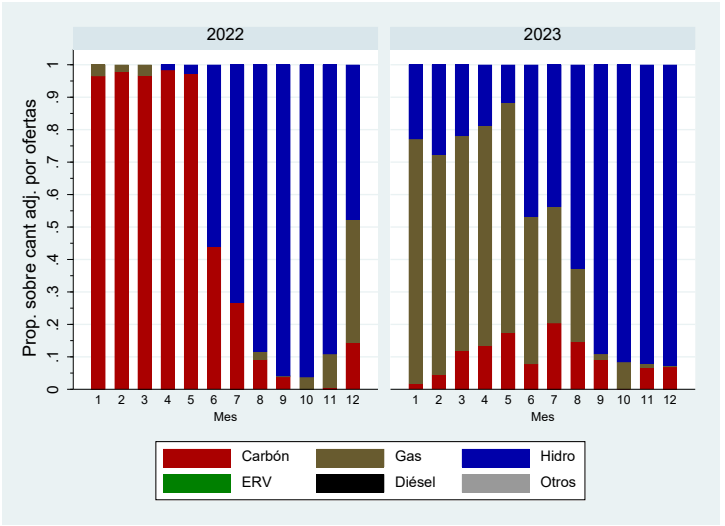


Gráfico V.3.17
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CTF+

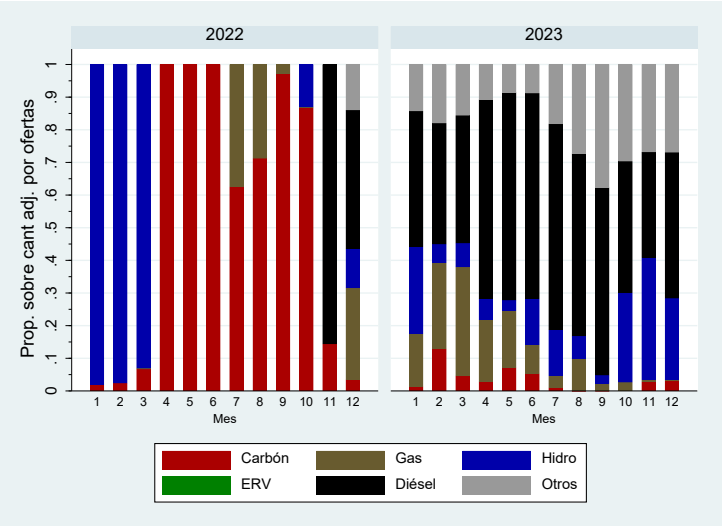
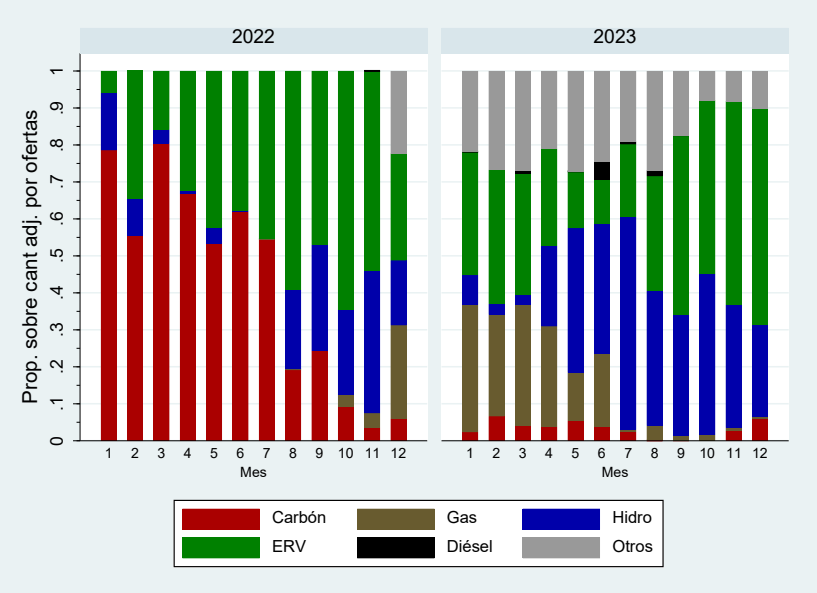


Gráfico V.3.18
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CTF-



En cuanto a ofertas recibidas y filtradas por las medidas de mitigación[67], estas se concentraron en torno a 3,3 y 6,1 USD para los servicios de CSF y CTF durante el año 2022, y 2,2 y 3,4 USD en el año 2023. 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. Así, el promedio del valor ofertado para CPF- del año 2022 rondó 0,81 USD, mientras que durante el año 2023 alcanzó 0,86 USD.

Tabla V.3.1
Estadísticas descriptivas ofertas "filtradas" recibidas en 2022 - 2023

Año	Servicio	Promedio	Desv. Est.
2022	CPF-	0,8103	0,6708
	CSF-	3,5041	3,7582
	CSF+	4,8680	4,1755
	CTF-	3,2878	3,2882
	CTF+	6,1478	3,6032
2023	CPF-	0,8554	0,6720
	CSF-	2,5278	2,5415
	CSF+	2,6466	2,6727
	CTF-	2,2315	2,3887
	CTF+	3,3512	2,3344

[67] Una "oferta filtrada" se entiende como una oferta que pasó las medidas de mitigación establecidas en la resolución de valores máximos de la CNE.

V.3 Conclusiones

Las adjudicaciones por ofertas han aumentado de forma generalizada en todos los servicios, llegando a más del 50% en CPF- durante diciembre de 2023, e incluso superando el 90% en el caso de CTF+ durante el mismo mes. En el caso del resto de los servicios, la proporción se mantuvo entre 50% y 80%.

Considerando la evolución de los costos de SSCC, se están estudiando los incentivos que existirían en la actualidad para la participación de la demanda, con el fin de evaluar la viabilidad de su participación en los mercados de SSCC, principalmente en CTF. Al ser la demanda la que asume los costos directamente a través de sus contratos, su participación fomentaría una prestación de SSCC de CF más eficiente, ya que no existen incentivos para los generadores de bajar los costos de prestación de servicios complementarios.

Además, se estima necesario implementar un proceso acelerado de verificación de centrales ERV e incorporación al AGC para la prestación de SSCC, con tal de aumentar el parque habilitado para la prestación de servicios complementarios en el corto plazo.

Finalmente, para incentivar el ingreso de nuevas tecnologías que ayuden en la transición energética acelerada, se recomienda analizar el establecimiento de requisitos de atributos de red, como inercia y corto circuito, así como los requerimientos mínimos de desempeño a incorporar en la NTSyCS para el ingreso de nuevas unidades generadoras, permitiendo que el mercado decida qué tecnología es la más apropiada para cumplir con los requerimientos normativos.

Lo anterior podría ser logrado a través de diversas vías. Así, por ejemplo, las licitaciones de suministro a clientes regulados podrían incluir exigencia de atributos, además de condiciones de generación las 24 horas; se podrían condicionar los pagos de potencia a atributos que permitan incentivar la instalación de recursos con las características requeridas para la operación segura y económica del sistema; o se podría facilitar la creación de un mercado de atributos donde se transen los excesos y déficits de atributos respecto de los niveles mínimos determinados en la actual o futura normativa técnica, entre otras[68].

Al enfocarse en los atributos que se aportan al sistema, condicional a que se trate de energías limpias, se evitaría privilegiar tecnologías particulares, o recurrir a un mercado conexo, como el de SSCC, para suplir las deficiencias actualmente existentes en la composición del parque generador, ya que ello podría terminar distorsionando de sobremanera el desempeño competitivo del mercado de energía y encareciendo innecesariamente la provisión de los propios SSCC.

[68] En caso de incorporarse como requerimientos adicionales de SSCC, se debe tener en cuenta el esquema de remuneración para alinear correctamente los incentivos.

CAPÍTULO VI: MERCADO DE PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

VI.1 Antecedentes Generales

Los medios de generación de pequeña escala son aquellos conectados a instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional con excedentes de potencia menores o iguales a 9.000 kW, y están constituidos por los siguientes segmentos:

- Pequeños medios de generación distribuidos o PMGD, que corresponde a medios de generación de pequeña escala conectados a instalaciones de una Empresa Distribuidora, o a instalaciones de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica que utilicen bienes nacionales de uso público.

- Pequeños medios de generación o PMG, que corresponde a los medios de generación de pequeña escala conectados a instalaciones pertenecientes al sistema de transmisión.

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.

Por otro lado, 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, cuya última versión corresponde a la publicada en febrero del presente año.

VI.2 Evolución Generación y Capacidad Instalada

En el año 2023 se incorporaron 482 MW de potencia instalada en pequeños medios de generación distribuidos, de los cuales 465 MW corresponden a PMGD de tecnología solar fotovoltaica (96.5%). Con ello, el segmento en su conjunto alcanzó los 2.741 MW a diciembre de 2023. La composición tecnológica correspondió a 80.7% de solar fotovoltaica, 11.3% termoeléctrica, 6% hidroeléctrica, y 2% eólica.

Gráfico VI.2.1
Potencia instalada PMGD por tecnología

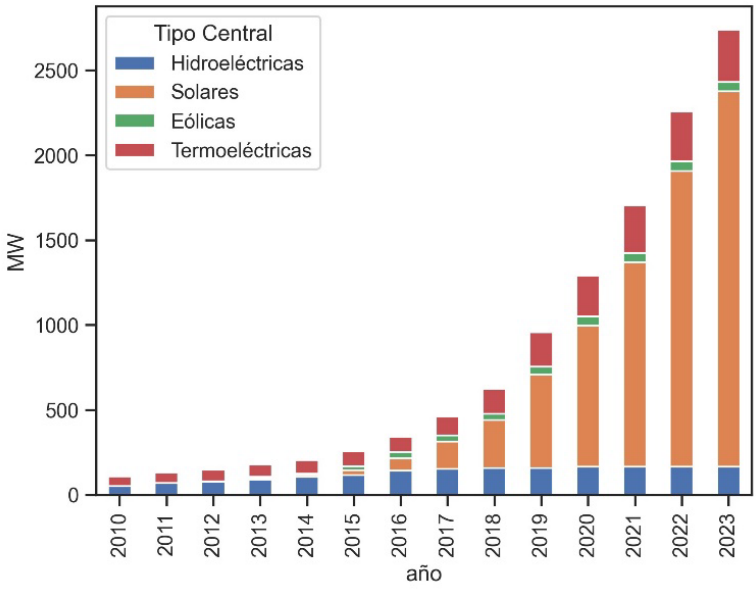
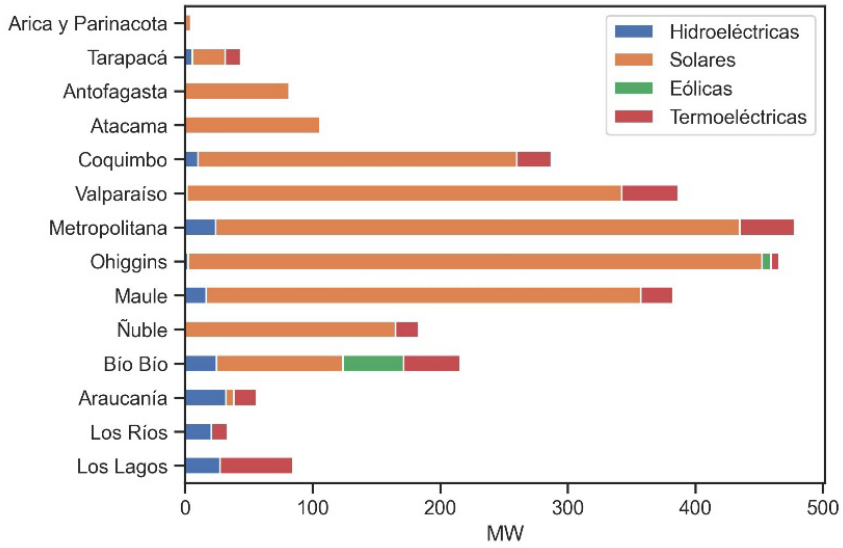


Gráfico VI.2.2
Potencia instalada PMGD por región

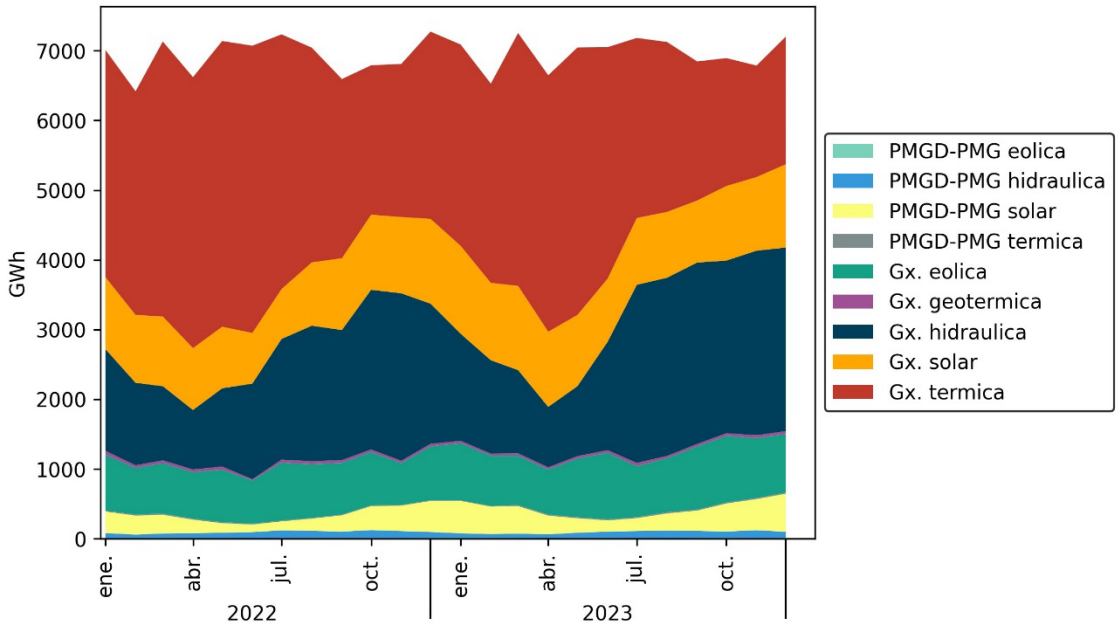


En el año 2023, este segmento desaceleró su crecimiento, logrando un crecimiento de 21% respecto del año anterior, en comparación con una tasa de crecimiento no inferior al 32% para períodos previos. Respecto a la potencia instalada total, el segmento PMGD representó el 8.1% de la totalidad de la capacidad instalada del sistema eléctrico a diciembre de 2023.

Durante el año 2023 se instalaron PMGD en todas las regiones del SEN, destacando las regiones de Coquimbo y Ñuble, las que concentraron el 82,5% de la capacidad instalada.

Por el lado de la generación, el Gráfico VI.2.3 muestra la generación mensual en el sistema distinguiendo el segmento PMGD/PMG del resto de los generadores del sistema eléctrico por tipo de tecnología para los años 2022 y 2023.

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

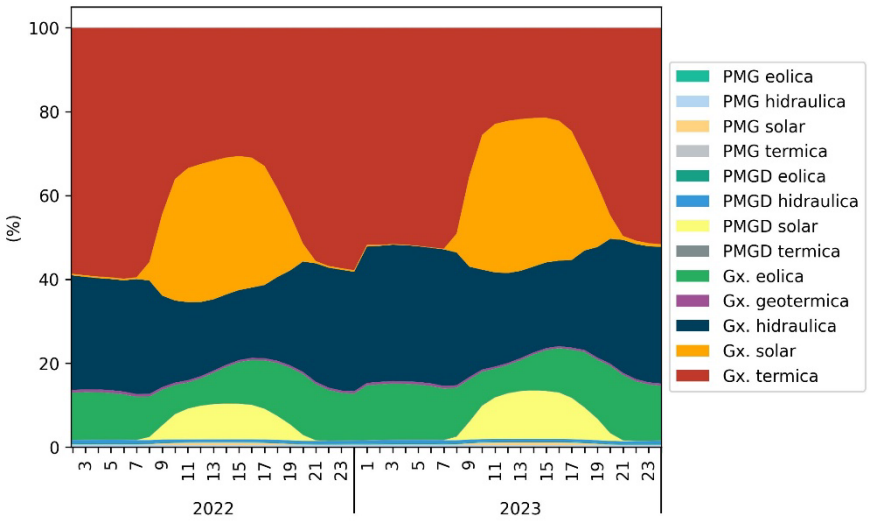


La generación de tipo PMGD en 2022 representó un 4.3% de la generación total anual en el sistema aumentando más de un punto porcentual para 2023 alcanzando el 5.5% de la generación del SEN siendo la generación solar la que mayoritariamente contribuyo a la generación del segmento con 78.25% y 82.5% de la generación de los PMGD para los años 2022 y 2023 respectivamente.

Diciembre se destacó como el mes con la mayor proporción de generación PMGD respecto del total del sistema en ambos años, correspondiendo al 6.77% y 8.27% de la generación total para 2022 y 2023, respectivamente. Adicionalmente, si se analiza la hora con mayor penetración de generación PMGD se tiene que para el año 2022 fue la hora 12:00 del 9 de octubre en que alcanzo un 18.1%, mientras que para el año 2023 se registró un incremento significativo alcanzando el 21.5% en la misma hora, pero del 25 de diciembre.

Por otro lado, al analizar la generación de energía horaria de las centrales PMGD, debido a que la tecnología predominante es solar fotovoltaica, la mayor parte de esta ocurre durante las horas de luz solar, tal como se evidencia en el Gráfico VI.2.4, que muestra la proporción por tecnología de la generación anual acumulada por hora. En ambos años, la hora con mayor generación PMGD acumulada fue la hora 14, la cual representó el 9,34% del total para el año 2022, mientras que para el año 2023, dicha cifra alcanzó el 12,4% de la generación total del SEN en dicha hora.

Gráfico VI.2.4
Generación acumulada anual por hora



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 elegibles para valorizar su energía al PNCP son aquellos que cumplan con alguna de las siguientes condiciones:

- Estar operativos en la fecha de publicación del DS 88.
- PMGD que hayan obtenido su Informe de Criterios de Conexión (ICC) y hayan solicitado y recibido su Declaración en Construcción dentro de los plazos reglamentarios.
- Aquellos medios que hayan realizado los tramites en el Servicio de Evaluación Ambiental y hayan solicitado y recibido su Declaración en Construcción en los plazos establecidos.

El reglamento fija plazos para cumplir con los requisitos mencionados, con el último vencimiento en octubre de 2022. Los generadores 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 y cuando notifiquen su elección al Coordinador dentro de los cuatro años siguientes a la publicación del DS 88, es decir, hasta octubre de 2024. Los generadores que no estaban en operación en la fecha de publicación del decreto, pero que

cumplen con las condiciones mencionadas, pueden optar por el régimen de valorización al PNCP si lo notifican al Coordinador al menos un mes antes de su entrada en operación.

Este régimen transitorio tiene una duración de 165 meses (más de 13 años) desde la publicación del DS 88, permitiendo a los PMG y PMGD que cumplan 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

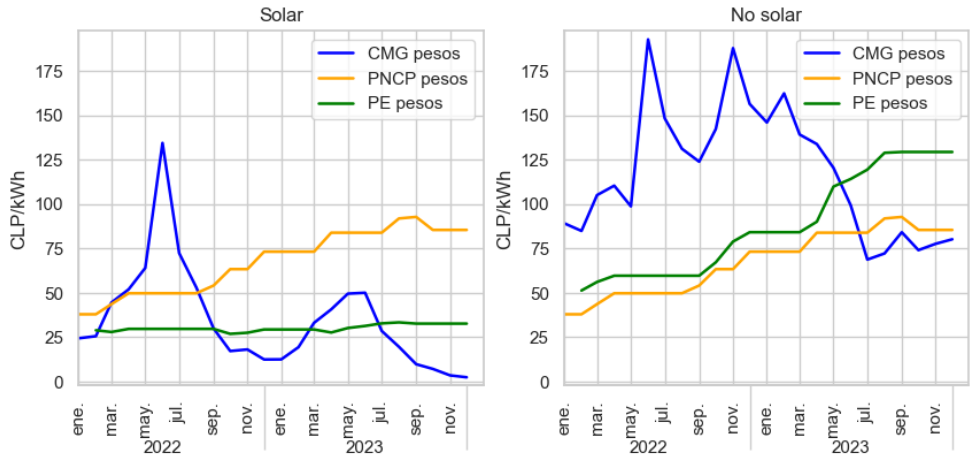


Gráfico VI.3.2
Comparativa de CMg-PE-PNCP promedio mensual barra Quillota 220 kV

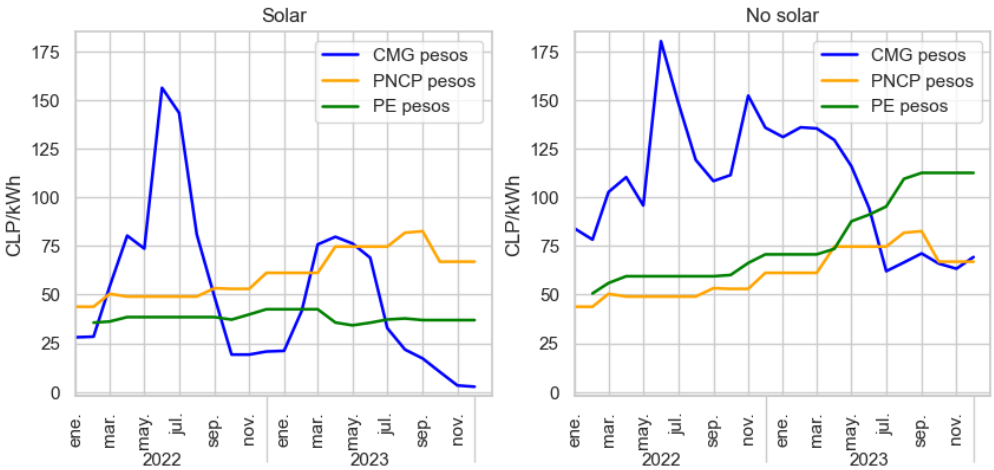
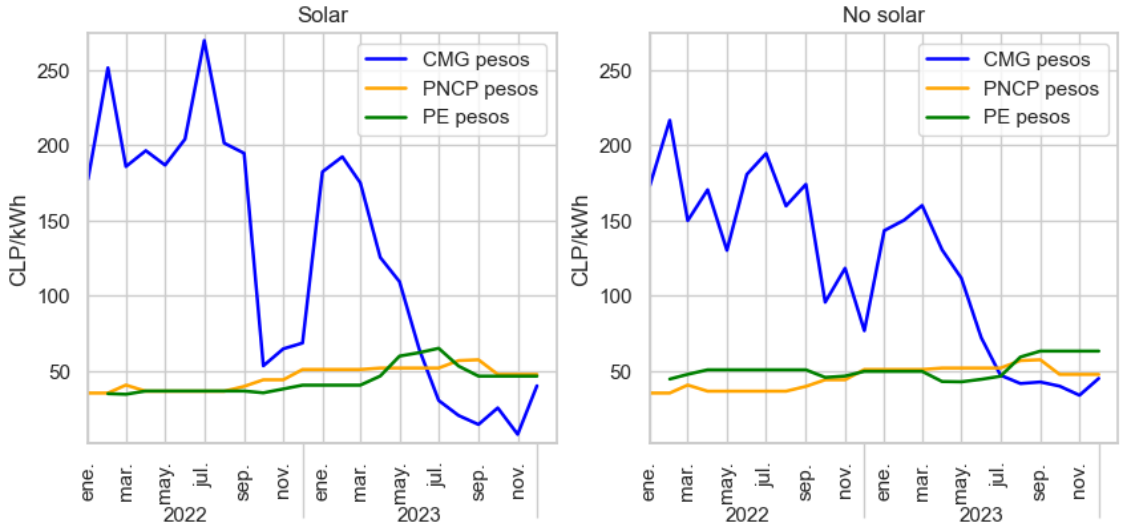


Gráfico VI.3.3
Comparativa de CMg-PE-PNCP promedio mensual barra Puerto Montt 220 kV



En general los costos marginales en horas solares son menores que los costos marginales en horas no solares, lo anterior debido a la gran presencia de generación de origen solar fotovoltaico en horas días y además por los episodios de costos marginales nulos en horas solares. Sin embargo, en una barra con desacoples del sistema como la de Puerto Montt, el efecto de la generación solar y costos marginales nulos es menor, e incluso existen meses en que, en horas solares, el costo marginal promedio es mayor. A partir del segundo semestre de 2023 se observa una caída de los costos marginales en todas las barras y en todos los periodos horarios.

Durante 2022 y 2023, el precio nudo de corto plazo experimentó un incremento sostenido, alcanzando una diferencia máxima promedio[69], entre enero de 2022 y septiembre de 2023, de más del 100%. Solo a partir del último decreto vigente a contar de octubre de 2023 (publicado en febrero de 2024) presenta una disminución promedio de 14.4% respecto a los valores vigentes a septiembre de 2023 correspondientes a la Resolución Exenta N°349 de 2023.

En cuanto a los precios estabilizados en horas solares se mantienen más bien estables, mientras que en horas no solares presentan una tendencia creciente en el periodo observado, a modo de ejemplo en la barra Quillota 220 kV en horas no solares entre el primer decreto de febrero de 2022 (5T-2021) y el de agosto de 2023 (2T-2023), el incremento promedio fue de 125%.

Si se compara el precio nudo de corto plazo respecto del costo marginal promedio, se puede ver una diferencia positiva en horas solares en barras acopladas a partir último trimestre de 2022, diferencia que después de la baja de los costos marginales en el segundo semestre de 2023 se ha incrementado. Para las horas no solares la diferencia es inversa, los costos marginales son mayores en un amplio margen respecto de los precios nudo de corto plazo, solo a partir del segundo semestre esta diferencia se invierte.

[69] Considerando todas las barras informadas en decretos y resolución que fijan los precios de nudo.

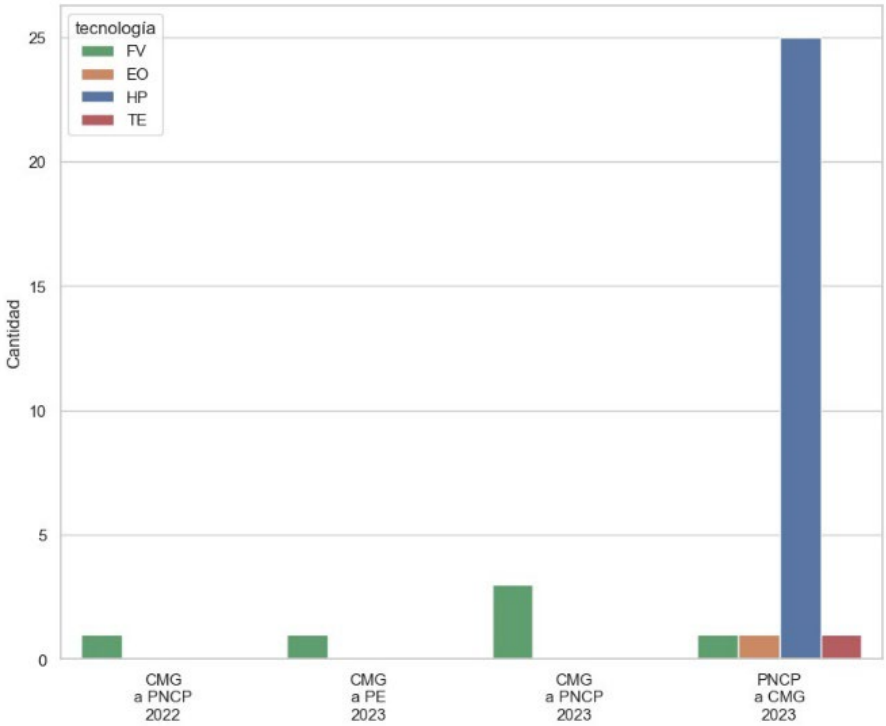
Respecto de la diferencia entre precio estabilizado por bloque horario y costos marginales para barras acopladas (Crucero y Quillota) en horas solares no hay un sentido marcado en la dirección de las diferencias para el periodo observado, pero a partir del segundo semestre de 2023, esta diferencia se hace positiva por la disminución de los costos marginales. En horas no solares, las diferencias entre el precio estabilizado por bloque horario y los costos marginales son negativas hasta el segundo semestre de 2023 en que bajan los costos marginales y se acentúa el alza de los precios estabilizados, invirtiendo la diferencia.

VI.3.2 Cambio de Régimen de precios PMGD

De acuerdo a lo establecido por la normativa, el tiempo mínimo de permanencia en cada régimen de precios para los medios de generación de pequeña escala es de 4 años. Y las solicitudes de cambio de régimen deben realizarse con una antelación de 6 meses.

A continuación, el gráfico 8 se muestran los cambios de régimen de estos medios de generación (PMGD y PMG) que se han solicitado en 2022 y 2023.

Gráfico VI.3.4
Cambios de régimen ejecutados en 2022-2023



Durante el año 2023, se registraron 32 cambios de régimen, marcando un contraste significativo con el año 2022, donde solo ocurrió un cambio. De los cambios en 2023, 25 fueron solicitados por centrales hidroeléctricas de pasada, las cuales transitaron del régimen de precio nudo de corto plazo al de costo marginal. Lo anterior podría estar motivado por las alzas del costo marginal en el año 2022 y primera parte de 2023, dado que en un régimen de operación más uniforme podría resultar en mayores ingresos en condición de costos marginales altos.

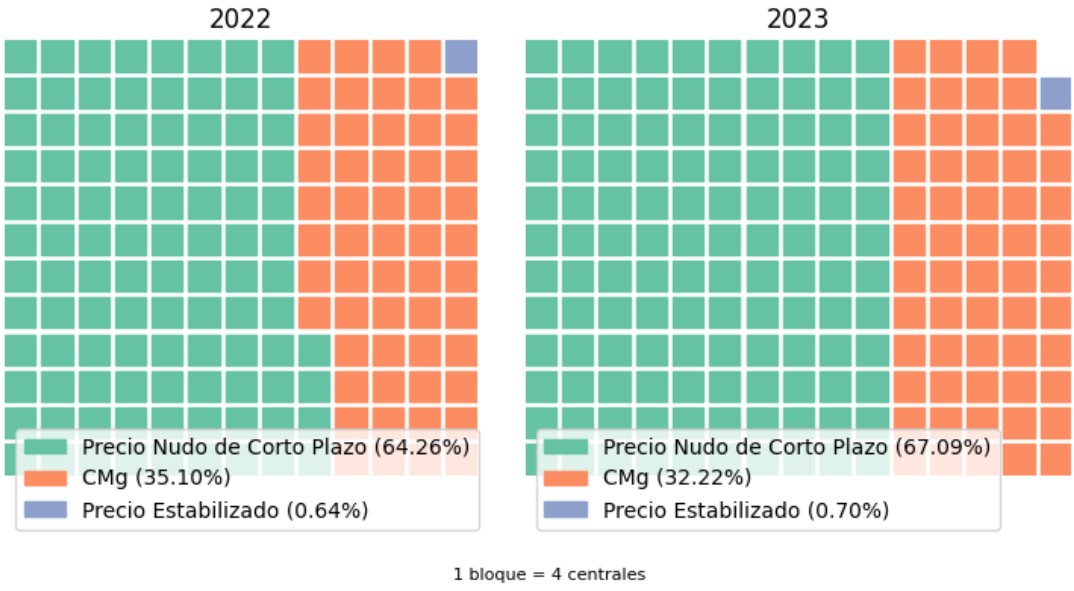
VI.3.3 Régimen de precios PMGD y PMG

De las 717 centrales de medios de generación de pequeña escala (PMGD y PMG) que se encontraban conectadas al sistema eléctrico nacional, 481 de ellas estaban acogidas al régimen de PNCP a diciembre de 2023, representando un 67.1% del total de centrales; 231 estaban inyectando a costo marginal[70], lo que representa un 32,2%; y solo 5 centrales se encontraban acogidas a precio estabilizado por bloque horario, lo que representa un 0.7%.

Por otro lado, a diciembre de 2022, el 64 % se encontraba con régimen de precio nudo de corto plazo, un 35% con régimen de costo marginal, y 0.64% con precio estabilizado por bloque horario.

El Gráfico VI.3.5 representa la cantidad de centrales por cada régimen de precios para los años 2022 y 2023.

Gráfico VI.3.5
Tipo de régimen de precios centrales PMGD/PMD años 2022-2023



VI.4 Compensaciones Por Precio Estabilizado

VI.4.1 Compensaciones Mensuales Por Precio Estabilizado

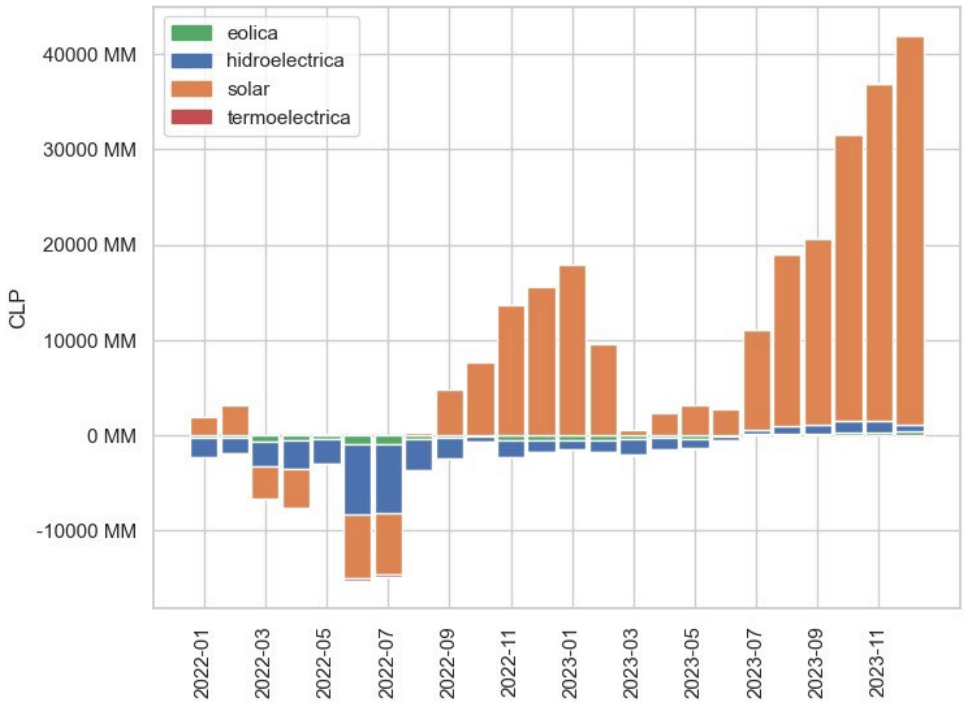
Para los medios de generación de pequeña escala acogidos al régimen de precios estabilizados, la diferencia entre la valoración de sus inyecciones a precio estabilizado y el costo marginal debe ser distribuida por el Coordinador entre los consumidores de energía, a prorrata de sus retiros.

[70] Se incluyen en la estadística las centrales acogidas a régimen de costo marginal y aquellas que están en periodo de pruebas y cuya energía se valoriza a costo marginal, aunque posteriormente su régimen de valorización cambie al entrar en operación comercial.

Esto significa que, si en una hora determinada el precio estabilizado supera al costo marginal, se genera una diferencia positiva y el generador recibe un pago o compensación. En cambio, si el precio estabilizado es inferior al costo marginal, el generador debe compensar la diferencia en la valoración de sus inyecciones.

El Gráfico VI.4.1 ilustra la suma de las compensaciones mensuales por precio estabilizado agrupadas por tecnología.

Gráfico VI.4.1
Compensaciones mensuales por precio estabilizado años 2022-2023



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.

Sin embargo, para el año 2022 debido a los costos marginales especialmente alto, en varios meses del año las centrales acogidas a precio estabilizado tuvieron que entregar compensaciones, lo que se revirtió en los meses finales de 2022 y particularmente en el último trimestre de 2023 fueron especialmente altas llegando incluso a duplicar las compensaciones del primer mes del año. Lo anterior debido al incremento en la diferencia entre el precio nudo y costo marginal. Sin embargo, el último trimestre debería ser recalculado dado que entró en vigencia un nuevo decreto a partir de octubre de 2023, lo que disminuiría las compensaciones mensuales en ese periodo.

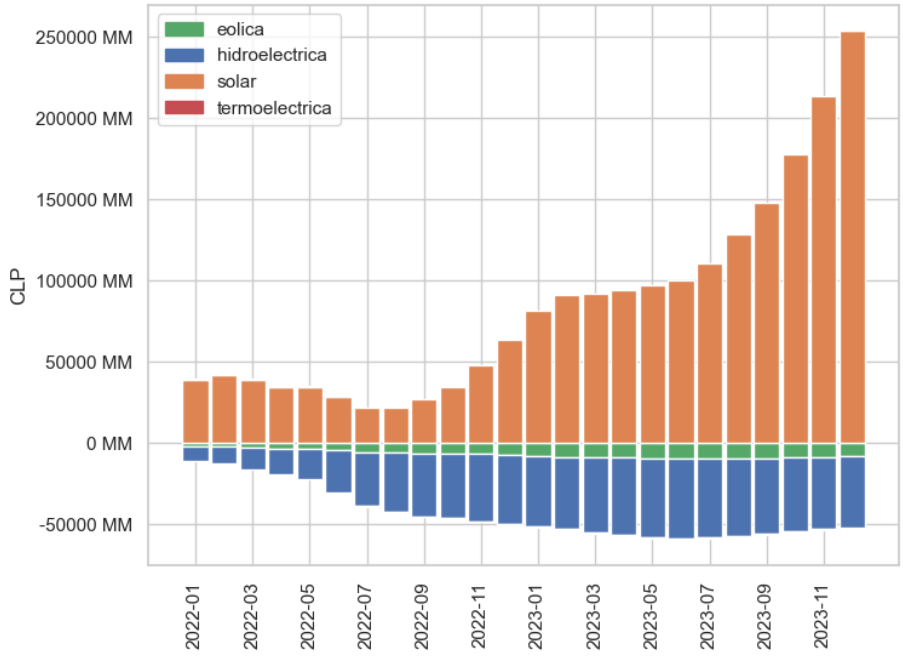
VI.4.2 Compensaciones Acumuladas Por Precio Estabilizado

El mecanismo de estabilización actual no asegura neutralidad en el largo plazo, tal como se esperaría de un mecanismo de este tipo. Es decir, no se puede garantizar que los pagos que una empresa acogida a este mecanismo debe hacer por compensaciones sean equivalentes a las compensaciones que recibe por este mecanismo en algún periodo de observación.

El Gráfico VI.4.2 muestra las compensaciones acumuladas desde el año 2018 hasta la fecha indicada en la figura. Como puede observarse, la única tecnología que recibe compensaciones considerables es la tecnología solar cuyas compensaciones netas han tenido un crecimiento exponencial a partir del segundo semestre de 2023. En menor medida la tecnología termoeléctrica (cuyas centrales acogidas a régimen estabilizado corresponden a centrales de tipo biomasa y biogas) han vuelto a tener compensaciones netas positivas en diciembre de 2023.

Para la tecnología hidroeléctrica y eólica, las compensaciones netas siguieron siendo negativas, es decir entregaron pagos netos, aunque experimentaron una leve disminución de los pagos acumulados a partir del segundo semestre del año 2023, dado que recibieron pago de compensaciones en ese periodo.

Gráfico VI.4.2
Compensaciones acumuladas por precio estabilizado años 2022-2023

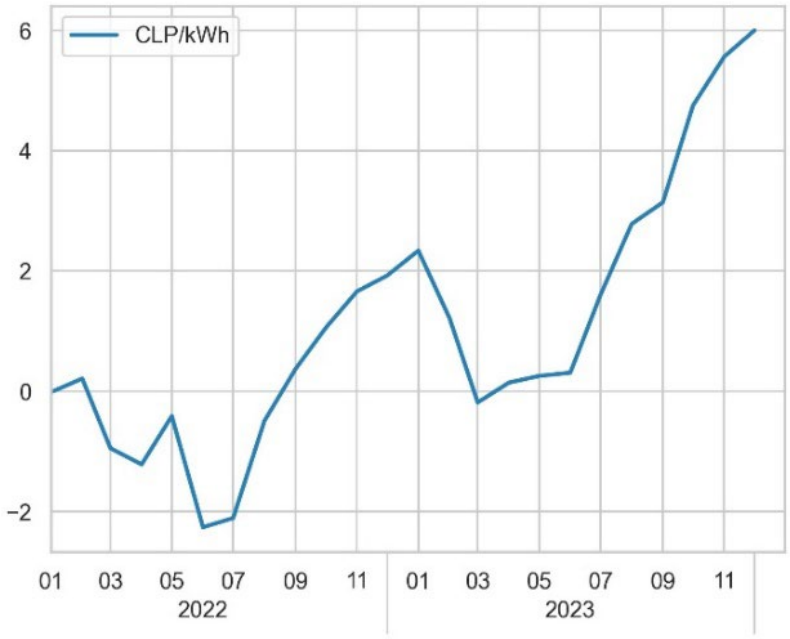


VI.4.2 Costo de Compensaciones Por Precio Estabilizado

Las empresas generadoras que retiran energía del sistema deben pagar una compensación mensual por precio estabilizado. Dicha compensación se determina acumulando las compensaciones horarias, las cuales se calculan como una proporción de la compensación total, en función de la cantidad de energía horaria retirada por cada empresa.

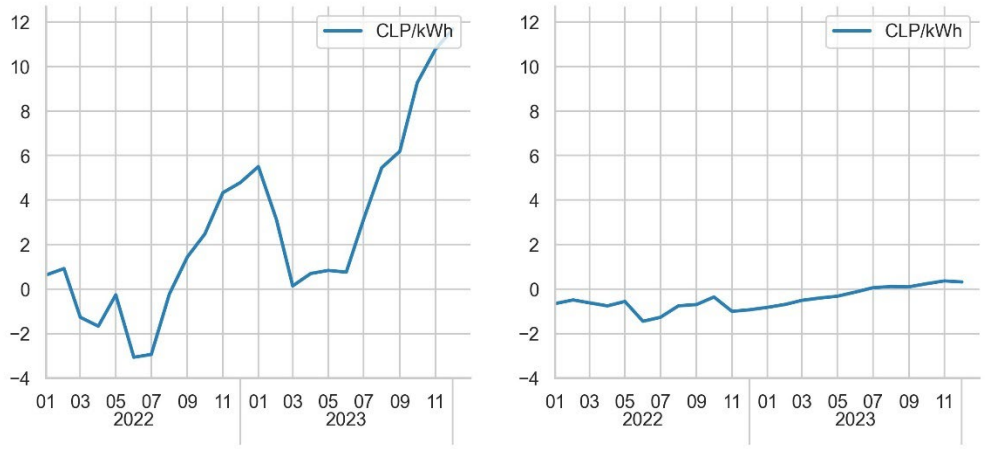
A continuación, se presenta un índice que mide los costos por compensaciones por precio estabilizado por unidad de energía retirada. En el gráfico VI.4.3 se muestra el costo promedio por retiro de las compensaciones mensuales y el grafico VI.4.4 muestra dicho costo de compensaciones por retiro de energía distinguiendo horas solares y horas no solares.

Gráfico VI.4.3
Costos por compensaciones por kWh de retiro 2022 - 2023



Si se consideran el costo del promedio de todas las horas, para el año 2022 el costo por compensaciones por precio estabilizado estuvo entre -2,26 y 1,92 CLP/kWh , existiendo 6 meses del año 2022 en que a las empresas que realizan retiros de energía se les realizo un pago por compensaciones. En contraste para el año 2023 solo un mes del año (marzo) las empresas que realizan retiros recibieron pagos por compensaciones, los meses restantes, debieron en promedio, realizar pagos mensuales por pago de compensaciones. En promedio los costos por retiro estuvieron entre -0.19 y 6 CLP/kWh.

Gráfico VI.4.4
Costos por compensaciones por kWh de retiro 2022 – 2023, distinguiendo horas solar y no solar.



Si se distinguen el costo de las compensaciones por kWh en horas solares y horas no solares, se tiene un gran contraste entre los distintos bloques horarios, por un lado, en las horas solares, se tiene que el costo por compensaciones por precio estabilizado va entre -3.1 y 11.7 CLP/kWh, predominando meses con pagos que van desde las empresas que realizan retiros a medios de generación de pequeña escala.

Por otro lado, en horas no solares los pagos van entre -1.45 a 0.36 CLP/kWh, y la mayor parte del periodo observado son pagos que reciben las empresas que realizan retiros de parte de los medios de generación de pequeña escala.

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.

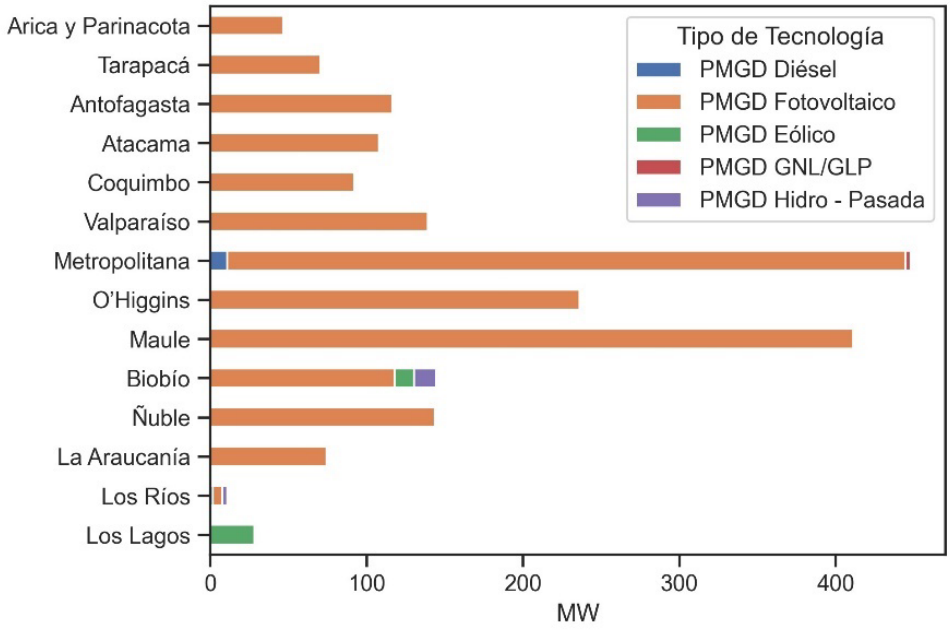
El proceso se inicia con la presentación de parte de la empresa propietaria de un proyecto PMGD ante la Empresa Distribuidora de una Solicitud de Conexión a la Red (SCR) junto con el cronograma de ejecución del proyecto. Una vez que la empresa distribuidora responde a la SCR, la empresa PMGD interesada 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 2023. A dicha fecha, los proyectos en construcción alcanzan los 2073 MW, siendo un 96.4% de tecnología solar. La mayoría de estos proyectos tienen fecha de entrada en operación en 2023 y 2024, pero para los proyectos con fecha en 2023, dado que han acumulado un retraso significativo en su cronograma, en su mayoría han solicitado prorroga a la Comisión Nacional de Energía, la cual se encuentra en evaluación. En comparación con los proyectos que tenían una declaración en construcción a diciembre de 2022, aquellos reportados en diciembre de 2023 presentan una disminución del 21%.

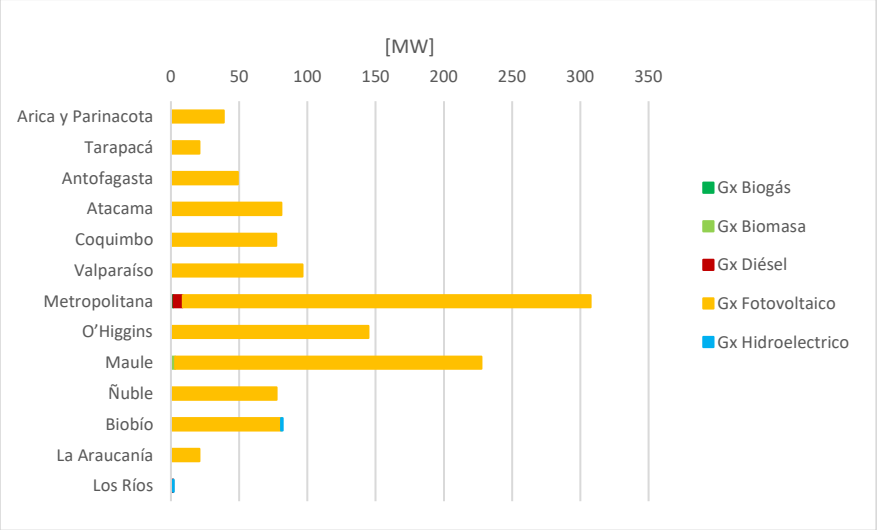
Gráfico VI.5.1
Proyectos PMGD declarados en construcción por tecnología y región a diciembre de 2023.



En una etapa más avanzada se encuentran los proyectos en proceso de conexión en el Coordinador que se detallan en el Gráfico VI.5.2. A diciembre de 2023, estos proyectos acumulaban una capacidad total de 1225 MW, de ellos en pruebas se encontraban 128 MW y en etapa antes de pruebas 1097 MW. Además, el 99% de los proyectos en etapa de conexión son de tipo solar fotovoltaico.

Respecto a los proyectos en etapa de conexión en diciembre de 2022, que correspondieron a 1299 MW, los que se han materializaron en 2023 corresponden a 482 MW, un 37% del total.

Gráfico VI.5.2
Proyectos PMGD declarados en construcción por tecnología y región a diciembre de 2023.



VI.6 Congestiones en las redes de transmisión zonal

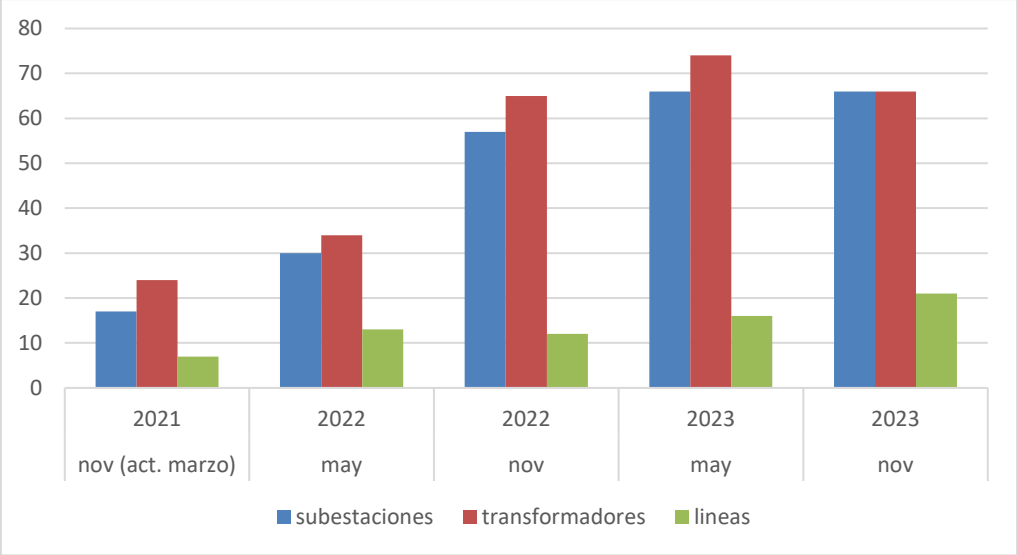
El crecimiento no planificado de los PMGD ha tenido consecuencias negativas en las redes de transmisión zonal de ciertas áreas. La inyección de excedentes de energía desde las redes de distribución hacia el sistema eléctrico, producto de la inyección de los PMGD, ha provocado en algunos escenarios la 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.

Para mitigar las potenciales congestiones derivadas de la inyección de PMGD, el Coordinador debe realizar un estudio semestral 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 muestras las congestiones verificadas en los distintos estudios publicados por el Coordinador[71], incluyendo el último publicado en noviembre de 2023.

[71] No se muestran los dos primeros estudios de noviembre de 2020 y mayo de 2021 en que se concluyó que no se verificaban congestiones producto de la inyección de excedentes de PMGD en redes de transmisión zonal.

Gráfico VI.6.1
Numero de instalaciones con congestión semestrales verificada por inyección de PMGD



En el último estudio se obtuvo que las congestiones que podían verificarse en subestaciones se mantuvieron en número respecto al estudio de mayo de 2023, pero los transformadores congestionaron disminuyeron de 74 a 66, solo las líneas de transmisión zonal tuvieron un incremento pasando de 16 líneas en el estudio de mayo de 2023 a 21 líneas en el estudio de noviembre de 2023. La disminución en el incremento de congestiones observado en semestres anteriores podría atribuirse a medidas implementadas por las empresas distribuidoras o a las expansiones en las redes, las cuales hayan podido limitar el crecimiento de las congestiones.

VI.3 Conclusiones

Los datos históricos revelan que desde aproximadamente el año 2015 las centrales PMGD, especialmente solares, han tenido un crecimiento exponencial. En el año 2015 el segmento PMGD contaba con una potencia instalada de 258 MW, y a la fecha se han incrementado en más de 10 veces, alcanzado una capacidad que superó los 2700 MW a diciembre de 2023.

El desarrollo no ha sido uniforme en todas las tecnologías, sino que se ha concentrado principalmente en la solar. Aunque este auge podría atribuirse a cambios regulatorios que incrementaron la transparencia y eficiencia del proceso de conexión, la principal motivación ha sido la rentabilidad superior y el menor riesgo asociado a las inversiones en esta tecnología bajo el régimen de precio estabilizado, en comparación con el resto.

Esta rentabilidad se ha visto impulsada por la reducción sostenida en los costos de los paneles solares, resultando en que actualmente la inversión en centrales solares sería más económica que en centrales mini hidroeléctricas y eólicas. Además, la opción de acceder a un precio estabilizado, desacoplado del precio de mercado, correspondiente al precio nudo de corto plazo[72], ha sido un factor clave.

[72] Si bien el Decreto 88 modifica el precio estabilizado, también establece un régimen transitorio mediante el cual los PMGD en operación y aquellos que cumplen con las condiciones establecidas

Debido al perfil de generación de las centrales solares, estas obtienen mayores beneficios cuando están acogidas al precio estabilizado ya que, durante las horas día en que generan estas centrales, este precio ha sido mayoritariamente superior al costo marginal. En contraste, para las centrales hidroeléctricas, con una generación más uniforme a lo largo del día, la ventaja del régimen estabilizado no es tan evidente frente al costo marginal.

En adición, como las centrales PMGD poseen autodespacho, en escenarios de recorte de ERV, las centrales de mayor escala son las que han resultado con su inyección reducida, mas no las centrales PMGD.

Esto, en conjunto de los incentivos regulatorios, ha derivado en una sobreinversión de centrales solares PMGD y a un aumento significativo de los pagos por compensaciones de precio estabilizado, al haberse transformado básicamente en un subsidio más que un mecanismo de estabilización.

Esto último no es inocuo, ya que estos pagos por compensaciones son pagados por los suministradores de energía, y son asumidos directamente por los clientes libres, al existir cláusulas de traspaso de estos costos en la mayoría de contratos. Más aún, los clientes regulados también comenzarán a sumir estos costos si se continúa con el diseño de la Licitación de suministro de clientes regulados 2023/01, la cual incluye dentro de la fórmula de indexación, un componente asociado a costos sistémicos, dentro del cual se incluyen las compensaciones por precio estabilizado.

Finalmente, un aspecto relevante a destacar de este tipo de costos, que lo diferencia del resto de los costos sistémicos, es que no puede ser disipado de ninguna manera, a diferencia del resto de los costos de esta categoría. Así por ejemplo, en un caso extremo, de aumentar en demasía los sobrecostos por operación a mínimo técnico o SSCC, ciertos clientes podrían tener incentivos a realizar inversiones que tiendan a aportar mayor flexibilidad al sistema. No obstante, no existe ninguna acción que puedan tomar para poder disminuir el monto pagado por compensación del precio estabilizado, transformándose, en la práctica, en un subsidio directo, pagado por los propios consumidores y por los generadores que no tienen la habilidad para traspasar dichos costos a los consumidores directamente, distorsionando de esta manera, las señales de precios del mercado, y erosionando los beneficios que, supuestamente, la generación en distribución traería para los consumidores.

en este Reglamento, pueden optar a acogerse al precio nudo de corto plazo del régimen anterior por un periodo de casi 14 años que finaliza en el año 2034.

CAPÍTULO VII: RECORTES DE ENERGÍA RENOVABLE VARIABLE

Los recortes de energías renovables variables se han vuelto comunes en el mercado eléctrico nacional. En una primera instancia, estos estaban asociados primordialmente a congestiones en la zona norte del país, pero en la actualidad han sucedido episodios de costos marginales iguales a cero incluso a nivel nacional.

Si se comparan los recortes con lo sucedido en el CAISO durante el mismo periodo[73], esto es, los años 2022 y 2023, se puede observar que los de Chile no fueron sustantivamente diferentes como proporción de la generación ERV total. Esta comparación, no obstante, se debe realizar con precaución, ya que CAISO posee un nivel de almacenamiento sustantivamente superior al de Chile, donde se encuentra solo en etapas incipientes.

Distribución recortes SEN vs CAISO, período 01 enero – 31 diciembre 2023
(Recorte medido como % de recortes sobre generación solar y eólica)

Recorte Solar y Eólico sobre Generación Solar y Eólica	SEN		CAISO	
	Frecuencia	% sobre horas con recortes	Frecuencia	% sobre intervalos con recortes
(0% , 5%]	1.673	33,7	8.638	51,7
(5% , 10%]	1.006	20,3	2.773	16,6
(10% , 15%]	794	16,0	1.642	9,8
(15% , 20%]	594	12,0	915	5,5
(20% , 25%]	345	7,0	652	3,9
(25% , 50%]	507	10,2	1.182	7,1
(50% , 75%]	41	0,8	532	3,2
(75% , 100%]	4	0,1	375	2,2
Total horas/intervalos con recortes	**4.964**	**100,0**	**16.709**	**100,0**
Total horas/intervalos período	**8.760**		**105.108**	
Promedio recorte horario/intervalo	**11,6%**		**12,3%**	

Distribución recortes SEN vs CAISO, período 01 enero – 31 diciembre 2022
(Recorte medido como % de recortes sobre generación solar y eólica)

Recorte Solar y Eólico sobre Generación Solar y Eólica	SEN		CAISO	
	Frecuencia	% sobre horas con recortes	Frecuencia	% sobre intervalos con recortes
(0% , 5%]	1.466	40,3	7.637	47,6
(5% , 10%]	629	17,3	2.276	14,2
(10% , 15%]	640	17,6	1.615	10,1
(15% , 20%]	374	10,3	1.299	8,1
(20% , 25%]	258	7,1	954	6,0
(25% , 50%]	261	7,2	1.828	11,4
(50% , 75%]	2	0,1	358	2,2
(75% , 100%]	6	0,2	66	0,4
Total horas/intervalos con recortes	**3.636**	**100,0**	**16.033**	**100,0**
Total horas/intervalos período	**8.760**		**105.108**	
Promedio recorte horario/intervalo	**9,9%**		**11,3%**	

* CAISO posee intervalos de 5 minutos, mientras que en Chile se considera resolución horaria.

Incluso considerando las diferencias evidentes en la configuración de los sistemas, se puede apreciar que, proporcionalmente, los niveles de recortes de energía ERV que enfrentó el SEN en 2022 y 2023 fueron relativamente similares, con recortes promedio de 9,9% y 11,6% durante el año 2022 y 2023 respectivamente, en comparación con 11,3% y 12,3% en el caso del CAISO.

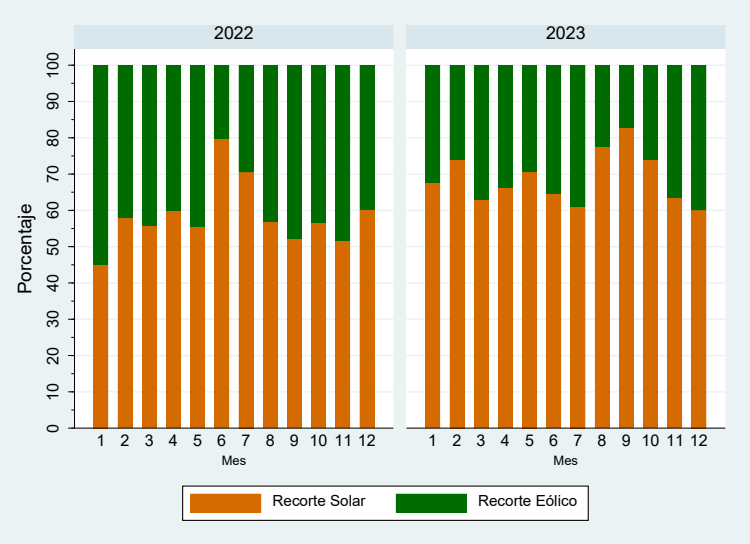
A pesar de presentar promedios similares, y favorables al SEN, se desprende de las tablas anteriores que en el caso de CAISO, alrededor del 50% de los recortes no supera el 5% de la

[73] Se debe tener precaución con esta comparación, ya que CAISO posee un nivel de almacenamiento sustantivamente superior al del Chile.

generación ERV total, mientras que para el SEN dicho porcentaje correspondió a cerca de 40% y 34% para el año 2022 y 2023 respectivamente. En cualquier caso, los porcentajes acumulados hasta el 25% de recorte son similares en ambos sistemas, y comprendieron alrededor del 90%.

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.

Gráfico VII.1
Participación por tecnología de recortes ERV
2022-2023

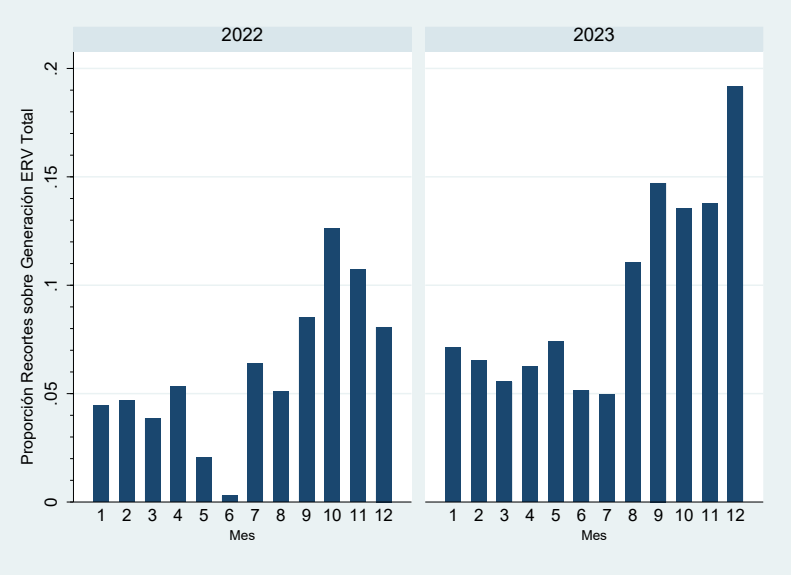


Esto es consistente con la distribución de generación ERV horaria, la cual incluso superó el 70% el año 2023, tal como se aprecia en el Gráfico VII.2

Gráfico VII.2
Distribución de generación ERV sobre el total
2022-2023

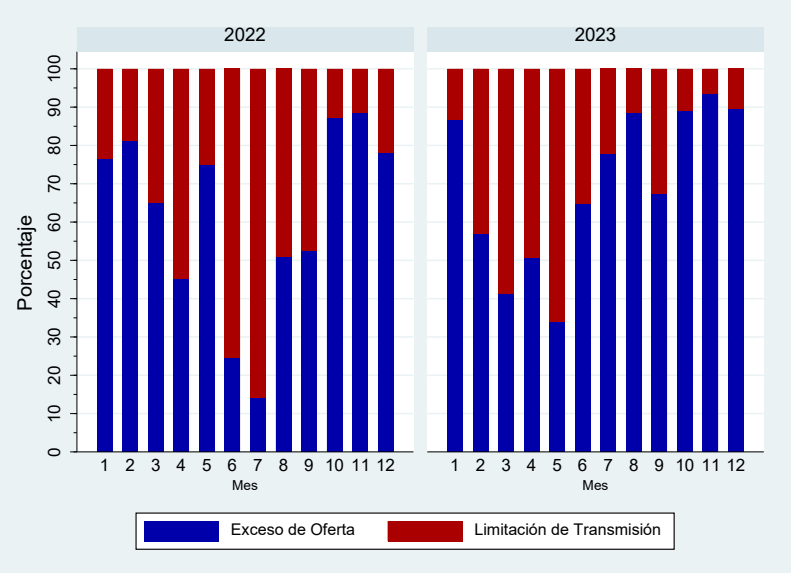
Este aumento de generación renovable estuvo aparejado a un mayor nivel de recortes a partir de agosto del año 2023, donde los recortes acumulados mensuales representaron entre 10% y 15% hasta noviembre, saltando hasta casi 20% en diciembre. Ello contrasta con los recortes acumulados de alrededor de 5% desde enero a julio. Este patrón de alzas también se observó en el año 2022, aunque el máximo fue alcanzado en octubre y solo rondó el 13%.

Gráfico VII.3
Proporción de recortes acumulados mensuales sobre generación ERV total.
2022-2023



No obstante, se debe tener presente que la mayoría de los recortes se produjeron por un exceso de oferta, más no por limitaciones del sistema de transmisión. Ello 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
2022-2023



CAPÍTULO VIII: MATERIAS ANALIZADAS POR LA UMC

VIII.1 Actividades de monitoreo

Durante el año 2023, 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 tres propuestas normativas ante el Ministerio de Energía y la Comisión Nacional de Energía, relacionadas con PMGD y el tratamiento del carbón en el contexto del retiro de estas centrales.

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.

	2022	2023
Materia Analizadas	20	15
Antecedentes de Terceros	11	9
Antecedentes enviados a FNE	1	2
Aporte Antecedentes al TDLC	0	5

VIII.1.2 Cambios al sistema de costos auditados

En la Hoja de Ruta para una Transición Energética Acelerada, publicada en 2022, 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 2023 se realizó una consultoría, por parte de la empresa ECCO International, a fin de proponer un diseño para un mercado mayorista de ofertas, servicios complementarios y capacidad. Este trabajo comenzó en septiembre de 2023 y posee como fecha de término abril de 2024. A lo largo de esta labor, se ha realizado 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. De forma reciente, se ha detallado la propuesta de la Consultora, la cual se espera contribuya al debate sobre el desarrollo de largo plazo del sector eléctrico.

La propuesta de ECCO International incluye 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.

VIII.2 Actividades de difusión y capacitaciones

Durante el año 2023, la UMC organizó diversas actividades de capacitación y difusión. Destacan las capacitaciones internas sobre libre competencia y licitaciones en los diversos segmentos del mercado eléctrico, llevadas a cabo por expertos externos en materias de competencia.

Adicionalmente se contó con la participación de expertos de CAISO, ALBERTA y OMIE (España) en talleres sobre servicios de rampa, sistemas de almacenamiento y funcionamiento de los mercados mayoristas de energía. Los invitados explicaron las temáticas en sus respectivos países y los desafíos de la implementación en un mercado como el chileno.

VIII.3 Participación en foros internacionales

El Coordinador, por intermedio de la UMC, es miembro desde el año 2017 del Energy Intermarket Surveillance Group (EISG), organismo que reúne a 28 instituciones, principalmente compuestas por operadores de sistemas eléctricos, incluyendo Estados Unidos, Canadá, Australia y Nueva Zelanda, entre otros, que tienen como misión monitorear la competencia en sus respectivos mercados eléctricos. También participan otras instituciones, como ministerios, reguladores y superintendencias.

En las sesiones realizadas durante el año 2023, las materias generales analizadas fueron: lecciones y desafíos de la integración de la generación de energías variables, coberturas para las congestiones en transmisión, competencia y eventos extremos por efectos climatológicos, evolución del mercado e incorporación de almacenamiento, entre otros.

En septiembre de 2023, el economista de la UMC tuvo el honor de ser seleccionado por la *Association of Power Exchanges* (APEx) como uno de los cinco profesionales ganadores de la beca *Bright Sparks,* los cuales fueron seleccionados entre múltiples postulantes de todo el mundo. Esta distinción le permitió participar en la conferencia anual de APEX, que se llevó a cabo en Estambul, Turquía, además de participar en diversas actividades complementarias. Esto no solo reconoce su excelencia profesional, sino que también la contribución de la UMC al desarrollo del mercado.

APEx es una asociación internacional cuya finalidad es facilitar el desarrollo e intercambio de ideas y buenas prácticas en la operación y el funcionamiento competitivo de los mercados mundiales de electricidad, reuniéndose cada año para discutir temas clave para el desarrollo de los mercados. Actualmente, está integrada por operadores eléctricos de Asia, Australasia, Europa, América del Norte, América del Centro y América del Sur.

VIII.4 Propuestas Normativas

1. CARTA CD 0061-23. 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.
(Prioridad: Alta. Estado: Pendiente.)

2. CARTA CD 0075-23. 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).
(Prioridad: Alta. Estado: Pendiente.)

3. CARTA CD 0006-24

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.

(Prioridad: Alta. Estado: Pendiente.)

CAPÍTULO XIX: RECOMENDACIONES

Sin perjuicio de reiterar las propuestas normativas realizadas durante el año 2023, se vuelve a recomendar lo siguiente:

1. **Tránsito a mercado de subastas vinculantes de energía con doble liquidación (día siguiente e intradiario).** La ruta hacia una acelerada transición a un sistema libre de emisiones impone serios desafíos para un sistema basado en costos auditados, ya que, para cumplir de forma exitosa con este objetivo, se necesitan inversiones en sistemas de almacenamiento y otros recursos renovables que generen las 24 horas del día y aporten atributos al sistema, lo cual no solo dificulta su implementación en términos operativos por parte del Coordinador, sino que también puede afectar los incentivos que enfrentan los medios de almacenamiento de no poder determinar su propio perfil de generación para maximizar oportunidades de arbitraje y participación en SSCC.

   Por ello, se encargó un estudio a la consultora ECCO International, para proponer un diseño óptimo para un mercado de energía mayorista, SSCC y potencia, basado en subastas. Una de sus principales recomendaciones es mantener los principios económicos básicos de asignación eficiente de recursos, lo que se traduce en continuar con un proceso de co-optimización de energía y reservas en un sistema marginalista basado en precios nodales.

   Teniendo en cuenta los principios generales señalados, que serán rescatados en el estudio de los consultores internacionales, y en base a la hoja de ruta que se proponga, se recomienda realizar los estudios específicos que serían necesarios para determinar el marco normativo y tecnológico que permitiría abordar de mejor manera esta transición.

2. **En materia de licitaciones de Obras de Ampliación, se requiere efectuar modificaciones para que estas obras se realicen en tiempo y en forma costo efectiva. Para esto se recomienda modificar el Art. 95° de la LGSE y el Título IV del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión en lo que corresponda, para que los responsables de efectuar la licitación y la elaboración de las respectivas bases de licitación de obras de ampliación contenidas en los decretos de expansión de la transmisión sean las empresas transmisoras propietarias de las instalaciones sujetas a ampliación.** Radicar en el Coordinador solo la función de supervisión independiente de estos procesos, a través de mecanismos como: (a) verificar el alcance administrativo y técnico de bases de licitación, y especificaciones e instrucción de modificaciones, velando por el cumplimiento de los criterios generales establecidos en la LGSE y el Reglamento, (b) revisión de la adjudicación, (c) auditorías, entre otros.

   Alternativamente, se plantea establecer un criterio de *minimis* para determinar los procesos de licitación y ejecución que sean llevados a cabo directamente por el Coordinador, estableciendo un monto que viabilice un contrato de construcción (EPC) al menor costo, por ejemplo, 5 MMUSD. Se debe tener presente que una parte importante de las obras de ampliación licitadas son por montos inferiores a 5 MMUSD e, incluso, existen obras (5 en el período analizado) con un monto menor a 1MMUSD. Este tipo de obras perfectamente pueden ser ejecutadas directamente por la empresa transmisora, de manera de focalizar los recursos del Coordinador en las de mayor envergadura.

3. **Incorporación de nuevos SSCC y requerimientos de atributos.** A fin de lograr un mejor desempeño del sistema eléctrico en el proceso de transición a la “carbono neutralidad” y, con ello, promover la competencia, el Coordinador continuará impulsando la incorporación

de nuevos servicios complementarios como Inercia y Fortaleza de Red. Asimismo, se trabajará en viabilizar la participación de otros agentes al mercado de SSCC, como sería la participación de la demanda en CTF, analizando las condiciones de habilitación, y la mejora continua del diseño de subastas. Este aumento de oferta, unido al desarrollo de nuevos servicios focalizados, ayudaría a reducir el costo que enfrentan los usuarios por concepto de pago de SSCC, además de liberar recursos de generación que podrían contribuir a disminuir la estrechez de suministro en períodos de escasez.

En particular respecto de atributos como inercia, se estima conveniente que se establezca un requisito mínimo, y que luego se facilite la creación de un mercado para transar el déficit con el resto de los actores que sea excedentarios, o alternativamente realizar las inversiones necesarias para cumplir con esta exigencia. Esto podría ser incorporado en la Norma Técnica, exigiendo características de *grid forming* y *grid supportive* a las instalaciones.

De implementarse bajo el esquema actual de SSCC, se considera necesario evaluar el esquema de remuneración de estos, para alinear los incentivos adecuadamente, y no se transforme en un alza innecesaria de costos para los consumidores.

Igualmente, con tal de tomar ventaja de los recursos de la demanda en distribución para la potencial prestación de SSCC, que pueden ser valiosos para el sistema, se recomienda una modificación normativa para hacer el Artículo 74 del Reglamento de SSCC más amplio, de modo de permitir que toda responsabilidad sea asumida por el agregador, al menos cuando se trate de carga asociada a distribución. De esta manera, todo sería canalizado a través de este agente, incluyendo su participación en el balance de transferencias, y serán estos agentes los que deberán negociar de forma privada con sus clientes las potenciales responsabilidades y sanciones por no cumplimiento de contrato, mientras que el Coordinador se relacionaría solo con el agregador para determinar el desempeño de la prestación del servicio y el cumplimiento de las exigencias técnicas respectivas.

4. **Monitoreo y revisión de los parámetros técnicos de las unidades generadoras del Sistema.** Sin perjuicio de la labor de monitoreo del comportamiento de los agentes en tiempo real que realiza la UMC, se recomienda continuar revisando la consistencia, veracidad y trazabilidad de variables claves que determinan con costos marginales de energía, como son los costos de combustibles, costos variables no combustibles, entre otros. Y la realización de auditorías en casos específicos.

5. **Granularidad en la operación.**
   Sin perjuicio de las iniciativas asociadas al mercado de ofertas, y considerando que se implementará la Programación Intra Diaria (PID), se recomienda transitar, en el corto plazo, a una mayor granularidad en la definición de las listas de mérito, con tal de minimizar las distorsiones del equilibrio eficiente del mercado. Esto cobra mayor relevancia, teniendo en consideración que la adjudicación de SSCC se realiza de manera horaria. A futuro, esta granularidad debería converger a 15 minutos.

6. **Normas técnicas y procedimientos del Coordinador.** En el contexto de los procesos normativos que realiza la CNE se recomienda incorporar los criterios establecidos por la FNE en sus Guías a fin de identificar posibles efectos negativos sobre la competencia, así como resguardar las actividades que la Ley y la normativa vigente han encomendado al Coordinador, de modo de evitar una sobrerregulación por medio de Normas Técnicas, dejando espacio para los procedimientos internos del Coordinador en materias específicas relativos a la operación del Sistema. Por tanto, las normas técnicas debiesen definir de manera general el actuar del Coordinador considerando un grado de flexibilidad para que,

a través de procedimientos internos, el Coordinador pueda establecer aspectos específicos del funcionamiento del mercado en base a los análisis que correspondan, pudiendo de esta manera tomar acciones que fomenten la competencia. Así, por ejemplo, el Coordinador podría tener mayor flexibilidad para analizar las condiciones de competencia del mercado de SSCC en forma dinámica, revisar mecanismos de remuneración o las categorías de sistemas de almacenamiento, entre otras.

7. **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 modo ejemplar se recomienda mejorar la consistencia de la información asociada a clientes libres, tanto la información considerada en la plataforma de contratos como la reconocida en los balances de transferencias económicas.

   A este respecto, también 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.

8. **Contratos regulados y traspaso de sobrecostos.**
   En curso se encuentra la licitación para el suministro de clientes regulados 2023/01, en la cual se incluye dentro de la fórmula de indexación de precios de la energía el promedio mensual de costos sistémicos a cargo del suministrador. Se estima que este tipo de medidas alteran los incentivos a la provisión eficiente de recursos de generación, ya que se le traspasaría la totalidad de los pagos laterales a los clientes, incluyendo las compensaciones por precio estabilizado, no existiendo incentivos por parte de ningún actor a disminuir su cuantía.

   Por lo mismo, se recomienda analizar la pertinencia de dichas cláusulas, evitando traspasar este tipo de costos, al menos los no contestables, a los clientes regulados.

***

ANEXO

A.1 Tabla A.1

Centrales entregadas a la operación durante el año 2023

CENTRAL	PROPIETARIO	TIPO	POTENCIA [MW]	Entrada en Operación	Región
HP MC3	HIDROENERSUR S.A.	PMG	2,3	04-01-2023	Los Lagos
Parque Solar Alcaldesa	Parque Solar Alcaldesa SpA	PMGD Solar	6	08-01-2023	Ñuble
PE Puelche Sur - Etapa 2	AR Puelche Sur SpA	Eólica	160	10-01-2023	Antofagasta
Samo Bajo	Samo Bajo SpA	PMGD Solar	2,8	12-01-2023	Coquimbo
Maikono	Tórtola SpA	PMGD Solar	3	13-01-2023	Valparaíso
PSF Champa	Energía Renovable Champa SpA	PMGD Solar	7,6	17-01-2023	Metropolitana
PFV Campos del Sol	Enel Green Power del Sur SpA	Solar	381	18-01-2023	Atacama
PMG Teno Solar	Enlasa Generación Chile S.A.	PMGD Solar	7,4	18-01-2023	Maule
Concón	Abastible S.A.	PMGD Solar	0,1	19-01-2023	Valparaíso
Santa Elizabeth	PSF Santa Isabel SpA	PMGD Solar	9	24-01-2023	O'Higgins
PSF Marañón	PSF Santa Isabel SpA	PMGD Solar	9,0	26-01-2023	Atacama
Albor Solar	Parque Solar Albor SpA	PMGD Solar	5,2	30-01-2023	Biobío
PFV FINIS TERRAE	Enel Green Power Chile S.A.	Solar	241,394	31-01-2023	Antofagasta
PFV Colina	Chacabuco Solar SpA	PMGD Solar	9	04-02-2023	Metropolitana
Central de Respaldo Tigre	Tacora Energy SpA	PMGD Diésel	3	06-02-2023	Metropolitana
Coltauco Almendro	Acuario Solar SpA	PMGD Solar	2,9	14-02-2023	O'Higgins
PMGD PFV Rosario	GR Pumalín SpA	PMGD Solar	4,9	15-02-2023	O'Higgins
Parque Solar Nancagua	Parque Solar La Muralla II SpA	PMGD Solar	6	26-02-2023	O'Higgins
PSF La Gamboina	PSF La Gamboina SpA	PMGD Solar	5,0	02-03-2023	O'Higgins
PFV Los Jotes	PFV Los Jotes SpA	PMGD Solar	3	06-03-2023	Valparaíso
Los Tauretes	CVE Proyecto Ocho SpA	PMGD Solar	2,9	08-03-2023	Metropolitana
Parque Pelumpen Solar	CVE Proyecto Dieciocho SpA	PMGD Solar	2,9	08-03-2023	Valparaíso
Patricia del Verano Solar	Pomerape SpA	PMGD Solar	9,0	15-03-2023	Metropolitana
PMGD PFV Newentun	NEWENTUN SPA	PMGD Solar	6,005	16-03-2023	O'Higgins
PSG Quemados	PSF Quemados SpA	PMGD Solar	7	16-03-2023	O'Higgins
PFV Malloco	Planta Solar Peñaflor II SpA	PMGD Solar	2,5	20-03-2023	Metropolitana
Cabrero Solar	Cabrero Solar SpA	PMGD Solar	9	23-03-2023	Biobío
PFV Coya	Engie Energía Chile S.A.	Solar	180	24-03-2023	Antofagasta
Merced	Generación Los Hibiscos SpA	PMGD Diésel	3	24-03-2023	Metropolitana
MCHP Cipresillos	Eléctrica Cipresillos SpA	PMG Hídrico pasada	9	29-03-2023	O'Higgins
PFV El Gaviotín	PFV El Gaviotín SpA	PMGD Solar	9	29-03-2023	Coquimbo
PE Llanos del Viento (Etapa 2)	AR Llanos del Viento SpA	Eólica	156,1	31-03-2023	Antofagasta
Campo Lindo (Etapa N°1)	Parque Eólico Campo Lindo SpA	Eólica	71,6	03-04-2023	Biobío
Don Rodrigo	MVC Solar 44 SpA	PMGD Solar	4,45	05-04-2023	Maule
PFV Ayla Solar	PFV Ayla Solar SpA	PMGD Solar	9	13-04-2023	O'Higgins
PMGD Clementina	CVE Proyecto Veintiuno Spa	PMGD Solar	6,0	13-04-2023	Metropolitana
FV Lockma	CE Centinela Solar SpA	PMGD Solar	9	15-04-2023	Antofagasta
PFV Valle del Sol	Enel Green Power Chile S.A	Solar	150	17-04-2023	O'Higgins
PMGD Tallado	Sonnedix Metro Expansión SpA	PMGD Solar	9,0	20-04-2023	Antofagasta
PMGD Rimini	Rimini Solar SpA	PMGD Solar	9,0	28-04-2023	Valparaíso
Parque Reconquistador	Parque Solar El Conquistador SpA	PMGD Solar	2,5	03-05-2023	Ñuble
Parque Fotovoltaico El Sharon	El Sharon SpA	PMGD Solar	3	10-05-2023	O'Higgins
PSF Coyunche	Per Parinacota	PMGD Solar	2,7	18-05-2023	Biobío
PMGD Parque Colchagua	Parque Solar Lo Prado SpA	PMGD Solar	2,7	21-05-2023	O'Higgins
PMGD PFV Olivier	GPG Generación Distribuida SpA	PMGD Solar	2,4	24-05-2023	Coquimbo
REN	Millaray Fotovoltaica SpA	PMGD Solar	3	25-05-2023	La Araucanía
PMGD PFV Arica	Chapiquiña Solar SpA	PMGD Solar	9,0	25-05-2023	Arica y Parinacota
PMGD PFV Olivia	GPG Generación Distribuida SpA	PMGD Solar	3,0	05-06-2023	Coquimbo
PMGD PFV Los Nogales	GPG Generación Distribuida SpA	PMGD Solar	9,0	14-06-2023	Coquimbo
PMGD El Jardín	Generadora la Calera SpA	PMGD Diésel	3,0	15-06-2023	Los Lagos
PMGD Las Dalias	Generadora Azul SpA	PMGD Diésel	3,0	15-06-2023	Los Lagos
MCH Aillín	Hidroeléctrica Las Juntas S.A.	PMG Hídrico pasada	7	20-06-2023	Biobío
PFV Las Golondrinas	PFV Las Golondrinas SpA	PMGD Solar	9	22-06-2023	Maule
PFV Las Bandurrias	PFV Las Bandurrias SpA	PMGD Solar	3	22-06-2023	Maule
PFV Guanchoi (Campos del Sol II)	Enel Green Power Chile S.A.	Solar	366,47	27-06-2023	Atacama
Independencia		PMGD Solar	2,7	28-06-2023	Metropolitana

Parque Solar Cantillana	Parque Solar Cantillana SpA	PMGD Solar	9	30-06-2023	Metropolitana
PFV Rinconada Alcones	Fotovoltaica Rauli SpA	PMGD Solar	9	04-07-2023	O'Higgins
Parque Fotovoltaico Maitenlahue	Fotovoltaica Santa Rosario SpA	PMGD Solar	2,9	07-07-2023	Metropolitana
PFV Violeta	GR Queulat SpA	PMGD Solar	7,3	11-07-2023	Metropolitana
Andes Solar IIB	Andes Solar SpA	Solar	112	12-07-2023	Antofagasta
El Ingenio	Parque Solar Altos Lao SpA	PMGD Solar	9	14-07-2023	Valparaíso
Parque Pueblo Seco	Parque Solar Pueblo Seco SpA	PMGD Solar	9	15-07-2023	Ñuble
PFV El Pichón	PFV El Pichón SpA	PMGD Solar	3	17-07-2023	Maule
PMGD PFV El Chercán	PFV El Chercán SpA	PMGD Solar	9,0	21-07-2023	Maule
PMGD PFV Los Cisnes	PFV Los Cisnes SpA	PMGD Solar	6,0	27-07-2023	Metropolitana
Parque PVP Itihue	Parque Solar Itihue SpA	PMGD Solar	9	28-07-2023	Ñuble
PMGD PSF El Peral	PSF El Peral SpA	PMGD Solar	9,0	28-07-2023	Metropolitana
FV Caracoles	Parque Solar Caracoles SpA	PMGD Solar	2,7	30-07-2023	Maule
PE Renaico 2	Enel Green Power del Sur SpA	Eólica	144	04-08-2023	La Araucanía
PMGD Parque Fotovoltaico Doña Igna	Parque Fotovoltaico Doña Igna SpA	PMGD Solar	2,2	04-08-2023	Metropolitana
Santa Lucía	Santa Lucia Solar SpA	PMGD Solar	6,9	07-08-2023	Coquimbo
Parque El Trigal	Parque Solar El Trigal SpA	PMGD Solar	9	08-08-2023	Ñuble
Planta Fotovoltaica Caracas II	Generadora SolSoliv SpA	Solar	9	09-08-2023	Coquimbo
Yahutela	Catemu Solar SpA	PMGD Solar	6,0	13-08-2023	Valparaíso
Pellín	Solar TI Quince SpA	PMGD Solar	9,0	23-08-2023	Ñuble
Siete Colores	Siete Colores SpA	PMGD Solar	9,0	31-08-2023	Coquimbo
PMGD Fotovolt Lin	Ailin Fotovoltaica SpA	PMGD Solar	0,3	31-08-2023	Maule
PMGD Paillihue	Andina Solar 17 Este SpA	PMGD Solar	9,0	08-09-2023	Biobío
PFV Las Taguas	PFV Las Taguas SpA	PMGD Solar	9,0	13-09-2023	Coquimbo
PMGD PSF Jardín Solar Petorca	PSF Petorca SpA	PMGD Solar	9,0	14-09-2023	Valparaíso
Parque Eólico Atacama	Parque Eólico Atacama SpA	Eólica	163,5	15-09-2023	Atacama
PMGD Diésel Coya	INMOBILIARIA, INVERSIONES Y SERVICIOS POWER CHILE LTDA	PMGD Diésel	3,0	20-09-2023	O'Higgins
PMGD PFV Las Arboledas	Teno III SpA	PMGD Solar	3,0	21-09-2023	Maule
PMGD Orquídea Solar	CVE Proyecto Quince SpA	PMGD Solar	3,0	27-09-2023	Coquimbo
El Rayador	PFV El Rayador SpA	PMGD Solar	9,0	01-10-2023	Coquimbo
PMGD Los Arrayanes	Inmobiliaria Agua Marina S.A.	PMGD	3,0	05-10-2023	Metropolitana
PMGD PFV Blu	BLUEGATE ENERGÍA SPA	PMGD Solar	2,312	06-10-2023	Ñuble
Tijeral	Tijeral SpA	PMGD	3,0	11-10-2023	Valparaíso
Parque Fotovoltaico Cara de Gallo	Parque Fotovoltaico El Loreto SpA	PMGD Solar	2,7	16-10-2023	O'Higgins
Pocillas	Farmdo Energy Chile SpA	PMGD	3,0	19-10-2023	Maule
PMGD Pencahue FV	Hiruela Energía SpA	PMGD Solar	9,0	20-10-2023	Maule
Añuñuca del Verano Solar	Pacana del Verano SpA	PMGD Solar	3,0	25-10-2023	Valparaíso
Laja Andino	Andina Solar 10 SpA	PMGD Solar	9,0	26-10-2023	Biobío
PMGD Parque Fotovoltaico Soy Solar	GPG Generación Distribuida SpA.	PMGD Solar	3,0	26-10-2023	Coquimbo
PMGD PFV El Cuervo	PFV El Cuervo SpA	PMGD Solar	3,0	26-10-2023	Maule
Central de Respaldo Maitencillo	Empresa Eléctrica Vallenar S.A.	Diésel	64,0	03-11-2023	Atacama
Planta Fotovoltaica La Paz	Planta Solar La Paz II SpA	PMGD Solar	9,0	07-11-2023	Metropolitana
PMGD Corso	Corso Solar SpA	PMGD Solar	2,2	13-11-2023	Atacama
Tranque del Sol	Andina Solar 13 SpA	PMGD Solar	9,0	15-11-2023	Valparaíso
Maimalicán	PS Maimalicán SpA	PMGD Solar	9,0	16-11-2023	Coquimbo
Don Matías	Parque Fotovoltaico Don Matías SpA	PMGD Solar	2,7	17-11-2023	O'Higgins
PMGD PFV Malvilla	Farmdo Energy Chile SpA	PMGD Solar	3,0	20-11-2023	
Proyecto Solar Fotovoltaico Elena - Primera Etapa	Solar Elena SpA	NI	270,0	22-11-2023	Antofagasta
Solar del Maule	San Javier I SpA	PMGD Solar	2,5	30-11-2023	Maule
PMGD Macarena Solar	CVE Proyecto Veintiséis SpA	PMGD Solar	3,0	05-12-2023	Tarapacá
Meseta de Los Andes	Tercera Región Solar SpA	NI	160	07-12-2023	Maule
PFV Javiera Carrera	GR Torres del Paine SpA	PMGD Solar	9	13-12-2023	Metropolitana
PMGD PSF Rucapaine	Energía Renovable Rucapaine SpA	PMGD Solar	9,0	13-12-2023	Metropolitana
PMGD Centauro Solar	Centauro Solar SpA	PMGD Solar	9,0	27-12-2023	Ñuble
PMG Chercán Solar	Enlasa Generación Chile S.A	PMG Solar	9,1	28-12-2023	Coquimbo
PMGD Tranca del Toro	Forestal Neltume Carranco S.A.	PMGD Hídrico	1,9	28-12-2023	Los Ríos
PFV El Mirlo	PFV EL MIRLO SPA	PMGD Solar	6,235	29-12-2023	O'Higgins

A.2 Tabla A.2

Subsistemas más frecuentes a lo largo del año 2023

Subsistema	Zona	Horas
1	SEN	2.993
2	LASTARRIA_____220->CIRUELOS_____220	1.875
3	LINARES_____066->CHACAHUIN_____066	1.644
4	CHARRUA_____220->SANTACLARA____220	936
5	D.ALMAGRO_____220->D.ALMAGRO_____110	766
6	QUILLOTA_____110->S.PEDRO_____110	605
7	SEN-CHARRUA_____220->SANTACLARA____220	541
8	SEN-LINARES_____066->CHACAHUIN_____066	523
9	RANCAGUA_____154->M.V.CEN._____154	488
10	CHARRUA_____154->L.ANGELES_____154	460
11	SEN-LASTARRIA_____220->CIRUELOS_____220-LINARES_____066->CHACAHUIN_____066	459
12	SEN-LASTARRIA_____220->CIRUELOS_____220	433
13	CALAMA_____220->CALAMA_____110	315
14	POLPAICO_____500->N.P.AZUCAR____500	284
15	SEN-RANCAGUA_____154->M.V.CEN._____154	282
16	D.ALMAGRO_____220->CACHIYUYAL____220	254
17	SEN-QUILLOTA_____110->S.PEDRO_____110	242
18	SEN-POLPAICO_____500->N.P.AZUCAR____500	225
19	CRUCERO_____220->M.ELENA_____220	224
20	AJAHUEL_____500->LO_AGUIRRE____500	195

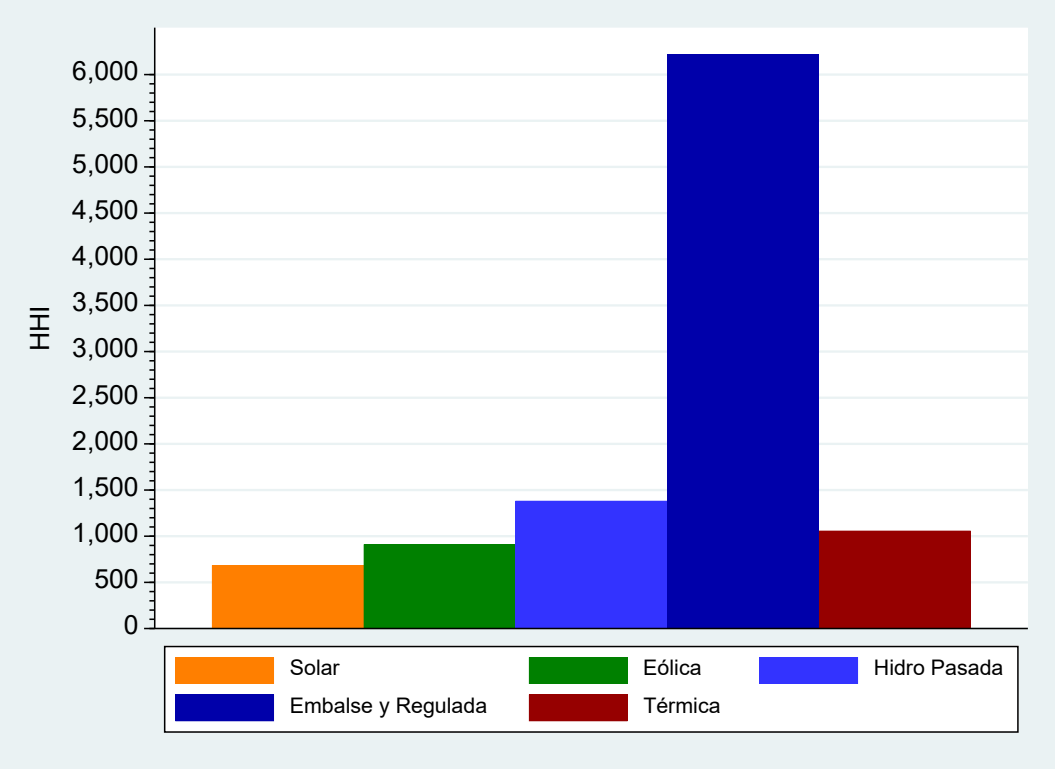
A.3 Tabla A.3

Subsistemas más frecuentes a lo largo del año 2022

Subsistema	Zona	Horas
1	SEN	2.144
2	AURORA_____220->P.MONTT_____220	1.515
3	QUILLOTA_____110->S.PEDRO_____110	1.494
4	NVA_P.MONTT___220->P.MONTT_____220	1.314
5	CAUTIN_____220->TAP_RIOTOLTEN_220	1.043
6	LINARES_____066->CHACAHUIN_____066	837
7	SEN-AURORA_____220->P.MONTT_____220	787
8	D.ALMAGRO_____220->CACHIYUYAL____220	700
9	SALAR_____220->CALAMA_____220	685
10	D.ALMAGRO_____220->D.ALMAGRO_____110	587
11	POLPAICO_____500->N.P.AZUCAR____500	492
12	CRUCERO_____220->M.ELENA_____220	413
13	CHARRUA_____220->MULCHEN_____220	403
14	SEN-NVA_P.MONTT___220->P.MONTT_____220	370
15	SEN-CAUTIN_____220->TAP_RIOTOLTEN_220	361
16	LASTARRIA_____220->CIRUELOS_____220	341
17	SEN-QUILLOTA_____110->S.PEDRO_____110	302
18	CALAMA_____220->CALAMA_____110	295
19	CHARRUA_____154->L.ANGELES_____154	288
20	SEN-POLPAICO_____500->N.P.AZUCAR____500	249

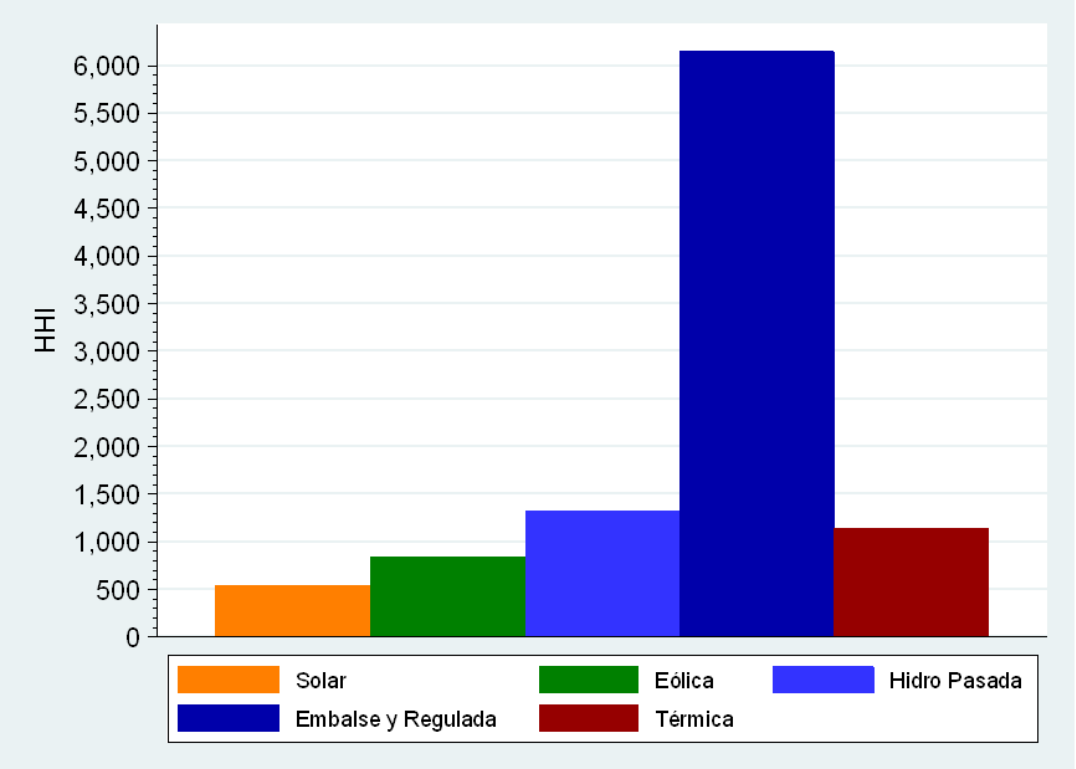
A.4 Gráfico A.4.1

HHI por tecnología al 31 de diciembre de 2023



A.4 Gráfico A.4.2

HHI por tecnología al 31 de diciembre de 2022



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 combustibles[74]-[75].

A.5.1.1 Retención de capacidad

La retención física de capacidad implica que una empresa propietaria de múltiples unidades generadoras indispone 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 plazo[76], 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 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

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

[75] 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.

[76] 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. https://doi.org/10.1023/A:1022250812631, se presenta un ejemplo útil de estructura de mercado sin poder de mercado, incluso con empresas que poseen múltiples centrales generadoras.

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"[77], 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 combustibles[78].

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.

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

[77] 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.

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

competitivo. Ello se traduciría, además, en rentas supracompetitivas para cualquier empresa con posición excedentaria que posea una unidad generadora en adición a la marginal[79], 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 central, lo que podría suceder principalmente con una central de base[80], o en la eventualidad que esta fuese necesaria para el sistema, por razones de seguridad de la operación o para la

[79] 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.

[80] 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.

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 0,5 MW y 5 MW, si bien están bajo la categoría de clientes regulados, tienen la libertad de escoger el sistema que estimen más conveniente.

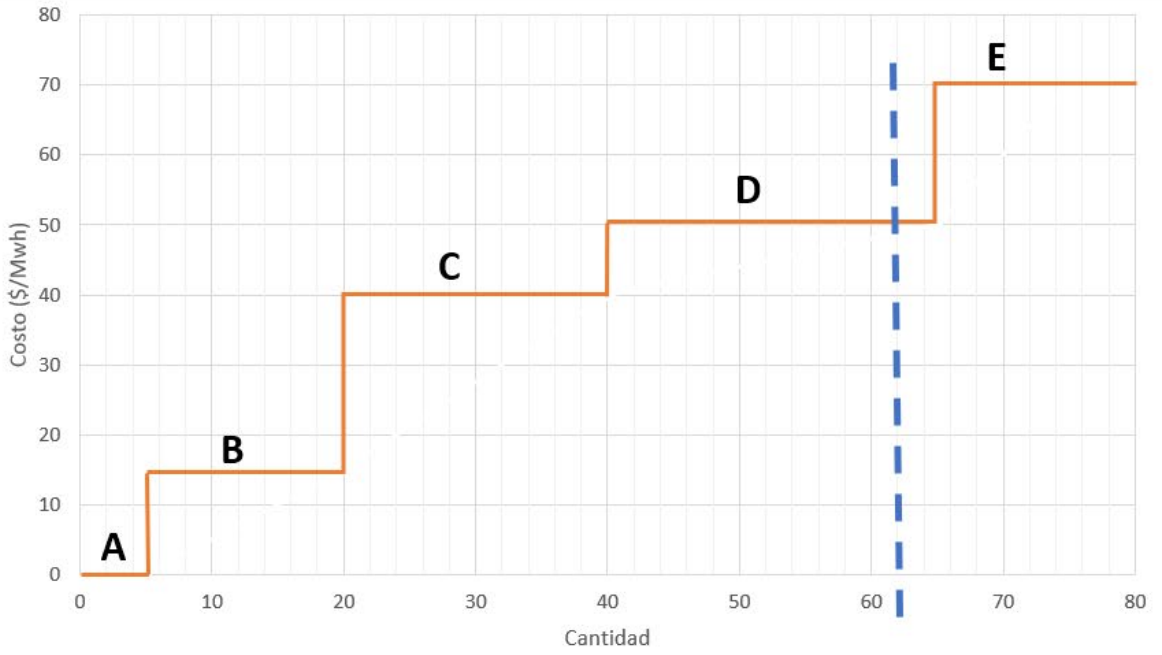
Lo anterior implica que los clientes libres que inicialmente fueron regulados permanecerán conectados a las redes de distribución, lo que entregaría, en algún grado, poder de mercado a las empresas distribuidoras, ya que la utilización de sus líneas es necesaria para la prestación del servicio. Consecuentemente, 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.

Figura A.6.1



Por simplicidad, se asumirá que la retención de capacidad solo pude ser ejercida mediante la indisponibilidad no programada de una central en su totalidad[81].

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 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.

[81] 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.

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

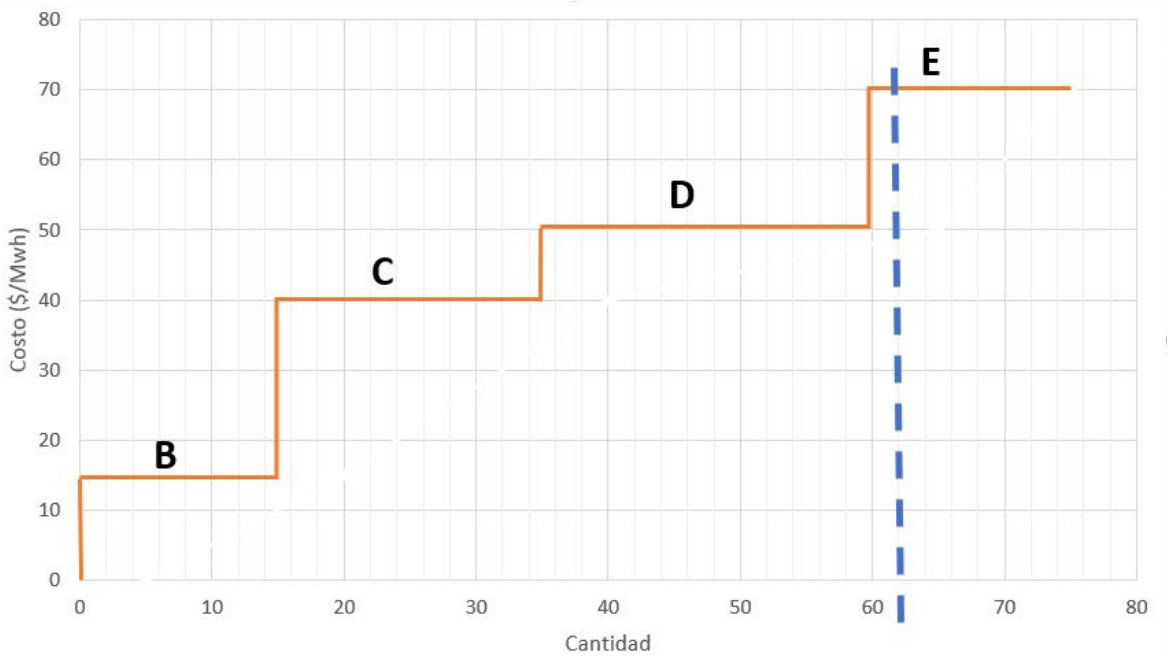
Tabla A.6.1

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

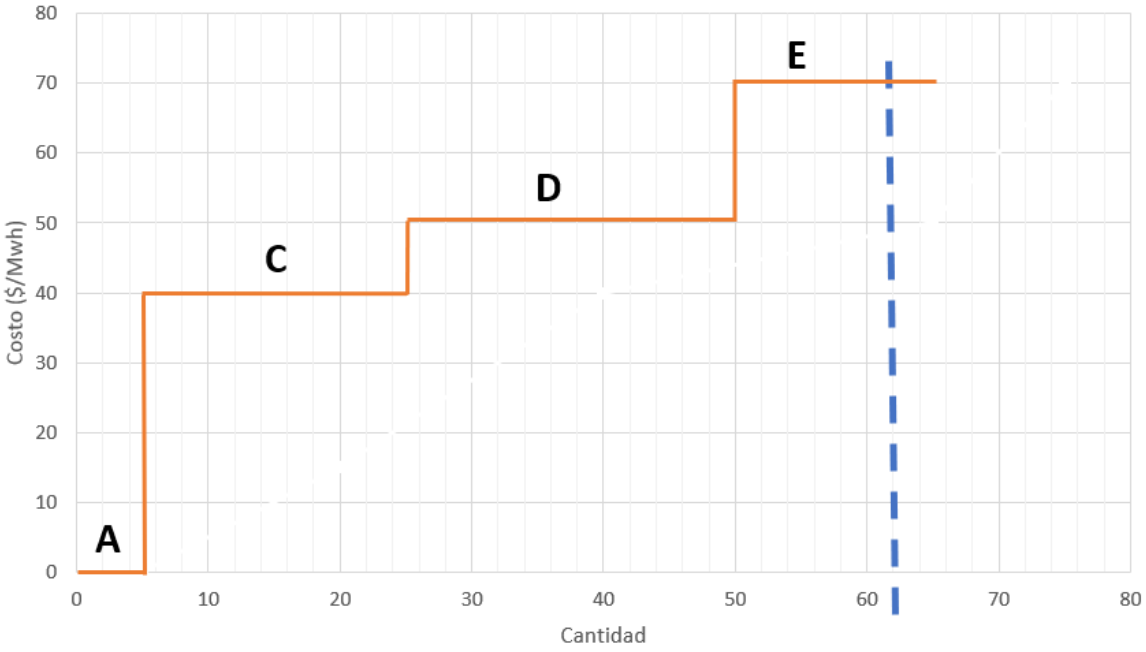


Tabla A.6.2

Conglomerado	Beneficios	
	Retención A	Retención B
Empresa 1	15*(70-15)=825	5*(70-0)=350
Empresa 2	20*(70-40)+65*(100-70)=2550	20*(70-40)+65*(100-70)=2550
Empresa 3	25*(70-50)+2*(70-70)=500	25*(70-50)+12*(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 neutro[82]. 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 successfully driven out existing competitors and deterred entry of new firms, it can raise prices and earn higher profits"* [83].

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 constatase un eventual efecto exclusorio, podría intentar calificarse 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 exclusoria, como ocurre en los casos en que se verifica la práctica antedicha[84].

---

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

[83] https://stats.oecd.org/glossary/detail.asp?ID=3280

[84] 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

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 empresas[85], 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 hipotesis antedichas tanto desde la perspectiva de las empresas excedentarias, como de las empresas deficitarias.

A.7.1 Empresas Excedentarias

Al tratarse de una empresa excedentaria[86], 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.

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

[86] 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.

A.7.2 Empresas Deficitarias

En cuanto a las empresas deficitarias[87], 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.

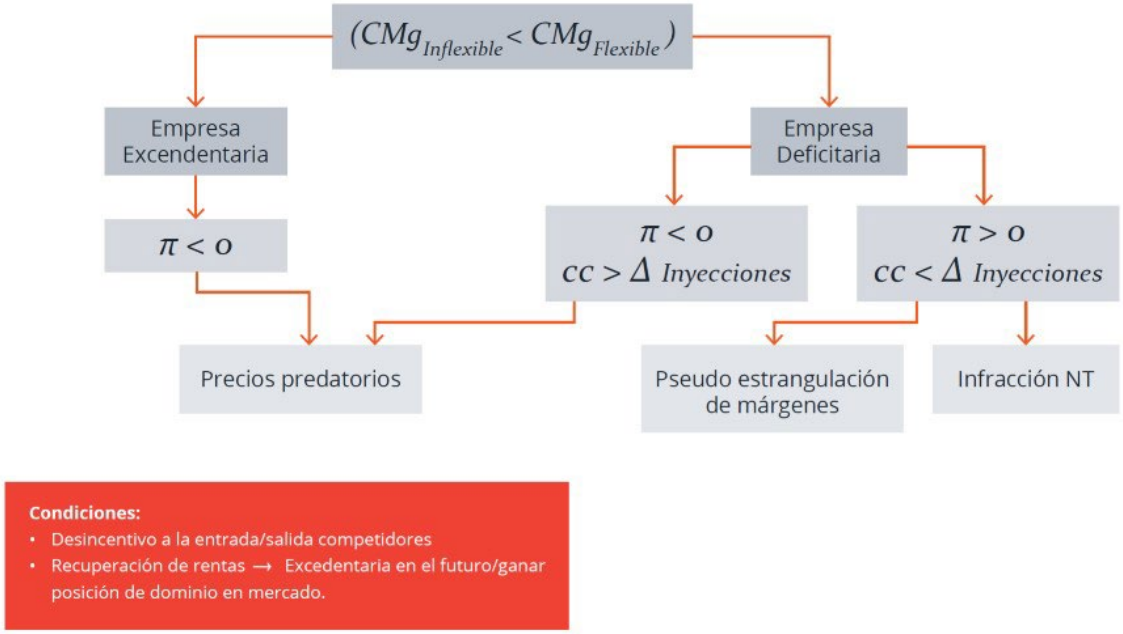
Ahora bien, si las inflexibilidades resultaran en beneficios netos para las empresas deficitarias, ello implicaría que cualquier empresa tendría incentivos a sobre importar GNL, sin necesidad de buscar mantener o aumentar su posición de dominio, razón por la que no podría argumentarse una potencial infracción 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."*[88].

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 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 excedentarios como deficitarias.

[87] 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.

[88] 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



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 alternativamente 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 primerio 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 sobrecosto 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 servicios[89].

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 sobrecosto 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:

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

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.

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

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 adjudicada[90].

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

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

[90] 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/MW, sin internalizar una prima por riesgo.

en la eventualidad de esperar que esto suceda, por lo que el desarrollo se divide en dos partes, como en la sección previa.

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 $E\left(MWAdj_{i,j,h}\right) * E(FA_{i,j,h})$ e incurriría en un costo de $CD_{i,h}$. Por lo tanto, el costo esperado de la disminución de generación sería igual a:

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

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 $E\left(MWAdj_{i,j,h}\right) * E(FA_{i,j,h})$, y no por $E\left(MWAdj_{i,j,h}\right)$.

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

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) $E\left(CMg_{i,h}\right) < CV_{i,h}$: 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 $E\left(MWAdj_{i,j,h}\right)$, la unidad debiese generar $MT_{i,h} + E\left(MWAdj_{i,j,h}\right)$, generación expuesta a un sobre costo equivalente a $\left[MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} + E\left(MWAdj_{i,j,h}\right)\right]\left(CV_{i,h} - E\left(CMg_{i,h}\right)\right)$, 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 $E\left(MWAdj_{i,j,h}\right) * E(FA_{i,j,h})$, lo que implicaría una disminución de costos de $E\left(MWAdj_{i,j,h}\right) * E(FA_{i,j,h}) * \left(CV_{i,h} - E(CMg_{i,h})\right)$, 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:

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

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

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

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 adjudicación[91].

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 trate[92].

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

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

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.

A.8.2.1 Servicios de Subida

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

[92] Esto es equivalente al promedio ponderado de las ofertas expuestas en los apartados correspondientes.

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:

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

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

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

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) $E\left(CMg_{i,h}\right) < CV_{i,h}$: 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

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

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

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

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

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

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.