



INFORME SEMESTRAL MONITOREO DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO ELECTRICO 2023

UNIDAD DE MONITOREO DE LA
COMPETENCIA

OCTUBRE 2023

CONTENIDO

1.	DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL	6
	A. GENERACION ELÉCTRICA	6
	B. LICITACIONES DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN	11
2.	ANÁLISIS DEL MERCADO DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA	16
	A. ANTECEDENTES GENERALES	16
	B. INCENTIVOS ASOCIADOS A LA PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO DE SSCC.	18
	C. EVOLUCIÓN SSCC CF 2022- PRIMER SEMESTRE 2023	25
	D. CONCLUSIONES	34
3.	PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA	36
	A. ANTECEDENTES GENERALES	36
	B. REGIMEN DE VALORIZACIÓN DE PMG/PMGD	38
	C. COMPENSACIONES POR PRECIO ESTABILIZADO DE LOS PMG/PMGD	42
4.	COMBUSTIBLE DIESEL	47
	A. CONFIGURACIONES DE CENTRALES DIESEL EN PERÍODOS DE DESACOPLE	49
	B. COSTOS DE COMBUSTIBLES	50
	ANEXO A: COSTOS ASOCIADOS A ANTIGUO ESQUEMA DE SUBASTAS DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA	56
	A.1 SERVICIOS DE SUBIDA	57
	A.2 SERVICIOS DE BAJADA	60
	ANEXO B: COSTOS ASOCIADOS AL ACTUAL ESQUEMA DE SUBASTAS DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA	63
	B.1 SERVICIOS DE SUBIDA	63
	B.2 SERVICIOS DE BAJADA	64
	ANEXO C: CENTRALES ENTREGADAS A OPERACIÓN PRIMER SEMESTRE 2023	65

El contenido del presente documento, en especial los datos y análisis proporcionados, tienen un fin meramente informativo respecto de las condiciones de competencia que, a juicio del Coordinador Eléctrico Nacional, 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 del Coordinador. Este documento corresponde a un informe de avance considerando la mejor información disponible y cuyos resultados pueden variar en el documento anual que desarrolla la UMC.

Los particulares y/o agentes del sector eléctrico que tengan información sobre hechos y/o antecedentes de indicios de actuaciones que podrían llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, podrán enviar dicha información al correo electrónico confidencialumc@coordinador.cl. Dicha información tendrá el carácter de confidencial y obligará al Coordinador a tomar todas las medidas que correspondan a fin de garantizar su confidencialidad y reserva.

Comentarios u observaciones a este documento, por favor remitirlos al correo electrónico confidencialumc@coordinador.cl.

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

Dentro de las diversas funciones entregadas al Coordinador por la Ley General de Servicios Eléctricos (“LGSE” o “la Ley”)², se encuentra la 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.

Esta labor de monitoreo comenzó a regir el 1 de julio de 2018, a través de una unidad dedicada especialmente a ese efecto, denominada Unidad de Monitoreo de la Competencia (“UMC”). El inciso segundo del artículo 72-10 de la LGSE establece que, en caso de detectar indicios de actuaciones que pudieran llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, conforme a las normas del DL 211³, el Coordinador deberá poner los antecedentes en conocimiento de la Fiscalía Nacional Económica (FNE) o de las autoridades que corresponda, para que dichas instituciones lleven a cabo el proceso de investigación que estimen necesario.

Cabe hacer presente que el deber del Coordinador de poner en conocimiento de la FNE los indicios de actuaciones que pudieran llegar a ser constitutivas de atentados contra la libre competencia, no obsta a que, en el ejercicio de sus atribuciones y funciones, esta entidad proponga, a las autoridades competentes, medidas y/o modificaciones normativas que tiendan a mejorar el funcionamiento y la eficiencia

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).

² Decreto con Fuerza de Ley N° 4/20.018, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.

³ El Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del año 2004, del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción, contiene el texto refundido del Decreto Ley N° 211, de 1973, que Fija Normas Para la Defensa de la Libre Competencia (“DL 211”).

de los mercados analizados y la libre competencia en ellos⁴. Tales propuestas son útiles para solucionar fallas de mercado existentes o evitar su materialización futura, en cuanto se relacionan con la libre competencia en el sector eléctrico.

Durante el primer semestre del año en curso, la UMC, junto con realizar sus actividades permanentes de monitoreo de las condiciones de competencia del mercado, ha continuado desarrollando actividades de asesoría interna, con miras al cabal cumplimiento de la normativa de libre competencia en todas las funciones y actividades que lleva a cabo el Coordinador. Así, por ejemplo, en colaboración con expertos externos, ha efectuado las siguientes actividades:

- Capacitación en Resguardos en Libre Competencia para las áreas de Licitaciones y Compras del Coordinador, junio de 2023.
- Libre Competencia para Directores, abril de 2023.

Así también, con tal de apoyar la transición energética acelerada que está enfrentando el país, la UMC desarrolló las bases de la “[L]icitación pública internacional para el diseño de un mercado mayorista en base a ofertas para energía, servicios complementarios y capacidad para Chile”, proceso que fue adjudicado a ECCO International, liderada por Alex Papaloxopoulos, junto con Smuel Oren y Enzo Sauma como parte del equipo integrante. También se continúa con la participación en foros internacionales, como el EISG de Nevada, la cual ha dado lugar a discusiones fructíferas sobre temas relevantes para la transición energética, así como otras jornadas de carácter privado con CAISO, IESO y otros operadores, para efectos de entender de mejor manera los desafíos generales y asociados a la competencia de un mercado de ofertas, gestión de rampas y mercados de capacidad, entre otros. A modo de ejemplo, la Unidad de Monitoreo de CAISO realizó una presentación sobre su producto denominado rampa flexible a diversos miembros del CEN e IESO compartió su experiencia de transición a un nuevo modelo de mercado, a través del *“Market Renewal Program”*.

En el contexto de sus funciones, la UMC presenta este informe, en el cual, junto con exponer los principales datos del mercado eléctrico nacional, se abordan en mayor detalle aspectos relacionados con servicios complementarios, diésel y PMGD (pequeños medios de generación distribuida).

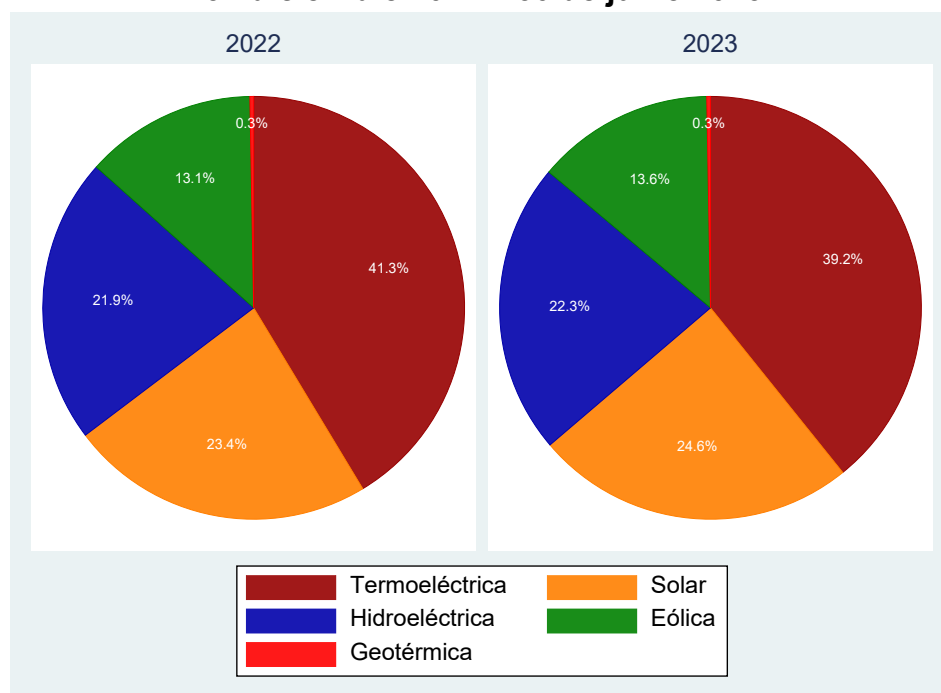
⁴ Artículo 190 del DS 125/2019 que contiene el Reglamento de Operación y Coordinación del Sistema Eléctrico Nacional.

1. DESCRIPCIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

A. GENERACION ELÉCTRICA

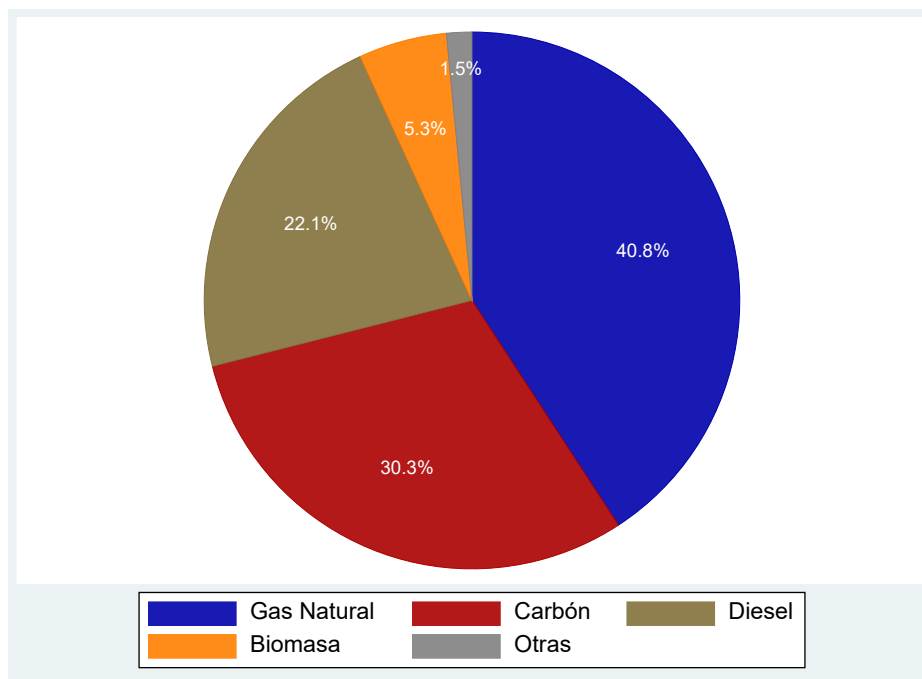
Como se muestra en el Gráfico 1.A.1, el incremento más significativo de capacidad instalada lo evidenció la tecnología solar, al aumentar ésta 1,2 puntos porcentuales, de 23,4% al 31 de diciembre de 2022 a 24,6% al 30 de junio de 2023, acortando de esta forma la brecha con la tecnología térmica, la cual representó un 39,2% a junio de 2023, con una baja de 2,1 puntos porcentuales respecto del período de referencia previo. La tecnología hídrica fue la tercera en relevancia, detrás de la térmica y solar, con un 22,3%, seguida por la eólica y geotérmica con un 13,6% y 0,3% respectivamente.

Gráfico 1.A.1
Distribución de capacidad instalada (MW) por tecnología
31 diciembre 2022 – 30 de junio 2023



Se observa que la tendencia de aumento de ERV (Energía renovable variable) continúa, al comparar la capacidad instalada al 30 de junio de 2023 con su valor al 31 de diciembre de 2022, solo estando 1 punto porcentual bajo la capacidad instalada de centrales térmicas, con las centrales solares y eólicas dando cuenta del 38,2% del total.

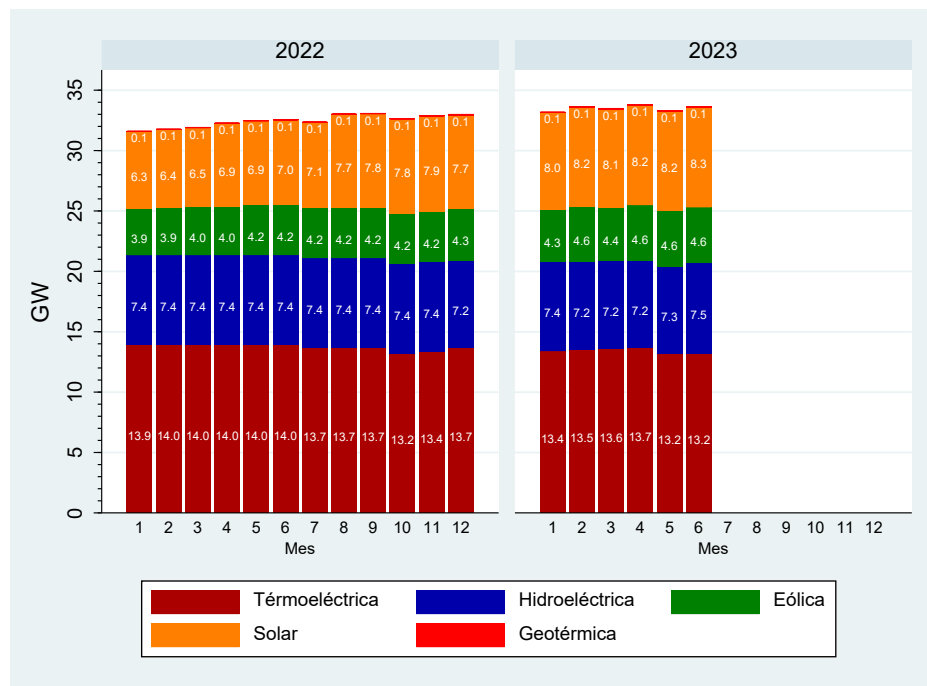
Gráfico 1.A.2
Distribución de capacidad térmica instalada (MW) por fuente
Junio 2023



De la totalidad del parque térmico, como se observa en el gráfico 1.A.2, las centrales a gas son las de mayor participación, con un 40,8%; más de 10 puntos porcentuales sobre el carbón, que alcanzó un 30,3%. Por su parte, el diésel logró una participación de 22,9%, seguido por biomasa y otras fuentes con un 5,3% y 1,5% respectivamente.

La capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional alcanzó un total de 33,7 GW a junio de 2023, con un aumento de cerca de 1,9% en comparación a diciembre del año previo. Al igual que en períodos anteriores, el aumento de capacidad se debió primordialmente a una mayor penetración de energía solar y eólica, lo que se refleja en el Gráfico 1.A.3.

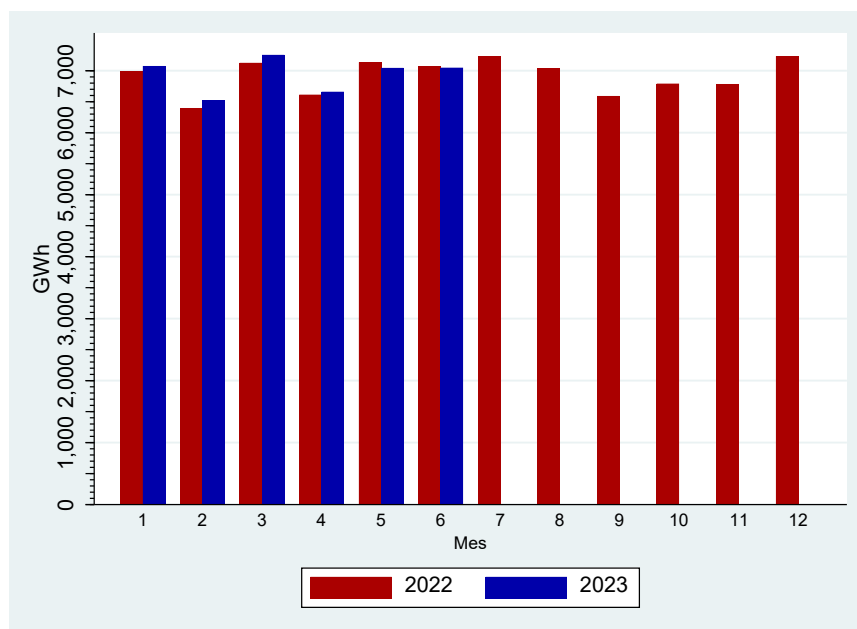
Gráfico 1.A.3
Capacidad instalada por tecnología
2022 – 1er semestre 2023



En cuanto a nuevas centrales, en Anexo C se presenta una lista con las centrales entregadas a la operación durante el primer semestre del año 2023.

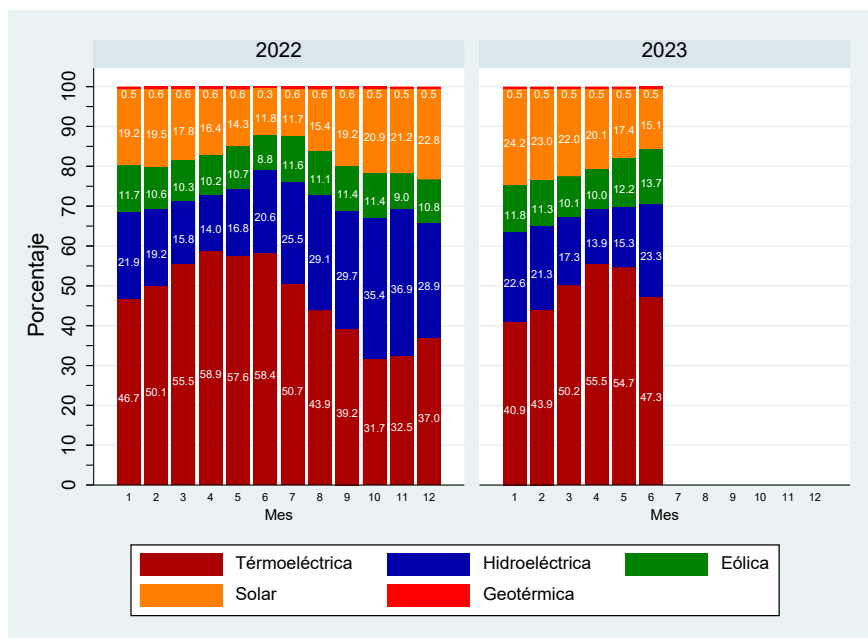
En lo referente a generación mensual, ésta osciló entre 6.522 GWh y 7.255 GWh a lo largo del primer semestre del año, habiendo alcanzado el mínimo y máximo en los meses de febrero y marzo respectivamente, en contraste con valores que se situaron entre 6.398 GWh y 7.234 GWh en el año 2022, tal como se muestra en el gráfico 1.A.4.

Gráfico 1.A.4
Generación mensual
2022 – 1er semestre 2023



En cuanto a la distribución de la energía inyectada por tecnología, esta puede llegar a variar de forma sustantiva a lo largo del año (ver Gráfico 1.A.5).

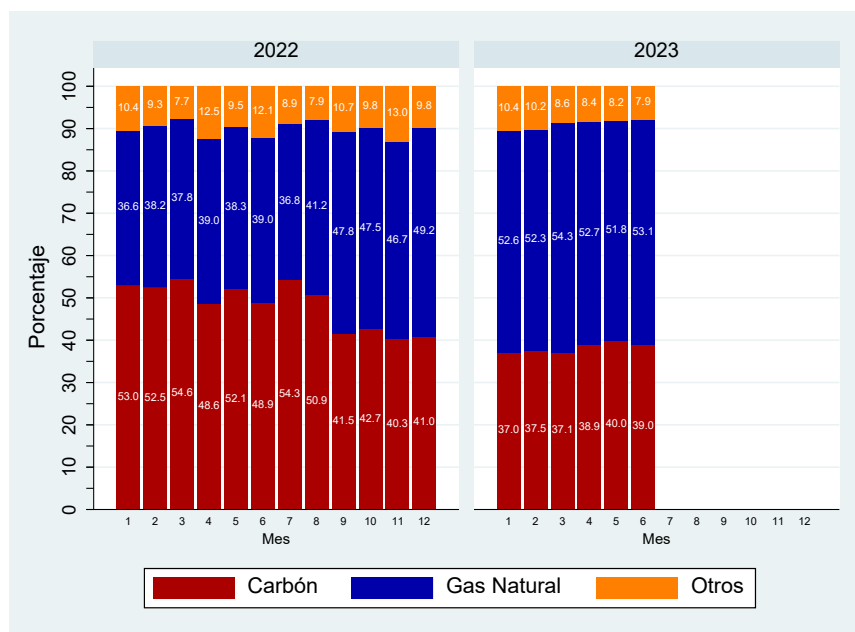
Gráfico 1.A.5
Distribución generación por tecnología
2022 -1er semestre 2023



Las tecnologías que presentan 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 donde existe menor disponibilidad del recurso hídrico, son las centrales térmicas las que cubren dicha disminución de generación. Por su parte, la participación de la energía solar aumentó consistentemente respecto de los mismos meses del año anterior, mostrando el mayor incremento durante enero, con 5 puntos porcentuales por sobre igual mes del año 2022.

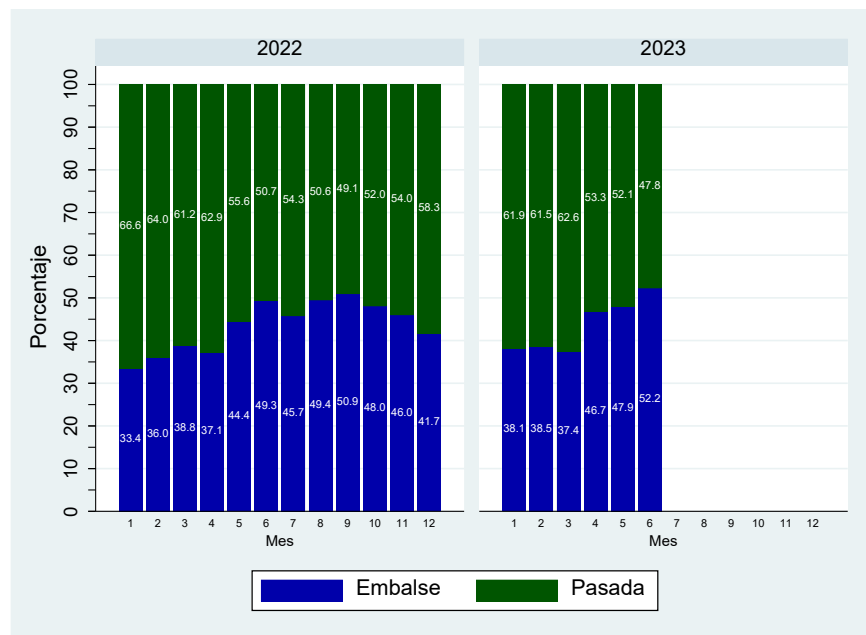
En cuanto a las fuentes de generación termoeléctrica, el gas continuó siendo la de mayor participación, con niveles sustantivamente superiores a lo presenciado durante el primer semestre de 2022, variando entre 51,8% y 54,3% durante los seis primeros meses del año (ver gráfico 1.A.6.).

Gráfico 1.A.6
Distribución generación térmica por fuente
2022 – 1er semestre 2023



Por su parte, en el Gráfico 1.A.7 es posible observar la distribución de la generación hidroeléctrica entre centrales de embalse y pasada. Con excepción de marzo, todos los meses del primer semestre registraron un incremento de la proporción generada por centrales de embalse respecto del año 2022.

Gráfico 1.A.7
Distribución generación hidroeléctrica por fuente
2022– 1er semestre 2023



B. LICITACIONES DE INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN

El Coordinador Eléctrico Nacional es la entidad responsable de llevar a cabo los procesos de licitaciones públicas internacionales para las obras nuevas (ON) y obras de ampliación (OA) contempladas en los decretos de expansión de la transmisión. Las primeras licitaciones públicas llevadas a cabo por el Coordinador tuvieron lugar en el año 2017.

Durante el primer semestre del año 2023, dos procesos licitatorios fueron convocados, a saber:

- Obras de Ampliación Decreto Exento N° 200/2022, cuyo llamado a licitación fue el 16 de enero de 2023 y la publicación del acta de adjudicación el 4 de septiembre de 2023.
- Obras Nuevas Decreto Exento N°257/2022, cuyo llamado a licitación fue el 27 de marzo de 2023 y la adjudicación se espera concretar el 3 de noviembre de 2023.

Ambos procesos abarcan 50 obras, de las cuales 15 corresponden a obras nuevas y 35 a obras de ampliación.

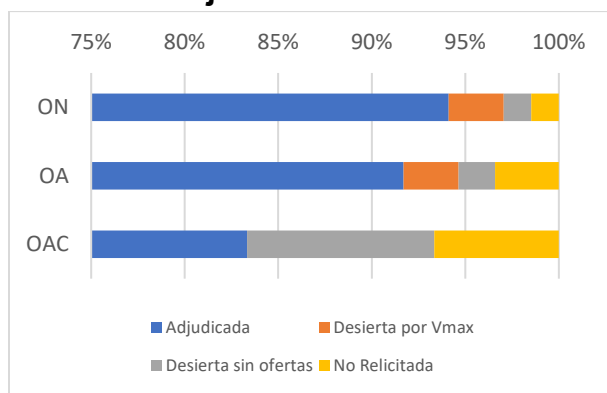
Del análisis de los resultados de los procesos licitatorios realizados por el Coordinador desde 2017 al primer semestre de 2023, se destaca que las obras nuevas han registrado la mayor tasa de adjudicación, con 64 adjudicadas de un total de 68 obras licitadas. Por otro lado, en el caso de las obras de ampliación, de las 205 licitadas, 188 han sido adjudicadas. Finalmente, en lo que respecta a las obras de ampliación condicionadas (OAC)⁵, de las 30 en concurso, 25 han sido adjudicadas.

Es importante destacar que las obras no adjudicadas se dividen en dos categorías. En primer lugar, están aquellas que quedaron desiertas debido a que las ofertas superaron el valor máximo establecido o no recibieron propuestas, y que deben ser sometidas a un nuevo proceso de licitación. En segundo lugar, se encuentran las obras desiertas que no fueron relicitadas, ya que, debido a su carácter urgente, fueron ejecutadas por los propietarios en conformidad con lo estipulado en el artículo 102 de la Ley o fueron excluidas debido a modificaciones en el respectivo decreto que establece los proyectos de expansión

A continuación, se presenta un resumen del estado de las obras de transmisión que han sido objeto de licitación por parte del Coordinador desde el año 2017 hasta junio de 2023.

El Gráfico 1.B.1 proporciona una visión general del resultado de los procesos licitatorios concluidos en ese período, ofreciendo una perspectiva detallada de la evolución de estos proyectos.

Gráfico 1.B.1
Resumen del estado de las obras de procesos licitatorios concluidos hasta junio de 2023.



⁵ Se entiende por obras de ampliación condicionadas aquellas obras de ampliación que dependen de otra obra para su licitación.

En conformidad con lo establecido en el Artículo 146 del Decreto 37/2021, que rige el Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión, en caso de que una obra quede desierta en una primera licitación, el Coordinador debe realizar una nueva licitación. Sin embargo, si esta segunda licitación también termina sin adjudicación, la responsabilidad de decidir sobre la necesidad de una nueva licitación recae en la Comisión Nacional de Energía.

A continuación, se presenta un resumen que incluye el número de obras que han participado en múltiples procesos licitatorios y la cantidad de obras adjudicadas en cada uno de estos procesos, clasificadas según su tipo.

Tabla 1.B.1
Obras con participación en más de un proceso licitatorio

Tipo de Obra	N° procesos	Total obras	Adjudicadas
OA	2	34	17
OA	3	20	16
OA	4	1	-
OAC	2	7	3
ON	2	7	3

Es importante destacar que existen obras, nuevas o de ampliación, que, no obstante estar incluidas en un decreto de expansión de la transmisión, no cumplen aún con las condiciones necesarias para su inclusión en un proceso de licitación. Esto puede deberse a diversas razones, como la falta de finalización de su estudio de franja o su dependencia de la adjudicación o ejecución de otras obras relacionadas desde el punto de vista constructivo. A continuación, se presenta un resumen de las obras que aún no han sido objeto de licitación:

Tabla 1.B.2
Obras no licitadas por tipo

Estado Obras	OA	ON	OAC
No Licitadas por Estudio de Franja	-	4	-
No Licitadas por Art.126	8	3	4

Si bien las obras de ampliación licitadas tienen una proporción de adjudicación superior al 90%, no siempre su ejecución es exitosa. En la actualidad, ciertas obras que fueron adjudicadas e iniciaron su construcción se encuentran detenidas por diversos problemas. El artículo 157 del Decreto 37/2021 establece 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, el Coordinador puede disponer la realización de un nuevo proceso de licitación para la parte de la obra que se encuentre inconclusa. La Tabla 1.B.3 siguiente muestra un resumen con referencia al decreto respectivo, del número de obras de ampliación que se encuentran con solicitud de aplicación del artículo 157.

Tabla 1.B.3
Resumen obras con solicitud de aplicación de Art. 157
(a junio de 2023)

Decreto	Propietario	Adjudicatario	Total obras
198	CGET	Andes del Sur	6
198	CGET	Cobra	6
198	CGET	Semi Chile SpA	2
198	Chilquinta	Andes del Sur	1
198	Engie	Cobra	3
198	Soc.Trans. Metropolitana II	Cobra	4
198	Transemel	Cobra	2
293	Alfa Transmisora	Inprolec	1
293	CGET	Inprolec	2
293	Chilquinta	Semi Chile SpA	2
293	Chilquinta	Tecnet	1
293	Litoral Transmisión	Semi Chile SpA	1
293	Soc.Trans. Metropolitana II	Cobra	2
293	Transelec	Inprolec	3
418	CGET	Quanta Services Chile SpA	1
418	Chilquinta	Tecnet	3
418	Engie	GE-Isotron	1
418	STM	GE-Isotron	1

Para las obras de ampliación, que se encuentran con incumplimientos de parte del adjudicatario, el Coordinador debe emitir un informe que indique el estado de avance físico y financiero de la obra y sus condiciones de continuidad, y que contenga todos los antecedentes para una nueva licitación de la obra. El Coordinador ha emitido el informe mencionado respecto de 21 de las obras indicadas en la tabla anterior, encontrándose pendiente la emisión del informe respecto de las obras restantes⁶.

⁶ Recientemente, a la fecha de elaboración del presente informe, el Coordinador publicó las bases del proceso de relicitación de obras de ampliación en el marco de la aplicación del Artículo N°157 del Reglamento de los Sistemas de Transmisión y de la Planificación de la Transmisión. Dicho

El menor porcentaje de adjudicación de las obras de ampliación y la gran cantidad de obras adjudicadas detenidas por incumplimiento de las obligaciones de parte del adjudicatario, ratifican la necesidad de modificar el modelo actual de licitaciones, en el cual el Coordinador realiza las licitaciones de las obras de ampliación y el propietario de la obra a ampliar no es directamente responsable por el proceso. Esta estructura genera diversos conflictos que se traducen en el menor éxito en la ejecución de las obras.

Se insiste, por lo tanto, en una propuesta de un cambio normativo que establezca que las empresas transmisoras propietarias de las instalaciones sujetas a ampliación sean las responsables de licitar y elaborar las bases de licitación de las obras de ampliación contenidas en los decretos de expansión de la transmisión. Esta propuesta no afectaría la supervisión al proceso licitatorio que realizaría el Coordinador.

proceso considera la relicitación de 5 obras, por un valor de inversión referencial que asciende a los US\$ 10 millones.

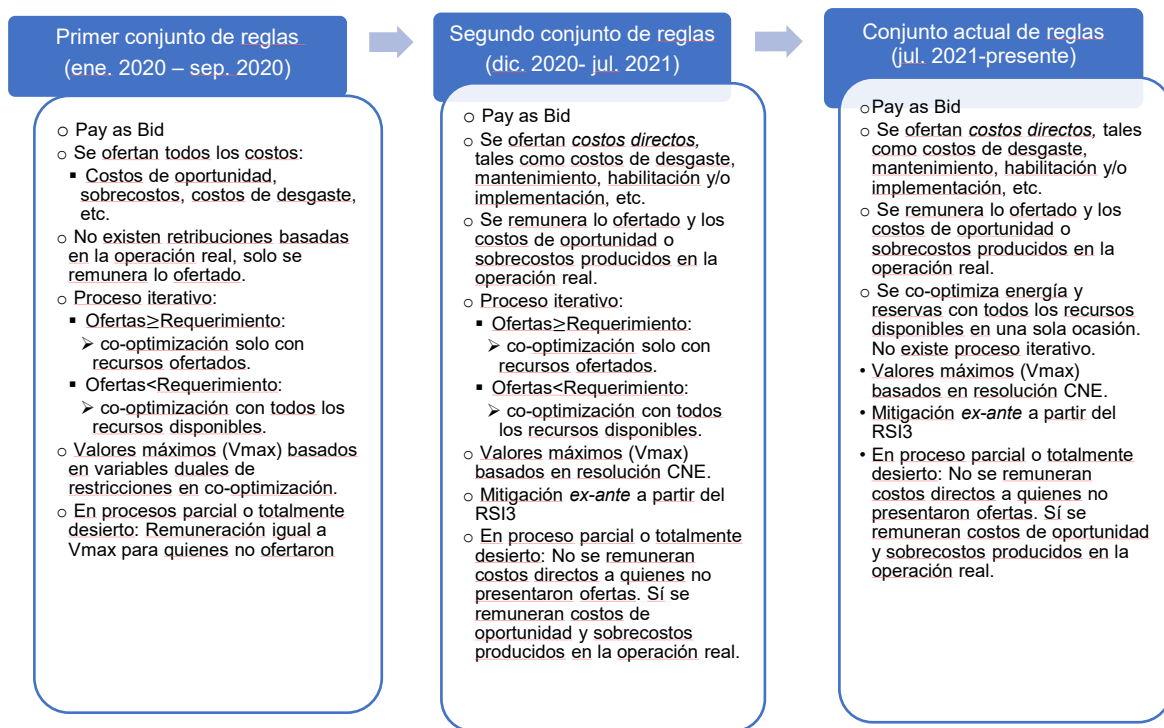
2. ANÁLISIS DEL MERCADO DE SSCC DE CONTROL DE FRECUENCIA

A. 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 frecuencia⁷.

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.

⁷ 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 constatar 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.

B. 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 conveniente⁸, 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:

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

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,

$CostosSSCC_i$: costos de oportunidad, sobrecosto y combustible adicional (es igual al término $PagosSSCC_i$)

α_G : es la proporción de retiros de la empresa G .

⁸ 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.

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 sobre costos 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 escenarios⁹.

⁹ 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.

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 recibidas¹⁰. 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.

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 sobre costos 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 sobre costos 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 sobre costos, 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.

¹⁰ 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.

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 de CfD en el Reino Unido de contratos 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 sobre costos 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 tecnología¹¹⁻¹².

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 el año 2022 hasta el primer semestre de 2023.

¹¹ 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.

¹² 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.

C. EVOLUCIÓN SSCC CF 2022- PRIMER SEMESTRE 2023

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

Gráfico 2.C.1

Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CPF-

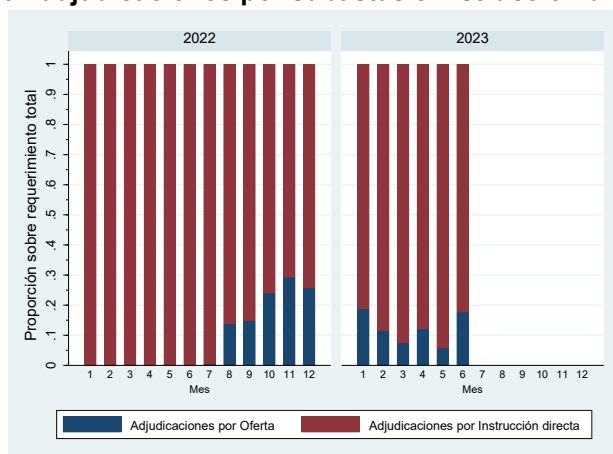


Gráfico 2.C.2

Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF+

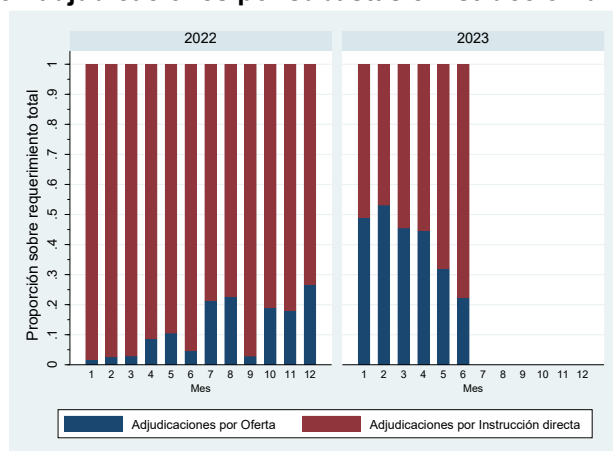


Gráfico 2.C.3
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF-

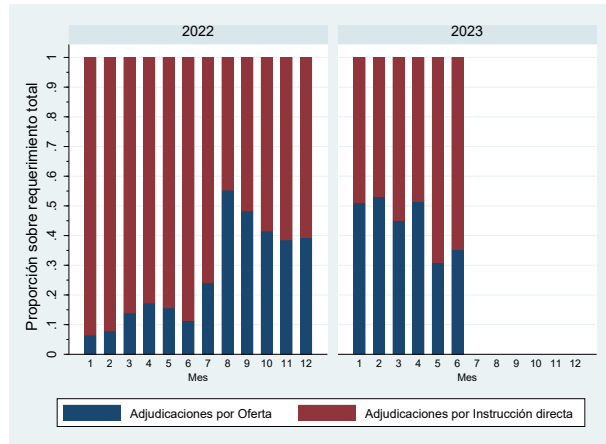


Gráfico 2.C.4
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF+

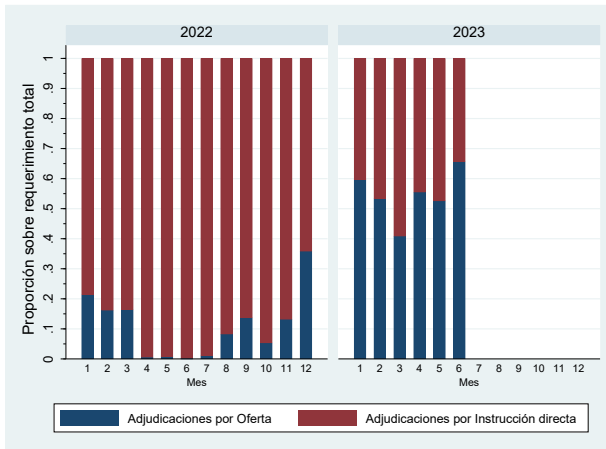
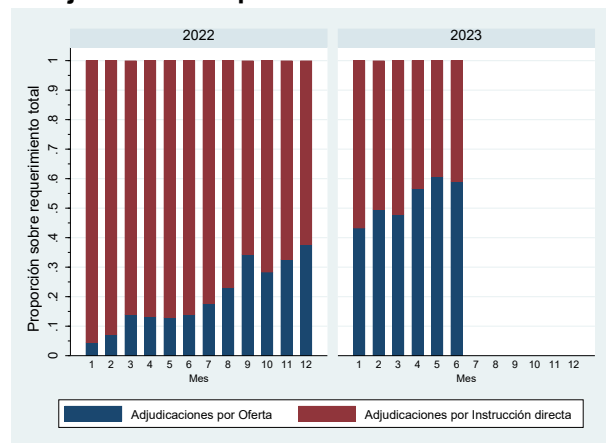


Gráfico 2.C.5
Proporción adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF-



Como se observa, la mayor parte de las adjudicaciones han sido por instrucción directa para el servicio de CPF- durante todo el período considerado, aunque destaca el hecho de que durante ningún mes del primer semestre el servicio fue 100% adjudicado por Instrucción Directa (“ID”). En cuanto al CSF, la proporción de adjudicaciones por ofertas aumentó respecto del año 2022, oscilando entre un 20% y 50% para el servicio de subida y bajada, respectivamente. Destaca el caso de ambos servicios de CTF, que presentaron una tendencia marcadamente creciente de la proporción adjudicada por ofertas, logrando incluso más del 60% durante el primer semestre de 2023.

Cabe hacer notar que la circunstancia de que algunos servicios hayan sido adjudicados mayoritariamente por ID, 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 la demanda, para la prestación de CPF, CSF y CTF 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 han correspondido a unidades térmicas e hidráulicas, habiendo casos esporádicos en los cuales centrales ERV han sido adjudicadas en los servicios de control secundario bajada. La mayor proporción de adjudicaciones a centrales ERV se ha dado en el control terciario de frecuencia de bajada.

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

Gráfico 2.C.6
Proporción adjudicaciones por tecnología CPF+

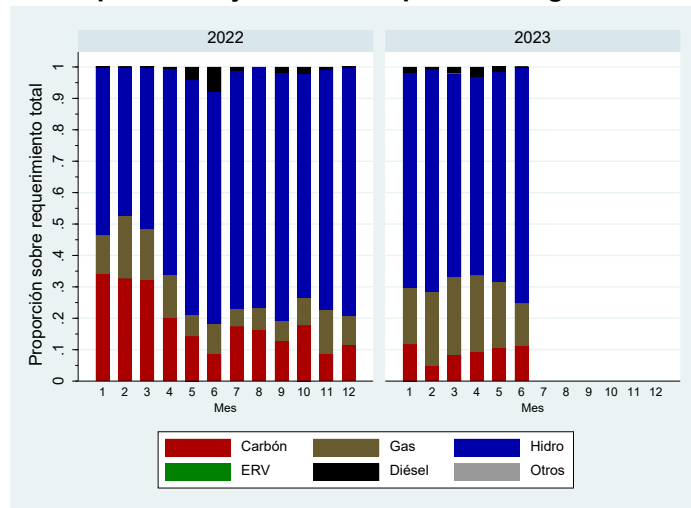


Gráfico 2.C.7
Proporción adjudicaciones por tecnología CPF-

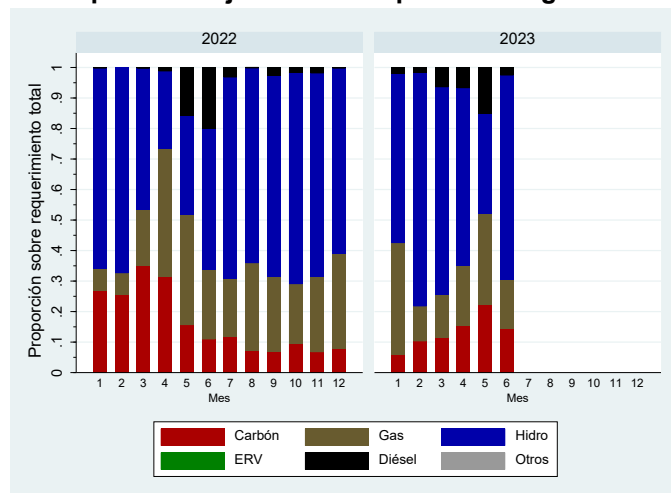


Gráfico 2.C.8
Proporción adjudicaciones por tecnología CSF+

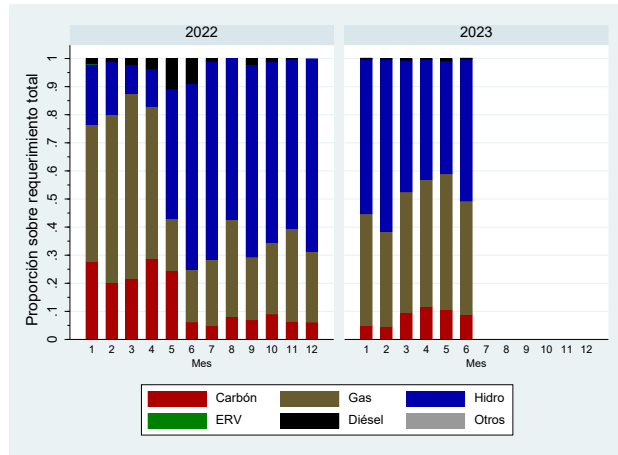


Gráfico 2.C.9
Proporción adjudicaciones por tecnología CSF-

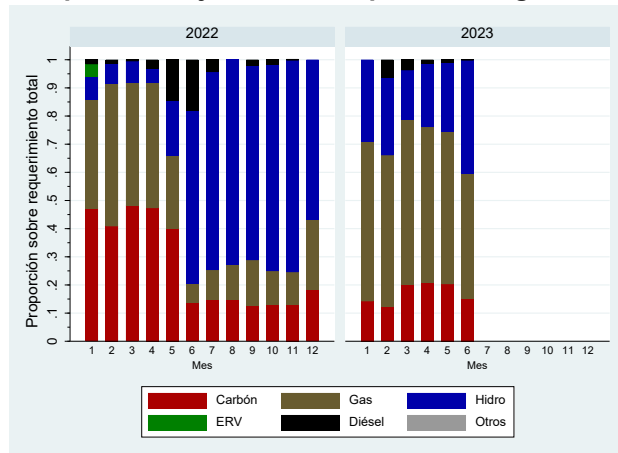


Gráfico 2.C.10
Proporción adjudicaciones por tecnología CTF+

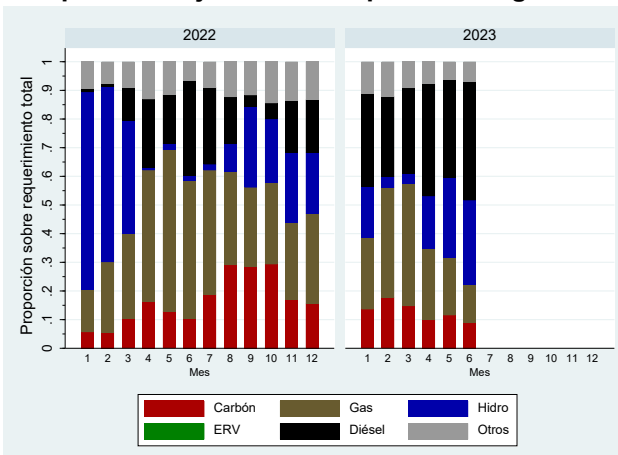
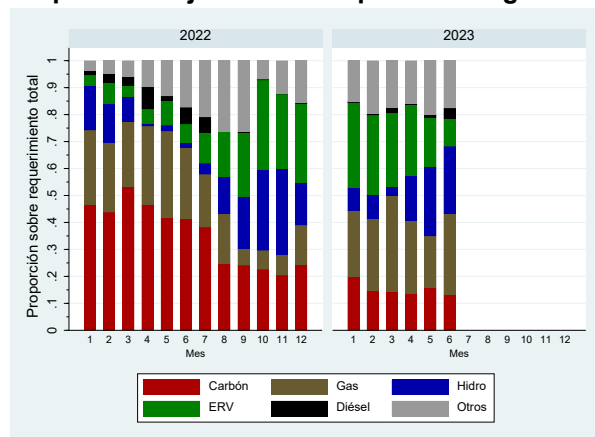


Gráfico 2.C.11
Proporción adjudicaciones por tecnología CTF-



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 o USD/MWh. Dicho cambio se vio primordialmente motivado por el comportamiento de las ofertas de unidades térmicas.

Gráfico 2.C.12
Curva duración ofertas adjudicadas 2022-1er semestre 2023

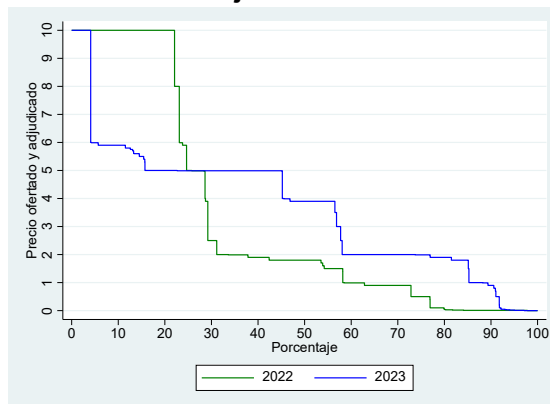
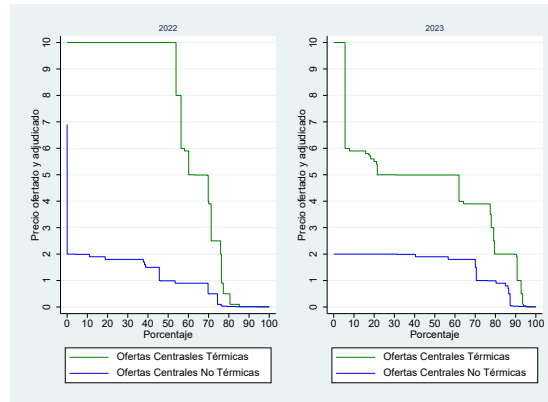


Gráfico 2.C.13
Curva de duración ofertas adjudicadas por tecnología térmica y no térmica



Cabe destacar que existe un número reducido de centrales térmicas que ofertaron menos de 1 USD y fueron adjudicadas, estando dentro de ellas IE Mejillones, Candelaria, Campiche, Hornitos, Nehuenco y San Isidro, 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.

En general, la mayoría de las ofertas adjudicadas correspondió a centrales térmicas, con excepción de algunos meses en que centrales hidráulicas fueron mayormente las adjudicadas. CTF- sigue siendo el único servicio para el cual se han adjudicado ofertas de centrales ERV, aunque la proporción bajó durante el primer semestre de 2023. A este respecto, cabe destacar que el número de unidades ERV consideradas para la prestación de CTF- aumentó solo en una desde enero de 2022 a junio de 2023, con la incorporación de la central Malgarida. Asimismo, 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.

A este respecto, menester resulta implementar un proceso acelerado de verificación de centrales ERV con tal de hacer expedita su incorporación al conjunto de centrales habilitadas para la prestación de SSCC, y con ello contribuir a la disminución de pagos laterales que ha evidenciado el sistema. Las generadoras que poseen centrales ERV deben tener en consideración, además, que de ser adjudicadas para la prestación de SSCC, en un escenario de recortes de energía variable se respetaría la adjudicación de dichos servicios, lo que sería un aliciente adicional para su habilitación.

Gráfico 2.C.14
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CPF-

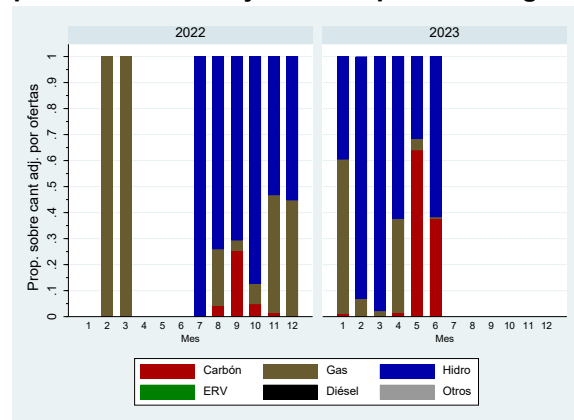


Gráfico 2.C.15
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CSF+

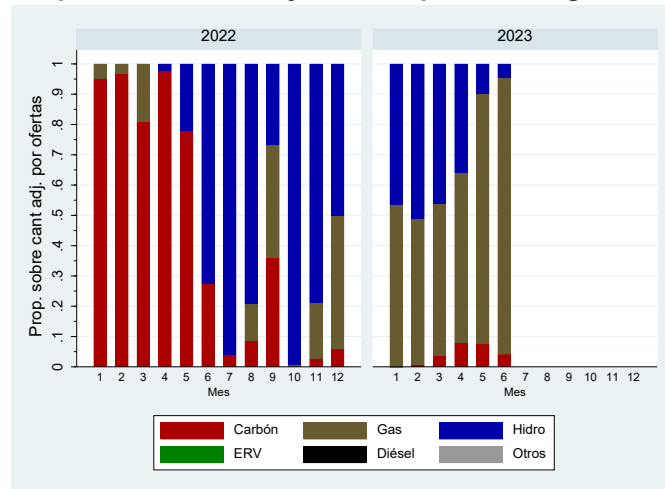


Gráfico 2.C.16
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CSF-

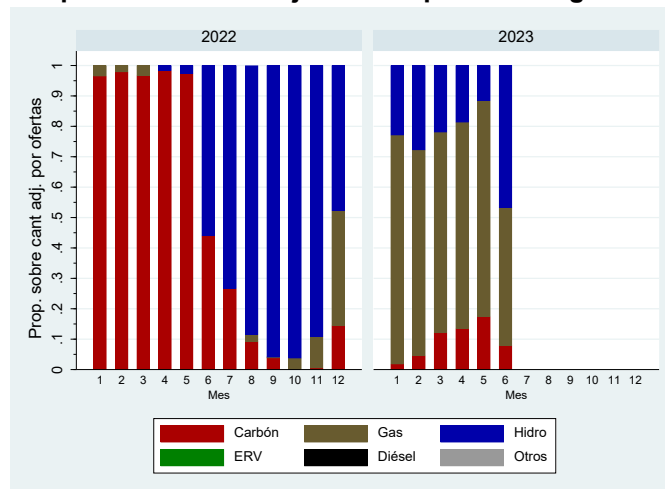


Gráfico 2.C.17
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CTF+

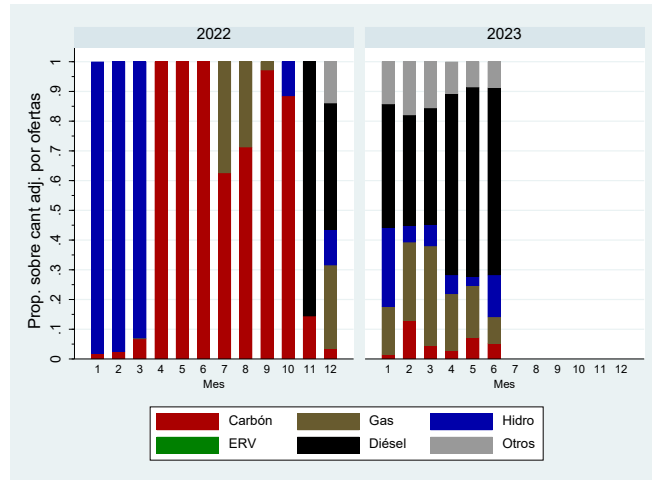
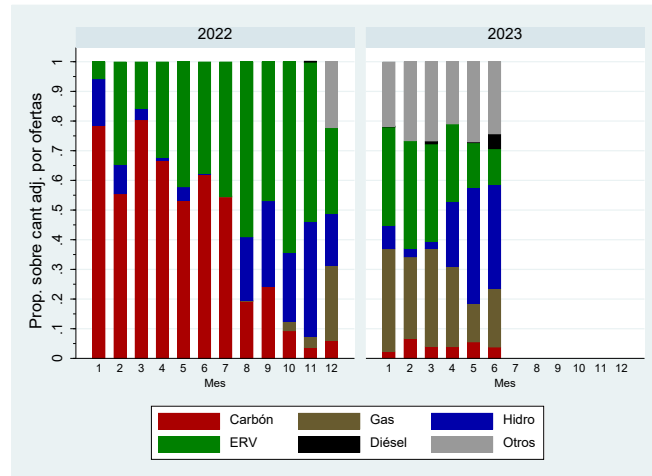


Gráfico 2.C.18
Proporción ofertas adjudicadas por tecnología CTF-



En cuanto a ofertas recibidas y filtradas por las medidas de mitigación¹³, estas se concentraron en torno a 3,3 y 6,1 USD para los servicios de CSF y CTF durante el año 2022, y 3,4 y 4,1 USD en el primer semestre del 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 primer semestre de 2023 alcanzó 1,35 USD.

¹³ Una “oferta filtrada” se entiende como una oferta que pasó las medidas de mitigación establecidas en la resolución de valores máximos de la CNE.

Tabla 2.C.1
Estadísticas descriptivas ofertas “filtradas” recibidas en 2022 - 1er semestre 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
1er Semestre 2023	CPF-	1,3465	0,6028
	CSF-	3,5339	2,6802
	CSF+	3,5632	2,6950
	CTF-	3,3612	2,3938
	CTF+	4,0805	2,2265

D. CONCLUSIONES

Si bien las adjudicaciones por instrucción directa siguen siendo las de mayor proporción para el servicio de CPF-, en el servicio de CSF, de subida y bajada, incluso llegó a 50%, mientras que los servicios de CTF+ y CTF- mostraron un aumento sustantivo y continuo de participación de ofertas, superando incluso el 60% de las adjudicaciones durante el primer semestre de 2023.

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 CTF, CSF y CPF. 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 para la prestación de SSCC, con tal de aumentar el parque habilitado para la prestación de SSCC de CF en el corto plazo.

En este mismo sentido, la UMC también recomendó que la programación intradiaria (PID) considerara la posibilidad de readjudicar todas las unidades que hayan sido adjudicadas en la programación diaria, independientemente de si hubiesen

presentado ofertas o no, con tal de siempre alcanzar la operación más eficiente posible.

Finalmente, para incorporar tempranamente 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, 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 normativa, entre otras.

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.

3. PEQUEÑOS MEDIOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

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 Decreto Supremo N° 88 de 2019, de Energía, publicado en octubre de 2020 (“DS 88”), contiene el Reglamento para medios de generación de pequeña escala. que reemplazó al primer reglamento, establecido en el Decreto Supremo N° 244, de 2005, de Economía (“DS 244”).

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

Los procedimientos, metodologías y demás 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, de julio de 2019, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 149° de la LGSE y lo previsto en el Decreto Supremo N° 244. La referida norma técnica está en proceso de modificación para adaptarse, entre otros aspectos, a los cambios introducidos por el DS 88.

A. ANTECEDENTES GENERALES

En el primer semestre de 2023 se han instalado 209,7 MW, en medios de generación de pequeña escala, de los cuales 199,6 MW corresponden a PMGD. Con ello la potencia instalada total del segmento medios de generación de pequeña escala alcanzó los 2.738 MW en junio de 2023, de los cuales 2.433 MW corresponden a PMGD.

El gráfico 3.A.1 muestra la potencia instalada histórica en pequeños medios de generación distribuidos y el gráfico 3.A.2 muestra su distribución geográfica a junio de 2023.

Gráfico 3.A.1
Potencia instalada PMGD por tipo de tecnología
2010 – 1er semestre 2023

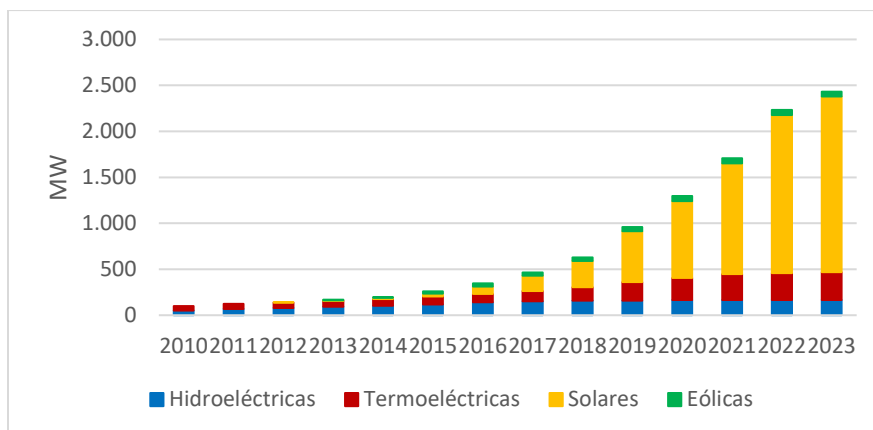
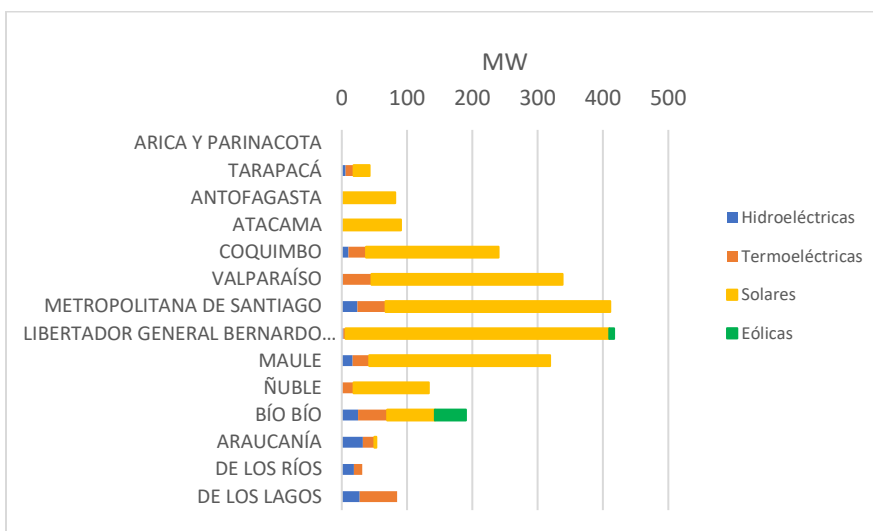


Gráfico 3.A.2
Potencia instalada PMGD por región
A junio de 2023



La tecnología solar es la dominante en el segmento PMGD, con un 78.4% de la potencia instalada total. Desde el año 2015, este segmento ha experimentado un gran desarrollo, con tasas de crecimiento superiores al 30% anual en potencia instalada. Sin embargo, en el primer semestre de 2023 el crecimiento se redujo a un 9%, lo que indicaría una posible desaceleración para el resto del año.

Durante el primer semestre de 2023 en la mayoría de las regiones se instalaron nuevos PMGD, destacando la región de O'Higgins, con el 28%, y la región Metropolitana, con 17%, de la potencia instalada del semestre. En las regiones de Arica y Parinacota, Tarapacá y Los Ríos no se instalaron PMGD durante el semestre. A nivel nacional, el 94% de la potencia instalada en PMGD durante el primer semestre de 2023 correspondió a tecnología solar.

B. REGIMEN DE VALORIZACIÓN DE PMG/PMGD

Los medios de generación de pequeña escala tienen el derecho a vender la energía que evacuan al sistema a costo marginal instantáneo o, alternativamente, a un precio estabilizado, así como sus excedentes de potencia al precio de nudo de la potencia.

El DS 88 define el precio estabilizado en 6 intervalos temporales, de 4 horas de duración cada uno, los cuales son fijados por el Ministerio de Energía y calculados semestralmente por la Comisión de Energía. También establece un régimen transitorio que permite que los medios de generación de pequeña escala que cumplan con algunas condiciones puedan optar a un régimen de valorización de sus inyecciones de energía al precio estabilizado establecido en el DS 244, que corresponde al Precio de Nudo de Corto Plazo de la energía, PNCP.

Los medios de generación de pequeña escala que pueden optar a valorizar su energía a precio nudo de corto plazo corresponden a aquellos que cumplan alguna de las siguientes condiciones:

- Medios que se encuentren operando a la fecha de publicación del DS 88
- PMGD que hayan obtenido su ICC además de haber solicitado y obtenido su declaración en construcción en los plazos que estipula el reglamento.
- Medios de generación de pequeña escala que hayan realizado los trámites en el Servicio de Evaluación Ambiental y que hayan solicitado y obtenido su declaración en construcción en los plazos estipulados.

El reglamento estableció plazos para el cumplimiento de los tres requisitos enumerados previamente, habiendo vencido el último de ellos en octubre de 2020.

Los medios de generación en operación a la fecha de publicación del DS 88, pueden optar a cualquiera de los regímenes de valorización de energía, esto es, costo marginal, precio estabilizado por intervalo temporal o precio nudo de corto plazo,

siempre que comuniquen al Coordinador su opción en un plazo de 4 años a partir de la publicación del DS88, es decir hasta octubre de 2024. Los medios de generación que no estaban en operación a la fecha de publicación del decreto, pero que cumplen con las condiciones indicadas anteriormente, pueden optar al régimen de valorización de PNCP siempre que lo comuniquen al Coordinador al menos 1 mes antes de su entrada en operación.

Este régimen transitorio puede durar 165 meses (poco más de 13 años) a partir de la fecha de publicación del DS 88, es decir, aquellos PMG y PMGD que cumplan con las condiciones antes mencionadas podrían optar a la valorización a PNCP hasta julio de 2034. Los gráficos 3.B.1, 3.B.2 y 3.B.3 muestran una comparación entre el costo marginal promedio mensual, el precio estabilizado por intervalo temporal y el precio nudo de corto plazo para las barras Crucero 220 kV, Quillota 220 kV y Puerto Montt 220 kV respectivamente en horas solares, es decir de 8 a 18 horas y en las restantes horas no solares.

Gráfico 3.B.1
Costo marginal-PNCP-PE intervalo temporal barra Crucero 220 kV
2021 a junio de 2023

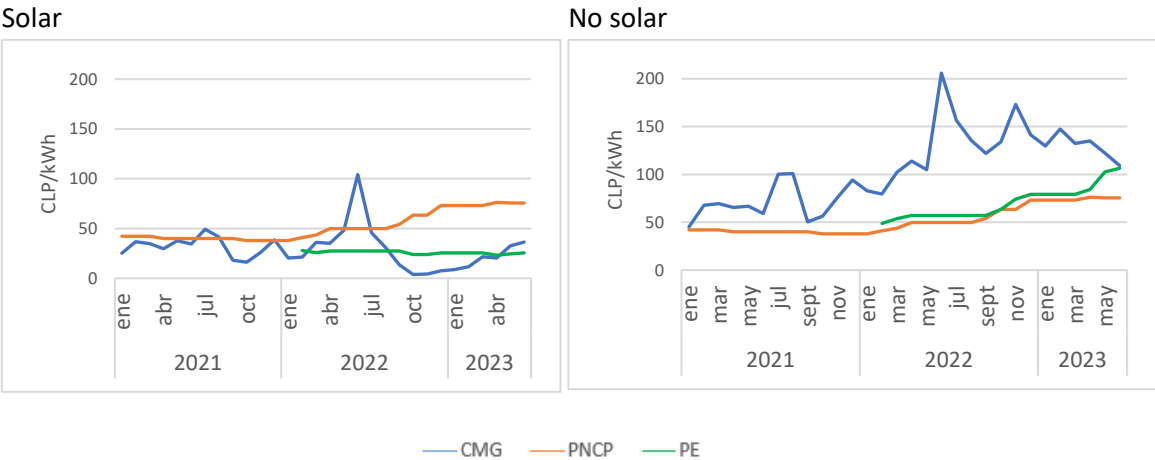


Gráfico 3.B.2
Costo marginal-PNCP-PE intervalo temporal barra Quillota 220 kV
2021 a junio de 2023

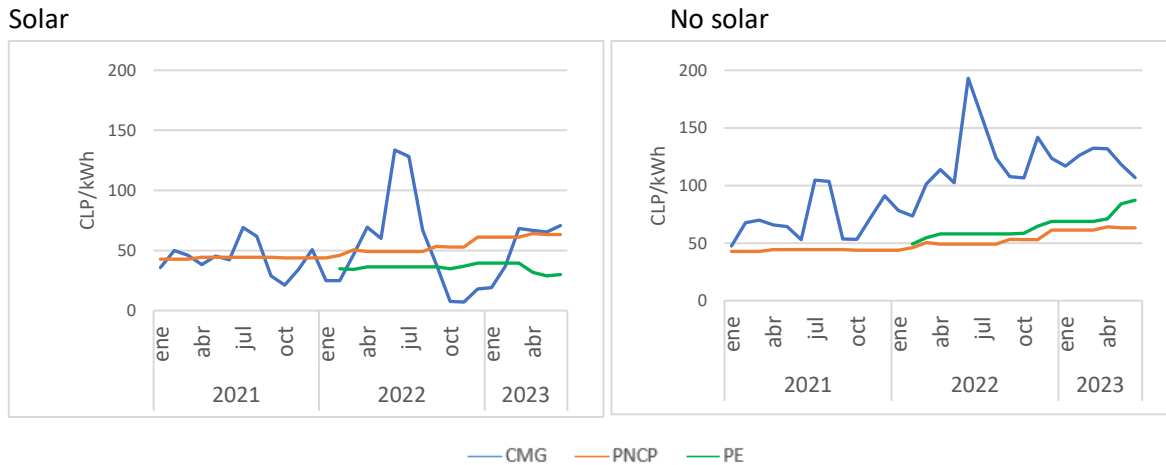
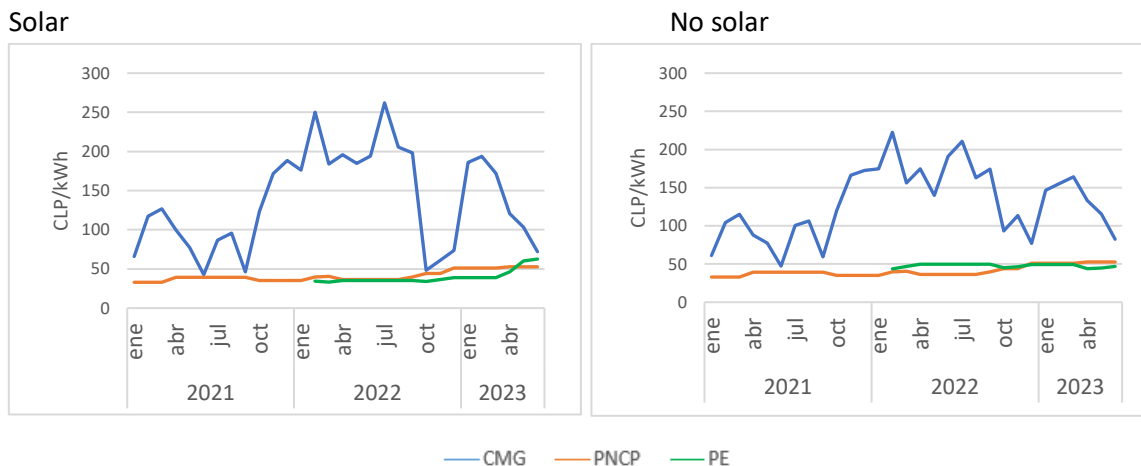


Gráfico 3.B.3
Costo marginal-PNCP-PE intervalo temporal barra Puerto Montt 220 kV
2021 a junio de 2023



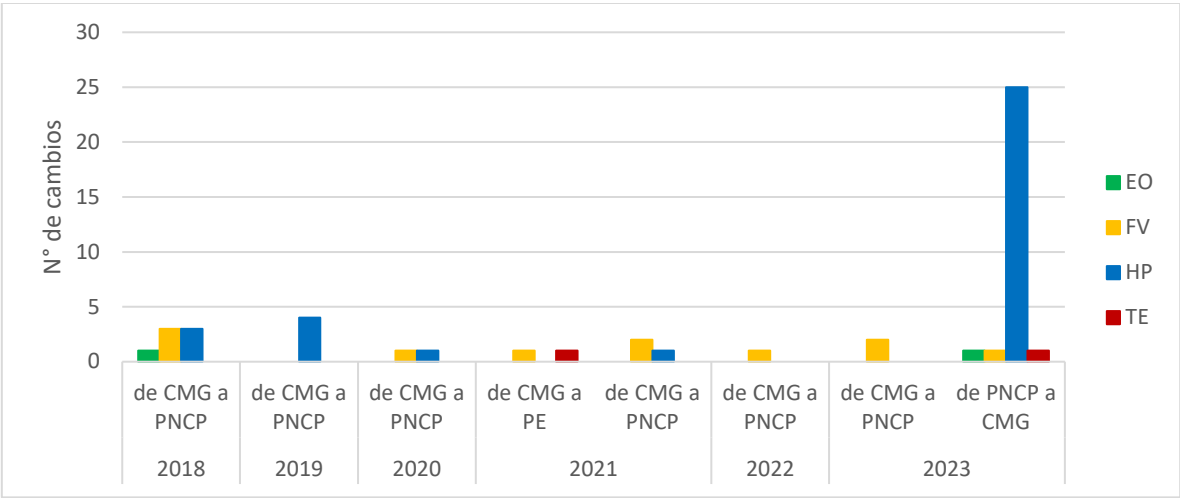
Si se comparan los precios de los distintos regímenes de valorización distinguiendo entre horas solares y no solares, se pueden observar que, para las horas solares, los costos marginales, en promedio, son menores que en horas no solares, debido a la gran presencia de ERV en horas solares y los episodios de costos marginales nulos. Además, en las barras de Quillota y Crucero, en horas solares, es frecuente que el precio estabilizado y, en particular, el precio nudo de corto plazo sea mayor que el costo marginal y también mayor que el precio estabilizado por intervalo temporal, a diferencia de lo que ocurre en las horas no solares en que el costo

marginal es regularmente mayor que los precios estabilizados. Por el contrario, para la barra de Puerto Montt, el costo marginal se mantiene por sobre los precios estabilizados tanto en horas solares como no solares.

Como consecuencia de la ventaja del precio estabilizado en el bloque horario solar y dado que la tecnología dominante es solar, a la fecha, el 65% de los medios de generación de pequeña escala se encuentran acogidos al régimen de precio nudo de corto plazo, mientras que el 35% restante se encuentra acogido a costo marginal, habiendo solo 4 centrales acogidas al régimen de precios estabilizados por intervalo temporal.

La tecnología con mayor desarrollo, la solar, está acogida mayormente a precio nudo de corto plazo, conformando el 60% del total de los medios de generación de pequeña escala, seguida de termoeléctricas e hidroeléctricas con régimen de costo marginal con el 17% y 11% respectivamente a junio de 2023¹⁴⁻¹⁵. El gráfico 3.B.4 muestra los cambios de régimen que se han presentado por tecnología desde 2018.

Gráfico 3.B.4
Cambios de régimen de precios
2018 a junio de 2023



Cabe destacar que, hasta antes del año 2023, los cambios de régimen de valorización iban desde la valorización a costo marginal hacia régimen de precio nudo de corto plazo. En el año 2023, se produce el cambio desde precio nudo de

¹⁴ El tiempo de permanencia mínimo en un régimen de valorización son 4 años. Si una central en operación quiere cambiar de régimen debe avisar con un tiempo mínimo de antelación de 6 meses, el nuevo régimen de valorización elegido.

¹⁵ Los PMGD de tecnología térmica que tienen régimen de precio estabilizado, corresponden, al momento de la elaboración de este informe, a 5 centrales de biogas o biomasa.

corto plazo a costo marginal, cambios que corresponden mayoritariamente a la tecnología hidroeléctrica. Lo anterior puede explicarse por las diferencias que en el período evaluado se produjeron entre el precio nudo y el costo marginal, que no resultan convenientes para un medio de generación con un perfil de generación más bien equilibrado entre horas solares y no solares.

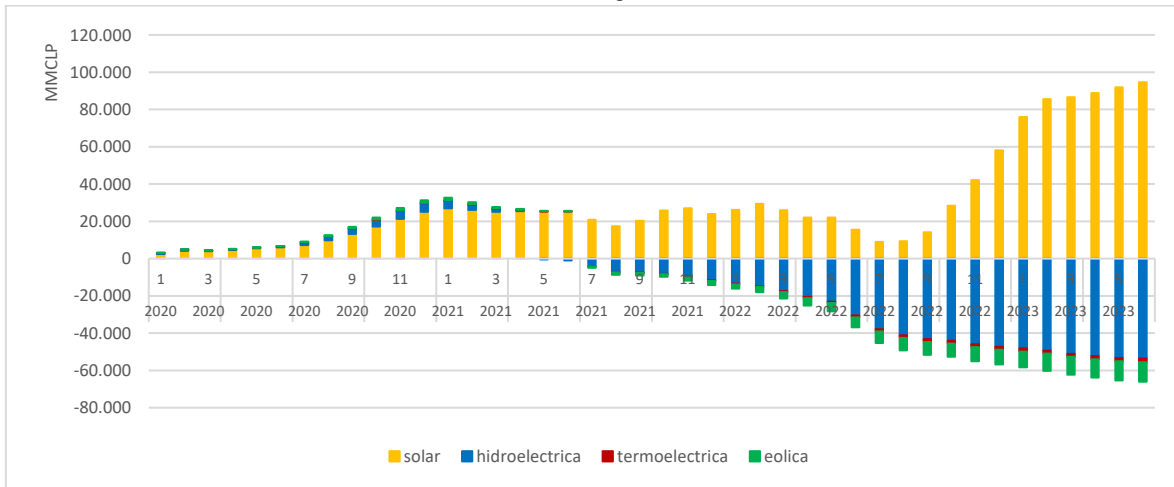
C. COMPENSACIONES POR PRECIO ESTABILIZADO DE LOS PMG/PMGD

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

Lo anterior implica que, si en una hora el precio estabilizado es mayor que el costo marginal, la diferencia es positiva, por lo que el medio de generación recibe un pago o compensación, mientras que, si el precio estabilizado es menor que el costo marginal, el medio de generación debe entregar esta diferencia en la valorización de sus inyecciones. Este mecanismo no garantiza que en algún periodo de observación estas compensaciones en ambas direcciones sean equivalentes. Bajo un diseño apropiado, se esperaría que un mecanismo de esta naturaleza fuera neutro en el largo plazo. Sin embargo, bajo el conjunto actual de reglas no se puede garantizar que las compensaciones acumuladas en ambas direcciones sean equivalentes. Más aún, con la evolución esperada de la composición tecnológica del SEN, es probable que las discrepancias en compensaciones observadas en la actualidad se vean acentuadas.

El gráfico 3.C.1 muestra las compensaciones mensuales acumuladas desde 2020 por precio estabilizado.

Gráfico 3.C.1
Compensaciones mensuales acumuladas por precio estabilizado
Enero 2020 – junio 2023

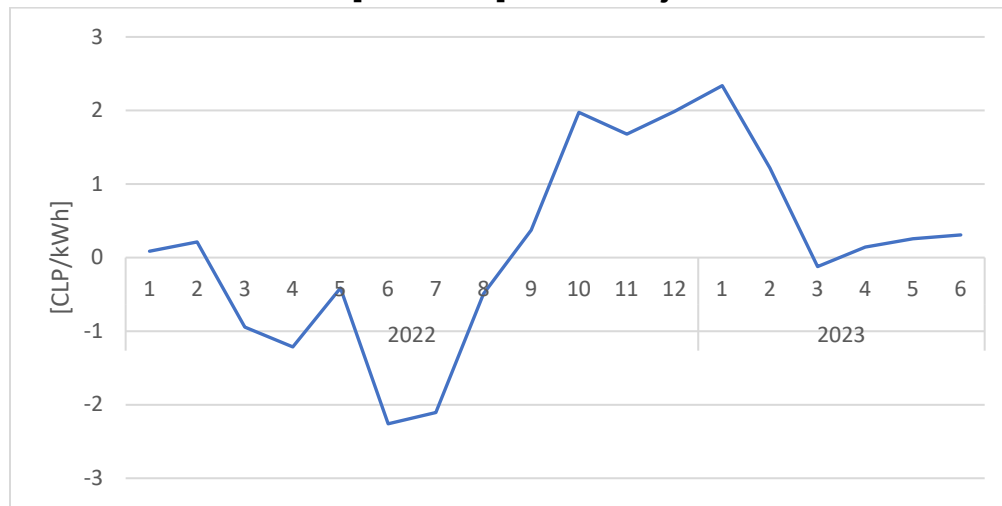


La tecnología solar acogida a precio estabilizado es la única tecnología que ha recibido pagos netos por el mecanismo de estabilización de precios en todo el periodo, especialmente entre octubre de 2022 y febrero de 2023, lo que coincide con el incremento de horas con costo marginal nulo debido a los recortes de generación de energía renovable en este mismo periodo.

En contraste, las otras tecnologías han debido hacer pagos netos cada mes a partir de 2021, siendo la tecnología hidroeléctrica la que acumula el mayor monto de pagos. Lo anterior confirma que si bien el mecanismo de estabilización de precios es bidireccional, no asegura neutralidad en los pagos en algún periodo de evaluación. Además, el mecanismo de estabilización no es equitativo entre las distintas tecnologías beneficiando a la tecnología solar.

Cabe hacer notar que en los periodos de costos marginales nulos, los PMGD sujetos a precio estabilizado, además de no recibir la señal de precios cero, tampoco ven limitada la inyección de sus excedentes, debido al régimen de autodespacho, obteniendo una doble ventaja que no responde a una mayor eficiencia, si no a una ventaja regulatoria. Las compensaciones que reciben deben ser absorbidas por el resto de los medios de generación que realizan retiros de energía, incluso si estos son otros medios de generación renovables. El gráfico 3.C.2 muestra el promedio mensual de los costos por unidad de retiro por pago de compensaciones horarias para el periodo 2022 a junio de 2023.

Gráfico 3.C.2
Promedio mensual del costo por retiro horario de compensaciones por precio estabilizado [CLP/kWh] de 2022 a junio de 2023



En el periodo observado el promedio mensual de los costos por retiro de energía se mueve entre valores levemente superiores a 2 e inferiores a -2 [CLP/kWh]. Los valores positivos representan el pago que las empresas que realizan retiros deben pagar por cada kWh retirado por efecto de compensaciones por precio estabilizado y los valores negativos representan los montos que deben pagar estos medios de generación a las otras empresas por cada unidad de retiro.

Finalmente, es importante tener en consideración que, según proyecciones de la operación, realizadas por el Coordinador para los años 2024 y 2025, se espera que los episodios de costos marginales nulos se sigan presentando con frecuencia en ese periodo¹⁶. En dicha proyección se observa, que, solo durante cuatro meses al año, los costos marginales no alcanzarían valores cercanos a cero tanto en 2024 como en 2025. En el resto del período, llegarían a cero durante las horas de alta generación solar debido a la abundancia de energía y a la falta de capacidad de almacenamiento en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Esto tiene como consecuencia que las compensaciones otorgadas a los PMGD solares continúen aumentando, lo que, a su vez, afecta negativamente a los clientes finales, quienes deben asumir estos costos adicionales o a los propios medios de generación que no pueden transferir este cargo a sus consumidores. La situación antes descrita motivó el envío de una propuesta de modificación normativa por parte del Coordinador¹⁷.

¹⁶ Ver Análisis Proyección Costos Marginales de Energía: Periodo 2024-2025, Jornadas Técnicas 2023, Coordinador Eléctrico Nacional.

¹⁷ Ver carta CD 00061-23, de 12 de julio de 2023.

Adicionalmente, el precio estabilizado crea incentivos para la sobreinstalación de PMGD con tecnología solar, que es lo que se ha estado evidenciando hasta la fecha, lo que aumenta la generación excesiva durante las horas de sol y contribuye a reducir la inyección de energía de las centrales de mayor escala. Esto se debe a que los PMGD operan bajo un régimen especial de autodespacho, profundizando aún más los recortes en la inyección de energía en las horas de mayor generación solar.

Este régimen de operación con autodespacho está siendo motivo de controversias, especialmente en periodos en que no existe suficiente capacidad de colocación de la energía renovable variable y se presentan costos marginales nulos. En efecto, en agosto de 2023, las empresas Acciona Energía Chile Holdings S.A. e Hidroeléctrica Río Lircay S.A. presentaron, ante el Panel de Expertos, discrepancias por el Procedimiento Interno Prorrata de Generación de Centrales con Igual Costo Variable, emitido por el Coordinador en julio de 2023.

Independientemente de lo resuelto por el Panel de Expertos en ambas discrepancias¹⁸, en la práctica existen dificultades para que el Coordinador pueda dar instrucciones directas de operación a centrales de tipo PMGD que operan dentro del sistema de distribución. Por un lado, este tipo de centrales no tienen la visibilidad necesaria ante el Coordinador, por lo que es necesario se les exija que tengan sistemas adecuados de comunicaciones y monitoreo de sus variables; y, por otro, el Coordinador tampoco tiene visibilidad del sistema de distribución donde tales centrales operan, por lo que sus instrucciones de operación podrían poner en riesgo la seguridad y calidad de servicio en las redes de distribución.

Una posible solución, de largo plazo y estructural, a los problemas de coordinación con los PMGD, sería contar con un operador del sistema de distribución al cual el Coordinador pudiera instruir reducciones de generación y que, luego, este traspase esta instrucción a los PMGD que coordine, manteniendo las condiciones de calidad y seguridad en sus redes de distribución¹⁹.

En resumen, los incentivos regulatorios para la instalación de PMGD, en particular solares, ha motivado el gran desarrollo del este segmento. Si bien tales instalaciones pueden beneficiar al sistema de distribución donde operan, también podrían impactar de manera negativa a la operación del sistema y distorsionar el equilibrio del mercado eléctrico, en especial si su instalación es respuesta a señales

¹⁸ En el Dictamen N°44-2023 y Dictamen N°45-2023, el Panel de Expertos resolvió rechazar las discrepancias de Hidroeléctrica Río Lircay S.A. y Acciona Energía Chile Holdings S.A. respectivamente, con voto de minoría de los integrantes Fernando Fuentes y Guillermo Pérez

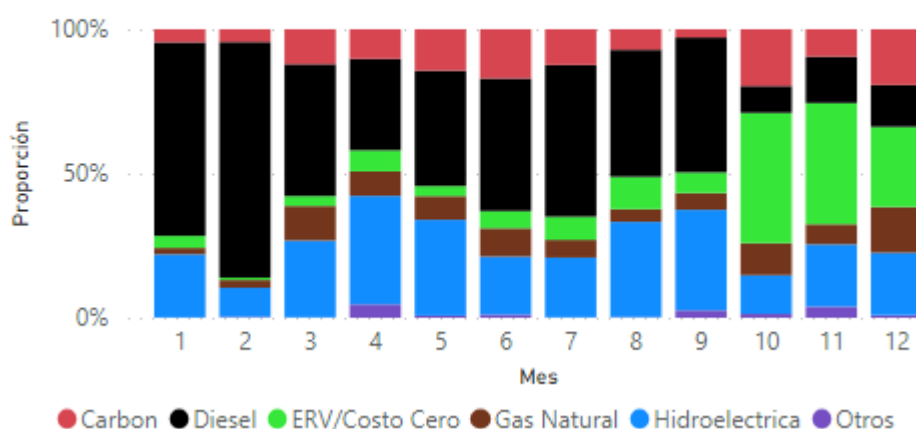
¹⁹ Ver carta CD 00075-23, de 18 de agosto de 2023.

de precios distorsionadas. Sería aconsejable, por lo tanto, revisar si estos incentivos regulatorios se ajustan a la realidad actual en que existe una sobreoferta de energía en horas solares, situación que se proyecta podría incrementarse en los próximos años.

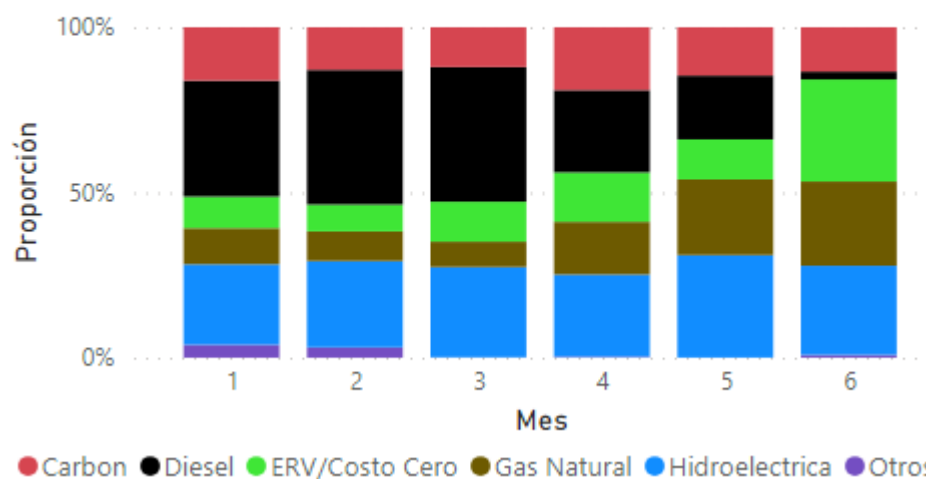
4. COMBUSTIBLE DIESEL

En los primeros meses de 2023, se puede notar que las centrales que utilizan combustible Diesel siguen siendo relevantes en la determinación del costo marginal de la zona sur, específicamente en el subsistema asociado a la barra de Puerto Montt 220 kV. A pesar de que la proporción de tiempo como combustible marginal durante el primer semestre del año 2023 fue sustancialmente menor que la registrada en el año anterior, este combustible mantuvo un papel importante en la determinación del costo marginal.

Centrales marginales Pto Montt 220- Año 2022



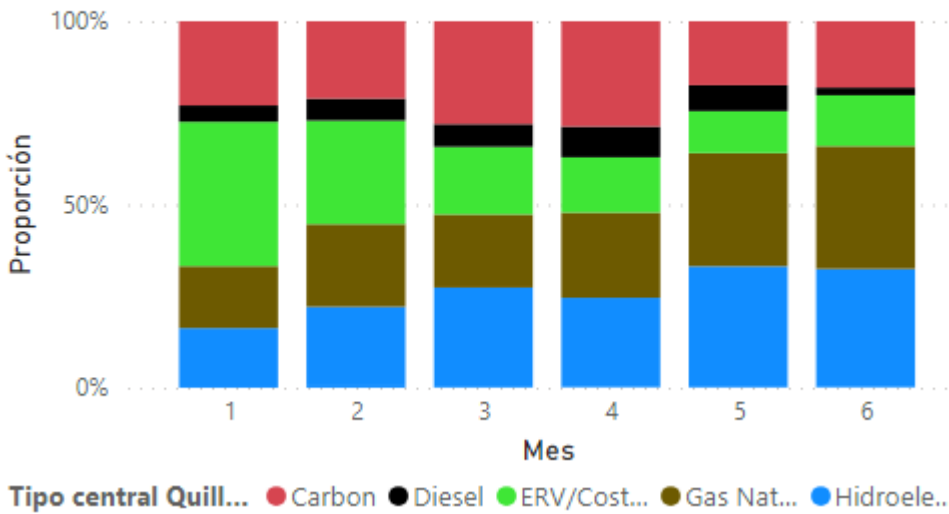
Centrales marginales Pto Montt 220- Año 2023



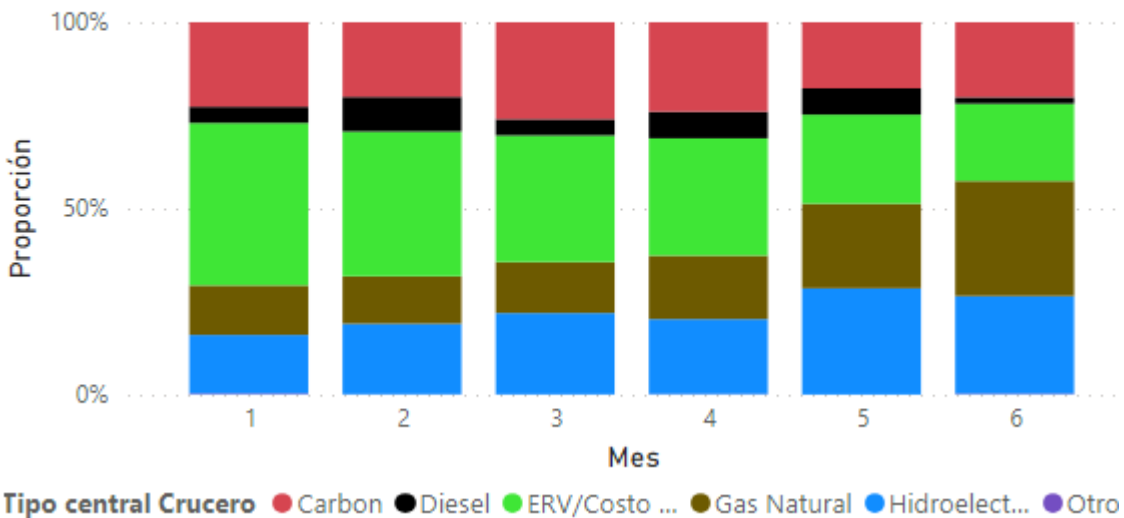
En el transcurso del año 2023, se observa una mayor disparidad entre las barras de Quillota y Crucero en términos de su relevancia en la determinación del costo

marginal. Aunque ambas regiones muestran una significativa presencia de Energías Renovables, es evidente que la predominancia de estas fuentes es aún más marcada en la barra de Crucero. Por otro lado, en la barra de Quillota, se aprecia una mayor dependencia del Gas Natural en comparación con la barra de Crucero.

Centrales marginales Quillota 220- Año 2023



Centrales marginales Crucero 220- Año 2023



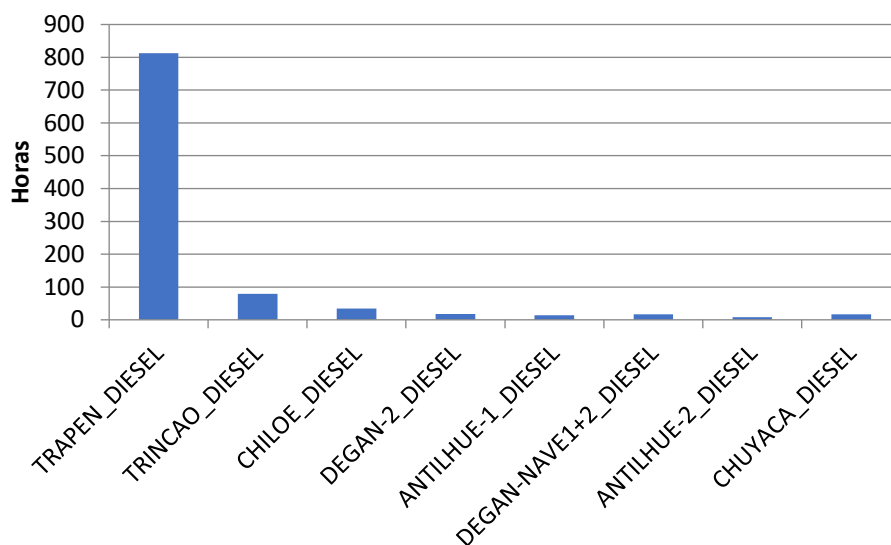
A. CONFIGURACIONES DE CENTRALES DIESEL EN PERÍODOS DE DESACOPLE

A continuación, se presentan las 10 configuraciones de centrales que han operado principalmente con combustible diésel durante los períodos de desacople en el subsistema asociado a las barras Puerto Montt 220 kV y Quillota 220 kV.

Destaca la predominancia de Trapén, con un total de 800 horas utilizando diésel durante los períodos de desacople. Las demás configuraciones no han tenido una presencia tan significativa, ya que ninguna de ellas ha superado las 81 horas de operación con diésel.

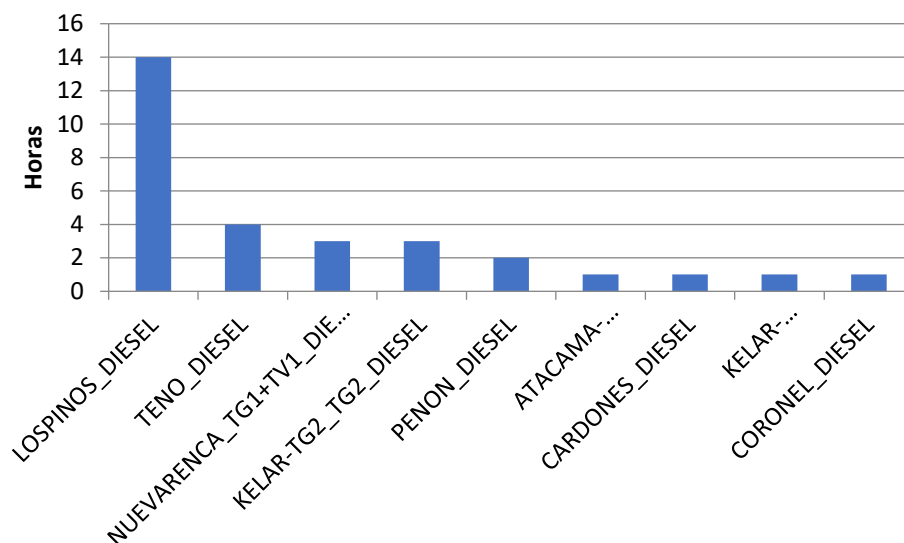
En el caso de la barra de Quillota, Los Pinos lidera en cuanto a horas de operación con diésel durante los períodos de desacople, con un total de 14 horas.

Gráfico 4.1: Horas marginando de centrales en barra Pto Montt 220 en períodos de desacople- 2023(jun)



Para la barra de Quillota, se mantiene predominancia de Los Pinos, pero ahora sólo marginando 14 horas en períodos de desacople.

Gráfico 4.2: Horas marginando de centrales en barra Quillota 220 en períodos de desacople-2023



B. COSTOS DE COMBUSTIBLES

Para el presente gráfico, se consideró las centrales con mayor cantidad de horas marginando para las barras de Puerto Montt 220 y Quillota 220.

Gráfico 4.3: Costo de combustibles 2022

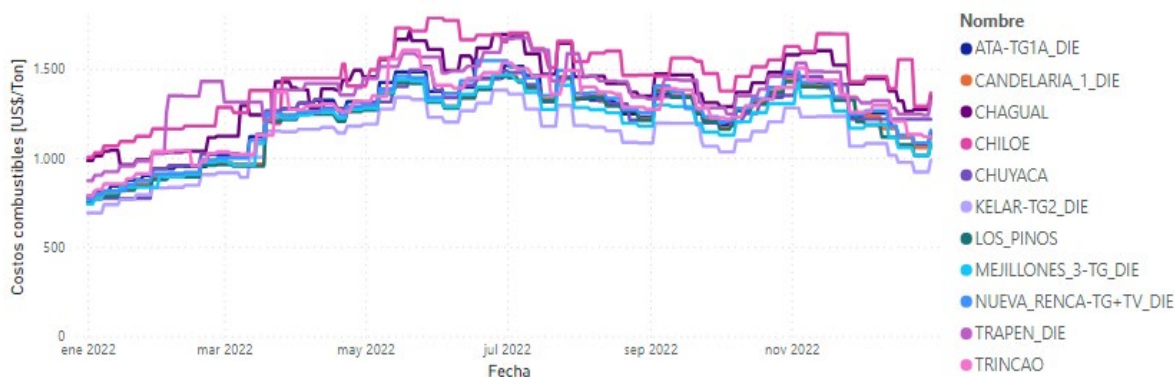
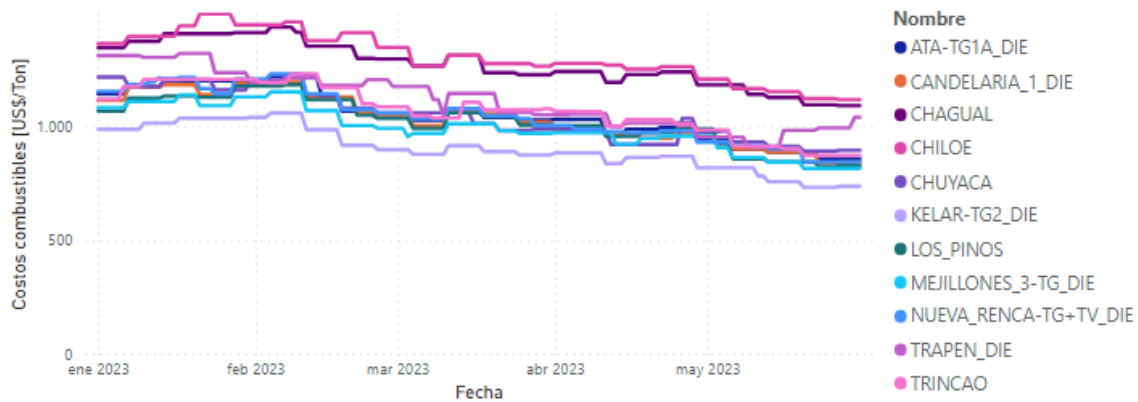


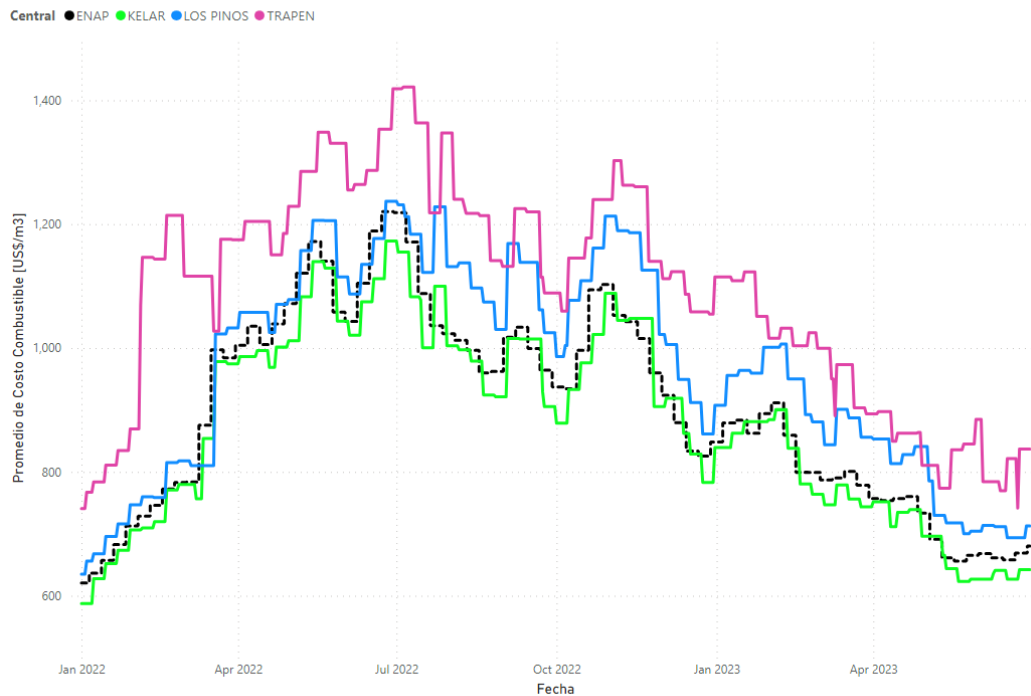
Gráfico 4.4.: Costo de Combustible 2023



Se puede observar que se da una tendencia de que los costos combustibles más elevados corresponden a los de las centrales ubicadas en la zona sur, conectadas a la barra de Puerto Montt (Trapen,Chiloé, Chagual, Trincao, mientras que los costos más bajos son para las centrales ubicadas en la zona norte (Kelar, Mejillones, Atacama)

Gráfico 4.5.: Costo de Combustible y comparación con señal de ENAP

Costo Combustible [US\$/m3] - Comparación ENAP



Al comparar los costos de las centrales de diferentes regiones con los precios de ENAP, se observa que Trapén, además de tener los costos más altos, también presenta una correlación más baja con la señal de precios de ENAP para la zona central. Esto podría indicar la presencia de distorsiones en las transferencias de costos en la zona sur del país o estar relacionado con los tipos de contratos que se realizan en cada región.

En relación a este último punto, según la información recopilada por esta Unidad de Monitoreo, aproximadamente el 43% de los volúmenes comprometidos diariamente corresponden a contratos spot, mientras que el 57% restante corresponde a contratos por períodos superiores al año. Es importante destacar que, dentro de este universo de volúmenes por contrato, no todos pueden considerarse como contratos "a firme" debido a ciertas limitaciones, como: a) un número máximo de camiones; b) un máximo de metros cúbicos por día; c) órdenes de prelación o cambios en el punto de suministro, entre otras restricciones.

Si bien la situación actual no es similar a la experimentada en agosto de 2021, aun persiste la necesidad de contar con unidades de respaldo a diésel. Es necesario recordar que en ese mes de 2021, las unidades diésel llegaron a aportar el 5,2% del total de la generación del país, sin embargo, se presentaron problemas relacionados con la disponibilidad de combustible en varias de estas unidades.

Ante esta situación, el Coordinador remitió dichos antecedentes a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) para contar con información actualizada respecto a la disponibilidad de diésel²⁰, ausencia de mecanismos de abastecimiento continuo y su consecuente afectación de la suficiencia y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional²¹ y falta de antecedentes por parte de otro grupo de empresas coordinadas²². Si bien algunas empresas fueron sancionadas por la SEC, lo anterior, pone de manifiesto la necesidad de revisar y reevaluar el concepto de suficiencia en el mercado eléctrico, especialmente en vista de la posibilidad de enfrentar períodos de escasez en los próximos años, unido al hecho que menos de un 60% del suministro puede considerarse en condición de "a firme"²³.

²⁰ Ver carta DE 03980-21, de 13 de agosto de 2021.

²¹ Ver carta DE 03819-21, de 6 de agosto de 2021.

²² Ver carta DE 03761-21, de 5 de agosto de 2021.

²³ El 2022, la generación máxima horaria fue 2,4GWh, promedio de 212MWh sobre un total de 6492 horas de generación diésel. El primer semestre de 2023, la generación máxima correspondió a 1,1GWh, con una media de 118MWh sobre un total de 2993 horas.

Por lo anterior, en primer término se recomienda que en los próximos estudios de seguridad y abastecimiento del Coordinador se consideren no solo escenarios respecto al máximo consumo estadístico, sino también escenarios relacionados a la capacidad contractual de reposición de diesel. Es decir una cifra que recoja la cantidad de suministro que puede considerarse en condición “a firme” de los contratos actualmente vigentes para el suministro de este combustible.

Se sugiere al Ministerio de Energía considerar una definición técnica y precisa para el atributo de potencia de suficiencia, la cual debe enfocarse en la capacidad de suministrar potencia durante periodos de estrechez en el sistema eléctrico, garantizando una duración de una cierta cantidad de horas, con un contrato que asegure tal condición. La unidad de tiempo debe estar respaldada por un análisis técnico detallado y podría variar según la situación particular, ya sea en meses, días, horas u otra unidad relevante, siempre con un alto grado de probabilidad, por ejemplo, superior al 90%.

Es fundamental destacar que este atributo no debe ser interpretado ni utilizarse como un incentivo para la inversión en generación eléctrica, sino como un servicio crítico que el sistema eléctrico debe proporcionar en momentos de necesidad. Para asegurar su eficacia, es esencial que el mercado de potencia esté diseñado de forma tal que pueda satisfacer de manera efectiva esta importante función de seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Finalmente y en relación al rol del diesel en épocas de racionamiento, esta Unidad estima que, independientemente del mecanismo de asignación que se decida implementar²⁴, se deben considerar los niveles de competencia en los mercados relacionados y las complejidades inherentes al servicio, ya que ambas influirán en la intensidad competitiva del proceso de asignación, y el equilibrio resultante podría terminar reflejando el poder de mercado que los agentes ostenten en los segmentos de distribución y transporte del combustible.

En el caso del diésel, se observa que la infraestructura de importación y distribución de combustibles líquidos, especialmente el diésel, presenta diferencias significativas en términos de mercado geográfico²⁵:

- En la zona norte, desde Arica hasta Coquimbo, Copec se destaca como el principal importador y distribuidor de combustible.

²⁴ Incluyendo mecanismos de asignación que se asumen competitivos en la práctica, como licitaciones.

²⁵ A mayor abundamiento ver el proceso actualmente en curso en el H. Tribunal de Defensa de la Libre Competencia, “Consulta de FNE sobre operación conjunta de plantas de almacenamiento de combustibles líquidos” NC 517-2022.

- En la zona central, que abarca la bahía de Quintero, tanto Copec como Enap son actores relevantes en las importaciones de combustibles líquidos.
- En la zona centro-sur, ENAP es el actor principal, seguido por Copec y Esmax.
- En la zona sur, prácticamente no hay importaciones de combustibles, aunque Copec posee la mayor capacidad logística en caso de ser necesario.

En la mayoría de estas zonas, solo uno o dos competidores potenciales están presentes, y con escasa posibilidad de acceso a las instalaciones de plantas de almacenamiento de combustibles líquidos, lo que plantea dudas sobre la posibilidad de que el proceso sea verdaderamente competitivo desde la perspectiva de la oferta. Además, la demanda de diésel de seguridad es inelástica debido a su naturaleza y al hecho de que los costos son asumidos por los retiros, lo que no incentiva a las unidades generadoras a ejercer un poder de negociación significativo.

Por lo tanto, incluso en un mercado de generación perfectamente competitivo (aguas abajo), existe un riesgo considerable de que los distribuidores de combustible ejerzan poder de mercado, dada su posición en los mercados geográficos definidos previamente. Esto podría resultar en costos adicionales, en la operación del sistema, injustificados como resultado de un eventual proceso de asignación de este combustible.

Dado lo anterior, es necesario implementar medidas estructurales para alinear parcialmente los incentivos de los competidores. Estas medidas deben ser discutidas con la autoridad sectorial y pueden incluir, entre otras:

- Establecer un valor máximo para el combustible diésel de seguridad, relacionado con el precio de paridad del combustible o el costo de falla de corto plazo.
- Imponer obligaciones de auditoría o revisión ex post de aumentos en infraestructura, como tanques o camiones, por parte de la empresa adjudicataria.
- Realizar un seguimiento del uso del combustible diésel y establecer cláusulas de salida en la provision de este combustible de seguridad, si no se observa un aumento efectivo en la capacidad de almacenamiento.
- Cualquier otra medida que tienda a mitigar el poder de mercado de los distribuidores, como evaluar algún grado de acceso abierto a las instalaciones.

En resumen, obtener un resultado competitivo a través de una licitación para el servicio de diésel de seguridad no es posible sin la implementación de medidas adicionales, a fin de mejorar la competencia en el mercado, en donde algunas de las cuales requieren acciones positivas por parte de la autoridad sectorial correspondiente.

ANEXO A: COSTOS ASOCIADOS A 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.1 SERVICIOS DE SUBIDA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

equivaliendo este a $MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} * (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}))$, donde $\alpha_{i,j,h}$ es la proporción de capacidad adjudicada por disponibilidad del servicio j sobre el total de capacidad adjudicada en otros servicios²⁶.

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

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

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

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

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

Se observa de la expresión anterior que las ofertas en caso de estimar que se generará a mínimo técnico pueden ser significativamente elevadas, al

²⁶ $\alpha_{i,j,h} = \frac{E(MWAdj_{i,j,h})}{\sum_{j \in SSCC} E(MWAdj_{i,j,h})}$, donde $SSCC$ es el conjunto de todos los servicios complementarios, esto es, CSF+, CSF-, CTF+ y CTF-.

tener que distribuir todo el mínimo técnico, o la proporción correspondiente al servicio en cuestión, en la capacidad que se espera será adjudicada²⁷.

A.2 SERVICIOS DE BAJADA

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

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

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

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

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

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

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

- b) $E(CMg_{i,h}) < CV_{i,h}$: Al no remunerarse los sobre costos, y solo ser pagada la activación, este caso puede derivar en ofertas particularmente elevadas, ya

²⁷ 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.

que sí existiría un costo por disponibilidad. Ello, ya que de esperar ser adjudicada $E(MWAdj_{i,j,h})$, la unidad debiese generar $MT_{i,h} + E(MWAdj_{i,j,h})$, generación expuesta a un sobre costo equivalente a $[MT_{i,h} * \alpha_{i,j,h} + E(MWAdj_{i,j,h})] (CV_{i,h} - E(CMg_{i,h}))$, atribuible al servicio j .

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

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

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

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

Como se aprecia, las ofertas de bajada cuando se espera generar a mínimo técnico debiesen ser superiores a las de subida, al prorratearse los sobre costos sobre la activación esperada más que la adjudicación²⁸.

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 sobre costos dentro de las

²⁸ Continuando con el mismo ejemplo de la nota al pie 27, en este caso la oferta mínima correspondería a 82 USD/MWh, sin internalizar una prima por riesgo.

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 trate²⁹.

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

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

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

²⁹ Esto es equivalente al promedio ponderado de las ofertas expuestas en los apartados correspondientes.

ANEXO B: 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.

B.1 SERVICIOS DE SUBIDA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

B.2 SERVICIOS DE BAJADA

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

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

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

Al remunerar solo activación

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

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

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

ANEXO C: CENTRALES ENTREGADAS A OPERACIÓN PRIMER SEMESTRE 2023

Central	Propietario	Tipo	Potencia [MW]	Entrada Operación	Región
MCHP Cipresillos	Eléctrica Cipresillos SpA	PMG H.Pasada	9,0	mar-23	O'Higgins
PFV CAMPOS DEL SOL	Enel Green Power del Sur SpA	Solar	381,0	ene-23	Atacama
MCH Aillín	Hidroeléctrica Las Juntas S.A.	PMG H.Pasada	7,0	jun-23	Biobío
Parque Solar Alcaldesa	Parque Solar Alcaldesa SpA	PMGD Solar	6,0	ene-23	Ñuble
PMG Teno Solar	Enlase Generación Chile S.A.	PMGD Solar	7,4	ene-23	Maule
Los Tauretes	CVE Proyecto Ocho SpA	PMGD Solar	2,9	mar-23	Metropolitana
Parque Solar Nancagua	Parque Solar La Muralla II SpA	PMGD Solar	6,0	feb-23	O'Higgins
PFV Valle del Sol	Enel Green Power Chile S.A.	Solar	150,0	abr-23	O'Higgins
PE Puelche Sur Etapa 2	AR Puelche Sur SpA	Eólica	160,0	ene-23	Antofagasta
Santa Elizabeth	PSF Santa Isabel SpA	PMGD Solar	9,0	ene-23	O'Higgins
PFV Guancoi (Campos del Sol II)	Enel Green Power Chile S.A.	Solar	366,5	jun-23	Atacama
PFV Coya	Engie Energía Chile S.A.	Solar	180,0	mar-23	Antofagasta
PFV Los Jotes	PFV Los Jotes SpA	PMGD Solar	3,0	mar-23	Valparaíso
Don Rodrigo	MVC Solar 44 SpA	PMGD Solar	4,5	abr-23	Maule
Albor Solar	Parque Solar Albor SpA	PMGD Solar	5,2	ene-23	Biobío
Campo Lindo (Etapa N°1)	Parque Eólico Campo Lindo SpA	Eólica	71,6	abr-23	Biobío
PE Llanos del Viento (Etapa 2)	AR Llanos del Viento SpA	Eólica	156,1	mar-23	Antofagasta
Samo Bajo	Samo Bajo SpA	PMGD Solar	2,8	ene-23	Coquimbo
PSF Champa	Energía Renovable Champa SpA	PMGD Solar	7,6	ene-23	Metropolitana
Concón	Abastible S.A.	PMGD Solar	0,1	ene-23	Valparaíso
Finis Terrae Extensión Etapa 2	Enel Green Power Chile S.A.	Solar	18,3	may-23	Antofagasta
Central de Respaldo Tigre	Tacora Energy SpA	PMGD Diésel	3,0	feb-23	Metropolitana
PFV Colina	Chacabuco Solar SpA	PMGD Solar	9,0	feb-23	Metropolitana
PFV Las Bandurrias	PFV Las Bandurrias SpA	PMGD Solar	3,0	may-23	Maule

PMGD PFV Rosario	GR Pumalín SpA	PMGD Solar	4,9	feb-23	O'Higgins
Maikono	Tórtola SpA	PMGD Solar	3,0	ene-23	Valparaíso
Coltauco Almendro	Acuario Solar SpA	PMGD Solar	2,9	feb-23	O'Higgins
PFV El Gaviotín	PFV El Gaviotín SpA	PMGD Solar	9,0	mar-23	Coquimbo
Parque Pelumpen Solar	CVE Proyecto Dieciocho SpA	PMGD Solar	2,9	mar-23	Valparaíso
Cabrero Solar	Cabrero Solar SpA	PMGD Solar	9,0	mar-23	Biobío
Merced	Generación Los Hibiscos SpA	PMGD Diésel	3,0	mar-23	Metropolitana
PSG Quemados	PSF Quemados SpA	PMGD Solar	7,0	mar-23	O'Higgins
PSF La Gamboina	PSF La Gamboina SpA	PMGD Solar	5,0	mar-23	O'Higgins
PFV Malloco	Planta Solar Peñaflor II SpA	PMGD Solar	2,5	mar-23	Metropolitana
Patricia del Verano Solar	Pomerape SpA	PMGD Solar	9,0	mar-23	Metropolitana
PSF Marañón	PSF Santa Isabel SpA	PMGD Solar	9,0	ene-23	Atacama
REN	Millaray Fotovoltaica SpA	PMGD Solar	3,0	may-23	La Araucanía
Parque Reconquistador	Parque Solar El Conquistador SpA	PMGD Solar	2,5	may-23	Ñuble
PMGD PFV Olivia	GPG Generación Distribuida SpA	PMGD Solar	3,0	jun-23	Coquimbo
PMGD Tallado	Sonnedix Metro Expansión SpA	PMGD Solar	9,0	abr-23	Antofagasta
PMGD Parque Colchagua	Parque Solar Lo Prado SpA	PMGD Solar	2,7	may-23	O'Higgins
PMGD El Jardín	Generadora la Calera SpA	PMGD Diésel	3,0	jun-23	Los Lagos
PMGD Las Dalias	Generadora Azul SpA	PMGD Diésel	3,0	jun-23	Los Lagos
PMGD PFV Los Nogales	GPG Generación Distribuida SpA	PMGD Solar	9,0	jun-23	Coquimbo
PMGD Rimini	Rimini Solar SpA	PMGD Solar	9,0	abr-23	Valparaíso
PMGD PFV Olivier	GPG Generación Distribuida SpA	PMGD Solar	2,4	may-23	Coquimbo
Independencia	La Independencia Solar SpA	PMGD Solar	2,7	jun-23	Metropolitana
PMGD Clementina	CVE Proyecto Veintiuno SpA	PMGD Solar	6,0	abr-23	Metropolitana