

**MESA DE DIÁLOGO PÚBLICO-PRIVADA:
MERCADO DE CORTO PLAZO**

Comisión Nacional de Energía

ENERO 2023

Tabla de Contenidos

1. RESUMEN EJECUTIVO	3
2. INTRODUCCIÓN	5
3. ANTECEDENTES	6
3.1 COSTOS DE COMBUSTIBLES	6
3.2 COSTOS MARGINALES	9
3.3 BALANCE DE ENERGÍA	12
3.4 VERTIMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES	15
3.5 MODIFICACIONES LEGALES, REGLAMENTARIAS Y NORMATIVAS EN DISCUSIÓN	15
4. DIAGNÓSTICO DE LOS PARTICIPANTES DE LA MESA PÚBLICO-PRIVADA DEL MERCADO DE CORTO PLAZO.	17
5. PROPUESTAS DE LOS PARTICIPANTES DE LA MESA PÚBLICO-PRIVADA DEL MERCADO DE CORTO PLAZO	20
5.1 PROPUESTAS ASOCIADAS A LA CADENA DE PAGOS DEL MERCADO DE CORTO PLAZO	20
5.2 OTRAS PROPUESTAS	21
6. ANÁLISIS DE LAS PROPUESTAS EN EL CONTEXTO DE LA CADENA DE PAGOS	27
6.1 EN EL CONTEXTO DE LAS GARANTÍAS	27
6.2 EN EL CONTEXTO DE LAS HOLGURAS DE LOS CONTRATOS DE SUMINISTRO PARA CLIENTES REGULADOS	27
7. ANÁLISIS DE OTRAS PROPUESTAS DE LA MESA DE DIÁLOGO MCP	28
7.1 EN EL CONTEXTO DE LAS LICITACIONES DE SUMINISTRO	28
7.2 EN EL CONTEXTO DE LA PLANIFICACIÓN Y REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	30
7.3 EN EL CONTEXTO DEL SEGMENTO DE GENERACIÓN Y DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA	32
7.4 EN EL CONTEXTO DE LOS COSTOS SISTÉMICOS Y PAGOS LATERALES	35
7.5 EN EL CONTEXTO DE OTRAS PROPUESTAS LEVANTADAS POR LA MESA DE DIÁLOGO MCP	37
8. PROPUESTAS DE LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA	39
8.1 EN EL CONTEXTO DE LAS GARANTÍAS DEL MERCADO DE CORTO PLAZO	39
8.2 EN EL CONTEXTO DE LAS LICITACIONES DE SUMINISTRO	39
8.3 EN EL CONTEXTO DE LA PLANIFICACIÓN Y REMUNERACIÓN DE LA TRANSMISIÓN	40
8.4 EN EL CONTEXTO DEL SEGMENTO DE GENERACIÓN Y DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA	40
8.5 EN EL CONTEXTO DE LOS COSTOS SISTÉMICOS Y PAGOS LATERALES	41
9. RESUMEN DE LAS PROPUESTAS Y CARTA GANTT	42

1. RESUMEN EJECUTIVO

La Comisión Nacional de Energía (en adelante, “Comisión” o “CNE”) ha convocado a actores y gremios del sector eléctrico a participar en una mesa de diálogo público-privada, para analizar el estado actual del Mercado de Corto Plazo, a partir de la situación en que empresas suministradoras han declarado la imposibilidad de cumplir con sus obligaciones de pago de dicho mercado.

Lo anterior, con el objeto de que la Comisión Nacional de Energía, mandatada por el Ministerio de Energía, y conforme a las atribuciones contenidas en el artículo 7 del Decreto Ley N°2.224, de 1978, realice un diagnóstico de la situación del Mercado de Corto Plazo, y, a partir de ello, definir o proponer, si corresponde, las medidas de corto, mediano y largo plazo que se requieran a partir de dicho diagnóstico.

Luego de la revisión de las ideas presentadas por los participantes de la mesa, la Comisión ha definido el siguiente listado de propuestas para el corto y mediano plazo, junto con los instrumentos regulatorios requeridos para su materialización en caso de que corresponda:

- Respecto de la cadena de pagos en el Mercado de Corto Plazo, se propone:
 - Realizar ajustes en los escenarios hidrológicos utilizados para el cálculo de garantías y analizar la pertinencia de contar con una garantía que cubra un plazo mayor a tres meses. Para esto se presentará una propuesta al Ministerio de Energía para modificar el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.
 - Establecer criterios para ejecutar garantías y el proceso para su actualización. Esta materia se regula en el Reglamento de Coordinación y Operación y en la Norma Técnica correspondiente, y se aplica mediante lo establecido en el Procedimiento Interno del Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante, “Coordinador”), que actualmente se encuentra en etapa de revisión de observaciones. Por ende, no se requerirían modificaciones adicionales a la normativa para este efecto.
 - Solicitar al Coordinador Eléctrico Nacional un reporte trimestral de análisis razonado de las disconformidades relacionadas con los pagos en el Mercado de Corto Plazo.
 - Implementar un nuevo Portal de Pagos, en el cual el Coordinador ya se encuentra trabajando.
- Respecto de las licitaciones de suministro para clientes regulados, se propone una revisión de las bases del proceso de licitación para evaluar la conveniencia de los siguientes puntos:
 - Participación de recursos que presenten capacidad de generación en distintos bloques temporales, lo cual será evaluado considerando su compatibilidad con el Proyecto de Ley de Fomento a las Energías Renovables.
 - Incorporación de incentivos a los Sistemas de Almacenamiento en el mecanismo de adjudicación de los procesos de licitación.

- Incorporación de señales de localización en el mecanismo de adjudicación de los procesos de licitación.
- Modificación de garantías o multas ante incumplimiento de contratos.
- Respecto a modificaciones al proceso de planificación y tarificación de la transmisión, éstas requieren cambios a la Ley General de Servicios Eléctricos, por lo que se analizarán en el contexto del Proyecto de Ley de Promoción de la Transición Energética.
- Respecto de los temas relacionados con el segmento de generación/almacenamiento y la operación del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, “Sistema” o “SEN”), se propone:
 - Revisar la reducción de la ventana de cálculo de los factores de modulación, determinados en el Informe Técnico de Precios de Nudo de Corto Plazo.
 - Incorporar una metodología para remunerar el aporte de los Sistemas de Almacenamiento puro a la suficiencia. Para esto, se presentará una propuesta al Ministerio de Energía en el contexto del Reglamento de transferencia de potencia, actualmente retirado de la Contraloría General de la República, para incorporar un mecanismo de remuneración para dichos sistemas en el régimen transitorio.
 - Modificar el proceso iterativo de la programación de la operación de Sistemas de Almacenamiento. Para esto, se presentará una propuesta al Ministerio de Energía para modificar el Reglamento de Coordinación y Operación.
 - Habilitar a las centrales renovables con sistemas de almacenamiento para que puedan efectuar retiros en el Sistema. Para esto, se presentará una propuesta al Ministerio de Energía para modificar el Reglamento de Coordinación y Operación.
 - Permitir que la programación de la operación sea más cercana a la operación en tiempo real. Esto se concretará mediante la dictación del capítulo de Programación de la Operación de la Norma Técnica de Coordinación y Operación, por parte de la Comisión.
 - Analizar la estructura del mercado de energía y servicios complementarios, para lo cual se llevarán a cabo estudios por parte de la Comisión y del Ministerio de Energía.
 - Trabajar en la definición de los elementos de monitoreo y control de las redes de transmisión, para permitir su incorporación adecuada y uso racional. Para esto se evaluará el requerimiento de una modificación reglamentaria o normativa.
- Respecto de los temas relacionados con pagos laterales y costos sistémicos, el Coordinador ha comprometido la publicación de un reporte consolidado de los balances de transferencias económicas, incluyendo los montos asociados a estos cargos.

Además, se trabajará en conjunto entre la Comisión y el Ministerio de Energía para seguir analizando otras medidas legales y/o reglamentarias en el contexto del Mercado de Corto Plazo, tanto en su mérito técnico, como en la oportunidad para ser impulsadas.

2. INTRODUCCIÓN

La Comisión Nacional de Energía ha convocado a actores y gremios del sector eléctrico a participar en una mesa de diálogo público-privada (en adelante, “Mesa de Diálogo MCP”), para analizar el estado actual del Mercado de Corto Plazo, a partir de la situación en que empresas suministradoras han declarado la imposibilidad de cumplir con sus obligaciones de pagos de dicho mercado.

Lo anterior, con el objeto de que la Comisión Nacional de Energía, mandatada por el Ministerio de Energía, y conforme a las atribuciones contenidas en el artículo 7 del Decreto Ley N°2.224, de 1978, realice un diagnóstico de la situación del Mercado de Corto Plazo y, a partir de ello, definir o proponer, si corresponde, las medidas de corto, mediano y largo plazo que se requieran a partir de dicho diagnóstico.

En la instancia de la Mesa de Diálogo MCP, materializada en cinco sesiones, participaron los siguientes organismos y gremios del sector eléctrico:

- Comisión Nacional de Energía
- Ministerio de Energía
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles
- Coordinador Eléctrico Nacional
- Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento A.G. (ACERA)
- Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulados (ACENOR)
- Asociación Chilena de Energía Solar A.G. (ACESOL)
- Asociación Chilena de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas A.G. (APEMEC)
- Asociación de Comercializadores de Energía A.G. (ACEN)
- Asociación de Concentración Solar de Potencia A.G. (ACSP)
- Asociación de Empresas Eléctricas A.G. (EEAG)
- Asociación de Transmisoras de Chile A.G. (Transmisoras)
- Asociación Gremial de Generadoras de Chile A.G. (Generadoras)
- Asociación Gremial de Pequeños y Medianos Generadores A.G. (GPM)
- Consejo de la Sociedad Civil – CNE
- Consejo Minero A.G. (Consejo Minero)
- Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas (FENACOPEL)

En este documento se presenta un resumen de las propuestas mencionadas por los distintos participantes en el contexto de la mesa de diálogo, incorporando la frecuencia en que se presenta cada propuesta, y un análisis detallado de cada una de ellas, así como también las propuestas definitivas de la CNE, el instrumento mediante el cual podrían ser implementadas y los plazos estimados para dicha implementación.

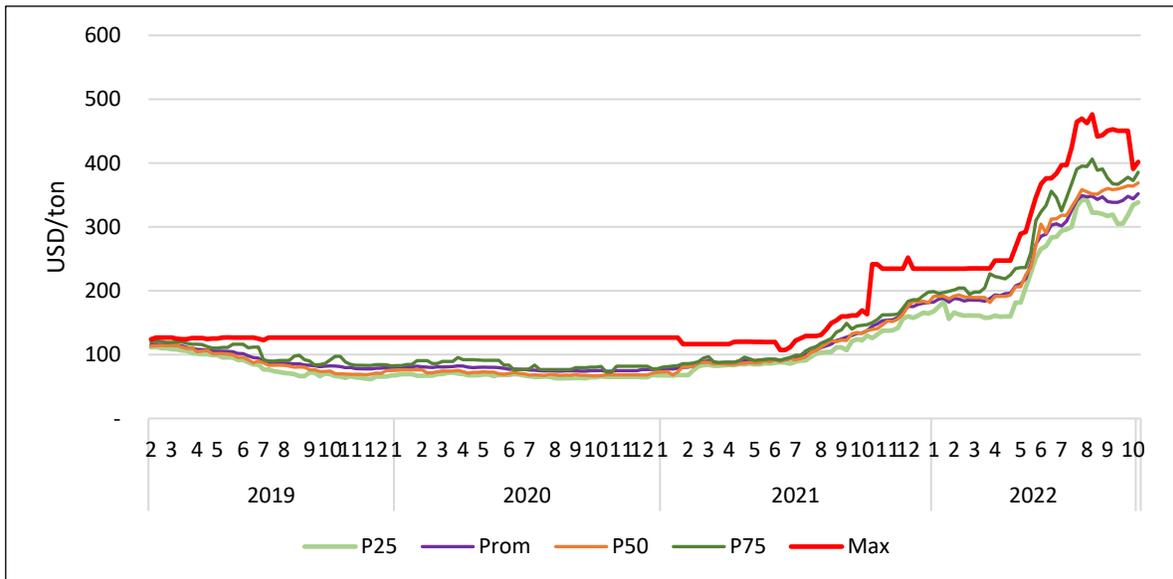
3. ANTECEDENTES

En esta sección, se presentan diversos antecedentes de la operación del Sistema que se relacionan con los conceptos y análisis presentados por los agentes participantes de la Mesa de Diálogo MCP, tanto en los diagnósticos como en las propuestas de cambios regulatorios.

3.1 Costos de Combustibles

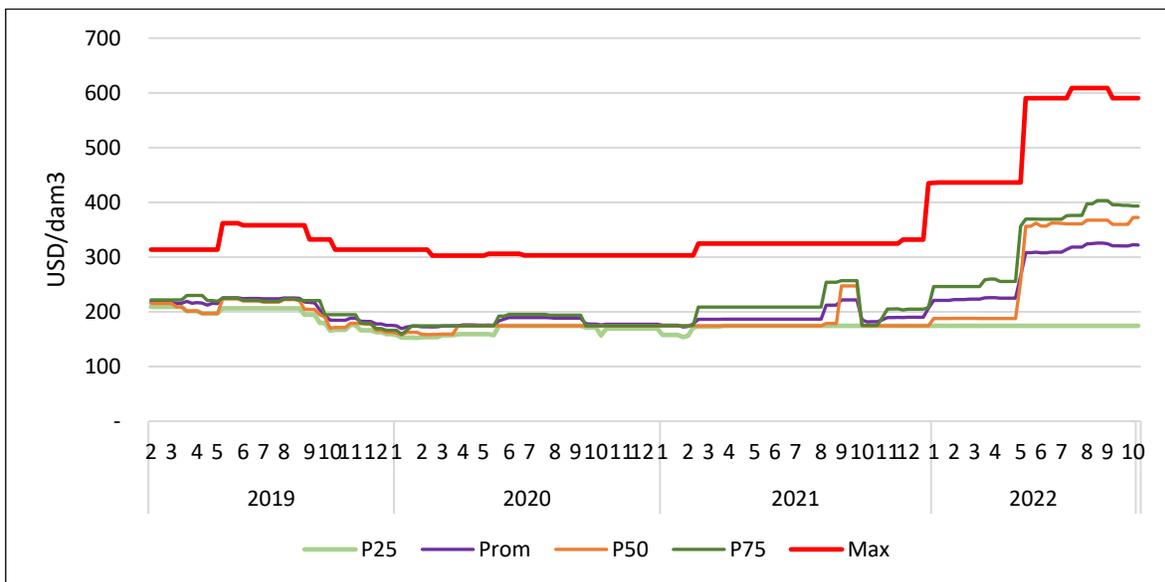
A partir de la información de las declaraciones de costos de combustible de las empresas generadoras al Coordinador Eléctrico Nacional y que son utilizadas en la programación de la operación, se presenta la evolución de los costos del carbón, gas natural y petróleo diésel en el Sistema Eléctrico Nacional desde 2019 a octubre 2022, identificando para cada tipo de combustible, los costos promedios y sus percentiles 25%, 50% y 75% de todas las declaraciones semanales. Se observa una importante tendencia al alza en los valores desde mediados de 2021 en adelante, los que se explican por el escenario macroeconómico mundial producto de la reactivación post-pandemia y por la guerra Ucrania-Rusia, esto es, factores completamente exógenos al mercado local pero con un efecto importante en algunas de las variables que determinan el comportamiento económico del mercado de corto plazo, como se muestra en las secciones siguientes.

Gráfico 1. Estadísticas de costos de carbón declarados semanalmente



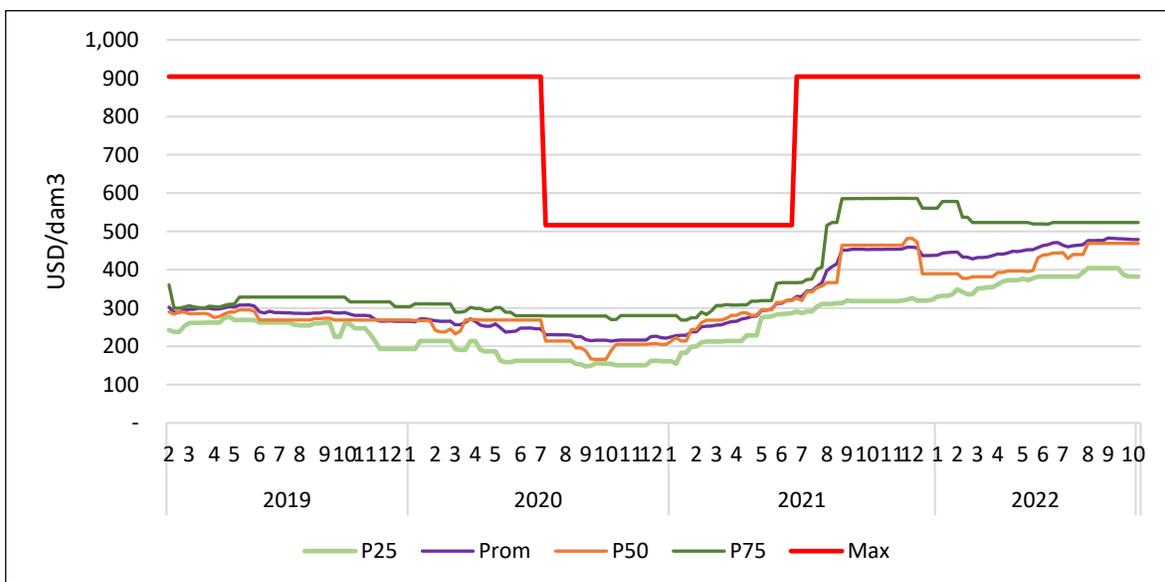
Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional

Gráfico 2. Estadísticas de costos de Gas Natural declarados



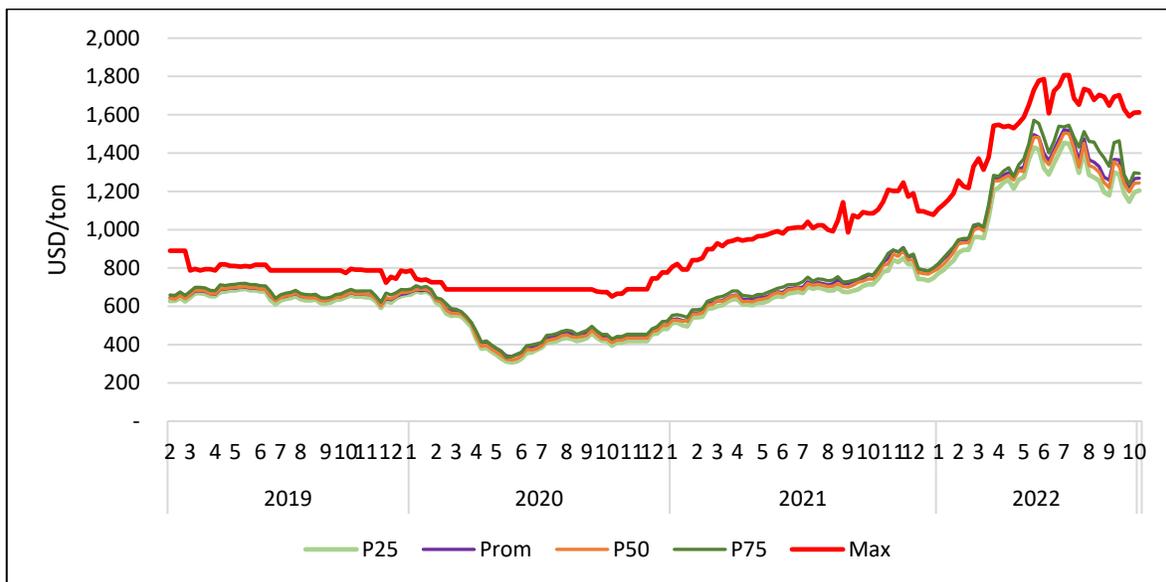
Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional

Gráfico 3 Estadísticas de costos de Gas Natural Licuado Regasificado declarados



Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional

Gráfico 4. Estadísticas de costos de Petróleo Diésel declarados.

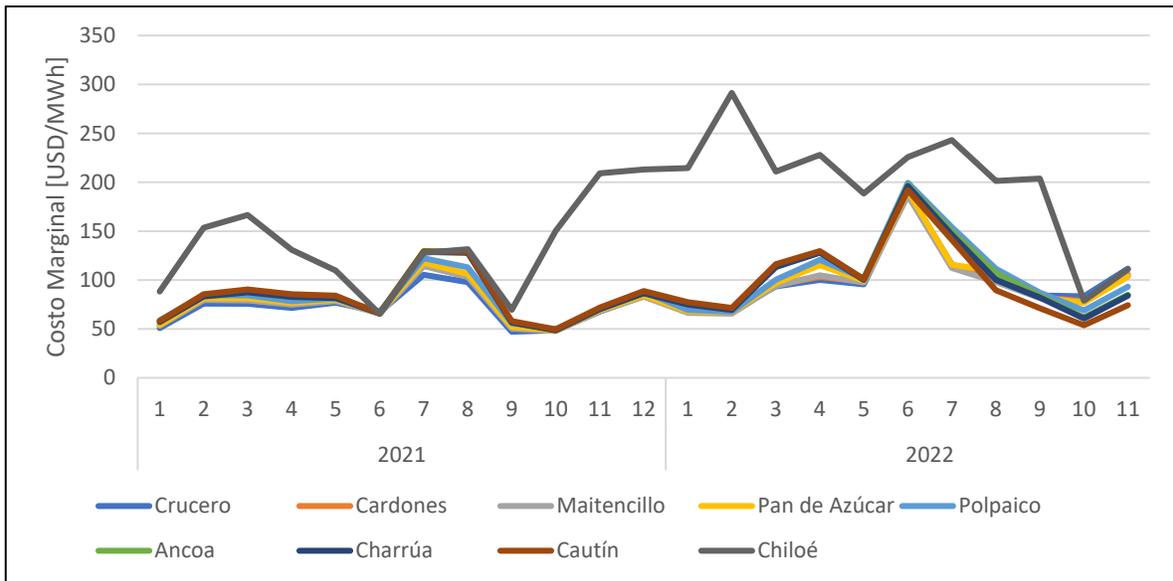


Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional

3.2 Costos Marginales

A continuación, se presenta la evolución de los costos marginales en diferentes ubicaciones del Sistema, considerando los promedios mensuales de los precios, en horas solares y no solares. Se puede apreciar el efecto de los desacoples, los cuales han sido relevantes en algunos meses (por ejemplo, marzo, abril y julio de 2022) en las horas de sol, provocando precios más bajos en la zona de Pan de Azúcar hacia el norte. Por su parte se observan desacoples permanentes desde Cautín hacia el sur. Además, se observa el alza sostenida de los valores medios¹ en todo el Sistema entre fines de 2021 y mediados de 2022.

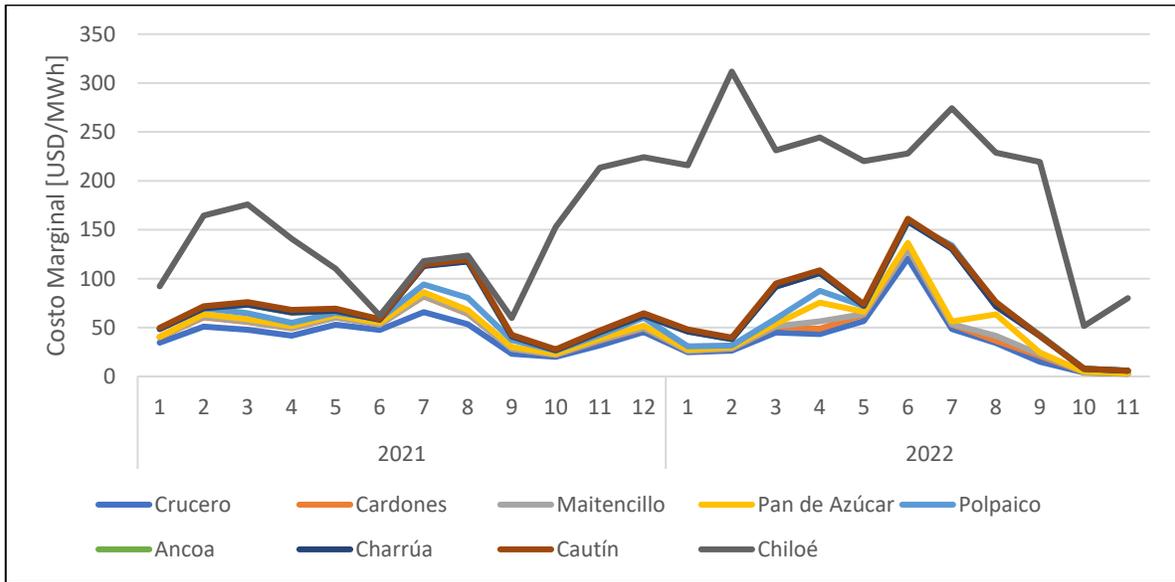
Gráfico 5. Costo marginal promedio mensual en barras de 220 kV.



Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional

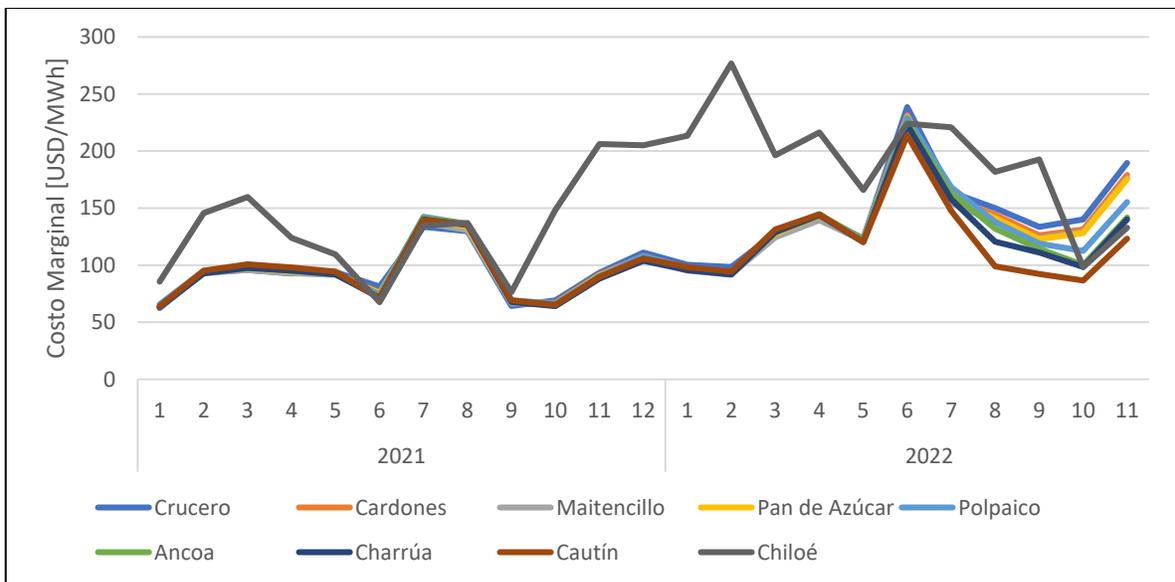
¹ Se refiere al cociente entre de los costos marginales por barra multiplicados por la energía de las respectivas barras y la sumatoria de la energía total

Gráfico 6. Costo marginal promedio mensual en horas solares en barras de 220 kV.



Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional

Gráfico 7. Costo marginal promedio mensual en horas no solares en barras de 220 kV.



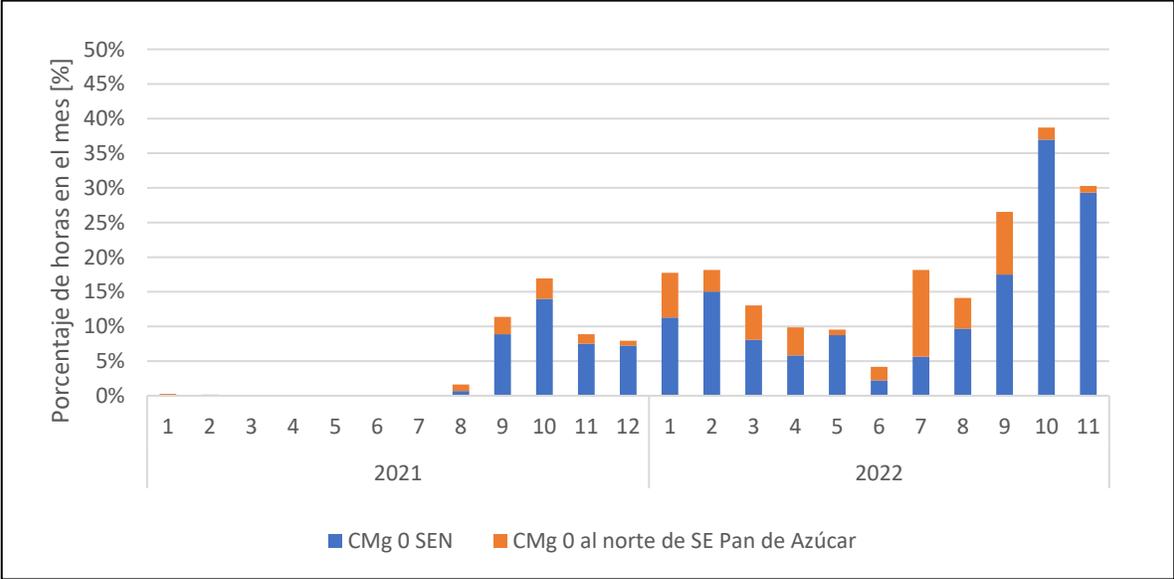
Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional

Por otra parte, las siguientes figuras muestran una cuantificación de las horas en cada mes en que se dieron eventos de costos marginales cero en el Sistema. Se consideran las horas en que el costo

marginal fue cero en la barra Pan de Azúcar 220 kV y se distinguen los casos en que dicho valor también ocurre en las barras de la zona sur del Sistema, para poder evidenciar el efecto de los desacoples en el sistema de transmisión del norte. En el Gráfico 8 se muestra el caso que abarca desde Pan de Azúcar hasta Cautín, es decir, los datos “CMg 0 SEN” indican el porcentaje de horas en el mes en que el costo marginal fue cero desde el Crucero hasta Cautín, mientras que los valores “CMg 0 al norte de SE Pan de Azúcar” indican el porcentaje de horas en el mes en que el precio fue cero desde Crucero hasta Pan de Azúcar, pero hacia el sur fue superior a cero. De forma similar, en el Gráfico 9 se muestran los eventos desde Pan de Azúcar hasta Chiloé.

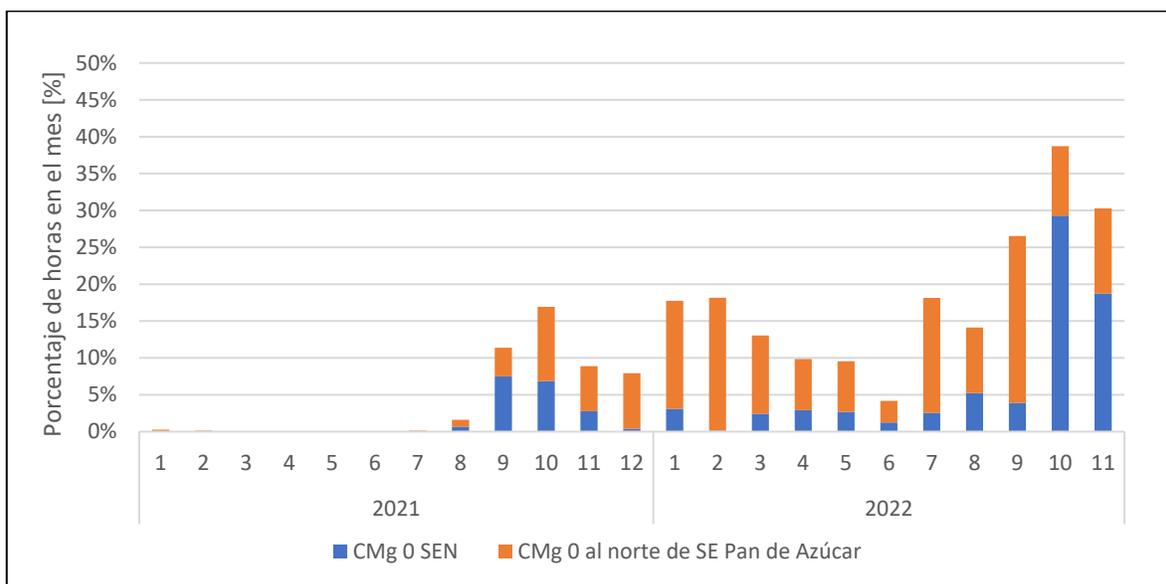
En ambos casos se observa que los eventos de precio cero en todo el Sistema han aumentado considerablemente desde junio 2022 a la fecha, pero los escenarios de CMg = 0 [USD/MWh] en la zona norte han sido recurrentes desde septiembre 2021 en adelante. Además, se puede apreciar que los eventos de costos marginales cero hasta Chiloé son menos frecuentes que los que ocurren hasta Cautín, lo que se explica por los desacoples en los tramos que unen ambas subestaciones (Cautín – Ciruelos – Puerto Montt – Chiloé).

Gráfico 8. Eventos de desacoples y costos marginales cero (SEN hasta Cautín).



Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

Gráfico 9. Eventos de desacoples y costos marginales cero (SEN hasta Chiloé).



Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

3.3 Balance de Energía

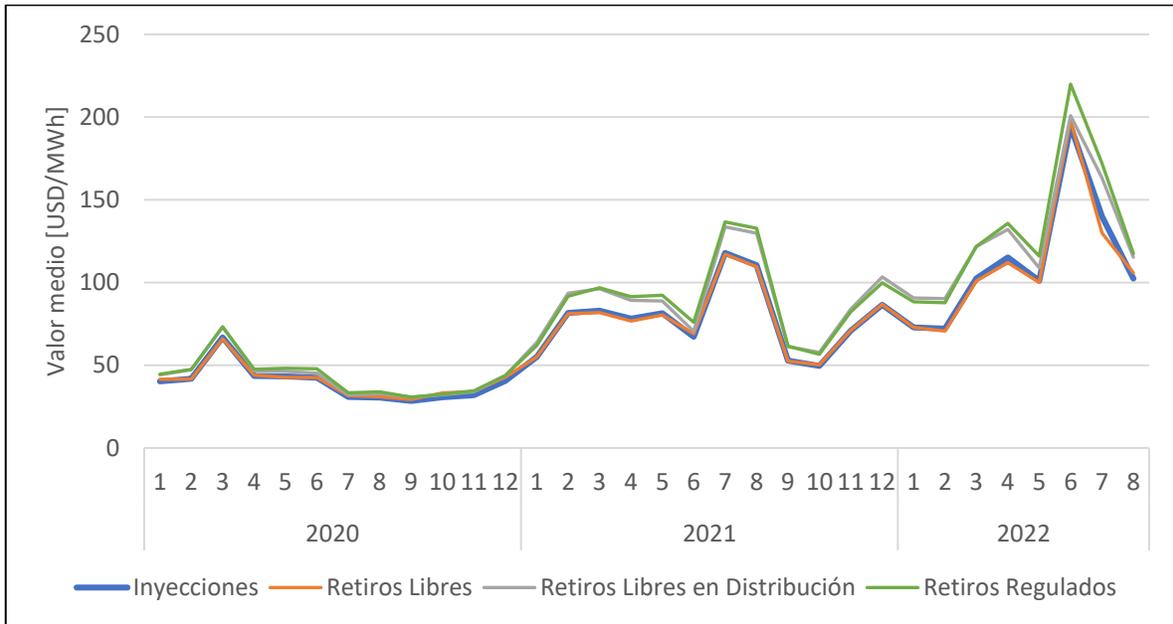
En el siguiente gráfico se muestra la evolución del valor medio al que se valorizan las inyecciones y los retiros de energía², considerando la información de los balances de transferencias económicas de energía del Coordinador. Esto permite apreciar el efecto de los diferenciales de precios medios de inyecciones y retiros que enfrentan los generadores del Sistema. Se observa la tendencia al alza en estos valores medios desde 2021 a la fecha, en línea con los cambios en los costos marginales en las barras representativas del Sistema en el mismo período. Además, se aprecia el efecto de los desacoples que afectan especialmente a los generadores con retiros en zonas de distribución, tanto para clientes regulados³ como libres⁴.

² El valor medio de las inyecciones corresponde a la suma de las inyecciones valorizadas de todas las centrales del sistema, dividido por la suma de todas las inyecciones físicas de las mismas unidades. De forma similar, el valor medio de los retiros de energía corresponde a la suma de los retiros valorizados dividido por la suma de los retiros físicos.

³ Clientes sujetos a fijación de precios regulados, de acuerdo con el artículo 147° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

⁴ Clientes no sujetos a fijación de precios libres, de acuerdo con el artículo 148° de la Ley General de Servicios Eléctricos.

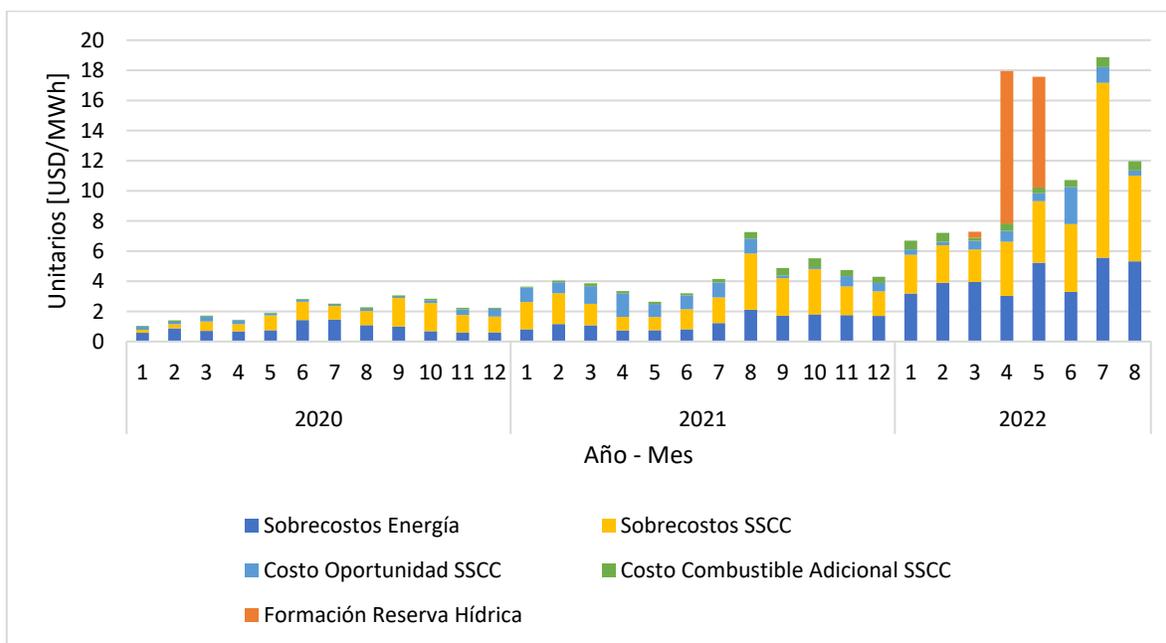
Gráfico 10. Valor Medio de Inyecciones y Retiros en Mercado Spot.



Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

Por otra parte, el siguiente gráfico muestra la evolución de los pagos laterales en el Sistema, los que son remunerados a prorrata de los retiros que efectúan los generadores, de acuerdo con la regulación legal vigente. Estos valores fueron estimados a partir de la información de los balances de transferencias económicas de energía y servicios complementarios, tomando el tipo de cambio promedio de cada mes. En línea con los antecedentes presentados previamente, el aumento en los costos de combustible es uno de los factores que ha incidido en el alza en la remuneración de los pagos laterales, especialmente aquellos relacionados con sobrecostos por operación fuera de mérito económico.

Gráfico 11. Pagos Laterales asociados a Costos Sistémicos.

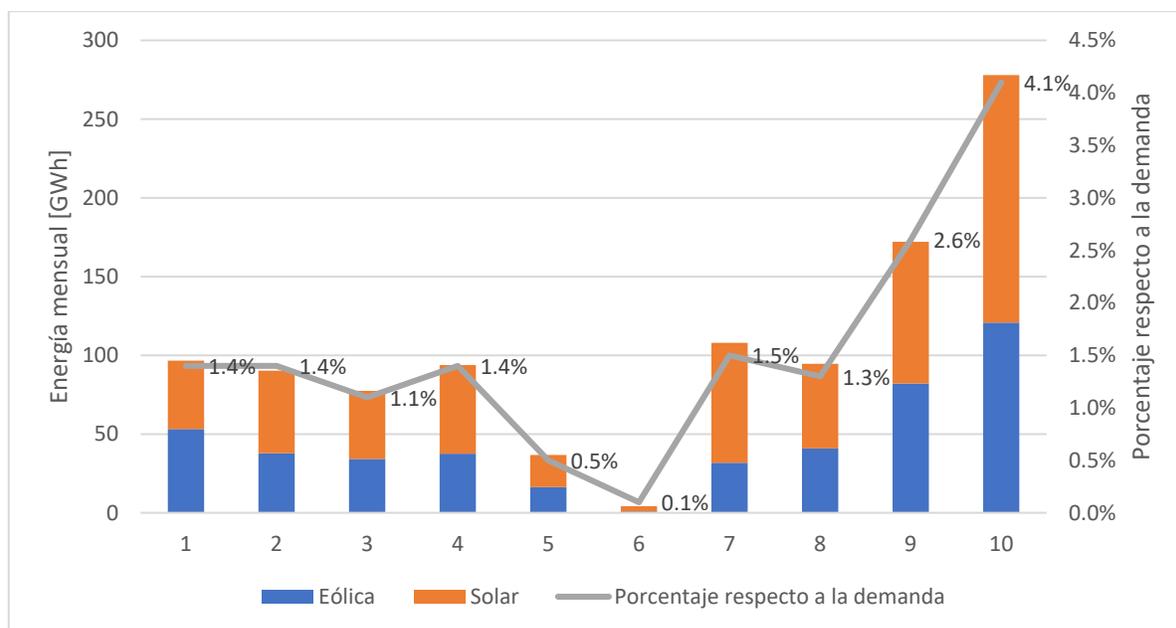


Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional.

3.4 Vertimiento de energías renovables variables

Por otra parte, en la siguiente figura se presentan los niveles de vertimiento de energías provenientes de centrales eólicas y solares durante 2022, según información presentada por el Coordinador. Se observa el incremento de los vertimientos durante el segundo semestre, en línea con el aumento en la disponibilidad del recurso solar y con el término del invierno en el país.

Gráfico 12. Vertimientos de energías renovables variables



Elaboración propia en base a datos del Coordinador Eléctrico Nacional

3.5 Modificaciones legales, reglamentarias y normativas en discusión

En el contexto del actual proceso de descarbonización de la matriz energética en Chile, el Poder Ejecutivo ha presentado diferentes iniciativas con el objetivo de atender los nuevos requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional, dentro de las que se destacan los proyectos de ley que impulsan el desarrollo de las energías renovables y de los Sistemas de Almacenamiento de energía, y la preparación de un proyecto de Fomento a la Transición Energética.

El 21 de noviembre de 2022 fue publicada en el Diario Oficial la Ley N°21.505, que “Promueve el Almacenamiento de Energía Eléctrica y la Electromovilidad”, destacando dentro de sus principales medidas, los incentivos regulatorios para promover el desarrollo de Sistemas de Almacenamiento de energía, con el objetivo de proveer una mayor flexibilidad al Sistema Eléctrico Nacional.

Por otra parte, se encuentra en tramitación el Proyecto de Ley que Impulsa las Energías Renovables (Boletín N°14755-08), en el cual, a partir de indicaciones presentadas por el Ejecutivo, se propone

contar con una participación de un 60% de Energías Renovables No Convencionales en el Sistema Eléctrico Nacional al año 2030 y de un 40% de energías renovables por cada bloque horario. Además, se busca potenciar el seguimiento y registro de trazabilidad de la energía renovable generada por las diversas tecnologías del Sistema, y se proporcionan variados incentivos en la generación distribuida.

Finalmente, se destaca la elaboración de un Proyecto de Ley de Promoción de la Transición Energética, anunciado por el Ministerio de Energía durante la Mesa de Diálogo MCP, cuyo principal objetivo sería generar las condiciones necesarias para la promoción de la transición energética en nuestro país, con énfasis en el segmento de transmisión.

Además de los proyectos mencionados, se destacan otros instrumentos regulatorios que están en discusión y que podrán tener un impacto relevante en las materias levantadas por los participantes de la Mesa de Diálogo MCP, como son la Mesa del Reglamento de Potencia, el capítulo de Programación y Operación de la Norma Técnica de Coordinación y Operación, y la mesa de transmisión, donde participan el Ministerio de Energía, la Comisión y el Coordinador.

4. Diagnóstico de los participantes de la Mesa Público-Privada del Mercado de Corto Plazo.

En esta sección, se presentan las principales temáticas que, a criterio de los participantes de la Mesa de Diálogo MCP, serían las que explicarían la situación de la suspensión del Mercado de Corto Plazo de empresas suministradoras, de acuerdo a lo que expresamente señalaron en sus presentaciones. La siguiente tabla las agrupa por materia presentada, su frecuencia dentro de los participantes y una breve descripción de cada una de ellas. Cabe destacar que 12 de los 17 participantes expusieron en las sesiones de la Mesa de Diálogo MCP.

Tema principal	Tema secundario	Detalle	Frecuencia
Regulación y Tarificación	Incentivos a terminar contratos por falta de penalización	Al no existir penalizaciones en la regulación, existen incentivos para que los suministradores tengan un comportamiento oportunista, de forma tal de interrumpir la cadena de pagos y sean suspendidos del mercado de corto plazo, para, consecuentemente, dar término anticipado a contratos de suministro con clientes regulados, con la única consecuencia de la ejecución de la boleta de garantía del Mercado de Corto Plazo, cuyo objeto es únicamente asegurar la cadena de pagos, y no sancionar o penalizar al suministrador.	8/12
	Pagos a PMGDs por precio estabilizado y pagos laterales por costos sistémicos	Aumento en los pagos laterales por incremento en los costos sistémicos asociados a diferentes áreas de la regulación: pagos a PMGDs por precio estabilizado, remuneración de despachos a mínimos técnicos, remuneración de servicios complementarios, remuneración por formación de reserva hídrica.	6/12
	Retraso en publicación de Decretos Tarifarios (PNP y PNCP)	Demora en la publicación de los Decretos tarifarios impacta negativamente en el flujo de caja de las empresas generadoras, al no recoger las condiciones más actuales de los precios y tarifas reguladas.	4/12

Tema principal	Tema secundario	Detalle	Frecuencia
	Mercado basado en costos auditados	Estructura de precios del mercado de corto plazo de energía basado en costos auditados impide que las empresas ERNC, particularmente solares fotovoltaicas, recuperen al menos sus costos de inversión ante escenarios de precios bajos.	4/12
	Diseño de mercado basado en generación de gran escala	No se considera adecuadamente la entrada de proyectos de generación distribuida en el diseño regulatorio, tanto para la tarificación como para la operación.	3/12
Planificación e Inversiones	Alta penetración de energías renovables variables	Falta desarrollo de unidades de generación de base, existiendo un incremento importante de oferta disponible solo en horas solares.	2/12
	Incentivos o señales a instalación de generación de bajo costo de energía	Falta señal de localización para la generación y revisión de los efectos en los costos sistémicos por la entrada de estas tecnologías.	3/12
	Instalación de la generación se anticipa a la entrada de proyectos de transmisión.	El desarrollo de proyectos de generación, especialmente ERNC, es mucho más rápido que el de los proyectos de transmisión por lo que no se cumpliría el objetivo de que la transmisión anticipe a la generación.	2/12
Operación	Desacoples y vertimientos por limitaciones de transmisión	Producto de las restricciones de transmisión, se producen desacoples económicos que llevan a vertimientos de energías renovables y por ende exponen a los generadores a costos marginales cero (generadores sin contrato) y altos diferenciales de costos marginales (generadores contratados).	5/12
	Criterios de seguridad en transmisión poco flexibles	Reducción de limitaciones o restricciones vinculadas a la seguridad en la operación del sistema de transmisión (ej. Criterio N-1) lo que se traduciría en disminución de desacoples y vertimientos.	8/12

Tema principal	Tema secundario	Detalle	Frecuencia
	Disminución de capacidad de transmisión por despachos fuera de mérito económico	Operación fuera de orden económico, por seguridad y GNL inflexible, disminuyen la capacidad de transmisión disponible para generación ERNC.	3/12
	Inflexibilidad de parque térmico	Necesidad de mantener en operación unidades térmicas como resultado de la programación de la operación por temas de seguridad o económicos, limita los despachos de generación de energías renovables variables.	4/12
Otros	Proceso de descarbonización	La salida de centrales térmicas a carbón reduce la oferta de unidades generadoras que operan en base, aumentando los costos de operación del Sistema ante restricciones de transmisión e indisponibilidad de generación.	1/12
	Altos costos de combustible	El aumento de los precios de combustibles ha incidido en los costos marginales del Sistema, estresando la situación financiera de los generadores deficitarios que participan de los balances del mercado de corto plazo.	4/12
	Escenario hidrológico seco	La menor disponibilidad de recursos hídricos aumenta los costos de operación del Sistema y estresa los sistemas de transmisión.	5/12
	Incumplimiento en apertura de disconformidades por parte de coordinados	La demora en la apertura de disconformidades en el Portal de Pagos ⁵ por parte de las empresas coordinadas impide al Coordinador realizar un correcto seguimiento de la cadena de pagos, retrasando la identificación de situaciones críticas.	1/12

⁵ Plataforma desarrollada por el Coordinador, de acuerdo con lo establecido en la NTCyO.

5. Propuestas de los participantes de la Mesa Público-Privada del Mercado de Corto Plazo

En esta sección, se presentan las propuestas que, a criterio de los participantes de la Mesa de Diálogo MCP, pueden mitigar o solucionar la situación actual del Mercado de Corto Plazo. La siguiente tabla las agrupa, por materia presentada, y se indica su frecuencia dentro de los participantes y una breve descripción del objetivo de cada una de ellas. Cabe señalar que cada descripción propende a ajustarse lo indicado por los participantes, y dicha descripción (propuesta/objetivo) no representan necesariamente la opinión de la CNE.

5.1 Propuestas asociadas a la Cadena de Pagos del Mercado de Corto Plazo

Propuesta	Objetivo de la Propuesta	<i>f</i>
Revisar montos de garantías de mercado de corto plazo.	Reducir los riesgos de la continuidad de la cadena de pagos del mercado de corto plazo. Por lo tanto, propender a aumentarlas.	8/12
Incorporar multas por parte de la SEC ante incumplimientos en la cadena de pagos del mercado de corto plazo.	Desincentivar el comportamiento oportunista de suministradores, evitando el término anticipado de los contratos de suministro para clientes regulados.	2/12
Solicitar a empresas en cesación de pagos que fundamenten las razones por las que no han podido cumplir con sus obligaciones.		1/12
Monitoreo y resguardo preventivo de la cadena de pago por parte del Coordinador, según lo establecido en la Norma Técnica de la Coordinación y la Operación (NTCyO).	Reducir los riesgos de quiebre en la cadena de pagos del mercado de corto plazo.	2/12
Mejoramiento del Portal de Pagos (plataforma del CEN).	Contribuir al adecuado monitoreo y resguardo de la cadena de pagos.	1/12
Transparencia en criterios para liquidación de boletas de garantía.		1/12
Utilizar holguras ante incumplimientos de los contratos para el suministro de clientes regulados.	Contar con suministro suficiente para clientes regulados.	1/12

5.2 Otras Propuestas

Tema Principal	Propuesta	Objetivo de la Propuesta	f
Licitaciones de suministro para clientes regulados	Solicitar a empresas distribuidoras y generadoras acreedoras que inicien procedimientos de cumplimiento forzado de los contratos (tribunales).	Desincentivar el comportamiento oportunista de suministradores, evitando el término anticipado de los contratos de suministro para clientes regulados.	1/12
	Modificar marco regulatorio para que la CNE deba presentar acción de cumplimiento forzado ante tribunales por contratos regulados.		1/12
	Eliminar neutralidad tecnológica.	Reducir la entrada de generación variable y fomentar la instalación de centrales flexibles (ej.: CSP)	1/12
	Incorporar señal de localización.	Reducir la entrada de generación variable en zonas congestionadas y fomentar la instalación de centrales en otras ubicaciones.	1/12
	Asegurar mayor robustez financiera de los oferentes (como alternativa, se propone garantías de fiel cumplimiento para todo el período o exigir garantías de las matrices de los oferentes).	Reducir el riesgo de incumplimiento de oferentes adjudicados en licitaciones de contratos regulados.	2/12
	Considerar objetivo de costos de operación en vez de mínimo costo de energía al diseñar la licitación.	Se podría entender que se refiere a que se adjudiquen los proyectos que minimicen los costos de operación proyectados del sistema.	1/12
	Revisión de las opciones de salida de los contratos ante incumplimientos.	Reducir el impacto de los incumplimientos en clientes finales y otros generadores.	1/12
	Evaluar conveniencia de postergar futuras licitaciones.	Se podría entender que esto permitiría disponer de tiempo para perfeccionar las condiciones de las futuras licitaciones.	1/12

Tema Principal	Propuesta	Objetivo de la Propuesta	f
Tarificación y Planificación Transmisión	Incorporar señal de localización en cargo de transmisión. Esto podría implicar revisar criterios de acceso abierto.	Incentivar el desarrollo de proyectos solares en diferentes zonas del país y asignación sobre quién asume los costos del sistema.	1/12
	Recuperar señal de localización para la expansión de la transmisión para nuevas instalaciones.		1/12
	Implementación de automatismos en la planificación.	Reducir restricciones de transmisión en tramos saturados, con menores plazos de implementación (en comparación con proyectos de aumento de capacidad y nuevas líneas).	2/12
	Revisión de criterios de planificación (ej.: diferentes escenarios hidrológicos, demanda, nuevas tecnologías de generación; planificar dejando holguras).	Permitir que el desarrollo de la transmisión se adelante adecuadamente a la instalación de la generación.	4/12
	Repotenciamiento de líneas existentes y uso de electrónica de potencia.	Reducir restricciones de transmisión en tramos saturados.	1/12
	Explicitar dónde y por qué no se van a construir obras de transmisión.	Dar señal de localización a los generadores.	1/12
	Redistribución de ingresos tarifarios provocados por desacoples.	Compensar a los generadores afectados por los desacoples, para reducir los riesgos de continuidad de la cadena de pagos del mercado de corto plazo.	1/12
	Modificar objetivos de la planificación de la transmisión, por ejemplo, incorporando el desarrollo de las energías renovables explícitamente en dicho objetivo.	Generar condiciones para que el desarrollo de la transmisión viabilice la entrada de aún más energías renovables.	1/12
	Acelerar el proceso de planificación.	Permitir que el desarrollo de la transmisión se adelante adecuadamente a la instalación de la generación.	2/12

Tema Principal	Propuesta	Objetivo de la Propuesta	f
	Separar al planificador del tarificador.	Objetivos contradictorios entre expandir el sistema y mantener o disminuir la cuenta.	1/12
	Mejorar condiciones relacionadas a conflictos sobre uso del territorio (estudio de franjas, PROT, etc.).	Permitir que el desarrollo de la transmisión se adelante adecuadamente a la instalación de la generación.	1/12
Segmento de generación/almacenamiento y operación del sistema	Transición a un mercado de ofertas.	Permitir a los generadores gestionar adecuadamente sus riesgos.	2/12
	Revisión del cálculo de los factores de modulación.	Compensar el efecto de los desacoples en los precios de venta de contratos regulados.	2/12
	Revisión de ventanas de tiempo de análisis en los procesos de tarificación.	No se especifica qué procesos de tarificación, pero se infiere que se hace referencia a los factores de modulación. El objetivo es compensar el efecto de los desacoples en los precios de venta de contratos regulados.	1/12
	Mayor granularidad en el balance de transferencias económicas (ej. CMg 15 minutos).	Mejorar la señal de requerimientos de operación para sistemas de almacenamiento dedicados a proveer flexibilidad al sistema.	2/12
	Reducir número de nodos donde se valorizan las transferencias entre generadores y traspasar diferencias a un cargo único.	Reducir los costos de los suministradores.	1/12
	Generar mercado secundario de energía (podría ser a propósito de implementación mercado day-ahead, ya sea de costos u ofertas).	Agregar mayor liquidez al mercado de energía y permitir la participación de agentes externos (no coordinados).	1/12
	Crear mercados diferenciados para la comercialización de energía para corto, mediano y largo plazo.	Mejorar la estructura para comercializar energía.	1/12
	Limitar comercialización pura (sin activos de generación).	Reducir los riesgos de incumplimiento por parte de los agentes.	1/12

Tema Principal	Propuesta	Objetivo de la Propuesta	f
<p align="center">Segmento de generación/almacenamiento y operación del sistema</p>	PELP vinculante respecto a generación.	Fomentar el desarrollo de tecnologías de generación flexibles.	1/12
	Revisión de cálculo de costos marginales en zonas congestionadas.	Compensar a los generadores que se vean afectados por desacoples y despachos por seguridad (no hay propuesta concreta).	1/12
	Modificaciones al reglamento de potencia vigente: regla de asignación para centrales con almacenamiento y almacenamiento puro.	Promover la instalación de almacenamiento en el sistema.	1/12
	Programa intradiario.	Reducir los costos sistémicos.	3/12
	Revisión y reducción de despachos forzados por seguridad.		1/12
	Revisión de criterios de operación del CEN (criterio N-1).	Aumentar los flujos por los tramos de transmisión que están saturados y reducir vertimientos ERNC.	2/12
	Optimización de mínimos técnicos, tiempos y costos de partida de detención (parámetros y uso en la operación).	Reducir los costos sistémicos.	4/12
	Utilización de automatismos en la operación.	Aumentar los flujos por los tramos de transmisión que están saturados y reducir vertimientos ERNC.	4/12
	Mejorar funcionamiento del Artículo 102 de la LGSE.	Acelerar el proceso de expansión de la transmisión, considerando la entrada de proyectos sin que sean definidos en el Plan de Expansión.	1/12
Acumular agua a través de reserva operacional (Artículo 36 DS 125/2017).	Evitar el uso de la reserva hídrica como mecanismo para preservar la seguridad de suministro (disminución pagos laterales).	1/12	

Tema Principal	Propuesta	Objetivo de la Propuesta	f
	Fundamentación técnica-económica por parte del CEN sobre la ponderación entre criterios de seguridad y eficiencia en la operación.	Reducir los costos de operación en el sistema. Que el Coordinador comunique explícitamente sus criterios de cómo considera la operación económica y segura.	2/12
Costos sistémicos y pagos laterales	Remuneración de precio estabilizado a prorrata de inyección térmica.	Reducir los costos de los suministradores basados en energía renovables y otras no térmicas como señal de desarrollo para pequeños medios de generación.	1/12
	Despachos forzados debieran marcar precio en el sistema.	Reducir pagos laterales en el sistema.	2/12
	Remuneración de cargos sistémicos a prorrata de quien puede gestionar los riesgos.	Reducir el riesgo de la continuidad de la cadena de pagos por insolvencia.	1/12
	Repartir los costos sistémicos de manera más equilibrada.	Reducir los pagos laterales que pagan los generadores ERNC.	1/12
	Creación de un pago lateral ERNC, que permita a los proyectos ERNC recuperar su inversión.	Compensar a los generadores ERNC por los efectos económicos de los despachos a mínimo técnico por seguridad repartidos a prorrata de los retiros.	1/12
Otros	Publicación y seguimiento de los costos totales de suministro (incluyendo costos de operación sistémicos asociados a pagos laterales).	Monitorear adecuadamente los costos de los suministradores, para así tomar medidas que permitan reducir el riesgo de quiebre en la cadena de pagos.	2/12
	Acelerar publicación de decretos PNP y PNCP.	Compensar el efecto de los desacoples en los precios de venta de contratos regulados y reducir el riesgo de quiebre en la cadena de pagos por insolvencia.	3/12
	Acelerar implementación del mecanismo de estabilización de tarifas.	Reducir el riesgo de quiebre en la cadena de pagos por insolvencia.	1/12
	Reducir límite potencia clientes libres.	Reducir los montos de energía requeridos por las distribuidoras.	1/12

Tema Principal	Propuesta	Objetivo de la Propuesta	<i>f</i>
	Creación de operadores de sistemas de distribución (DSOs).	Mejorar el manejo de los activos de generación que operan a nivel de distribución (PMGDs)	1/12
	Legislación y normativa asociada a la estabilización de tarifas (ej. PEC o MPC) que no distorsione flujos de pago.	Reducir el riesgo de quiebre en la cadena de pagos por insolvencia.	2/12
	Señales regulatorias claras.	Evaluar los efectos de la regulación en el mercado eléctrico y transmitir certezas a los agentes.	1/12
	Implementación de ley de almacenamiento y definir estrategia marco para cambios regulatorios que fomenten el almacenamiento.	Fomentar el desarrollo de tecnologías de generación flexibles.	2/12
	Modificar artículo 7° LGSE que limita a participación de transmisores en almacenamiento.	Fomentar la competencia.	1/12
	Habilitar BESS sobre 5 horas.	Fomentar el desarrollo de tecnologías que aporten flexibilidad al sistema y permitan mitigar los desacoples por problemas de transmisión.	1/12

6. Análisis de las propuestas en el contexto de la cadena de pagos

En esta sección, se procede a realizar un análisis de las propuestas entregadas por los distintos agentes en la Mesa de Diálogo MCP:

6.1 En el contexto de las garantías

En el procedimiento interno emitido por el Coordinador para observaciones “Cumplimiento de la Cadena de Pagos en el Mercado de Corto Plazo”, se incorpora el detalle de los antecedentes que gatillan una actualización de las garantías, en concordancia con lo señalado en el artículo 3-69 de la NTCyO. Por su parte, es importante señalar que, respecto del monitoreo, resguardo y transparencia de criterios aplicados en el contexto de la cadena de pagos por parte del Coordinador, aquello es una función establecida a nivel legal, cuya regulación se encuentra contenida en el Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, y en la respectiva norma técnica, incorporándose mayor detalle en el procedimiento interno antes señalado. Para efectos de lo anterior, se cuenta con un portal de pagos, en el que el Coordinador se encuentra desarrollando mejoras a implementar el año 2023.

Por su parte, respecto de incorporar multas por parte de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles ante incumplimientos en la cadena de pagos del mercado de corto plazo, en el artículo 140 del Reglamento de Coordinación y Operación, en su inciso segundo, ya se establece que el Coordinador deberá informar a dicha Superintendencia cualquier conducta que ponga en riesgo la continuidad de la cadena de pagos. A estos efectos, la Superintendencia podrá formular cargos e iniciar un proceso sancionatorio administrativo de conformidad a etapas regladas en la legislación. De forma tal, si la propuesta es establecer multas a nivel legal sin la sustanciación de dicho proceso, ello tendría vicios de inconstitucionalidad (debido proceso).

6.2 En el contexto de las holguras de los contratos de suministro para clientes regulados

Se establece en el artículo 3-72 de la NTCyO la regulación aplicable al caso de clientes libres ante incumplimiento de la cadena de pagos por parte del suministrador que no hayan sido acordados. El símil de lo anterior se establece en el artículo 3-73 para el caso de contratos de suministro para clientes regulados, en cuyo caso se debe recurrir, en primer lugar, a las holguras de contratación propias de cada concesionaria, y en caso de que lo anterior no resulte suficiente se debe recurrir a las reglas establecidas en el artículo 135° quáter de la Ley General de Servicios Eléctricos (traspaso de excedentes de otras distribuidoras). Finalmente, si lo anterior no resultara suficiente, se deberá proceder de conformidad a lo dispuesto en el artículo 135° quinquies de la Ley General de Servicios Eléctricos (asignación de suministro a todas las empresas generadoras del respectivo sistema eléctrico).

7. Análisis de otras propuestas de la Mesa de Diálogo MCP

En esta sección se realiza una revisión de otras propuestas entregadas por los agentes en el contexto de la Mesa de Diálogo MCP y, en caso de que corresponda, se indican los análisis y propuestas que se encuentra realizando esta Comisión.

7.1 En el contexto de las licitaciones de suministro

i. Solicitud de información y procedimientos de ejecución forzada de contratos

La legislación vigente permite que sólo la parte acreedora y diligente de los contratos de suministro para clientes regulados pueda recurrir a las instancias judiciales que corresponda para solicitar la ejecución forzada de la obligación o el cumplimiento por equivalencia de esta (indemnización).

Por otra parte, respecto de solicitar a empresas en cesación de pagos que fundamenten por qué no han podido cumplir con sus obligaciones, la Comisión Nacional de Energía ha solicitado a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, mediante Oficio Ordinario N°697 de 2022, requerir los antecedentes pertinentes que permitan evaluar los estados financieros así como el actuar y diligencia de las empresas suministradoras en cuanto a las decisiones económicas y exposición al riesgo que hayan tomado. Asimismo, mediante Oficio Ordinario N°10 de 2023, la Comisión informó a la referida Superintendencia de eventuales incumplimientos en el contexto de la regulación aplicable a las licitaciones de suministro para clientes regulados, para que dicho organismo, en uso de sus competencias legales, tome las medidas que correspondan. Junto con ello, mediante el mismo oficio, se solicitó a la Superintendencia que instruya al Coordinador solicitar aprobación a la CNE previo a autorizar el reemplazo de la figura de coordinado respecto de activos de generación comprometidos para el suministro de clientes regulados.

Sin perjuicio de lo anterior, respecto a este tema, la CNE revisará la posibilidad de realizar ajustes en las bases de licitación futuras, o la proposición de modificaciones a nivel legal, según corresponda.

ii. Neutralidad Tecnológica

En este punto se propuso que se elimine la neutralidad tecnológica, sin embargo, esta Comisión considera que las licitaciones de suministro deben diseñarse en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación de conformidad a lo establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante, "LGSE"), de manera de abastecer a los clientes regulados al menor costo de suministro. Sin perjuicio de lo anterior, y en consideración de las políticas públicas asociadas a la descarbonización de la matriz energética, en el último proceso de licitación de suministro para clientes regulados se eliminó la posibilidad de que los contratos de suministro sean respaldados mediante centrales térmicas a carbón y diésel.

En línea con lo anterior, son esperables nuevas políticas públicas, y por ende normativas, que fomenten una matriz de generación sin centrales térmicas como las mencionadas. En ese sentido, el requerimiento de cuotas en bloques temporales presentado en el Proyecto de Ley de Fomento a

las Energías Renovables permitirá, además de ampliar la participación de tecnologías con mayor capacidad de gestión temporal de los recursos, establecer metas de tecnología renovable más exigentes que las actuales, de modo que las futuras bases de licitaciones de suministro serían actualizadas de acuerdo a estos nuevos requisitos normativos.

iii. Señal de localización

Respecto de considerar la señal de localización en las bases de licitación para el suministro de clientes regulados, es importante relevar que aquello no sería una regla transversal que aplique para todos los contratos de suministro, ya que un cambio de estas características solo afectaría a los contratos con clientes regulados. No obstante, se evaluará la pertinencia de incluir la señal de localización en las bases de licitación de los siguientes procesos.

iv. Considerar objetivo de costos de operación en vez de mínimo costo de la energía al diseñar la licitación

Considerar un objetivo de costos de operación en vez de mínimo costo de la energía al diseñar la licitación de suministro no otorga una señal eficiente desde el punto de vista del precio a adjudicar, en atención a que podría adjudicarse una empresa que presente un precio de suministro alto, pero que tenga un efecto relevante en la disminución de costos de operación, imponiendo a los clientes regulados una carga que iría en beneficio de todo el Sistema y cuyos beneficios no se trasladan directamente a estos. Lo anterior, no se encuentra alineado con el espíritu de la regulación vigente y los objetivos establecidos en los Artículos 131° y 131° bis de la LGSE, que mandata a la Comisión a determinar las licitaciones de suministro necesarias para abastecer, al menor costo de suministro, los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios.

v. Asegurar mayor robustez financiera de los oferentes

En conjunto con lo anterior, respecto de la incorporación de otras garantías en el caso de los contratos de suministro para clientes regulados, se encuentra bajo análisis por parte de la Comisión para el próximo proceso licitatorio.

vi. Evaluar conveniencia de postergar futuras licitaciones

Respecto de la conveniencia de postergar futuras licitaciones de suministro, en principio, no se considera necesario ya que los cambios bajo análisis por parte de la Comisión se efectuarían a nivel de bases del proceso, puesto que este instrumento tiene la flexibilidad suficiente para adaptarse a estas nuevas condiciones. El calendario del proceso debe velar por lograr cubrir las necesidades de suministro detectadas en el correspondiente Informe de Licitaciones y favorecer las condiciones de competencia del proceso.

7.2 En el contexto de la planificación y remuneración de la transmisión

i. Implementación de automatismos en la planificación

Respecto de la incorporación de automatismos en el contexto de la planificación de la transmisión, de acuerdo con la regulación vigente, se debe destacar que los interesados pueden proponer el desarrollo de soluciones específicas para las zonas de interés a través del proceso de conexión de proyectos que establece el Coordinador. Además, de acuerdo con los antecedentes presentados por el Coordinador en la Mesa de Diálogo MCP, actualmente en el Sistema existen automatismos que permiten aumentar la capacidad de transporte de transmisión, sin la necesidad de pasar por el proceso de planificación.

Por último, se debe tener en consideración que, en el proceso anual de la Planificación de la Transmisión, los participantes del Sistema pueden presentar propuestas de obras de transmisión que permitan aumentar la capacidad de transporte en el Sistema, cumpliendo con la normativa técnica vigente, lo que excluye a aquellas que correspondan a esquemas de desconexión o reducción de carga o generación mediante señales de desenganche directo.

ii. Revisión de criterios de planificación

Por su parte, respecto de los criterios utilizados para efectos de realizar la planificación de la transmisión, si bien en el artículo 87° de la LGSE se establece que el proceso debe considerar la planificación energética de largo plazo y los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico, además de otras consideraciones que debe tener a la vista el plan de expansión, existe un mayor detalle de la aplicación de estos objetivos en el Decreto Supremo N°37, de 2019, del Ministerio de Energía, y en los respectivos informes técnicos del plan de expansión. En este sentido, dicho reglamento permite implementar metodologías que vayan en línea con los objetivos de la Ley y, que en la medida que se desarrolla cada proceso anual de plan de expansión, aparecen nuevas problemáticas a resolver, lo cual permite ir mejorando continuamente las metodologías. Un ejemplo de esto es que, desde el proceso de planificación del año 2021, ya no se consideran las hidrologías históricas para efectos de la modelación, sino que se realizan proyecciones que incluyen el efecto del cambio climático.

iii. Señal de localización

Respecto de incorporar la señal de localización en los procesos asociados al segmento transmisión, serían cambios legales que escapan del alcance de la Mesa de Diálogo MCP. Cabe destacar que, en la actualidad, si bien no ya no existe la señal de localización en el proceso tarifario de transmisión como era en la LGSE previo a la entrada en vigencia de la Ley 20.936, sí existe una señal de localización correspondiente al costo marginal del mercado spot de generación.

iv. Acelerar el proceso de planificación

La propuesta de realizar un proceso de planificación de la transmisión con mayor frecuencia será evaluada en el contexto del Proyecto de Ley de Promoción de la Transición Energética, anunciado

por el Ministerio de Energía en la Mesa de Diálogo MCP, que busca perfeccionar el proceso de planificación de la transmisión.

v. Redistribución de ingresos tarifarios provocados por desacoples

Respecto de realizar una redistribución de los ingresos tarifarios provocados por desacoples, estos cambios implicarían modificaciones legales que escapan del alcance de la Mesa de Diálogo MCP.

vi. Repotenciamiento de líneas existentes y uso de electrónica de potencia

El proceso de planificación de la transmisión ya considera tanto el repotenciamiento de líneas como la utilización de electrónica de potencia. Prueba de ello son los trabajos que se están realizando en la zona sur del SEN, donde se está realizando un cambio de conductor, así como en el proceso de planificación 2021, en el cual se ha incluido un sistema de control de flujo basado en baterías. Es importante señalar que en los procesos de planificación de la transmisión se evalúa el efecto de los beneficios que presentan los distintos proyectos, y la eventual compatibilidad que pueden tener las distintas alternativas⁶.

vii. Explicitar dónde y por qué no se van a construir obras de transmisión

En línea con lo indicado precedentemente, la planificación de la transmisión es un proceso participativo, que comienza con la propuesta de expansión que envía el Coordinador a la Comisión, y cuenta con una instancia para que los promotores de proyectos también puedan entregar propuestas. Considerando ese contexto, y los análisis propios de la Comisión, es que se determina el plan óptimo. Luego, el Panel de Expertos dirime las discrepancias que al respecto se mantengan respecto del plan de expansión.

En particular, a propósito de las propuestas de los promotores, es que la Comisión elabora un análisis respecto de cada una de ellas, argumentando en su informe técnico el motivo por el que cada una de ellas es o no incorporada en el plan de expansión. En virtud de lo anterior, respecto de la propuesta de la Mesa de Diálogo MCP relacionada con que la Comisión indique las razones por las cuales determinados proyectos de transmisión no se realizarán, es posible señalar que aquello ya se encuentra considerado en la regulación vigente, y que la Comisión ha implementado dicho mandato normativo a través de los informes técnicos correspondientes.

viii. Modificar objetivos de la planificación de la transmisión

En conjunto con lo anterior, la planificación de la transmisión debe determinar un plan óptimo eficiente, considerando los criterios indicados en el artículo 87° de la LGSE, en particular para lograr lo indicado en las letras b) y c), se busca la minimización de una función objetivo representada por la suma de los costos actualizados de inversión, operación y falla, sujeto a distintas restricciones del Sistema para propender al mercado eléctrico común cuya finalidad sea abastecer los suministros a mínimo precio. En virtud de ello, es que no se considera actualmente dar un mayor énfasis a una tecnología de generación en particular que asegure lo previamente descrito. Lo anterior, sin

⁶ Informe Técnico Preliminar del Plan de expansión 2017, en particular la sección 7.1.3.

perjuicio de que el proceso de planificación debe incluir mandatos u objetivos de fuente legal que permitan implementar políticas públicas que propendan hacia el desarrollo de energías renovables.

ix. Separar al planificador del tarifador

Por otra parte, a partir de la evidencia de los procesos de planificación de la transmisión, no se han detectado objetivos contradictorios respecto a que un mismo organismo sea el planificador y tarifador, considerando especialmente que los objetivos, procedimientos y metodologías para cada proceso, junto con las facultades del regulador, están expresamente detallados en la ley. En particular, los procesos de planificación provenientes de la Ley 20.936 (sin considerar el artículo 13 transitorio), se han incorporado obras de transmisión relevantes en el Sistema, tales como: (i) desarrollo del sistema de transmisión al sur del SEN, (ii) incorporación de línea HVDC, (iii) sistema de control de flujo basado en baterías, entre otros.

Es importante relevar en este punto que ambos procesos cuentan con una instancia de observaciones por parte de los interesados, como así también una instancia para discrepar ante el Panel de Expertos, además de que todos los procesos se encuentran sujetos a control de legalidad de la Contraloría General de la República.

x. Mejorar condiciones relacionadas a conflictos sobre uso del territorio

Un punto a considerar es que el proceso de planificación de la transmisión se realiza considerando las variables ambientales y territoriales de acuerdo con lo que establece el artículo 87° de la LGSE, que se insuma de informes ad-hoc del Ministerio de Energía.

Sin perjuicio de lo antes señalado, y en línea con lo indicado en la presentación del Ministerio de Energía en sesión de la Mesa de Diálogo MCP, en el contexto de la mesa de transmisión donde participan el Ministerio de Energía, la Comisión y el Coordinador, se han detectado espacios de mejora legislativa en distintas temáticas en términos de modificaciones de impacto, amplio consenso y baja conflictividad legislativa y, por otro lado, establecer una agenda de trabajo para definiciones más de fondo de algunos procesos. En virtud de lo anterior, es que las propuestas serán evaluadas en dicho contexto.

7.3 En el contexto del segmento de generación y de la operación del Sistema

i. Transición a un mercado de ofertas

Respecto de la propuesta de modificar el mercado de generación basado en costos declarados por uno basado en ofertas, al igual que disminuir el límite de potencia conectada del usuario final para ser cliente libre y la limitación de la comercialización pura, todos aspectos con rango legal, estos temas se encuentran fuera del alcance de la Mesa de Diálogo MCP, en términos de plazos de ejecución y análisis requeridos.

ii. Revisión del cálculo de los factores de modulación y ventanas de tiempo de análisis en los procesos de tarificación

Desde el punto de vista de los procesos tarifarios, el contexto de transición energética en el que se encuentra el SEN, y de las funciones y objetivos del regulador, la Comisión constantemente se encuentra revisando los supuestos, metodologías y antecedentes que se utilizan y consideran para efectos de su desarrollo. Esto aplica particularmente para el cálculo de los Precios de Nudo de Corto Plazo y de los factores de modulación. En el Informe Técnico Preliminar de Diciembre 2022, se ha incorporado una modificación a la metodología de cálculo de los factores de modulación, de modo que estos se calculan considerando una ventana de 24 meses, en vez de 48 meses como fue hasta el proceso anterior.

iii. Mayor granularidad en las transferencias

Por otra parte, en relación con los costos marginales, la NTCyO contempla un régimen transitorio para que el Coordinador implemente la determinación de los costos marginales con una resolución temporal de 15 minutos. Asimismo, la estrategia de flexibilidad desarrollada por el Ministerio de Energía contiene la medida de que, en el mediano plazo, se cuente con una señal de costo marginal con una resolución de 5 minutos. Por último, en opinión de esta Comisión, el contar con costos marginales en cada barra del Sistema permite otorgar una señal de localización más precisa a los distintos agentes.

iv. PELP vinculante respecto a generación

Respecto de que la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) sea vinculante para efectos del desarrollo de la generación, esto no es compatible con los principios vigentes de acceso abierto contenidos en la LGSE, ni con los fundamentos del sistema marginalista en el segmento de generación eléctrica, por lo que un cambio en este aspecto, requeriría modificaciones legales profundas del segmento de la Generación/Comercialización, lo cual tiene plazos y envergadura mayores, que en todo caso están a la vista de la autoridad Ministerial y de este regulador.

v. Programa intradiario

Respecto de la propuesta de que la programación de la operación se encuentre más cercana a la operación en tiempo real, esta propuesta ya ha sido considerada por la Comisión en el capítulo de Programación de la Operación de la NTCyO, que se encuentra en la etapa de elaboración del Informe consolidado de respuestas a las observaciones de la consulta pública para su posterior publicación y entrada en vigencia.

vi. Optimización de parámetros técnicos y uso en la operación

Por su parte, respecto de los parámetros técnicos de las unidades generadoras, tales como mínimos técnicos, de acuerdo con lo indicado por el Coordinador en su presentación en la Mesa de Diálogo MCP, las plantas térmicas a carbón exhiben un rendimiento acorde a la realidad de plantas de similares características, particularmente en Estados Unidos.

Para conseguir una mayor flexibilidad, se requiere revisar diversos aspectos tales como factibilidad técnica, cambios de gestión del equipamiento, modificaciones en el régimen de mantención, entre otros señalados por el Coordinador. Particularmente, la dificultad de reducir los mínimos técnicos de las unidades por limitaciones asociadas a la normativa vigente de emisiones (DS13/2011 del Ministerio de Medioambiente) es algo que obliga a ir revisando la situación de cada central en particular. Esto dado que el ciclado de algunas centrales térmicas se traduce en mayor cantidad de emisiones, reduciendo aún más el margen de acción y de flexibilidad que podrían prestar dichas centrales.

Además, es importante destacar en este punto que, en el capítulo de Costos Variables de la NTCyO, que se encuentra en la etapa de elaboración del Informe consolidado de respuestas a las observaciones de la consulta pública para su posterior publicación y entrada en vigencia, se incorpora el estado de embancamiento y se regula su remuneración, lo que permitirá dar mayor flexibilidad a la operación de las centrales termoeléctricas.

Finalmente, la Resolución Exenta N°549, de 15 de diciembre de 2021, y sus modificaciones, que aprueba el Plan Normativo Anual para la elaboración y desarrollo de la normativa técnica correspondiente al año 2022 de conformidad a lo dispuesto en el artículo 72°-19 de la Ley General de Servicios Eléctricos, contempla dentro de los procedimientos normativos señalados, la modificación de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), con el objeto de evaluar el establecimiento de exigencias de seguridad y calidad de servicio, aplicadas para la determinación de parámetros técnicos asociado a centrales generadoras y sistemas de almacenamiento de energía, considerando la transición energética del Sistema Eléctrico Nacional, frente a un escenario de alta penetración renovable, nuevas tecnologías de gestión temporal de energía y la descarbonización de la matriz energética.

vii. Revisión y reducción de despachos forzados por seguridad

Los despachos forzados por seguridad que considera el Coordinador buscan dar cumplimiento a los principios de coordinación establecidos en el artículo 72°-1 de la LGSE, en particular, con el deber de preservar la seguridad del sistema y garantizar la operación más económica para el conjunto de instalaciones del sistema eléctrico. En este caso, se pueden explorar espacios de reportabilidad que permitan dar a conocer las medidas implementadas por el Coordinador.

viii. Revisión de criterios de operación del CEN

En el contexto de la seguridad del Sistema, es importante relevar que el criterio N-1 establecido en la NTSyCS ha permitido operar el Sistema de forma segura, en particular, y por ejemplo, a propósito del evento que ocurrió durante este año en la línea 2x500 kV Polpaico – Pan de Azúcar. En ese sentido, a juicio de esta Comisión ha cumplido con su objetivo. No obstante, los interesados pueden hacer propuestas de modificaciones a la NTSyCS respecto a este tema, presentando la correspondiente justificación técnico-económica y jurídica de conformidad a la normativa vigente.

ix. Acumular agua a través de reserva operacional

Respecto de la alternativa de acumular agua a través de la reserva operacional en reemplazo de la reserva hídrica, se debe tener en consideración que, dicha reserva hídrica, es determinada en el decreto de racionamiento (DS 51/2021) como una herramienta estructural que puede ser utilizada para evitar, manejar, disminuir o superar el déficit en el Sistema Eléctrico Nacional, de conformidad a su regulación contenida en el DS 327/1997. Por su parte, la reserva operacional es permanentemente calculada por el Coordinador en virtud de sus análisis de seguridad de servicio para contrarrestar problemas derivados de la operación del SEN, y por tanto intrínsecamente variable a partir de las condiciones específicas de operación. Por lo anterior, regulatoriamente ambas reservas no corresponden a lo mismo, tienen fines distintos, y por tanto no se confunden entre ellas.

7.4 En el contexto de los costos sistémicos y pagos laterales

i. Que despachos forzados marquen precio en el sistema

Respecto a permitir que las unidades generadoras que operen fuera de orden económico marquen el Costo Marginal del Sistema para reducir los pagos laterales, esto generaría una distorsión en la señal de precios que busca representar la operación del Sistema. Adicionalmente, la definición de costo marginal a está establecida a nivel legal, de forma que incorporar una modificación a dicho nivel requiere de análisis y estudios de mayor profundidad.

El Costo Marginal cumple un rol fundamental en la operación económica del Sistema Eléctrico, considerando que tiene por objetivo entregar una señal a los agentes para realizar inversiones de generación que, a su vez, sean eficientes, o para retrasar las inversiones hasta que los costos marginales suban de manera tal que estos cubran los costos de desarrollo de tecnologías más eficientes (lo anterior considerando una central que solo opera al spot). Particularmente, esto tendría un impacto directo en la señal de inversión para los Sistemas de Almacenamiento.

Además, la propuesta señalada implicaría cambiar completamente la definición del concepto de costo marginal, cuyo concepto se basa en la regulación económica, lo cual podría tener una serie de efectos que deben ser estudiados, en conjunto con los mencionados previamente. Por ejemplo, si marcara costo marginal una unidad a mínimo técnico, habiendo otras de menor costo variable con margen seguro para operar, implicaría que el costo marginal no se ajustaría a la definición (no sólo en nuestra legislación, sino la de los sistemas que operan con este sistema llamado “marginalista”) que indica que dicho costo es aquel en el que incurre el sistema de manera “más económica” para abastecer la unidad adicional de requerimiento de energía, y por tanto si ocurriera un aumento del consumo, sería la unidad a mínimo técnico la que debiera suministrarlo, habiendo unidades que abastecerían de forma más económica dicha demanda adicional.

Por otro lado, los pagos laterales se encuentran regulados en el capítulo 3 de la NTCyO, cuyo concepto es reconocer y remunerar costos no cubiertos por el Costo Marginal producto de la

operación, como, por ejemplo, costos variables superiores al marginal, a los que hace referencia los artículos 167° y 168° del Reglamento de la Coordinación y Operación.

En este sentido, mientras exista una correcta señal de precios que represente de forma eficiente la operación de las instalaciones de generación en el Sistema, se incentivará a los agentes a realizar inversiones en tecnologías más eficientes para efectos de conseguir mayores márgenes de ganancias, otorgando a su vez mayor flexibilidad al SEN.

ii. Creación de un pago lateral ERNC, que permita a los proyectos ERNC recuperar su inversión

En relación con la medida que plantea la creación de un pago lateral para recuperar la inversión de las ERNC, esta es una medida que escapa de la señal marginalista revisada en los puntos anteriores, considerando que el objetivo de los pagos laterales es remunerar costos no cubiertos producto de la operación de centrales en el SEN, es decir, remunerar costos variables. La implementación del pago lateral propuesto, relacionado con el pago de inversiones ERNC, en opinión de esta Comisión, implicaría pagar costos fijos mediante costos variables.

iii. Repartir los costos sistémicos de manera más equilibrada

Sobre la propuesta de repartición de los costos sistémicos de manera más equilibrada para reducir los pagos laterales que pagan los generadores ERNC, se debe tener presente que los pagos laterales se realizan con el fin de reconocer y remunerar costos no cubiertos por el Costo Marginal producto de la operación, como, por ejemplo, costos variables superiores al marginal. Además, es importante recalcar que dichos costos no cubiertos por el costo Marginal se pagan a prorrata de los retiros de energía que efectúan los participantes del mercado, debido a que son esas empresas las que tienen compromisos para el abastecimiento de la demanda. Junto con ello, la propuesta no especifica la forma en que, respetando el concepto asociado a los pagos laterales, se podrían equilibrar estos costos.

iv. Remuneración de cargos sistémicos a prorrata de quien puede gestionar los riesgos

Respecto a la medida que propone una remuneración de cargos sistémicos a prorrata de quien puede gestionar los riesgos, es relevante destacar que el fundamento detrás del funcionamiento del sector de generación – la competencia entre los agentes-, implica que cada agente debe gestionar los riesgos en las decisiones comerciales y contractuales que tomen.

v. Remuneración de precio estabilizado a prorrata de inyección térmica

En relación con la medida propuesta sobre una remuneración de precio estabilizado a prorrata de inyección térmica, se debe destacar que los costos incurridos por la remuneración del precio estabilizado, al igual que los otros pagos laterales, se reparte a prorrata de los retiros de energía, dado que éstos están asociados a los compromisos para el abastecimiento de la demanda. Además, en la regulación no se permite realizar una discriminación tecnológica en dicho aspecto, lo que implicaría una modificación legal que escapa del alcance de la Mesa de Diálogo MCP.

7.5 En el contexto de otras propuestas levantadas por la Mesa de Diálogo MCP

i. Publicación y seguimiento de los costos totales de suministro

Respecto al requerimiento de publicación y seguimiento de los costos totales de suministro, incluyendo los costos de operación sistémicos asociados a pagos laterales, el Coordinador informó en la Mesa de Diálogo MCP que a contar de diciembre de 2022 presentará un reporte unificado que incluirá la información los costos totales del Sistema de cada mes y que surgen de los balances de transferencias económicas.

ii. Acelerar publicación de decretos PNP y PNCP

Respecto al requerimiento de acelerar la publicación de los decretos tarifarios de Precio de Nudo Promedio y de Corto Plazo, se revisarán con el Ministerio de Energía las alternativas para una tramitación más expedita de estos instrumentos.

iii. Acelerar implementación del mecanismo de estabilización de tarifas

Por otra parte, la solicitud de acelerar la implementación del mecanismo de estabilización de tarifas se ha concretado con la publicación del Informe de Precio de Nudo Promedio correspondiente al segundo semestre de 2022, y la próxima publicación de la Resolución a que se refiere el artículo 13 de la Ley N°21.472.

iv. Reducir límite de potencia para clientes libres

En relación con la solicitud de reducir los límites de potencia conectada para la definición de clientes libres, a juicio de esta Comisión dicho límite no tiene relación con los impactos financieros que han enfrentado las empresas generadoras, ya que las distribuidoras tienen un nivel de sobrecontratación adecuado.

v. Creación de operadores de sistemas de distribución

Sobre la propuesta de crear operadores de sistemas de distribución en complemento a la figura del operador centralizado del Sistema, es un tema que, si bien debe ser discutido como parte del desarrollo del segmento distribución, a juicio de esta Comisión está fuera del alcance de la Mesa de Diálogo MCP.

vi. Señales regulatorias claras

En relación con las certezas que enfrentan los agentes ante cambios regulatorios en el sector, se debe relevar que las discusiones reglamentarias que se han llevado a cabo en los últimos años han contado con procesos participativos para recoger las inquietudes y recomendaciones de los diferentes actores del Sistema. De forma similar, los procesos de redacción de normas técnicas asociados a estos instrumentos permiten a las empresas interesadas no sólo formar parte de un comité consultivo de elaboración o modificación de dichas normas, sino que también enviar sus observaciones, las que siempre son evaluadas en su mérito por esta Comisión.

vii. Implementación de ley que promueve el almacenamiento y la electromovilidad (Ley N°21.505)

Sobre la solicitud de implementar la ley N°21.505 y definir una estrategia marco para cambios regulatorios que fomenten la instalación de estas tecnologías, es importante destacar que los Sistemas de Almacenamiento de energía ya se encuentran habilitados para participar en los mercados de energía, potencia y servicios complementarios. Además, actualmente se está llevando a cabo la implementación de la referida ley en el mercado de potencia, todo esto en el contexto de las modificaciones al Decreto Supremo N°62, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

viii. Modificar artículo 7° LGSE que limita a participación de transmisores en almacenamiento y habilitar BESS sobre 5 horas

Por último, los requerimientos de modificar el artículo 7° de la LGSE, que limita la participación de quienes operen activos de transmisión en la operación de Sistemas de Almacenamiento, y sobre habilitar la tecnología BESS con capacidad de operación sobre 5 horas, estos son temas que fueron discutidos en el contexto de la mesa de transmisión donde participan el Ministerio de Energía, la Comisión y el Coordinador, en las que se han detectado espacios de mejora en distintas temáticas en términos de modificaciones de impacto, amplio consenso y baja conflictividad legislativa. En virtud de lo anterior, las propuestas serán evaluadas en dicho contexto.

Es importante señalar que se ha discutido ampliamente en el contexto de procesos de planificación anteriores la inclusión de grandes sistemas de almacenamiento a través del plan de expansión, y de cómo estos podrían participar en los mercados competitivos.

8. Propuestas de la Comisión Nacional de Energía

A partir de los diagnósticos y propuestas discutidos en las secciones anteriores, esta Comisión se encuentra trabajando en las siguientes alternativas de mejora y modificaciones regulatorias para el corto y mediano plazo. Las propuestas que requieren cambios legales serán oportunamente puestas en conocimiento de la autoridad política, previo análisis técnico de la Comisión, sin perjuicio de aquellas temáticas que ya están siendo analizadas por el Ministerio de Energía en el contexto del Proyecto de Ley de Promoción de la Transición Energética.

8.1 En el contexto de las garantías del mercado de corto plazo

- Propuesta de modificación del Reglamento de Coordinación y Operación, en lo referente al capítulo 3 “De la cadena de pagos en el mercado de corto plazo” del título IV “De la Coordinación del mercado eléctrico”, cuyos principios son los siguientes:
 - Analizar la proyección de la operación del Sistema Eléctrico. En particular, la revisión de esta Comisión tiene que ver con analizar ajustes a los escenarios hidrológicos, considerando el cambio climático, y capturar adecuadamente la variabilidad de otros recursos renovables.
 - Ajustar los meses que se consideran para efectos de determinar el monto de las garantías. En atención a que solo se considera el balance de energía, se encuentra bajo análisis si considerar solo tres meses es suficiente, o si se debiese considerar un periodo mayor. Lo anterior podría variar en atención al nivel de riesgo, nivel de contratación e impacto que tenga cada Coordinado.
- Solicitud de un reporte trimestral de análisis razonado de las disconformidades al Coordinador, con el objetivo de anticipar cualquier situación que pueda poner en riesgo la cadena de pagos.
- Revisión de los criterios para ejecutar las garantías y para actualizar los montos de estos instrumentos. A juicio de esta Comisión, estas medidas se recogen en el procedimiento del Coordinador emitido para observaciones durante noviembre de 2022.
- Desarrollo de un nuevo portal de pagos, el cual es un proyecto que ya está siendo gestionado por el Coordinador a partir de lo dispuesto en la NTCyO.

8.2 En el contexto de las licitaciones de suministro

- En relación con el Proyecto de Ley de Fomento a las Renovables, las empresas que cuenten con nuevos contratos de suministro deberán acreditar al Coordinador que una cantidad equivalente al 40% de sus retiros en cada bloque temporal dentro del día, como promedio en un año calendario, haya sido inyectado por ERNC o Sistemas de Almacenamiento, propios o contratados. De este modo, se habilita la posibilidad de contar con recursos que presenten capacidad de generación en distintos bloques temporales, como, por ejemplo, centrales renovables con capacidad de almacenamiento. Esto sería transversal para cualquier contrato de suministro, ya sea para cliente libre o regulado. En línea con lo anterior, las bases de licitación establecerán requisitos de respaldo de capacidad de generación por bloques horarios.

- En el caso de centrales que respalden los contratos de suministro, se evaluará la incorporación de señales de localización y de incentivos al almacenamiento en el mecanismo de adjudicación de los procesos de licitación, lo que implicaría una revisión de las bases de licitación.
- Respecto del costo de salida de los contratos, esta Comisión se encuentra en análisis de posibles modificaciones a las garantías y multas ante incumplimiento de los contratos, para los procesos licitatorios futuros.

8.3 En el contexto de la planificación y remuneración de la transmisión

- En este tópico, se enfocará el trabajo en el Proyecto de Ley de Promoción de la Transición Energética, presentado por el Ministerio de Energía durante la Mesa de Diálogo MCP.

8.4 En el contexto del segmento de generación y de la operación del sistema

- Respecto de la metodología de cálculo de los factores de modulación, esta Comisión ha ajustado la ventana de cálculo utilizada para ello, de 48 meses a 24 meses, lo que se ha implementado en el Informe Técnico de Precios de Nudo de Corto Plazo del Primer Semestre de 2023.
- Incorporar una metodología para remunerar el aporte de los Sistemas de Almacenamiento puro a la suficiencia. Para esto, se presentará una propuesta al Ministerio de Energía en el contexto del nuevo reglamento de transferencia de potencia, en discusión en las Mesas correspondientes, para incorporar un mecanismo de remuneración para dichos sistemas en el régimen transitorio.
- Para fomentar el mayor ingreso de centrales renovables con almacenamiento, habilitar que estas centrales puedan retirar energía del Sistema para una mejor utilización de la componente de almacenamiento de este tipo de centrales. Para esto, la Comisión presentará una propuesta de modificación del Reglamento de Coordinación y Operación al Ministerio de Energía.
- Se propone simplificar el proceso iterativo respecto a la programación de la operación de Sistemas de Almacenamiento. Para esto, la Comisión presentará una propuesta de modificación del Reglamento de Coordinación y Operación al Ministerio de Energía.
- Desarrollo de la NTCyO – Programación de la Operación que permitirá contar con mejor información para el proceso de programación, y que este sea más cercano a la operación real, a través de una etapa de programación intradiaria.

- Respecto de la estructura del mercado de energía y servicios complementarios, realizar estudios por parte de la Comisión y el Ministerio de Energía, con el fin de evaluar los cambios propuestos en la Mesa.
- Respecto de la incorporación de elementos de monitoreo y control de las redes de transmisión, se propone trabajar en su definición para permitir su adecuada incorporación y uso racional, considerando riesgos y responsabilidades. Además, se revisarán las obligaciones del Coordinador y los agentes interesados respecto a estos puntos. Por último, se revisarán incentivos a otras tecnologías de monitoreo y control de flujo.

8.5 En el contexto de los costos sistémicos y pagos laterales

- El Coordinador preparará un reporte consolidado de los balances de transferencias económicas, que contendrá información respecto de los pagos laterales y costos sistémicos, según lo informado durante la Mesa de Diálogo MCP.

9. Resumen de las propuestas y Carta Gantt

A continuación, se presenta un resumen de las propuestas descritas en la sección anterior, junto con los instrumentos regulatorios requeridos y una carta Gantt tentativa respecto de la implementación de dichas alternativas. Cabe destacar que esta planificación considera como fecha de inicio enero 2023.

Tabla 1: Resumen de las propuestas de la CNE

Tema	Subtema	Propuesta	Instrumento regulatorio
Cadena de pagos en Mercado de Corto Plazo	Garantías	Ajustes en escenarios hidrológicos y cambio climático	Propuesta al Ministerio de Energía de modificación de Reglamento CyO
		Analizar la pertinencia de contar con una garantía que cubra un plazo mayor a tres meses	Propuesta al Ministerio de Energía de modificación de Reglamento CyO
		Criterios para ejecutar garantías	Procedimiento Coordinador (dentro del marco regulatorio establecido en el Reglamento CyO y la NTCyO)
		Reporte trimestral de análisis razonado de las disconformidades	Solicitud de reporte al Coordinador
		Nuevo portal de pagos	Coordinador ya se encuentra desarrollándolo
		Actualización de las garantías	Procedimiento Coordinador (dentro del marco regulatorio establecido en el Reglamento CyO y la NTCyO)
Licitaciones de suministro	Recursos con participación en distintos bloques	Compatibilidad con Proyecto de Ley de fomento a las renovables: respaldo de energías renovables+almacenamiento en bloques horarios no-diurnos	Bases del proceso de licitación

Tema	Subtema	Propuesta	Instrumento regulatorio
	Almacenamiento	Evaluar incorporación de incentivos al almacenamiento en el mecanismo de adjudicación de los procesos de licitación	Bases del proceso de licitación
	Señal de localización	Evaluar incorporación de señales de localización en el mecanismo de adjudicación de los procesos de licitación	Bases del proceso de licitación
	Garantías	Modificación de garantías o multas ante incumplimiento de contratos	Bases del proceso de licitación y LGSE
Transmisión: Planificación y tarificación	Modificaciones al proceso de planificación y tarificación	Proyecto de ley de promoción de la transición energética	LGSE
Segmento de Gx/Almacenamiento y operación	Factores de modulación	Se implementó la reducción de la ventana de cálculo en el último informe PNCP	Informe Técnico de precios de nudo de corto plazo
	Sistemas de almacenamiento y potencia	Metodología para remunerar aporte de almacenamiento a la suficiencia	Propuesta al Ministerio de Energía en el contexto del reglamento de transferencia de potencia
	Programación de la operación de sistemas de almacenamiento	Modificación del proceso iterativo contenido en el Reglamento de CyO	Propuesta al Ministerio de Energía de modificación de Reglamento CyO
	Centrales renovables con Sistemas de almacenamiento	Habilitar que estas centrales puedan retirar del sistema	Propuesta al Ministerio de Energía de modificación de Reglamento CyO

Tema	Subtema	Propuesta	Instrumento regulatorio
	Programación más cercana al tiempo real	Desarrollo de la NTCyO: Programación de la Operación que contiene Programación Intradía	Dictación del capítulo de la NT de CyO por parte de la CNE
	Mercado de Energía y SSCC	Análisis respecto de la estructura del mercado de energía y SSCC	Estudios por parte de la CNE y del Ministerio de Energía
	Incorporación de elementos de monitoreo y control de las redes de transmisión	Trabajar en la definición para permitir su incorporación adecuada y uso racional, considerando riesgos y responsabilidades. Revisar las obligaciones del Coordinador y los coordinados en esta materia. Revisar incentivos a otras tecnologías de monitoreo y control de flujo.	Modificación reglamentaria o normativa
Pagos laterales y costos sistémicos	Reportabilidad	Contar con un reporte consolidado de los balances	Coordinador preparará información a partir de diciembre 2022 de acuerdo con lo mencionado en la Mesa de Diálogo MCP
Mercado de Corto Plazo	Otras medidas	Seguir analizando medidas en el contexto del MCP	Análisis CNE-Ministerio de Energía

Tabla 2: Instrumento regulatorio asociado a las propuestas de la CNE

Tema	Subtema	Propuesta	Reglamento			Norma técnica		Bases de suministro para clientes regulados	Informe técnico PNCP	Procedimiento o reporte Coordinador	Estudios / Reportes	LGSE
			CyO	Transf. de potencia	Planif. de la Tx	CyO	SyCS					
Cadena de pagos en Mercado de Corto Plazo	Garantías	Ajustes en escenarios hidrológicos y cambio climático										
		Analizar la pertinencia de contar con una garantía que cubra plazo mayor a tres meses										
		Criterios para ejecutar garantías										
		Reporte trimestral de análisis razonado de las disconformidades										
		Nuevo portal de pagos										
		Actualización de las garantías										
Licitaciones de suministro	Recursos con participación en distintos bloques	Compatibilidad con PdL fomento renovables: respaldo de energías renovables+almacenamiento en bloques horarios no-diurnos										
	Almacenamiento	Evaluar incorporación de incentivos al almacenamiento en el mecanismo de adjudicación de los procesos de licitación										
	Señal de localización	Evaluar incorporación de señales de localización en el mecanismo de adjudicación de los procesos de licitación										

Tema	Subtema	Propuesta	Reglamento			Norma técnica		Bases de suministro para clientes regulados	Informe técnico PNCP	Procedimiento o reporte Coordinador	Estudios / Reportes	LGSE
			CyO	Transf. de potencia	Planif. de la Tx	CyO	SyCS					
	Garantías	Modificación de garantías o multas ante incumplimiento de contratos										
Transmisión: Planificación y tarificación	Modificaciones al proceso de planificación y tarificación	Proyecto de ley de promoción de la transición energética										
Segmento de Gx/Almacenamiento y operación	Factores de modulación	Reducción de la ventana de cálculo										
	Sistemas de almacenamiento y potencia	Metodología para remunerar aporte de almacenamiento a la suficiencia										
	Centrales renovables con Sistemas de almacenamiento	Habilitar que estas centrales puedan retirar del Sistema										
	Programación de la operación de sistemas de almacenamiento	Modificación del proceso iterativo contenido en el Reglamento de CyO										
	Programación más cercana al tiempo real	Desarrollo de la NTCyO: PO que contiene Programación Intradía										
	Mercado de Energía y SSCC	Análisis respecto de la estructura del mercado de energía y SSCC										

Tema	Subtema	Propuesta	Reglamento			Norma técnica		Bases de suministro para clientes regulados	Informe técnico PNCP	Procedimiento o reporte Coordinador	Estudios / Reportes	LGSE
			CyO	Transf. de potencia	Planif. de la Tx	CyO	SyCS					
	Incorporación de elementos de monitoreo y control de las redes de transmisión	Trabajar en la definición permitir su incorporación adecuada y uso racional, considerando riesgos y responsabilidades. Revisar obligaciones del Coordinador y coordinados interesados. Revisar incentivos a otras tecnologías de monitoreo y control de flujo.										
Pagos laterales y costos sistémicos	Reportabilidad	Contar con un reporte consolidado de los balances										
Mercado de Corto Plazo	Otras medidas	Seguir analizando medidas en el contexto del MCP										

Tabla 3: Carta Gantt para la implementación de las propuestas de la CNE

Actividad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24	Mes 25	Mes 26	Mes 27	Mes 28	Mes 29	Mes 30	Mes 31	Mes 32	Mes 33	Mes 34	Mes 35	Mes 36	
(R) Coordinación y Operación																																					
(R) Sistemas de Transmisión y Planificación de la Transmisión																																					
(R) Transferencias de Potencia																																					
(NT) SyCS																																					
(NT) Coordinación y operación																																					
Informe Técnico PNCP																																					
Estudios / Reportes																																					
Bases de Licitaciones de Suministro para Clientes Regulados																																					
LGSE (Proyecto Tx)																																					