

Acta segunda sesión del Consejo de la Sociedad Civil (“COSOC”) de la Comisión Nacional de Energía (“CNE” o “Comisión”) 2023

I. Antecedentes generales:

Fecha sesión:	04 de agosto de 2023
Hora de inicio:	09:30 hrs.
Hora de término:	11:00 hrs.
Lugar:	Plataforma virtual Zoom

II. Asistencia:

Los consejeros y consejeras del COSOC CNE que asistieron a la primera sesión son los siguientes:

N°	Nombre	Asociación/Institución representada
1	Vannia Toro	Asociación Chilena de Comercializadores de Energía - ACEN
2	Mauricio Jiliberto	Asociación Chilena de Comercializadores de Energía - ACEN
3	Darío Morales	Asociación Chilena de Energía Solar AG. - ACESOL
4	Marcela Puntí	Asociación Chilena de Energía Solar AG. - ACESOL
5	Felipe Gallardo	Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento - ACERA
6	Rafael Loyola	Asociación Chilena de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas - APEMEC
7	Sergio Corvalán	Asociación Chilena de Telecomunicaciones A.G - Chile Telcos
8	Javier Bustos	Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulados - ACENOR
9	Daniela Maldonado	Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulados - ACENOR
10	Federico Sobarzo	Colegio de Ingenieros
11	María Paz de la Cruz	Colegio de Ingenieros
12	Katherine Hoelck	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas - CIGRE
13	Andrés Vincent	Empresas Eléctricas

14	Francisca Pedraza	Empresas Eléctricas
15	Patricio Molina	Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas - FENACOPEL
16	Teresa Vargas	Generadoras de Chile
17	Matías Cox	Gremio de Pequeños y Medianos Generadores - GPM
18	Laura Contreras	Gremio de Pequeños y Medianos Generadores - GPM
19	Jorge Candia	Transmisoras de Chile

Por parte de la CNE, asistieron a la sesión:

N°	Nombre	Calidad/Cargo institucional
1	Marco Mancilla	Secretario Ejecutivo CNE
2	Gustavo Mora	Apoyo Coordinador Ejecutivo COSOC CNE
3	Andrea Olea	Coordinadora de Gabinete Secretario Ejecutivo
4	Gonzalo Aravena	Secretario de Actas COSOC CNE
5	Roberto Valencia	Jefe Departamento de Comunicaciones CNE
6	Priscila Rodríguez	Jefa Departamento de Hidrocarburos CNE
7	Cristian Lühr	Jefe Unidad de Licitaciones Eléctricas CNE
8	Félix Canales	Jefe Subdepartamento de Normativa CNE

III. Agenda de la sesión:

1. Palabras de apertura del Secretario Ejecutivo de la CNE
2. Presentación de bases de licitación del suministro de clientes regulados 2023/01.
3. Presentación del capítulo de declaración de costos variables de la Norma Técnica de Coordinación y Operación ("NTCyO").
4. Presentación sobre el proyecto de Ley que mejora la competencia y perfecciona el mercado del gas licuado de petróleo.
5. Presentación de los consejeros representantes de ACENOR y ACESOL.

IV. Contenidos de la sesión:

1. Palabras de bienvenida del Secretario Ejecutivo CNE

- Marco Mancilla Ayancán, Secretario Ejecutivo de la CNE ("Secretario Ejecutivo" o "SE"), da la bienvenida a los presentes y realiza un resumen de los temas a tratar en esta sesión.

2. Presentación de licitación del suministro de clientes regulados 2023/01

- Cristian Luhr, jefe de la Unidad de Licitación de Suministro del Departamento de Regulación Económica de la CNE, parte exponiendo un resumen comparativo de las bases definitivas de la licitación del suministro de clientes regulados 2023/01, respecto de las preliminares.

- Primero, se relata el contexto del presente proceso licitatorio, iniciado en octubre de 2022, y que incluye un total de 5.400 GWh a licitar, en dos bloques de 1.800 GWh y 3.600 GWh respectivamente. La principal innovación de las bases definitivas serían la inclusión de un incentivo al almacenamiento y a las ERNC no variables, que aplica solo para proyectos nuevos de generación, incluyéndose nuevas categorías a dicho incentivo, como aquellos de energía renovable con capacidad de regulación, eliminándose la exclusión expresa de centrales hidráulicas con variabilidad hidrológica, y aquellos de energía renovable de base y sin emisiones contaminantes, tales como geotérmicas e hidráulicas de pasada, buscando incentivar el atributo de flexibilidad y la generación nocturna pero cierta. El incentivo sería optativo y estaría sujeto a una revisión anual de disponibilidad real de generación en relación a lo proyectado, de acuerdo a sus recursos primarios, con posibilidad de ajuste de dichas proyecciones de acuerdo a lo observado. Otras modificaciones están dadas por la inclusión de la condición de una capacidad de almacenamiento mínima de 4 horas, la posibilidad de traspaso de costos sistémicos (actuales y futuros) a través de la fórmula de indexación, una cláusula de conciliación y arbitraje “amigable entre las partes” como instancia previa al arbitraje, el aumento del costo de las bases, a 75 UF más IVA, y la modificación del calendario del proceso licitatorio.
- Se abre una etapa de dudas y consultas, donde Federico Sobarzo, del Colegio de Ingenieros pregunta si las bases de licitación incluyen requisitos adicionales en relación a los oferentes, a lo cual responde el SE que, en general, no se incluyen modificaciones respecto de las exigencias para la presentación de ofertas..

3. Presentación del capítulo de declaración de costos variables de la NTCyO.

- Felix Canales, Jefe del Subdepartamento de Normativa del Departamento Eléctrico de la CNE, expone sobre el nuevo capítulo de declaración de costos variables de la NTCyO. Comienza señalando que, respecto de dicha Norma Técnica, ya se encuentra publicados los capítulos sobre Transferencias Económicas, Costos Marginales y Costos Variables, encontrándose pendientes los de Programación de la Operación y de Funciones de Despacho y Control. Respecto del nuevo capítulo de declaración de costos variables, ingresaron 599 observaciones durante su etapa de consulta pública, enfocadas en su mayoría en el proceso de declaración de combustibles, lo medular de la norma. Este capítulo está estructurado básicamente de 3 etapas, la primera de declaración, que incluye:
 - Declaración de combustibles, que se subdivide en declaración de adquisición de combustible, declaración de recepción de combustible, declaración de costo de combustible, declaración de stock de combustible, y declaración de disponibilidad de combustible.
 - Declaración de costos variables no combustibles, que incluye un nivel de detalle mucho mayor que el procedimiento interno del Coordinador, vigente anteriormente, y que se subdivide en declaración de costos variables de mantenimiento, declaración de costos variables no combustibles, y declaración de costos variables de abatimiento, y
 - Declaración de costos de partida y tensión.

Una vez terminada la etapa de declaración, comienza la de verificación, que incluye tres sub-etapas (verificación básica, verificación adicional, y verificación adicional con posibilidad de observaciones del coordinado e informe de consultores externos). Finalmente, sobrevendría eventualmente la etapa de auditorías.

Concluye el Sr. Canales indicando que se encuentra disponible en la página institucional de la Comisión el webinar que se realizó, con abundante información para quienes se interesen en ahondar en mayores detalles, y que el mismo se encuentra disponible para consultas.

- Se abre una etapa de dudas y consultas, donde Laura Contreras, del Gremio de Pequeños y Medianos Generadores, pregunta por el plazo para que el Coordinador haga públicos formatos de declaraciones que incluye la nueva norma, sin que dicho órgano haya publicitado dichos formatos, a lo cual responde el Sr.

Canales que no tiene mayor información de lo comentado, y que se compromete a averiguar dicha información.

4. **Presentación sobre el proyecto de Ley que mejora la competencia y perfecciona el mercado del gas licuado de petróleo.**

- Priscila Rodríguez, Jefa del Departamento de Hidrocarburos de la CNE, expone sobre el proyecto de Ley que mejora la competencia y perfecciona el mercado del gas licuado de petróleo (“GLP”). Comienza señalando el contexto de la presentación de dicho proyecto, el cual tiene su origen en un estudio de la Fiscalía Nacional Económica de 2021, el cual, en relación al mercado de cilindros de GLP, arrojó como conclusión, desde una perspectiva horizontal, una baja intensidad competitiva, con un alto riesgo de coordinación entre los agentes involucrados, y desde una vertical, la existencia de una integración vertical entre los comercializadores mayoristas y minoristas, a través de contratos de exclusividad en la distribución de cilindros, sugiriéndose por la Fiscalía Nacional Económica la desintegración vertical y la prohibición de dichas cláusulas de exclusividad. Agrega que, a raíz de una denuncia por un hecho anticompetitivo, por un eventual acaparamiento de cilindros de gas, dicha Fiscalía, sugirió asimismo, en marzo de 2023, desarrollar un sistema de trazabilidad de los cilindros de GLP y evitar el acaparamiento.

De esta forma, los objetivos del proyecto de ley serían mejorar la competencia en el mercado de distribución de cilindros de GLP, a través de la desintegración vertical de los comercializadores mayoristas y minoristas, y la prohibición de las cláusulas de exclusividad en estos segmentos del mercado. Asimismo, se busca asegurar el acceso abierto del servicio de envasado de cilindros de GLP por parte de los distribuidores minoristas, consagrar legalmente la intercambiabilidad de los cilindros de GLP, establecer un sistema de trazabilidad, que se determine claramente la responsabilidad de los agentes en la cadena de suministro del mercado de GLP, e instaurar un régimen de fiscalización a cargo de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles en colaboración con la Fiscalía Nacional Económica, respecto de materias de libre competencia.

Adicionalmente, el proyecto de ley contiene aspectos tales como la definición clara de los conceptos de distribuidor mayorista y minorista, la creación de un registro público de dichos distribuidores a cargo de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, la prohibición tanto de integración vertical en el mercado de GLP como de actividad simultánea en ambos segmentos con obligación de giro exclusivo, garantizar el mercado abierto para el servicio de envasado de cilindros para distribuidores registrados y la intercambiabilidad de estos entre mayoristas, minoristas, y entre este y el consumidor final, y reglas sobre trazabilidad mediante una plataforma informática y prohibición de su acaparamiento, además de la prohibición de la exigencia de garantías al consumidor final, que excedan el valor comercial del cilindro.

- Se abre una etapa de dudas y consultas, donde ninguno de los presentes se manifiesta interesado.

5. **Presentación del consejero representante de ACENOR**

- Javier Bustos, representante de Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulados – ACENOR, expone sobre la actual situación de los costos de suministro eléctrico. Comienza exponiendo una perspectiva histórica de los costos de suministro, señalando que, desde la integración de los sistemas interconectados, los precios medios de mercado, y dejando de lado el componente inflación de la fórmula, considerando además los costos sistémicos recientemente incorporados, dan como resultado que los costos actualmente son superiores a los del periodo anterior a la interconexión SIC-SING, lo cual resultaría en un perjuicio para la competitividad comercial de los asociados que representa, al resultar el componente energía eléctrica gran parte de sus costos operativos totales.

Bajo este diagnóstico, señala que la regulación ha ido cargando costos sistémicos a los clientes, que no siempre resultan la alternativa más eficiente, trasladando costos consecuencia de decisiones (como localización, tecnología, comercialización, etc.) a agentes de mercado que no deberían asumirlos, y en este

sentido, manifiesta su preocupación por las medidas anunciadas a propósito del proyecto de ley de transición energética, el cual, a su juicio, no incluye medidas que hacer más eficiente el traspaso de dichos costos ni los balancea en forma justa. Agrega datos de un estudio propio, por el cual, para financiar los costos de almacenamiento por baterías de 2 GW totales, con autonomía de al menos 4 horas, sería necesario invertir entre US\$ 2.500 y 3.000 millones, traduciéndose en un cargo aproximado de entre \$3,8 y 4,5 por KWh, y asimismo, en cuanto a los ingresos tarifarios, señala que, tal como se encuentra dispuesto en el proyecto de ley, su implementación inmediata implicaría un alza en el cargo de la transmisión de más de \$2 por KWh, o más. Estos costos, indica son, sin perjuicio de otros que implica la implementación del proyecto de ley, tales como cambios en transmisión, nuevas obras estratégicas o urgentes, más presupuesto para el Coordinador, entre otros, por lo que señala ser preocupante que dicho proyecto de ley redunde en altos costos para el mercado, y cuyos eventuales beneficios resultan inciertos y no han sido correctamente cuantificados.

Por otro lado, indica la preocupación por el constante aumento de los costos producto del precio estabilizado para proyectos PMGD, existiendo una proyección para el próximo año de un costo total anual de entre US\$ 270 y 300 millones, considerando además que dichos proyectos no están sujetos a las reglas de vertimiento sino solo por condiciones de contingencia y seguridad.

Finalmente, concluye indicando que, desde 2020, el precio de la energía eléctrica para clientes industriales ha subido aproximadamente un 80%, mucho más que la inflación, que la tendencia ha sido el aumento de los cargos por transmisión y sistémicos, que se agudizaría con la implementación del proyecto de ley, por lo que, de acuerdo a la experiencia internacional, la tendencia regulatoria sería de distribuir más balanceada y eficientemente estos costos, y no solo entre los clientes finales.

- Se abre una etapa de dudas y consultas, donde Matías Cox, del Gremio de Pequeños y Medianos Generadores - GPM, consulta por un eventual contra argumento al planteamiento invocado por el expositor, en virtud del cual siempre se traspasaría el costo al cliente final, a lo que responde que muchas veces resulta incluso que el traspaso total de los costos al clientes distorsiona la competencia del mercado, ya que muchas veces se pagan costos que financian cargos que no benefician necesariamente al conjunto de los clientes, sino a un segmento, por ejemplo, geográfico.
- Vannia Toro, de la Asociación Chilena de Comercializadores de Energía – ACEN, comenta que los datos dados por el expositor concuerdan con los que maneja, y que al estampillar los cargos se pierde la señal de eficiencia, por ejemplo, por la localización, lo que se exacerbaría con las medidas anunciadas en el proyecto de ley, y que, en relación al almacenamiento por baterías, solo algunos actores tomarían los beneficios de un mercado competitivo, pero no los riesgos.
- Marcela Puntí, de la Asociación Chilena de Energía Solar AG. – ACESOL, consulta al expositor si sus asociados han considerado instalar proyectos de autogeneración, ante el eventual aumento de la capacidad instalada limite para net billing hasta 500 KW, como una medida para mitigar el efecto de las alzas de precios de energía, a lo cual se responde que efectivamente muchos clientes están evaluando dicha medida, pero que dichas iniciativas aumentarían los efectos del problema detectado, ya que dichos grandes clientes dejarían de pagar los costos sistémicos, y no soluciona el problema de fondo, que es que el sistema no puede proveer de precios competitivos de energía.
- Katherine Hoelck, del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas – CIGRE, consulta por el estado de tramitación del proyecto de ley que fomenta participación de las energías renovables (“Ley de Cuotas”), a lo cual el SE responde que no tiene información respecto de su avance, y que la prioridad legislativa sería el proyecto de ley de transición energética.

6. Presentación del consejero representante de ACESOL

- Darío Morales, representante de la Asociación Chilena de Energía Solar AG. - ACESOL, expone sobre el aporte de la generación solar distribuida al mercado eléctrico. Parte comentando el gran aumento de la capacidad instalada de generación eléctrica distribuida en Chile, con datos detallados de su reparto por segmento y zona geográfica, y asimismo, si bien la generación distribuida tiene varios beneficios, se debe contar con una regulación que permita aprovechar adecuadamente dichas ventajas. Agrega que debe considerarse que la generación distribuida tiene mayores costos unitarios, por lo que los beneficios tienen rendimientos decrecientes, y que no es efectivo que es ineficiente, sino que la eficiencia de esta generación va en relación a ciertos márgenes de penetración en el mercado, cabiendo preguntarse si se está en estos niveles óptimos de eficiencia. En este sentido, Chile se encuentra, relativo al promedio mundial, y a mercados como el alemán o australiano, con una marcada concentración de proyectos en el nivel superior de capacidad (mayor a 1.000 KW), de acuerdo a capacidad instalada total de los mismos, lo cual debe tenerse a la vista para la determinación de este nivel óptimo de penetración. En cuanto a esta penetración, existirían tres limitaciones, tales serían los niveles de sobretensión, la capacidad de los transformadores, y la capacidad de los conductores de baja tensión.

Agrega que algunas barreras para el desarrollo del sector de generación de autoconsumo serían la expansión de la distribución, el régimen de remuneración de la distribución, la inconsistencia en las exigencias normativas, la existencia de obligaciones técnicas que incrementan costos de desarrollo, procesos de fiscalización, acceso limitado a mercados y a nuevos modelos de negocio, y la imposibilidad de los clientes libres de realizar inyecciones a la red. Respecto del segmento de PMGD en particular, deben considerarse como barreras las demoras en la construcción de obras de refuerzo por parte de las distribuidoras, la variabilidad de los costos de estudios de conexión, diferencias de criterios entre el nivel central y regional en algunos servicios públicos, la complejidad en la determinación e implementación de los recortes de energía renovables, y la falta de coherencia entre la expansión de la transmisión zonal y la expansión de las redes de distribución.

Finalmente, indica su discrepancia en cuanto al criterio del regulador eléctrico, relativo al rol de la transmisión zonal, ya que las redes de transmisión y distribución deben adaptarse para permitir el flujo de energía ya no de forma tradicional unidireccional, sino multidireccional, sin que, hasta el momento, la Comisión haya considerado mayormente en sus planes de expansión de la transmisión proyectos de transmisión zonal que podrían permitir liberar congestiones de PMGD, amparándose en el tenor del artículo 77 de la LGSE, en virtud de la cual la transmisión zonal está destinada esencialmente (pero no exclusiva, agrega) a la satisfacción del consumo de clientes regulados, lo que postergaría proyectos enfocados en clientes libres y generación distribuida. Concluye señalando la necesidad de implementar mejores políticas sobre generación distribuida, cuyo tratamiento normativo es bastante escaso, en un sector que tiene potencial de mejorar aspectos críticos del sistema eléctrico en su conjunto, como son las congestiones de transmisión.

- Rafael Loyola, de la Asociación Chilena de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas - APEMEC, comenta, en relación a los vertimientos, ya que los PMGD no están sujetos a este fenómeno, y son proyectos de los más caros de mantener para el sistema, cuál sería el óptimo para el sistema en su conjunto, a lo que el expositor responde que hay que hacer un análisis de costos y beneficio de dichos proyectos antes de cuestionar el régimen de precios estabilizados y la falta de vertimientos, y que, en relación a este último, se concentran en la zona norte y en el sur (Temuco hacia el sur), produciéndose principalmente en la mañana por inflexibilidad del parque de generación térmico, y en la tarde por congestiones de transmisión de generación solar, por lo que, al estar concentrados los proyectos PMGD en la zona de Coquimbo y Ñuble, donde el fenómeno del vertimiento es de bajo impacto, resultando evidente que el fenómeno obedece a la imposibilidad de transmitir la energía a los centros de consumo masivo, de forma que los proyectos PMGD producen un efecto de aliviar al menos parcialmente las consecuencias de estas congestiones y vertimientos.

- Matias Cox, del Gremio de Pequeños y Medianos Generadores – GPM, consulta al SE, en relación a la carta enviada por el Coordinador sobre la revisión del de estabilización de los PMGD, si el Ministerio de Energía ha pedido a la Comisión el estudio vinculado a esa carta o si se ha tomado alguna acción, de forma de hacer seguimiento a ello, frente a lo cual el SE responde que no ha pedido formal ni informalmente hacer un desarrollo mayor que lo enviado por el Coordinador.

V. Firma de los asistentes:

N°	Nombre	Asociación/Institución representada	Firma
1	Vannia Toro	Asociación Chilena de Comercializadores de Energía - ACEN	
2	Mauricio Jiliberto	Asociación Chilena de Comercializadores de Energía - ACEN	
3	Darío Morales	Asociación Chilena de Energía Solar AG. - ACESOL	
4	Marcela Puntí	Asociación Chilena de Energía Solar AG. - ACESOL	
5	Felipe Gallardo	Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento - ACERA	
6	Rafael Loyola	Asociación Chilena de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas - APEMEC	
7	Sergio Corvalán	Asociación Chilena de Telecomunicaciones A.G - Chile Telcos	
8	Javier Bustos	Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulados - ACENOR	
9	Daniela Maldonado	Asociación Gremial de Clientes Eléctricos No Regulados - ACENOR	
10	Federico Sobarzo	Colegio de Ingenieros	
11	María Paz de la Cruz	Colegio de Ingenieros	
12	Katherine Hoelck	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas - CIGRE	
13	Andrés Vincent	Empresas Eléctricas	
14	Francisca Pedraza	Empresas Eléctricas	
15	Patricio Molina	Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas - FENACOPEL	
16	Teresa Vargas	Generadoras de Chile	

17	Matías Cox	Gremio de Pequeños y Medianos Generadores - GPM	
18	Laura Contreras	Gremio de Pequeños y Medianos Generadores - GPM	
19	Jorge Candia	Transmisoras de Chile	